

COMUNE DI

FERRANDINA E POMARICO (MT)

PROGETTO

Progetto relativo alla costruzione e l'esercizio di un impianto fotovoltaico, denominato "FERRANDINA\_FV", avente potenza nominale di 48 MWp, potenza in immissione richiesta 41,28 MW, e relative opere di connessione alla rete elettrica nazionale



ELABORATO

RELAZIONE TECNICO-DESCRITTIVA

IDENTIFICAZIONE ELABORATO

LIV. PROG.	TIPO DOC.	COD. DOC.	CODICE PROGETTO	CODICE ELABORATO	DATA	SCALA
PD	REL	01	FERRANDINA_FV	FERRANDINA_FV.REL.VIA2_RTD	11/23	---

REVISIONI

REV	DATA	AUTORE	DESCRIZIONE	VERIFICATO	APPROVATO
1.0	11/23	ESA2PRO	Relazione Tecnico-Descrittiva	ESA2PRO	ESA2PRO

PROGETTAZIONE

**ESA2PRO S.r.l.**  
Ing. Angela Lancellotti

GRUPPO DI LAVORO

Dott. Ing. Angela Lancellotti  
Via Oscar Romero n.19, 85100 - Potenza - (PZ)  
E-mail: angela.lancellotti@ingpec.eu  
Cell: 320 868 3387

SPAZIO RISERVATO AGLI ENTI

(TIMBRO E FIRMA PER BENESTARE)

RICHIEDENTE

Ferrandina Fotovoltaico S.r.l.  
Via Battisti, n.115, 73054, Presicce - Acquarica (LE)

# RELAZIONE TECNICO-DESCRITTIVA

**OGGETTO:** Impianto Fotovoltaico "Ferrandina\_FV" – Ferrandina - (MT)

**PROPONENTE:** Ferrandina Fotovoltaico S.r.l.

**IL TECNICO:** Ing. Lancellotti Angela

Nome File: FERRANDINA_FV.REL.VIA2_RTD					
REV.	DATE	DESCRIPTION	PREPARED	VERIFIED	APPROVED
00	30/11/2023	Prima Redazione del Documento	A. LANCELOTTI	A. LANCELOTTI	A. LANCELOTTI

**SOMMARIO**

<b>1. PREMESSA.....</b>	<b>5</b>
<b>2. DATI PROPONENTE.....</b>	<b>5</b>
<b>3. NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO .....</b>	<b>6</b>
<b>4. LOCALIZZAZIONE SITO .....</b>	<b>8</b>
4.1 Disponibilità delle aree e stato “ante-operam” .....	9
<b>5. COERENZA DELLE POSSIBILI SOLUZIONI PROGETTUALI RISPETTO ALLA PIANIFICAZIONE, VINCOLI E TUTELE .....</b>	<b>10</b>
<b>5.1 Coerenza rispetto alla pianificazione regionale.....</b>	<b>10</b>
5.1.1 Piano Paesaggistico Regionale (PPR) .....	10
5.1.1.1 Beni culturali ai sensi degli Artt.10 e 45 del D.Lgs. 42/2004 e ss.mm.ii. ....	11
5.1.1.2 Beni paesaggistici e aree tutelate ai sensi degli Artt.136 e 142 del D.lgs. 42/2004 e ss.mm.ii. ....	13
5.1.1.3 Ulteriori contesti paesaggistici ai sensi dell’Art. 143, co. 1, lett. e) del D.lgs. 42/2004 e ss.mm.ii.....	15
<b>6. ELENCO DELLE OPERE DA REALIZZARE .....</b>	<b>16</b>
<b>7. ATTIVITA’ LEGATE ALLA REALIZZAZIONE DEL PARCO FOTOVOLTAICO.....</b>	<b>17</b>
7.1 Progettazione, servizi di ingegneria e project management .....	17
7.2 Fornitura materiali .....	17
7.3 Montaggi e posa in opera dei componenti.....	17
7.4 Servizi durante l’operatività dell’impianto fotovoltaico .....	18
<b>8. DESCRIZIONE DELL’IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....</b>	<b>19</b>
8.1 Struttura e layout dell’impianto fotovoltaico.....	19
8.2 Schema elettrico generale .....	19
8.3 Cenni tecnici sui componenti.....	20
8.3.1 La cella fotovoltaica .....	20
8.3.2 Il modulo fotovoltaico .....	20
8.3.3 Gli inverter e i trasformatori.....	24
8.3.3.1 Inverter.....	24
8.3.3.2 Trasformatori.....	27
8.3.4 Strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici.....	30
<b>9. MISURE DI MITIGAZIONE.....</b>	<b>32</b>
9.1 Misure di mitigazione paesaggistica e fascia ecotonale.....	32
9.2 Misure di mitigazione per la fauna .....	32
<b>10. CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA.....</b>	<b>34</b>
10.1 Connessione alla rete.....	34
10.2 Opere di collegamento elettrodotto in MT interrato .....	34
10.3 Opere di collegamento elettrodotto in MT aereo .....	38
10.4 Stazione Elettrica di Utente (SEU) .....	39
10.5 Opere di collegamento elettrodotto in AT interrato .....	40

<b>11. CAMPI MAGNETICI LUNGO I CAVIDOTTI A 30/150 KV.....</b>	<b>42</b>
<b>12. OPERAZIONI DI COSTRUZIONE.....</b>	<b>43</b>
12.1 Strade d’accesso e viabilità di servizio.....	43
12.2 Recinzione e cancelli .....	43
12.3 Trincee cavi e platee di fondazione cabine .....	43
12.4 Fondazioni dei pannelli fotovoltaici .....	44
12.5 Assemblaggio delle strutture di sostegno e dei moduli fotovoltaici.....	44
12.6 Assemblaggio quadri di campo e dispositivi di misura .....	44
12.6.1 Quadro servizi ausiliari .....	44
12.6.2 Dispositivi di misura.....	45
12.7 Cavidotti interni all’impianto fotovoltaico.....	45
12.7.1 Conduttori DC (lato BT) .....	45
12.7.2 Conduttori CA (lato BT) .....	45
12.8 Cavidotto esterno all’impianto fotovoltaico (evacuazione energia in media tensione) .....	46
12.9 Modalità e tipologie di posa.....	46
<b>13. IMPIANTO DI TERRA.....</b>	<b>48</b>
13.1 Impianto di terra dell’impianto fotovoltaico .....	48
13.2 Impianto di terra cabina di raccolta.....	48
13.3 Impianto di terra stazione di trasformazione 30/150 kV .....	48
<b>14. OPERE CIVILI.....</b>	<b>50</b>
14.1 Attrezzature impiegabili e uomini .....	51
14.2 Impianti idrici, fognari e di regimentazione delle acque meteoriche.....	51
14.3 Impianto di videosorveglianza .....	52
14.4 Impianto di illuminazione .....	52
<b>15. RISOLUZIONE DELLE INTERFERENZE.....</b>	<b>53</b>
15.1 Incrocio fra cavo TLC e cavo elettrico o tubazione metallica con protezione catodica .....	54
15.1.1 TIPO 1: QUOTA B > 30 cm.....	54
15.1.2 TIPO 2: QUOTA B < 30 cm.....	54
15.2 Parallelismo fra cavo TLC e cavo elettrico o tubazione metallica con protezione catodica .....	55
15.3 Incrocio tra cavi di energia e tubazioni metalliche interrate .....	55
15.4 Parallelismi tra cavi di energia e tubazioni metalliche interrate.....	56
15.5 Incrocio con linee elettriche aeree .....	56
15.6 Incroci e parallelismi con rete ferroviaria .....	57
15.7 Incroci e parallelismi tra cavi di energia in tubazione e tubazioni di gas con densità non superiore a 0,8 non drenate con pressione massima di esercizio maggiore e minore di 5 bar .....	58
<b>16. PROVE, COLLAUDI E MESSA IN SERVIZIO .....</b>	<b>61</b>
16.1 Collaudo componenti e soggetti collaudatori .....	61



16.1	Prove di accettazione e messa in servizio .....	61
<b>17.</b>	<b>PROGETTO DI RIPRISTINO.....</b>	<b>62</b>
17.1	Opere previste di decommissioning (smantellamenti).....	62
17.2	Smaltimento singoli componenti.....	62
<b>18.</b>	<b>BENEFICI AMBIENTALI E SOCIO ECONOMICI .....</b>	<b>64</b>
18.1	Emissioni evitate.....	64
18.2	Sviluppo socio-economico.....	64
18.3	Gestione impianto .....	64
<b>19.</b>	<b>INDICE DELLE FIGURE.....</b>	<b>66</b>
<b>20.</b>	<b>INDICE DELLE TABELLE .....</b>	<b>68</b>

## 1. Premessa

Il presente progetto ha come obiettivo la realizzazione di un impianto fotovoltaico denominato "**FERRANDINA\_FV**" destinato alla produzione di energia elettrica da fonte solare tramite l'impiego di moduli fotovoltaici, e delle relative opere di connessione alla Rete Elettrica Nazionale. L'impianto, avente potenza nominale pari a 48 MWp e potenza in immissione pari a **41,28 MW**, si realizzerà nei Comuni di Ferrandina (MT) e di Pomarico (MT), in Località "Mass. Castelluccia" - "Mass. Fiorentina".

Il progetto, proposto dalla società **FERRANDINA FOTOVOLTAICO S.r.l.**, si inserisce nel quadro generale della riconversione degli impianti per la produzione di energia elettrica da fonte fossile in favore degli impianti da fonte rinnovabili, in grado di produrre energia a prezzo concorrenziale senza l'utilizzo di materie prima di origine fossile.

È ormai evidente come il clima negli ultimi anni ha subito un forte cambiamento con il verificarsi in maniera sempre più frequente eventi climatici estremi e di notevole intensità come alluvioni, uragani, scioglimento dei ghiacciai sulle montagne e quello dei ghiacciai delle calotte polari con la deriva di iceberg dell'estensione di centinaia di chilometri quadrati.

Con gli accordi sanciti dal Protocollo internazionale di Kyoto del 1997 e dal Libro Bianco italiano scaturito dalla Conferenza Nazionale Energia e Ambiente del 1998, l'Italia si è dotata di un piano Energetico Nazionale 2030, con l'obiettivo di raggiungere attraverso le energie rinnovabili l'indipendenza dalle materie prime di origine fossile provenienti dall'estero.

Questa nuova opportunità può contribuire a incrementare l'occupazione sul territorio con la creazione di migliaia di posti di lavoro e migliorare il tenore di vita e il reddito nelle regioni più svantaggiate e contribuire a conseguire una maggiore coesione economica e sociale.

In tale contesto lo sfruttamento dell'energia solare da fonte fotovoltaica, costituisce una valida risposta alle esigenze economiche ed ambientali sopra esposte.

## 2. Dati proponente

La società **FERRANDINA FOTOVOLTAICO S.r.l.** con sede legale a **Presicce-Acquatica** (LE) in Via Battisti, 115 CAP 73054, - iscritta presso la CCIAA di Lecce al REA **LE-349697**, codice fiscale e partita iva **05203880751** nella persona del suo rappresentante Sig.ra **Dorelli Iole**, risulta soggetto Proponente di una iniziativa finalizzata alla realizzazione e messa in esercizio di un progetto Fotovoltaico denominato "**FERRANDINA\_FV**".

La società ha per oggetto le seguenti attività:

- l'esecuzione di opere edili per la costruzione, ristrutturazione e restauro di edifici di ogni genere, sia pubblici che privati;
- l'acquisto, la vendita, la gestione e locazione di immobili civili, turistico ricettivi, industriali e commerciali;
- la costruzione e gestione di centrali di generazione, cogenerazione e trigenerazione per la produzione di energia elettrica, calore e freddo, da fonti rinnovabili e, conseguentemente la connessa commercializzazione di fonti rinnovabili, nel rispetto della vigente normativa in materia e previo conseguimento di ogni debita autorizzazione o concessione amministrativa, laddove per legge richiesta;
- progettazione, realizzazione, gestione e manutenzione di impianti fotovoltaici, eolici e idroelettrici.

La società potrà svolgere inoltre ogni e qualsiasi attività complementare, affine o comunque connessa con le precedenti.

La società potrà inoltre compiere, per il raggiungimento dello scopo sociale, tutte le operazioni commerciali, industriali, finanziarie, mobiliari e immobiliari necessarie e strettamente connesse al conseguimento dell'oggetto sociale; potrà pertanto assumere interessenze, quote e partecipazioni, anche azionarie, in altre società, imprese, enti, istituti, associazioni ed organismi anche consortili in qualsiasi forma costituiti, aventi scopi affini indirettamente.

Inoltre, la società può avvalersi di tutte le agevolazioni fiscali, finanziarie e di ogni altro genere, stabilite per le società che creino nuove iniziative produttive nel mezzogiorno d'Italia previste dalla legislazione vigente e da quella a venire.

### 3. Normativa tecnica di riferimento

- DM 37/08 "Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici".
- Legge 186/68 disposizione concernente la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici.
- D.lgs. n. 81/08 Testo Unico della sicurezza.
- Decreto del 19 Febbraio 2007 "Disposizioni in materia di detrazioni per le spese di riqualificazione energetica del patrimonio edilizio esistente, ai sensi dell'articolo 1, comma 349, della legge 27 dicembre 2006, n. 296". Gli impianti fotovoltaici e i relativi componenti, le cui tipologie sono contemplate nel presente decreto, devono rispettare, ove di pertinenza, le prescrizioni contenute nelle seguenti norme tecniche, comprese eventuali varianti, aggiornamenti ed estensioni emanate successivamente dagli organismi di normazione citati:
  - CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
  - CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
  - CEI 0-3: Guida per la compilazione della dichiarazione di conformità e relativi allegati per la legge n. 46/1990;
  - UNI 10349: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici;
  - CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione degli utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica
  - CEI EN 60904-1(CEI 82-1): Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente;
  - CEI EN 60904-2 (CEI 82-2): Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento;
  - CEI EN 60904-3 (CEI 82-3): Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento; CEI EN 61727 (CEI 82-9): Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;
  - CEI EN 61215 (CEI 82-8): Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
  - CEI EN 61646 (82-12): Moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo;
  - CEI EN 50380 (CEI 82-22): Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici;
  - CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione;
  - CEI EN 62093 (CEI 82-24): Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali;
  - CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31): Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso  $I_n = 16$  A per fase);
  - CEI EN 60555-1 (CEI 77-2): Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni;
- CEI EN 60439 (CEI 17-13): Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT); serie composta da:
  - CEI EN 60439-1 (CEI 17-13/1): Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS);
  - CEI EN 60439-2 (CEI 17-13/2): Prescrizioni particolari per i condotti sbarre;
  - CEI EN 60439-3 (CEI 17-13/3): Prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso - Quadri di distribuzione (ASD);
- CEI EN 60445 (CEI 16-2): Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;
- CEI EN 60529 (CEI 70-1): Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata;
- CEI 11-17 Impianti di produzione trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica- Linee in cavo
- CEI 20-13 Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1-30 kV

## Impianto Fotovoltaico "Ferrandina\_FV" – Ferrandina - (MT)

- CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI EN 62305 (CEI 81-10): Protezione contro i fulmini; serie composta da:
  - CEI EN 62305-1 (CEI 81-10/1): Principi generali;
  - CEI EN 62305-2 (CEI 81-10/2): Valutazione del rischio;
  - CEI EN 62305-3 (CEI 81-10/3): Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone;
  - CEI EN 62305-4 (CEI 81-10/4): Impianti elettrici ed elettronici interni alle strutture;
- CEI 81-3: Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;
- CEI EN 61724 (CEI 82-15): Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici – Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
- CEI 13-4: Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica;
- CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2);
- EN 50470-1 ed EN 50470-3 in corso di recepimento nazionale presso CEI;
- CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3);
- CEI 64-8, parte 7, sezione 712: Sistemi fotovoltaici solari (PV) di alimentazione;
- CEI IEC 62271-200 Organi di manovra e apparecchiature di controllo in involucro metallico da 1 kV a 52 kV compreso;
- CEI IEC 62271-100 high-voltage switchgear and controlgear alternating-current circuit-breakers;
- CEI EN 60694;
- CEI EN 62271-106 interruttore di manovra-sezionatori;
- CEI EN 62271-103 sezionatori e sezionatori di terra;
- CEI EN 62271-105 trasformatori di corrente.

#### 4. Localizzazione sito

Dalla verifica condotta attraverso il **Piano Territoriale Consortile (PTC)**, il quale risulta essere lo strumento urbanistico vigente nelle aree oggetto di intervento, si evince che tutti i terreni oggetto di intervento sono a **destinazione d'uso industriale**.

La superficie totale dell'intervento è pari a circa **77,19** ha. Di questa quella recintata ed utilizzata per l'installazione dei moduli fotovoltaici è circa **500.000 m<sup>2</sup> (50,00 ha)** le restanti aree saranno destinate alle fasce di rispetto.

L'area impianto risulta essere distante dai centri abitati collocandosi ad una distanza di circa **6,3** km dal Comune di **Ferrandina**, **6,6** km dal Comune di **Pomarico**.

L'area è servita dalla Strada Provinciale Pomarico-Pisticci Scalo, dalla Strada Provinciale Ferrandina-Macchia, dalla SS407 Basentana e dalla viabilità locale ed interpodereale. Di seguito si riportano le coordinate geografiche e l'ubicazione:

- Latitudine: 40.453250°N
- Longitudine: 16.535086°E
- Altitudine: 54 m s.l.m.

Le opere, così come descritte negli elaborati progettuali, sono:

- **Opera 1:** Generatore fotovoltaico;
- **Opera 2:** Elettrodotti in MT a 30 kV interrati;
- **Opera 3:** Elettrodotto in MT a 30 kV aereo;
- **Opera 4:** Stazione Elettrica di Utente ("SEU");
- **Opera 5:** Elettrodotto interrato in AT a 150 kV per il collegamento della SEU a una nuova Stazione Elettrica ("SE").

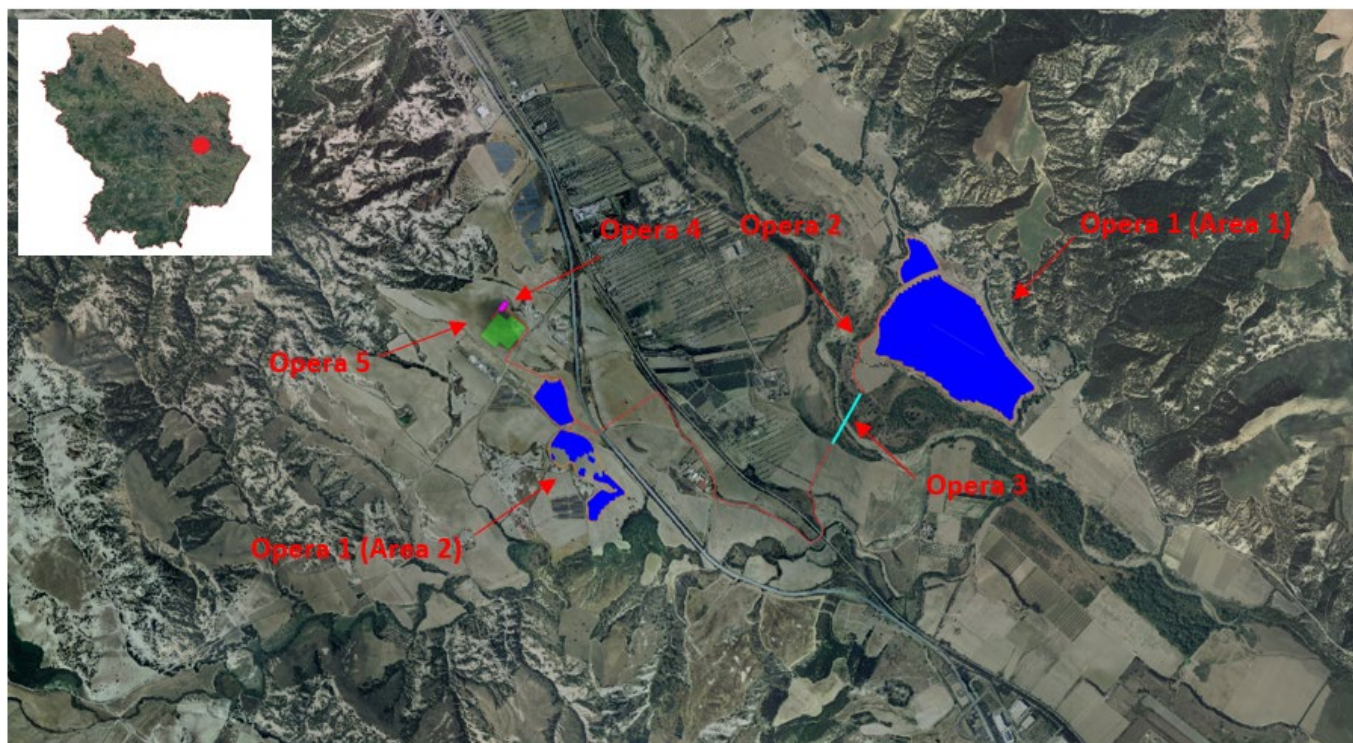


Figura 1: Localizzazione dell'impianto su base Ortofoto

## Impianto Fotovoltaico "Ferrandina\_FV" – Ferrandina - (MT)

Nella Tabella sono riassunti i dati di progetto relativi all'ubicazione dell'impianto (attraverso coordinate geografiche identificative del suo punto baricentrico), nonché l'estensione dell'area su cui ricade l'intervento.

Denominazione impianto	FERRANDINA_FV
Regione	Basilicata
Provincia	Matera
Comune	Ferrandina, Pomarico
Area interessata dall'intervento	50,00 ha
Longitudine	16.535086°E
Latitudine	40.453250°N
Elevazione	54 m s.l.m.

*Tabella 1: Dati geografici di progetto*

### 4.1 Disponibilità delle aree e stato "ante-operam"

Si precisa che le particelle su cui ricadrà l'impianto fotovoltaico in oggetto sono nella disponibilità della società, con contratti preliminari compravendita.

Nella seguente tabella vengono riportati i dati catastali relativi alle aree di intervento:

FOGLI E PARTICELLE CATASTALI INTERESSATE DAL PROGETTO		
<b>Area impianto</b>		
<b>COMUNE</b>	<b>FOGLIO DI MAPPA</b>	<b>PARTICELLE</b>
Pomarico (MT)	55	21-32-38-43-88-91-92-93
Ferrandina (MT)	82	21-339-760 (ex 347)-350-761 (ex 362)
<b>Area Stazione Elettrica di Utente (SEU)</b>		
<b>COMUNE</b>	<b>FOGLIO DI MAPPA</b>	<b>PARTICELLE</b>
Ferrandina (MT)	72	38
<b>Elettrodotti in MT A 30 kV interrati</b>		
<b>COMUNE</b>	<b>FOGLIO DI MAPPA</b>	<b>PARTICELLE</b>
Pomarico (MT)	55	21-43
Ferrandina (MT)	82	SC Senza Nome-Strada Provinciale Val Basento-Strada Statale 407 Basentana-Contrada Piano del Buono-21-25-26-67-79-83-84-85-88-101-102-155-209-213-336-337-338-339-760 (ex 347)-350-761 (ex 362)-469
Ferrandina (MT)	72	38-118
<b>Elettrodotto aereo in MT a 30 kV</b>		
<b>COMUNE</b>	<b>FOGLIO DI MAPPA</b>	<b>PARTICELLE</b>
Pomarico (MT)		Fiume Basento
<b>Elettrodotto interrato in AT a 150 kV per il collegamento della SEU a una nuova Stazione Elettrica</b>		
<b>COMUNE</b>	<b>FOGLIO DI MAPPA</b>	<b>PARTICELLE</b>
Ferrandina (MT)	72	38

*Tabella 2: Dati catastali di progetto*

Si specifica che per quanto riguarda le particelle interessate dagli interventi in progetto, che non sono riconducibili ad alcuna proprietà privata, in fase successiva verrà inoltrata opportuna richiesta di esproprio. Qualora questo non fosse attuabile, le opere che interessano tali particelle verranno posizionate nelle particelle di proprietà privata più prossime alla localizzazione inizialmente definita.



## 5. Coerenza delle possibili soluzioni progettuali rispetto alla pianificazione, vincoli e tutele

Con riferimento alle analisi territoriali che hanno portato alla definizione del corridoio ambientale e della fascia di fattibilità del progetto, descritti meglio negli elaborati di progetto allegati al SIA, si è già dimostrato come i criteri di base abbiano tenuto conto dei vincoli e dei condizionamenti definiti dai principali piani sovraordinati. Nel presente paragrafo, con riferimento ai contenuti previsti dal punto 2.1.3 delle Linee Guida SNPA, si illustra la conformità delle soluzioni progettuali oggetto dello Studio di Impatto Ambientale rispetto alla pianificazione territoriale ed al sistema dei vincoli e delle tutele insistenti sulle aree oggetto di intervento.

### 5.1 Coerenza rispetto alla pianificazione regionale

#### 5.1.1 Piano Paesaggistico Regionale (PPR)

La Legge regionale 11 agosto 1999, n. 23 "Tutela, governo ed uso del territorio" stabilisce all'Art. 12 bis che *"la Regione, ai fini dell'art. 145 del D. Lgs. n. 42/2004, redige il Piano Paesaggistico Regionale quale unico strumento di tutela, governo ed uso del territorio della Basilicata sulla base di quanto stabilito nell'Intesa sottoscritta da Regione, Ministero dei Beni e delle attività Culturali e del Turismo e Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare"*.

Ad oggi il Piano non è stato definito, essendo in fase di redazione sulla base della Convenzione Europea del Paesaggio (Legge 9 gennaio 2006, n. 14), del Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio (D. Lgs. n. 42/2004 e ss.mm.ii.) e della Legge Urbanistica Regionale (L.R. n. 23/99 e ss.mm.ii.), e pertanto non è dotato di Norme Tecniche di Attuazione.

Tra il mese di aprile 2017 ed il mese di febbraio 2019, sono state eseguite attività di ricognizione, delimitazione e rappresentazione dei beni culturali e paesaggistici, i cui dati georiferiti sono stati messi a disposizione sul geoportale della Regione Basilicata tramite servizi WMS e/o download degli shapefiles. L'attività è tutt'ora in corso, infatti, periodicamente vengono pubblicati aggiornamenti ed integrazione dei dati messi a disposizione.

Le aree sottoposte a tutela dal PPR si dividono in:

- beni culturali, ai sensi degli Art.10 e 45 del D.lgs. 42/2004 e ss.mm.ii.;
- beni paesaggistici e aree tutelate per legge, ai sensi degli Art.136 e 142 del D.lgs. 42/2004 e ss.mm.ii.;
- ulteriori contesti paesaggistici ai sensi dell'Art. 143, comma 1, lett. e) del D.lgs. 42/2004 e ss.mm.ii.

In coerenza con il Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio (D. Lgs. n. 42/2004 art.135 co. 2), secondo il quale *"I piani paesaggistici, con riferimento al territorio considerato, ne riconoscono gli aspetti e i caratteri peculiari, nonché le caratteristiche paesaggistiche, e ne delimitano i relativi ambiti"*, la Regione Basilicata ha suddiviso l'intero territorio regionale in 8 ambiti paesaggistici, identificati nella Carta dei Sistemi Integrati di Paesaggio. I nomi di ciascuno di tali ambiti sono stati identificati in modo tale da richiamare immediatamente la morfologia, la connotazione geografica e l'identità fisica e culturale del territorio interessato.

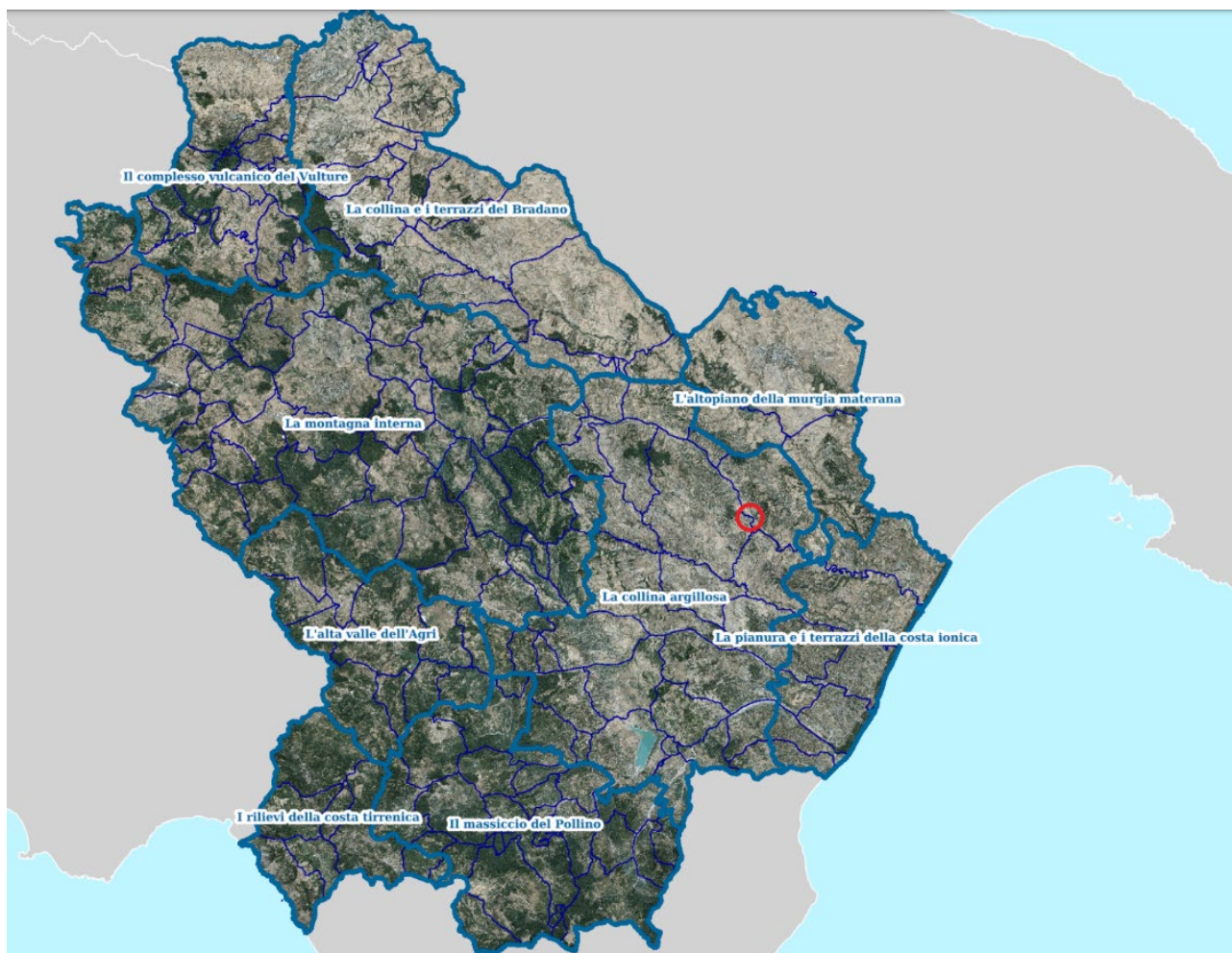


Figura 2: PPR Basilicata – Ambiti Paesaggistici

Nello specifico gli interventi in progetto ricadono nell'ambito paesaggistico:

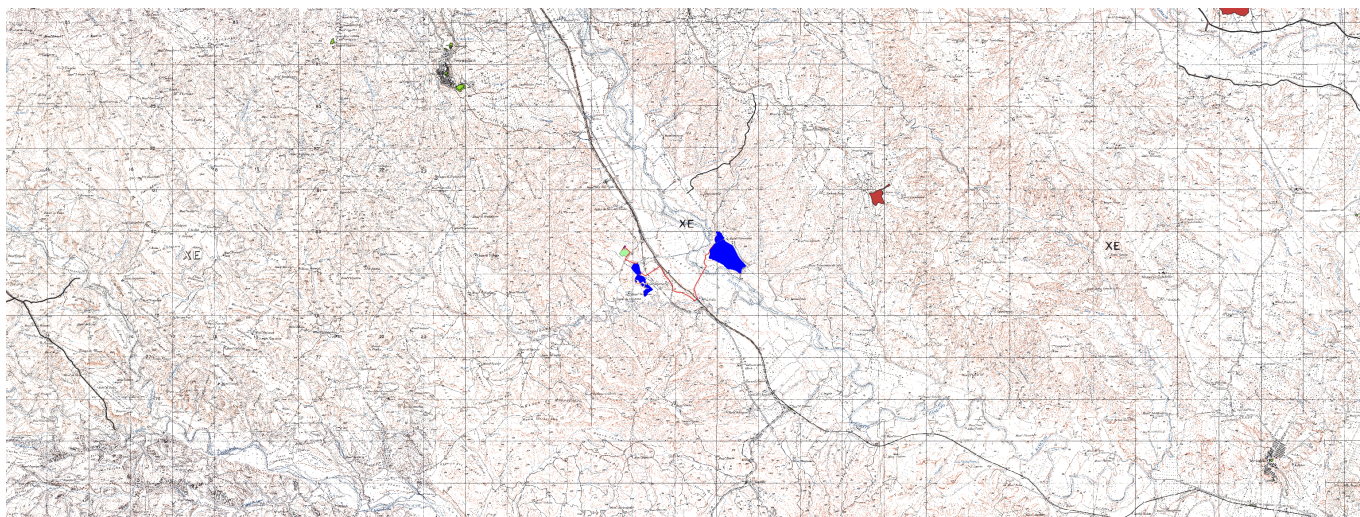
- La collina argillosa.

#### 5.1.1.1 Beni culturali ai sensi degli Artt.10 e 45 del D.Lgs. 42/2004 e ss.mm.ii.

Ai sensi dell'Art. 10 del D. Lgs. n. 42/2004 e ss.mm.ii., sono Beni Culturali *"le cose immobili e mobili che presentano interesse artistico, storico, archeologico o etnoantropologico"*.

Di seguito, si riportano le eventuali interferenze delle opere in esame con i Beni culturali tutelati ai sensi degli Artt.10 e 45 del D.Lgs. 42/2004 e ss.mm.ii.

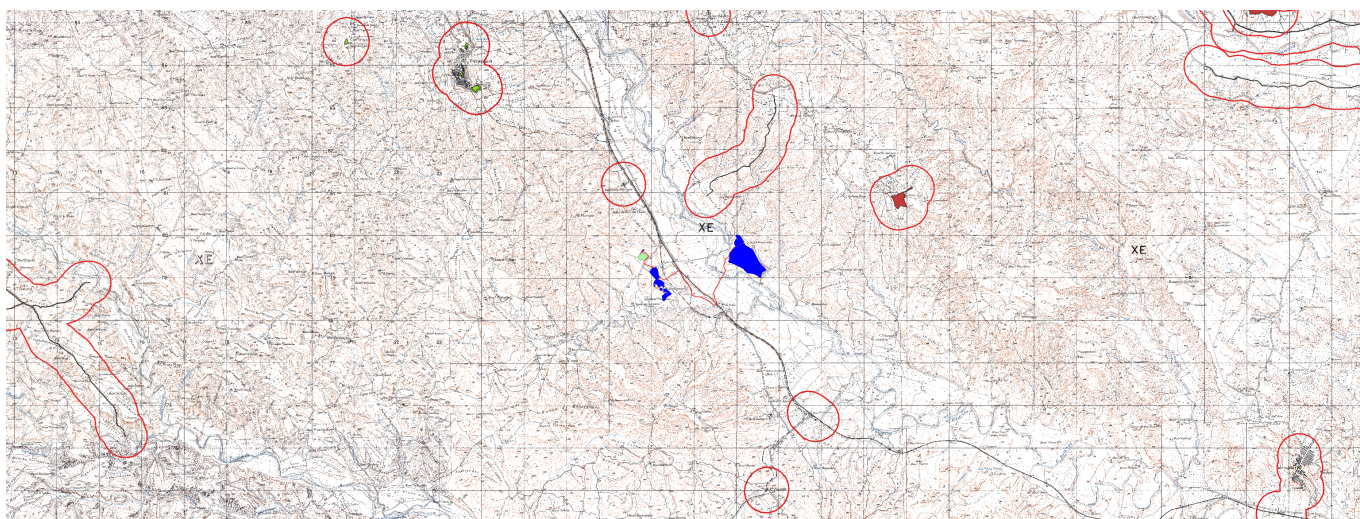




*Figura 3: PPR Basilicata – Beni culturali ai sensi degli Artt.10 e 45 del D.Lgs. 42/2004 e ss.mm.ii.*

Inoltre, con riferimento all'individuazione delle aree idonee all'installazione degli impianti a fonti rinnovabili, e quindi all'Art.47, comma 1, lett. a) 2.1, del D.L. 24 febbraio 2023 n. 13 "Disposizioni urgenti per l'attuazione del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) e del Piano Nazionale degli investimenti complementari al PNRR (PNC), nonché per l'attuazione delle politiche di coesione e della politica agricola comune", convertito con modificazioni dalla L. 21 aprile 2023, n. 41 (in G.U. 21/04/2023, n. 94), relativamente alle "Disposizioni in materia di installazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili", ad integrazione e modifica dell'Art. 20, comma 8, del D.Lgs. 8 novembre 2021, n. 199, che modifica la lettera c-quater), espressamente «fatto salvo quanto previsto alle lettere a), b), c), c-bis) e c-ter), le aree che non sono ricomprese nel perimetro dei beni sottoposti a tutela ai sensi del decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, né ricadono nella fascia di rispetto dei beni sottoposti a tutela ai sensi della parte seconda oppure dell'articolo 136 del medesimo decreto legislativo. Ai soli fini della presente lettera, la fascia di rispetto è determinata considerando una distanza dal perimetro di beni sottoposti a tutela di tre chilometri per gli impianti eolici e di cinquecento metri per gli impianti fotovoltaici», viene dunque definita una fascia di rispetto dai beni culturali di cui al sopracitato articolo che, nella fattispecie del caso in esame, consiste in 500 m dai beni culturali di cui all'Art. 136 o Parte II del D.Lgs. 42/2004 e ss.mm.ii.

Nella figura sottostante, in rosso, sono individuate le fasce di rispetto dai beni culturali della Parte II del D.Lgs. 42/2004 e ss.mm.ii., così come stabilite dal sopracitato Art. 47 D.L. 13/2023: le opere in esame NON interferiscono con tali buffer.



*Figura 4: Fascia di rispetto dei beni sottoposti a tutela ai sensi della Parte II del D.Lgs. 42/2004 (Art. 47 D.L. 13/2023)*



## Impianto Fotovoltaico "Ferrandina\_FV" – Ferrandina - (MT)

BENI CULTURALI AI SENSI DEGLI ART.10 E 45 DEL D.LGS. 42/2004 e ss.mm.ii.						
	Codice Paesaggio	OPERA 1	OPERA 2	OPERA 3	OPERA 4	OPERA 5
Beni monumentali (Buffer 500 m - Art. 47 D.L. 13/2023)	Art. 10, co. 3, lett. a)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Parchi e Viali della Rimembranza (Buffer 500 m - Art. 47 D.L. 13/2023)	Art. 10, co. 4, lett. f)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Beni archeologici – Aree (Buffer 500 m - Art. 47 D.L. 13/2023)	Art. 10, co. 4, lett. a)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Beni archeologici – Tratturi (Buffer 500 m - Art. 47 D.L. 13/2023)	Art. 10, co. 4, lett. l)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

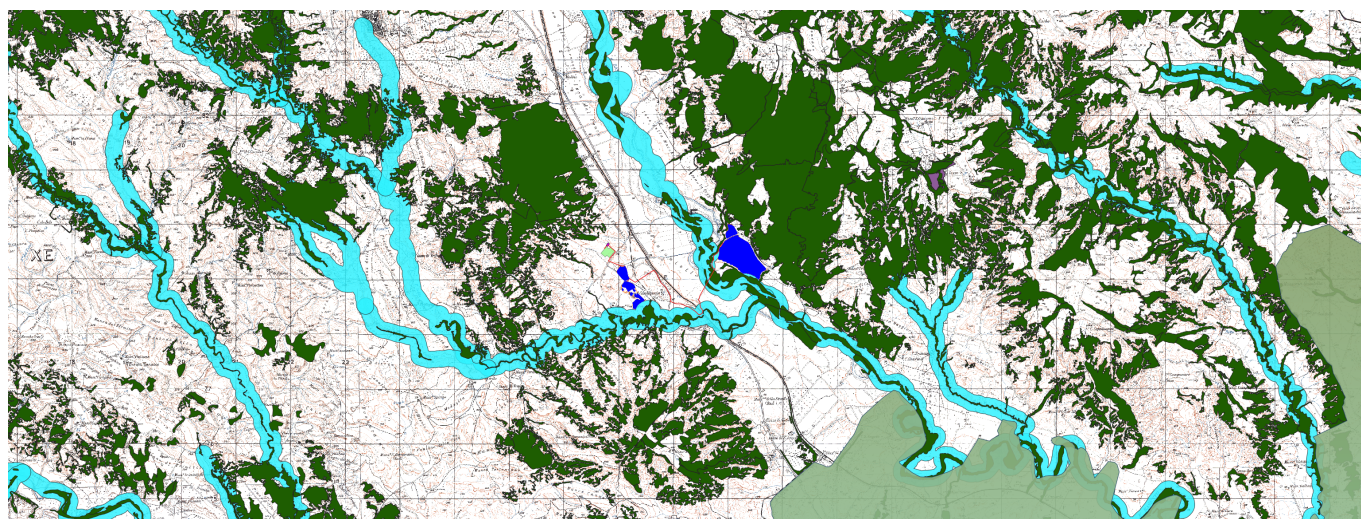
*Tabella 3: Tabella di sintesi interferenze con Beni culturali ai sensi degli Art.10 e 45 del D.Lgs. 42/2004 e ss.mm.ii.*

Le aree di impianto Opera 1, Opera 2, Opera 3, Opera 4 e Opera 5 sono prive di vincoli legati ai Beni culturali tutelati ai sensi degli Artt. 10 e 45 del D.Lgs. 42/2004 e ss.mm.ii.

### 5.1.1.2 Beni paesaggistici e aree tutelate ai sensi degli Artt.136 e 142 del D.lgs. 42/2004 e ss.mm.ii.

Ai sensi dell'Art. 134 del D. Lgs. n. 42/2004 e ss.mm.ii., sono Beni Paesaggistici "gli immobili e le aree indicate all'articolo 136, costituente espressione dei valori storici, culturali, naturali, morfologici ed estetici del territorio, e gli altri beni individuati dalla legge o in base alla legge". Sono altresì definiti Beni Paesaggistici "le aree di cui all' Art. 142 e gli ulteriori immobili ad aree specificatamente individuati a termini dell'Art. 136 e sottoposti a tutela dai piani paesaggistici previsti dagli artt. 143 e 156".

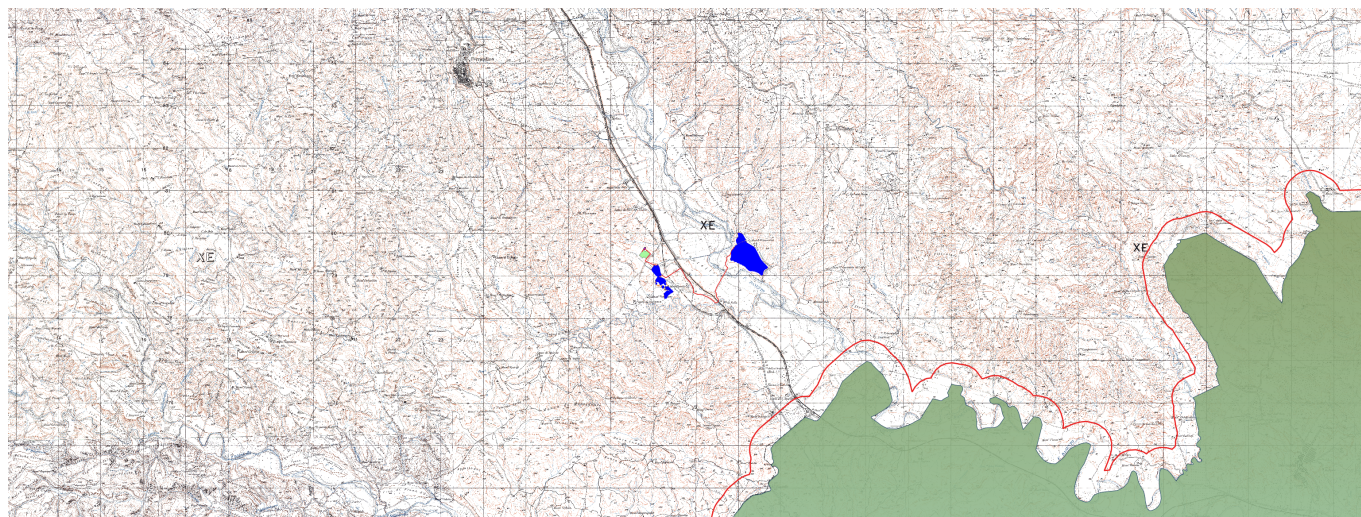
Di seguito, si riportano le eventuali interferenze delle opere in esame con i Beni paesaggistici e le aree tutelate ai sensi degli Artt.136 e 142 del D.Lgs. 42/2004 e ss.mm.ii.



*Figura 5: PPR Basilicata – Beni paesaggistici e aree tutelate per legge ai sensi degli Artt.136 e 142 del D.lgs. 42/2004 e ss.mm.ii.*

Nella figura sottostante, in rosso, sono individuate le fasce di rispetto dai beni culturali di cui all'Art. 136 del D.Lgs. 42/2004 e ss.mm.ii., così come stabilite dal sopracitato Art. 47 D.L. 13/2023: le opere in esame NON interferiscono con tali buffer.

## Impianto Fotovoltaico "Ferrandina\_FV" – Ferrandina - (MT)



*Figura 6: Fascia di rispetto dei beni sottoposti a tutela ai sensi dell'Art. 136 del D.Lgs. 42/2004 (Art. 47 D.L. 13/2023)*

BENI PAESAGGISTICI E AREE TULATE AI SENTI DEGLI ART.136 E 142 DEL D.LGS. 42/2004 e ss.mm.ii.						
	Codice Paesaggio	OPERA 1	OPERA 2	OPERA 3	OPERA 4	OPERA 5
Immobili ed aree di notevole interesse pubblico (Buffer 500 m - Art. 47 D.L. 13/2023)	Art. 136, co. 1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Territori costieri (Buffer 300 m)	Art. 142, co. 1, lett. a)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Laghi ed invasi artificiali (Buffer 300 m)	Art. 142, co. 1, lett. b)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Fiumi, torrenti e corsi d'acqua (Buffer 150 m)	Art. 142, co. 1, lett. c)	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Montagne eccedenti 1200 m s.l.m.	Art. 142, co. 1, lett. d)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Parchi e riserve nazionali e/o regionali	Art. 142, co. 1, lett. f)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Territori coperti da boschi e foreste	Art. 142, co. 1, lett. g)	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Zone umide	Art. 142, co. 1, lett. i)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Vulcani	Art. 142, co. 1, lett. l)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Zone di interesse archeologico	Art. 142, co. 1, lett. m)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

*Tabella 5: Tabella di sintesi interferenze con Beni paesaggistici e aree tutelate per legge ai sensi degli Art.136 e 142 del D.lgs. 42/2004 e ss.mm.ii.*

Le aree di impianto delle Opere 1, 4 e 5 sono prive di vincoli legati ai Beni paesaggistici e alle aree tutelate ai sensi degli Artt. 136 e 142 del D.Lgs. 42/2004 e ss.mm.ii.; mentre:

- Alcuni tratti interrati di Opera 2 e il tratto aereo di Opera 3 interferiscono con le aree tutelate per legge ai sensi dell'Art. 142, comma 1, lett. c) "Fiumi, torrenti, corsi d'acqua iscritti negli elenchi previsti dal testo unico delle disposizioni di legge sulle acque ed impianti elettrici, approvato con [regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775](#), e le relative sponde o piedi degli argini per una fascia di 150 metri ciascuna";
- Alcuni tratti interrati di Opera 2 e parte del tratto aereo di Opera 3, interferiscono con le aree tutelate per legge ai sensi dell'Art. 142, comma 1, lett. g) "Territori coperti da foreste e da boschi, ancorché percorsi o danneggiati dal fuoco, e quelli sottoposti a vincolo di rimboschimento, come definiti dagli [articoli 3 e 4 del decreto legislativo n. 34 del 2018](#)".

La realizzazione dell'elettrodotto dovrà essere oggetto di Autorizzazione Paesaggistica ai sensi dell'Art. 146 del D.lgs. 42/04 e ss.mm.ii., poiché parte di Opera 2 e il tratto aereo di Opera 3 interessano le aree tutelate per legge ai sensi dell'Art. 142, comma 1 del medesimo testo legislativo.

Tuttavia, il D.P.R. del 13 febbraio 2017 n. 31 "Regolamento recante individuazione degli interventi esclusi dall'autorizzazione paesaggistica o sottoposti a procedura autorizzatoria semplificata", all'Art. 15 dell'Allegato A, stabilisce che le tubazioni o i cavi interrati per le reti di distribuzione locale di servizi di pubblico interesse o di fognatura, senza realizzazione di nuovi manufatti emergenti in soprasuolo o dal piano di campagna, non sono soggetti ad autorizzazione paesaggistica.



### 5.1.1.3 Ulteriori contesti paesaggistici ai sensi dell'Art. 143, co. 1, lett. e) del D.lgs. 42/2004 e ss.mm.ii.

Ai sensi dell'Art. 143, comma 1, lett. e) del D. Lgs. n. 42/2004 e ss.mm.ii., l'elaborazione dei piani paesaggistici deve comprendere l'“individuazione di eventuali, ulteriori contesti, diversi da quelli indicati all'articolo 134, da sottoporre a specifiche misure di salvaguardia e di utilizzazione”.

Di seguito, si riportano le eventuali interferenze delle opere in esame con gli Ulteriori contesti paesaggistici tutelati ai sensi dell'Art. 143, comma 1, lett. e) del D.Lgs. 42/2004 e ss.mm.ii.

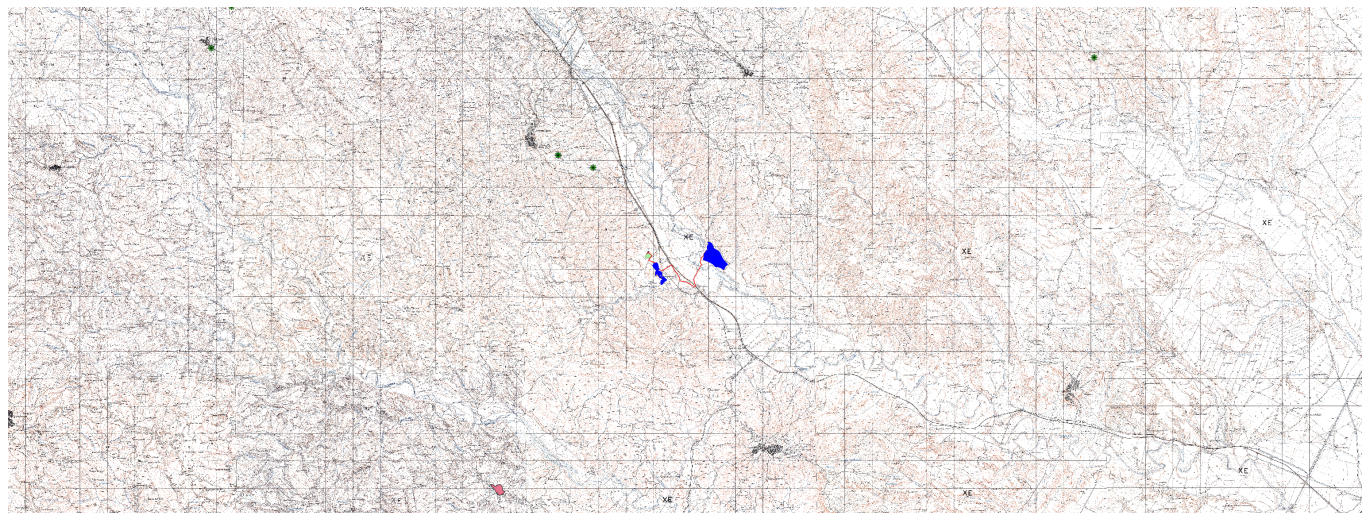


Figura 7: PPR Basilicata – Ulteriori contesti paesaggistici ai sensi dell'Art. 143, co. 1, lett. e) del D.lgs. 42/2004 e ss.mm.ii.

ULTERIORI CONTESTI PAESAGGISTICI AI SENSI DELL'ART.143, co.1, lett. e) DEL D.LGS. 42/2004 e ss.mm.ii.						
	Codice Paesaggio	OPERA 1	OPERA 2	OPERA 3	OPERA 4	OPERA 5
Alberi monumentali	Art. 143, co. 1, lett. e)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Geositi	Art. 143, co. 1, lett. e)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Tabella 5: Tabella di sintesi interferenze con Ulteriori contesti paesaggistici ai sensi dell'Art. 143, co. 1, lett. e) del D.lgs. 42/2004 e ss.mm.ii.

Le Opere da realizzare sono prive di vincoli legati agli Ulteriori contesti paesaggistici tutelati ai sensi dell'Art. 143, comma 1, lett. e) del D.Lgs. 42/2004 e ss.mm.ii.

## 6. Elenco delle opere da realizzare

Le opere, così come descritte negli elaborati progettuali, sono:

- **Opera 1:** Generatore fotovoltaico;
- **Opera 2:** Elettrodotti in MT a 30 kV interrati;
- **Opera 3:** Elettrodotto in MT a 30 kV aereo;
- **Opera 4:** Stazione Elettrica di Utente ("SEU");
- **Opera 5:** Elettrodotto interrato in AT a 150 kV per il collegamento della SEU a una nuova Stazione Elettrica ("SE").

Più nel dettaglio sono previsti i seguenti interventi ed attività:

### A. Impianto fotovoltaico

1. Allestimento del cantiere;
2. Preparazione del terreno e scavi trincee e basamenti;
3. Fornitura e posa in opera di strutture fotovoltaiche orientabili automaticamente in direzione est-ovest, fissate a terra mediante infissione di pali di fondazione in acciaio, sulle quali saranno installati una fila di moduli fotovoltaici in posizione verticale aventi ciascuno lunghezza **2384** mm, larghezza **1303** mm e spessore **35** mm;
4. Fornitura e posa in opera di container di trasformazione della corrente alternata a bassa tensione prodotta dagli inverter in corrente alternata in media tensione;
5. Fornitura e posa in opera una cabina di raccolta rete MT monoblocco in calcestruzzo cementizio armato contenente tutti i quadri necessari al collegamento della dorsale elettrica dalla quale partirà l'elettrodotto di collegamento con la Stazione Elettrica di Utente;
6. Dorsali di collegamento elettrico tra le varie apparecchiature dell'impianto;
7. Impianto di videosorveglianza e illuminazione perimetrale con telecamere montate su sostegni metallici e collegati al centro di controllo mediante rete Hyperlan;
8. Impianto di messa a terra delle cabine elettriche;
9. Recinzione perimetrale in rete metallica elettrosaldata e cancelli d'ingresso con struttura metallica;
10. Viabilità interna e di accesso ai campi.

### B. Opere di mitigazione

1. Piantumazione di siepe perimetrale detta "fascia ecotonale";
2. Realizzazione di aperture nella recinzione al fine di favorire il passaggio della fauna di piccola taglia;
3. Installazione idonei dissuasori di segnalazione;
4. Installazione di nidi artificiali sui sostegni;

### C. Elettrodotti interrati in MT a 30 kV ed elettrodotto interrato in AT a 150 kV

1. Realizzazione dei cavidotti MT/AT interrato su trincea realizzata lungo i bordi delle viabilità esistenti;
2. Superamento delle interferenze con il reticolo idrografico e con la viabilità esistente mediante l'utilizzo della tecnica TOC;

### D. Elettrodotto aereo in MT a 30 kV

1. Superamento dell'interferenza con il fiume Basento mediante la realizzazione di cavidotto MT aereo su sostegni;

### E. Stazione d'utenza

1. Realizzazione di cabina di arrivo del cavidotto MT comprensive di quadristica e locale misure;
2. Fornitura ed installazione di trasformatore MT/AT da installare su una platea in c.a.;
3. Realizzazione di recinzione con pannelli prefabbricati in cemento armato;
4. Realizzazione di impianto di videosorveglianza e illuminazione perimetrale;
5. Realizzazione di pavimentazione stradale in misto granulare stabilizzato;
6. Realizzazione di elettrodotto interrato AT di collegamento allo stallo della nuova stazione elettrica Terna, da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV "Ferrandina – Pisticci", che sarà interrato per **0,066** km.

## 7. Attività legate alla realizzazione del parco fotovoltaico

### 7.1 Progettazione, servizi di ingegneria e project management

- Elaborazione del progetto esecutivo e degli as-built dell'impianto;
- Collaudo finale d'impianto + test-run settimanale prima della consegna al Cliente;
- Fornitura della documentazione tecnica necessaria alle pratiche nei confronti dell'Agenzia delle Dogane (AdD), della Regione, dei Comune e di altri enti competenti;
- Fornitura della documentazione tecnica e gestione dei rapporti con il gestore della rete locale (TERNA);
- Coordinamento della sicurezza in fase di progettazione e realizzazione;
- Project management (project manager, site engineer);
- Direzione dei lavori.

### 7.2 Fornitura materiali

- Moduli fotovoltaici;
- Inverters;
- Strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici;
- Quadri elettrici di parallelo inverter;
- Quadri generale dei servizi ausiliari cabine;
- Container di trasformazione MT/BT e trasformatore di potenza AT/MT;
- Trasformatore per servizi ausiliari;
- Sistema di monitoraggio delle prestazioni di impianto;
- Sistema antincendio per ogni cabina;
- Sistema di videosorveglianza e di allarme;
- Cabina inverter/trasformazione (prefabbricata e aerata);
- Stazione Elettrica di Utente (SEU) in prossimità del punto di connessione;
- Cavi di potenza e di segnali per il collegamento fra i componenti forniti;
- Scomparti elettrici di MT per collegamento, protezione e misura;
- Accessori di montaggio e posa (cavidotti, canaline passerelle, ecc.);
- Sistema di messa a terra;
- Recinzione d'impianto;
- Strade di accesso, perimetrali ed interne;
- Contatore dell'energia al punto di consegna;
- Dispositivi di protezione.

### 7.3 Montaggi e posa in opera dei componenti

- Opere di pulitura dell'area di posa;
- Opere civili (livellamento, posa cabine, cavidotti, pozzetti, cabine prefabbricate, recinzione
- Opere elettromeccaniche connesse a:
  - montaggio meccanico delle strutture di supporto;
  - montaggio dei moduli fotovoltaici sulle strutture di sostegno;
  - cablaggio del generatore fotovoltaico;
  - posa dei quadri elettrici di parallelo e di sottocampo;
  - posa e cablaggio degli inverter;
  - posa e cablaggio dei quadri elettrici (parallelo, sottocampo, servizi ausiliari);
  - cablaggio di collegamento fra componenti;
  - posa e cablaggio linee di segnale e sistema di monitoraggio impianto;
  - sistema di terra;
- Opere varie: sistema antincendio e videosorveglianza.

## 7.4 Servizi durante l'operatività dell'impianto fotovoltaico

- Servizio di Esercizio, Monitoraggio e Manutenzione degli impianti (SEMM) comprendente:
  - Gestione del monitoraggio da remoto con servizio di diagnostica in tempo reale e reporting dello stato d'impianto mensile con Relazione Tecnica di Esercizio (come punto precedente);
  - Gestione della manutenzione preventiva completo delle clausole di garanzia;
  - Gestione della manutenzione straordinaria.

## 8. Descrizione dell'impianto fotovoltaico

Per la realizzazione dell'impianto si è considerata una superficie totale **77,19** ha della quale sono stati sfruttati **500.000** m<sup>2</sup> (**50,00** ha). Nella tabella seguente sono elencate e descritte le principali caratteristiche tecniche e i dati di impianto.

Superficie di impianto:	50 ha
Potenza massima output impianto (AC):	41,28 MW
Tipo strutture di montaggio moduli fotovoltaici:	Inseguitori (tracker) mono-asse infissi al suolo
Moduli fotovoltaici (tipo):	RISEN HYPER-ION RSM132-8-690BHDG – bifacciali - monocristallino
Tensione max sistema:	1.500 Volt
Potenza nom. modulo fotovoltaico:	690 Wp
Totale moduli fotovoltaici:	69.566
Moduli per stringa:	28
Totale stringhe:	2.484,5
Potenza nominale generatore fotovoltaico (DC):	48,0005 MWp
Inverter (tipo):	FIMER PVS-175-TL
Potenza max inverter (PF=1):	185 kW
Potenza Nominale inverter:	175 kW
Totale inverter:	264
Potenza max totale inverter (AC):	48,84 MW
Tensione uscita inverter:	800 Volt
Trasformatore (tipo):	Container (IP54)
Potenza trasformatore:	3.250 kVA
Tensione primario/secondario trasformatore:	30/0,8 kV
Totale trasformatori:	14
Potenza totale trasformatori:	45,5 MVA
Rete di collegamento:	Alta tensione 150 kV
Gestore della rete:	TERNA S.p.A.
Potenza in immissione ai fini della connessione:	41,28 MW

Tabella 4: Specifiche e caratteristiche dell'impianto di produzione

### 8.1 Struttura e layout dell'impianto fotovoltaico

La disposizione dei moduli è progettata (in relazione alla superficie disponibile, alla sua forma, alla presenza di oggetti responsabili di ombre, di linee aeree o altri ostacoli, di sottoservizi, di vincoli, e fasce di rispetto, ecc.) con un sistema di tracker costituito da una struttura a singolo asse in grado di seguire il percorso del sole nell'arco del giorno. Il numero massimo di moduli da collegare in serie al fine di formare una determinata stringa deriva:

- dalla massima tensione del sistema elettrico (1.500 V in corrente continua);
- dalla finestra di lavoro dell'inverter scelto per la conversione dell'energia elettrica da corrente continua a corrente alternata;

Per una maggiore comprensione si rimanda alle tavole di layout allegate alla presente relazione, ove sarà possibile individuare i campi ed i sottocampi secondo cui l'impianto fotovoltaico è suddiviso.

### 8.2 Schema elettrico generale

Le tavole allegate alla presente relazione riportano gli schemi unifilari dell'impianto fotovoltaico, rispettivamente del lato DC e AC. Dagli schemi elettrici allegati si può evincere quali siano le diverse funzioni dei vari sottosistemi.

I moduli fotovoltaici saranno collegati in serie tra loro a formare stringhe; la corrente di ogni stringa  $I_{mpp}$  sarà pari alla corrente  $I_{mpp}$  del modulo fotovoltaico individuato.

La tensione  $V_{mp}$  avrà un valore pari alla somma delle tensioni  $V_{mp}$  di ciascun modulo fotovoltaico.



Gli inverter, a cui le stringhe si attestano, possono essere facilmente fissati alle strutture di ancoraggio dei moduli.

I fusibili all'interno degli inverter ed a valle delle stringhe, posizionati su entrambe le polarità (+ e -), sono in grado di isolare dal campo fotovoltaico le stringhe guaste (es. a causa di un cortocircuito nel modulo o nel cablaggio).

### 8.3 Cenni tecnici sui componenti

Per praticità di lettura diamo di seguito brevi note sulle funzioni e sulle caratteristiche dei principali apparati tecnologici costituenti l'impianto che vengono dimensionati nel progetto che segue.

#### 8.3.1 La cella fotovoltaica

La conversione della radiazione solare in energia elettrica avviene nella cella fotovoltaica, dispositivo elementare di ogni sistema fotovoltaico, costituita da un sottile strato (0,20-0,35 mm) di materiale semiconduttore, generalmente silicio nella cui struttura cristallina sono stati introdotti atomi di fosforo o atomi di boro; l'intimo contatto di questi due strati p-n genera un campo elettrico.

Per aumentare l'efficienza la cella viene trattata con un rivestimento superficiale antiriflesso, generalmente ossido di titanio.

Il flusso elettrico viene convogliato all'esterno per mezzo di una griglia metallica di raccolta serigrafata frontalmente e da un contatto sul retro.

La potenza di una cella varia in funzione della temperatura e dell'irraggiamento solare incidente.

Le condizioni standard di riferimento sono imposte dalle norme internazionali (Standard Test Condition) STC:

- radiazione incidente 1.000 Watt/m<sup>2</sup>;
- temperatura moduli 25 °C;
- spettro 1,5 AM;
- velocità del vento 0 m/s.

La potenza che una cella tipica e in grado di erogare in condizioni STC è detta potenza di picco Wp.

A seconda della tecnologia secondo la quale una cella fotovoltaica è realizzata (silicio policristallino, monocristallino, amorfo, half-cut, PERC, ecc.), in condizioni STC, essa è in grado di erogare una diversa corrente e tensione (e quindi potenza).

La temperatura nominale di funzionamento di una cella (Nominal Operating Cell Temperature) NOCT fornisce il comportamento termico dei moduli e viene definita alle seguenti condizioni di funzionamento:

- radiazione incidente 800 Watt/m<sup>2</sup>;
- temperatura moduli 20°C;
- velocità del vento 1 m/s.

Il valore della NOCT è essenziale per il dimensionamento di un impianto.

#### 8.3.2 Il modulo fotovoltaico

L'insieme delle celle costituisce un modulo o pannello fotovoltaico che rappresenta il componente principale di un impianto solare fotovoltaico.

La fabbricazione dei moduli prevede sostanzialmente la connessione elettrica serie-parallelo delle singole celle, al fine di ottenere tensione e corrente desiderati, ed il loro incapsulamento tra una lastra di vetro ed una di materiale plastico racchiuse da una cornice fornita di connettori posti in una scatola di giunzione posta sul retro.

Ogni modulo, che è contraddistinto da un codice univoco riportato nella documentazione di progetto e nei certificati di origine, ha caratteristiche proprie sulle quali si deve fare riferimento nell'assemblaggio del modulo stesso sulla stringa:

- efficienza del modulo %;
- potenza di picco Wp;
- tensione V sotto carico e a circuito aperto;
- corrente A sotto carico e di corto circuito;
- NOCT mW/cm<sup>2</sup>.

## Impianto Fotovoltaico "Ferrandina\_FV" – Ferrandina - (MT)

I moduli fotovoltaici selezionati per la progettazione dell'impianto, saranno di prima marca e ultima generazione. La tipologia sarà di tipo consolidato, silicio cristallino a 120 celle, indicativamente della potenza di 605 Wp, dotati di scatola di giunzione (Junction Box) installata sul lato posteriore del modulo, con cavetti di connessione muniti di connettori ad innesto rapido, al fine di garantire la massima sicurezza per gli operatori e rapidità in fase di installazione. I componenti elettrici e meccanici installati saranno conformi alle normative tecniche e tali da garantire le performance complessive d'impianto.

Ogni Modulo sarà dotato di una scatola di Giunzione con caratteristiche IP68 con relativi Diodi di By-Pass. I moduli presentano dimensioni pari **2.384 x 1.303 x 35** mm e risultano dotati di una cornice in alluminio anodizzato e sono dotati di certificazione di rispondenza alle normative IEC 61215, IEC 61730, UL1703

Come riportato nell'allegato 1 del Decreto Ministeriale del 19 febbraio 2007 tutti i componenti dell'impianto, oltre ad essere provati e verificati in laboratori accreditati in conformità alle norme UNI CEI EN ISO/IEC 17025, devono osservare le seguenti condizioni:

$$P_{cc} > 0.85 P_{nom} * I/I_{stc}$$

$$P_{ca} > 0.9 * P_{cc}$$

Dove:

- $P_{cc}$  Potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico con precisione migliore del  $\pm 2\%$ ;
- $P_{nom}$  Potenza nominale del generatore fotovoltaico;
- $I$  Irraggiamento in  $W/m^2$  misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del  $\pm 3\%$ ;
- $I_{stc}$   $1000 W/m^2$ , è l'irraggiamento in condizioni di prova standard;
- $P_{ca}$  potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, con precisione migliore del  $\pm 2\%$ .

In particolare, verranno adottati criteri di selezione dei moduli per garantire la migliore uniformità delle loro prestazioni elettriche e quindi ottimizzare il rendimento delle stringhe.

Verranno inoltre utilizzati componenti selezionati e cavi di sezioni adeguate a ridurre le perdite sul lato in corrente continua.

I moduli fotovoltaici sono elementi di generazione elettrica. Essi saranno connessi in serie e/o parallelo, a seconda della tensione nominale richiesta. I pannelli sono costituiti da un numero ben definito di celle fotovoltaiche protette da un vetro e incapsulate in un materiale plastico. Il tutto racchiuso dentro una cornice metallica, che in alcuni casi non è presente (glass-glass).

Le cellule fotovoltaiche sono costituite di silicio. Questo materiale permette che il pannello produca energia dal mattino alla sera, sfruttando tutta l'energia messa a disposizione dal sole. Uno strato antiriflesso incluso nel trattamento della cella assicura uniformità di colore, rendendo il pannello esteticamente più apprezzabile.

Grazie alla robusta cornice metallica in alluminio anodizzato, capace di sostenere il peso e le dimensioni del modulo, e grazie alla parte frontale costituita da vetro temprato antiriflesso con basso contenuto di ferro, i pannelli soddisfano le restrittive norme di qualità a cui sono sottoposti, riuscendo a adattarsi alle condizioni ambientali di installazione per tutta la vita utile del pannello.

La scatola di derivazione contiene le connessioni per polo positivo e negativo e include 2 diodi che permettono di ridurre le perdite di energia dovute a ombreggiamento parziale dei moduli, proteggendo inoltre elettricamente il modulo durante il verificarsi di questa situazione.

Grazie alla loro robustezza, non hanno problemi ad adattarsi a condizioni ambientali avverse e, come precedentemente affermato, hanno una vita utile superiore ai 30 anni.

I pannelli saranno connessi all'impianto di terra secondo la normativa vigente.

Per questo progetto è stato selezionato il modulo FV RISEN HYPER-ION RSM132-8-690BHDG dalle seguenti caratteristiche:

*Draft*

## 210 THIN WAFERS HJT BIFACIAL MODULE

**22.5%**  
Maximum  
Efficiency

**675-700Wp**  
Power Output  
Range

**1500VDC**  
Maximum System  
Voltage

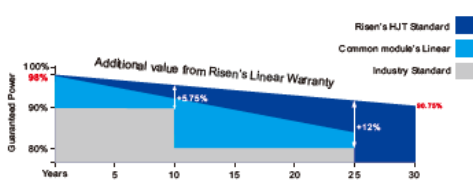
**132 cells**  
HJT Bifacial  
Module

**RSM132-8-675-700BHDG**

**KEY SALIENT FEATURES:**

- |   |  |
|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"> <li> Global, Tier 1 bankable brand, with independently certified state-of-the-art automated manufacturing</li> <li> N-type solar cell without LID caused by B-O</li> <li> No PID</li> <li> Better Temperature Coefficient</li> <li> Bifacial technology enables additional energy harvesting from rear side</li> <li> Positive power tolerance of 0~+3%</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li> Dual stage 100% EL Inspection warranting defect-free product</li> <li> Module Imp binning radically reduces string mismatch losses</li> <li> Excellent wind load 2400Pa &amp; snow load 5400Pa under certain installation method</li> <li> Comprehensive product and system certification                     <ul style="list-style-type: none"> <li>• IEC61215:2016; IEC61730-1/-2:2016;</li> <li>• ISO 9001:2015 Quality Management System</li> <li>• ISO 14001:2015 Environmental Management System</li> <li>• ISO 45001:2018 Occupational Health and Safety Management System</li> </ul> </li> </ul> |
|---|--|

**LINEAR PERFORMANCE WARRANTY**



\* Please check the valid version of Limited Product Warranty which is officially released by Risen Energy Co., Ltd

- Product Warranty
- Linear Power Warranty
- Annual Degradation over 30 years

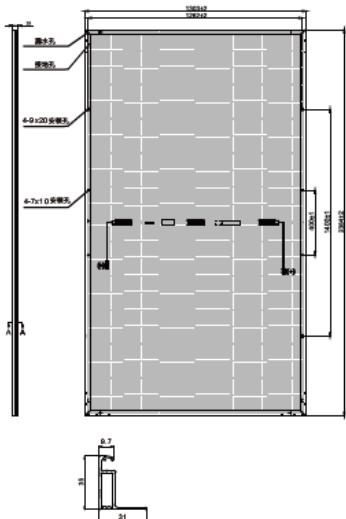
**RISEN ENERGY CO., LTD.**  
 Add: Tashan Industry Zone, Meilin, Ninghai 315609  
 Tel: 400-8291-000  
 Fax: +86-574-59953599  
 E-mail: marketing@risenenergy.com  
 Website: www.risenenergy.com

\* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Risen Energy sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.





**Dimensions of PV Module** Unit: mm



**ELECTRICAL DATA (STC)**

Model Number	RSM132-6-675BHDG	RSM132-6-680BHDG	RSM132-6-685BHDG	RSM132-6-690BHDG	RSM132-6-695BHDG	RSM132-6-700BHDG
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	675	680	685	690	695	700
Open Circuit Voltage-Voc(V)	49.38	49.47	49.56	49.65	49.74	49.83
Short Circuit Current-Isc(A)	17.40	17.48	17.56	17.66	17.74	17.82
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	41.41	41.48	41.56	41.63	41.71	41.78
Maximum Power Current-Imp(A)	16.32	16.41	16.50	16.60	16.68	16.77
Module Efficiency (%) *	21.7	21.9	22.1	22.2	22.4	22.5

STC: Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.  
Bifacial factor:(%) 85±5 \* Module Efficiency (%): Round-off to the nearest number

**Electrical characteristics with 10% rear side power gain**

	743	748	754	759	765	770
Total Equivalent power-Pmax (Wp)	743	748	754	759	765	770
Open Circuit Voltage-Voc(V)	49.38	49.47	49.56	49.65	49.74	49.83
Short Circuit Current-Isc(A)	19.14	19.23	19.32	19.43	19.51	19.60
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	41.41	41.48	41.56	41.63	41.71	41.78
Maximum Power Current-Imp(A)	17.95	18.05	18.15	18.26	18.35	18.44

Rear side power gain: The additional gain from the rear side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

**ELECTRICAL DATA (NMOT)**

Model Number	RSM132-6-675BHDG	RSM132-6-680BHDG	RSM132-6-685BHDG	RSM132-6-690BHDG	RSM132-6-695BHDG	RSM132-6-700BHDG
Maximum Power-Pmax (Wp)	515.6	519.3	523.0	527.2	530.9	534.5
Open Circuit Voltage-Voc (V)	46.27	46.35	46.44	46.52	46.61	46.69
Short Circuit Current-Isc (A)	14.27	14.34	14.40	14.48	14.55	14.61
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	38.71	38.78	38.85	38.93	39.00	39.07
Maximum Power Current-Imp (A)	13.32	13.39	13.46	13.54	13.61	13.68

NMOT: Irradiance at 800 W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

**MECHANICAL DATA**

Solar cells	HJT cell
Cell configuration	132 cells (6×11+6×11)
Module dimensions	2384×1303×35mm
Weight	38.5kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy type 6005-2T6, Silver Color
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, TÜV&UL Certified
Cables	4.0mm <sup>2</sup> (12AWG), Positive(+)350mm, Negative(-)230mm (Connector Included)
Connector	Risen Twinsel PV-SY02, IP68

**TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS**

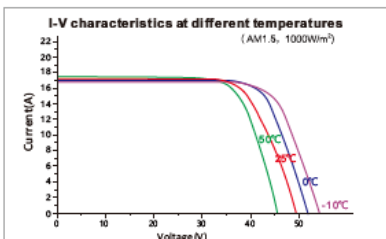
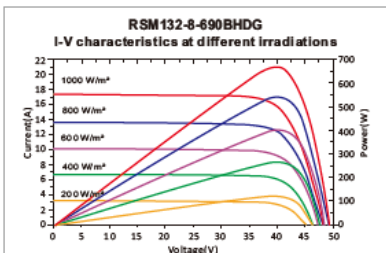
Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	43°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.22%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.047%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.24%/°C
Operational Temperature	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage	1500VDC
Max Series Fuse Rating	35A
Limiting Reverse Current	35A

**PACKAGING CONFIGURATION**

	40ft(HQ)
Number of modules per container	558
Number of modules per pallet	31
Number of pallets per container	18
Packaging box dimensions (LxWxH) in mm	1320×1120×2515
Box gross weight[kg]	1245

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.  
©2022 Risen Energy. All rights reserved. Contents included in this datasheet are subject to change without notice.  
No special undertaking or warranty for the suitability of a special purpose or being installed in extraordinary surroundings is granted unless as otherwise specifically committed by manufacturer in contract document.

THE POWER OF RISING VALUE



REM132-BHDG-24B-EN-H2-1-2022

Our Partners:

Figura 8: Caratteristiche del modulo fotovoltaico

## 8.3.3 Gli inverter e i trasformatori

### 8.3.3.1 Inverter

L'inverter o convertitore statico è quel dispositivo che trasforma la corrente continua che arriva dal generatore fotovoltaico, in corrente alternata.

Inoltre, nei sistemi connessi alla rete l'inverter adatta la tensione del generatore a quella di rete effettuando l'inseguimento del punto di massima potenza ricavando così il massimo dell'energia prodotta dai moduli.

L'importanza dell'inverter dipende anche dal fatto che il generatore fotovoltaico fornisce valori di tensione e corrente variabili in funzione dell'irraggiamento e della temperatura, mentre la corrente elettrica in uscita deve avere una tensione costante.

Le caratteristiche generali che deve avere l'inverter, compatibilmente con la funzione a cui è preposto riguardano la potenza nominale, il rendimento e la tipologia. Generalmente, per impianti collegati alla rete vengono usati inverter del tipo a commutazione forzata con tecnica PWM (modulazione a larghezza di impulso) senza riferimenti interni ovvero assimilabili a sistemi non idonei a sostenere la tensione in assenza di rete. Tali inverter sono provvisti di controllo MPPT (inseguimento del punto di massima potenza), di sistema di gestione automatica e di protezioni contro i guasti interni, sovratensioni e sovraccarichi.

Inoltre, l'inverter deve rispondere alle norme generali su EMC (compatibilità elettromagnetica) e limitazione delle emissioni RF (radio frequenza).

Di seguito sono riportate le caratteristiche dell'inverter selezionato.

**Dati tecnici e modelli**

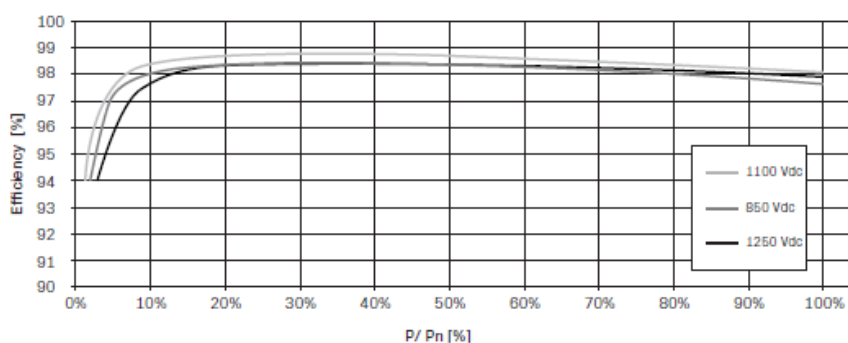
<b>Modello</b>	<b>PVS-175-TL</b>
<b>Ingresso</b>	
Massima tensione assoluta DC in ingresso ( $V_{max,abs}$ )	1500 V
Tensione di attivazione DC di ingresso ( $V_{start}$ )	750 V (650...1000 V)
Intervallo operativo di tensione DC in ingresso ( $V_{min,op}$ ... $V_{max,op}$ )	0.7 x $V_{start}$ ...1500 V (min 600 V)
Tensione nominale DC in ingresso ( $V_{dc}$ )	1100 Vdc
Tensione nominale DC in ingresso ( $P_{dc}$ )	188 000 W @ 30°C - 177 000 kW @ 40°C
Numero di MPPT indipendenti	12
Intervallo MPPT di tensione DC ( $V_{MPPTmin}$ ... $V_{MPPTmax}$ ) e $P_{dc}$	850...1350 V
Corrente massima DC di ingresso per ogni MPPT ( $P_{MPPT,max}$ )	22 A
Massima corrente DC in ingresso ( $I_{dc,max}$ ) per ogni MPPT	30 A
Numero di coppie di collegamento DC in ingresso per ogni MPPT	2 ingressi DC per MPPT
Tipo di connessione DC	Connettore PV ad innesto rapido <sup>2)</sup>
<b>Protezioni di ingresso</b>	
Opzione Arc Fault Detection <sup>2)</sup>	Tipo I in accordo alla normativa UL 1669B con capacità di rilevamento per singolo MPPT
Protezione da inversione di polarità	Si, da sorgente limitata in corrente
Protezione da sovratensione di ingresso per ogni MPPT - varistor	Tipo 2 con monitoraggio (solo per versioni S/S2)
Protezione da sovratensione di ingresso per ogni MPPT - Scaricatore di sovratensione sostituibile	Tipo 2 con monitoraggio (solo per versioni SX/SX2)
Controllo di isolamento campo fotovoltaico (resistenza di isolamento)	In accordo alla normativa IEC 62109-2
Unità di monitoraggio correnti residue (protezione dispersione corrente)	In accordo alla normativa IEC 62109-2
Caratteristiche sezionatore DC per ogni MPPT	20 A/1500 V - 35 A/1250 V - 50 A/1000 V
Portata fusibili	Non applicabile
Monitoraggio della corrente di stringa	A livello MPPT
<b>Uscita</b>	
Tipo di connessione AC alla rete	Trifase 3W+PE
Potenza nominale AC di uscita ( $P_{ac}$ @ $\cos\phi=1$ )	175 000 W @ 40°C
Potenza massima AC di uscita ( $P_{ac,max}$ @ $\cos\phi=1$ )	185 000 W @ < 30°C
Potenza apparente massima ( $S_{max}$ )	185 000 VA
Tensione nominale AC di uscita ( $V_{ac}$ )	800 V
Intervallo di tensione AC di uscita	(552...960) <sup>3)</sup>
Massima corrente AC di uscita ( $I_{ac,max}$ )	134 A
Frequenza nominale di uscita ( $f_c$ )	50 Hz/60 Hz
Intervallo di frequenza di uscita ( $f_{min}$ ... $f_{max}$ )	45...55 Hz/55...65 Hz <sup>2)</sup>
Fattore di potenza nominale e intervallo di aggiustabilità	> 0.995, 0...1 induttivo/capacitivo con massima $S_{max}$
Distorsione armonica totale di corrente	< 3%
Massima iniezione di corrente DC (% di $I_n$ )	< 0.5% * $I_n$
Diametro esterno massimo cavo AC/polo multiplo	1 x 53 mm (1 x pressacavo M83)
Diametro esterno massimo cavo AC/polo singolo	3 x 32 mm (3 x pressacavo M40)
Tipo di connessioni AC <sup>4)</sup>	Barra prevista per la connessione di ponticelli con dadi M10
<b>Protezione di uscita</b>	
Protezione anti-islanding	In accordo alla normativa locale
Massima protezione da sovracorrente AC	200 A
Protezione da sovratensione di uscita - dispositivo per protezione da sovratensione sostituibile	Tipo 2 con monitoraggio
<b>Prestazioni operative</b>	
Efficienza massima ( $\eta_{max}$ )	98.7%
Efficienza pesata (EURO/CEC)	98.4%
<b>Comunicazione</b>	
Interfacce di comunicazione integrate	Due porte Ethernet, WLAN <sup>2)</sup> , RS-485
Interfaccia utente	4 LEDs, Interfaccia utente web, Mobile APP
Protocollo di comunicazione	Modbus RTU/TCP (conforme a Sunspec)
Messa in servizio	Interfaccia utente web, Mobile app/APP a livello impianto
Monitoraggio	Plant Portfolio Manager, Plant Viewer
Aggiornamento FW	Aggiornamento FW inverter da remoto (tutti i componenti) tramite Ethernet/ Interfaccia WLAN da locale e da remoto
Aggiornamento parametri	Aggiornamento dei parametri dell'inverter (tutti i componenti) tramite Ethernet/Interfaccia WLAN da locale e da remoto
<b>Ambientali</b>	
Temperatura ambiente	-25...+60°C/-13...140°F con derating oltre 40°C/133 °F
Umidità relativa	4%...100% condensa
Pressione di emissione acustica, tipica	65dB(A) @ 1m
Massima altitudine operativa senza derating	2000 m/6560 ft



**Dati tecnici e modelli**

<b>Modello</b>	<b>PVS-175-TL</b>
<b>Fisici</b>	
Grado di protezione ambientale	IP 65 (IP54 per sezione di raffreddamento)
Sistema di raffreddamento	Aria forzata
Dimensioni (H x L x P)	867x1086x419 mm/34.2" x 42.8" x 16.5" per modelli -S, -SX 867x1086x458 mm / 34.2"x42.7"x18.0" per modelli -S2, SX2
Peso	-76kg/167,5 lbs per modulo di potenza -77kg/169,7 lbs per scatola di cablaggio 153 kg/337,2 lbs per peso totale
Sistema di montaggio	Staffe a parete (solo supporto verticale)
<b>Sicurezza</b>	
Livello di isolamento	Senza trasformatore
Certificazioni	CE
Sicurezza e norme EMC	IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 301 489-1, EN 301 489-17, EN 300 328, EN 62311
Norme di connessione alla rete <sup>4)</sup>	CEI 0-16, UTE C 15 712-1, JORDAN IRR-DCC-MV e IRR-TIC, BDEW, VDE-AR-N 4110, VDE-AR-N 4120, P.O. 12.3, DRRG D.4
<b>Modelli disponibili</b>	
Modulo di potenza inverter	PVS-175-TL-POWER MODULE
24 canali di ingresso ad innesto rapido (2 per ciascun MPPT) + sezionatori DC + varistore lato DC	WB-S-PVS-175-TL
24 canali di ingresso ad innesto rapido (2 per ciascun MPPT) + sezionatori DC + varistore lato DC + sezionatore AC	WB-S2-PVS-175-TL
24 canali di ingresso ad innesto rapido (2 per ciascun MPPT) + sezionatori DC + SPD Tipo 2 con cartucce estraibili (DC & AC)	WB-SX-PVS-175-TL
24 canali di ingresso ad innesto rapido (2 per ciascun MPPT) + sezionatori DC + sezionatore AC + SPD Tipo 2 con cartucce estraibili (DC & AC)	WB-SX2-PVS-175-TL
<b>Opzioni disponibili</b>	
Opzione Arc Fault Detection	Tipo I in accordo alla normativa UL 1689B <sup>2)</sup> con capacità di rilevamento per singolo MPPT
Piastra AC, Cavi polo singolo	Piastra con 5 pressacavi AC individuali 4 x M40: Ø 19...28mm, 1 x M25: Ø 10...17mm
Piastra AC, Cavi polo multiplo	Piastra con 2 pressacavi AC individuali Opz.1: 1 x M63: Ø 34...45mm, 1 x M25: Ø 10...17mm Opz.2: 1 x M63: Ø 37...53mm, 1 x M25: Ø 10...17mm
Sistema di alimentazione notturna	Funzionamento notturno con capacità di riavvio
Anti-PID <sup>7)</sup>	In base alla polarizzazione notturna del generatore

**Curve di efficienza PVS-175-TL**



1) Multicontact MC4-Evo2. Gli accoppiatori di cavi possono accettare fino a 10mm<sup>2</sup> (AWG8)  
 2) Disponibile come opzione. Prestazioni in linea con i requisiti previsti dalla normativa IEC 630277  
 3) La tensione AC e l'intervallo di frequenza possono variare in funzione della norma di connessione alla rete, valida nel Paese di installazione

4) L'uso di cavi in alluminio è possibile tramite capicorda bimetallici  
 5) Come previsto per l'articolo IEEE 802.11b/g, 2.4 Ghz  
 6) Verificare la disponibilità tramite il canale di vendita  
 7) Non può operare simultaneamente quando installato in concomitanza del sistema di alimentazione notturna

Figura 9: Caratteristiche dell'inverter

### 8.3.3.2 Trasformatori

Il trasformatore è quel dispositivo statico che porta la tensione della corrente in uscita ai valori opportuni per la connessione alla rete. Nel caso specifico del progetto in esame, è prevista l'installazione di trasformatori con tensione massima di isolamento fino a 36 kV.

Il gruppo di conversione verrà connesso ad un trasformatore, i cui valori della tensione e della frequenza in uscita sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto. In particolare, l'insieme del quadro di ingresso linee inverter, del trasformatore e delle apparecchiature di sezionamento e protezione saranno installati in cabine di campo costituite da prefabbricati.

I dati tecnici dei trasformatori previsti in progetto sono di seguito riportati considerando le taglie da 3.250 kVA.

<b>Frequenza nominale:</b>	50 Hz
<b>Potenza nominale:</b>	3.250 kVA
<b>Tensione nominale avvolgimento primario:</b>	30 kV
<b>Tensione nominale avvolgimento secondario:</b>	800 V
<b>Classe ambientale:</b>	E1 (Bassa formazione di condensa e basso inquinamento)
<b>Classe climatica:</b>	C2 (possono essere alimentati, stoccati e trasportati in condizioni climatiche fino a -25°C)
<b>Classe di comportamento al fuoco:</b>	F1 (trasformatore soggetto a rischio di incendio ed è richiesta un'infiammabilità ridotta. L'incendio al trasformatore deve essere estinto in un lasso di tempo specifico)

*Tabella 5: Caratteristiche dei trasformatori*

La figura sottostante rappresenta gli elementi dimensionali del trasformatore.



# STS-3000K-H1 Smart Transformer Station



## Simple

Prefabricated and Pre-tested, No Internal Cabling Needed Onsite  
Compact 20' HC Container Design for Easy Transportation



## Efficient

High Efficiency Transformer for Higher Yields  
Lower Self-consumption for Higher Yields



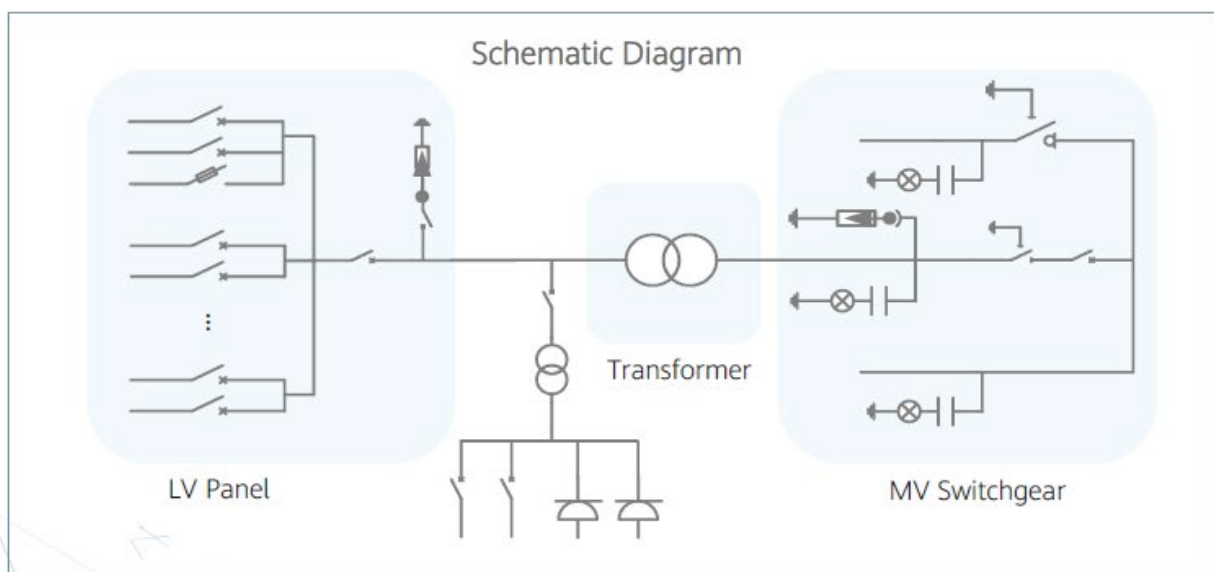
## Smart

Real-time Monitoring of Transformer, LV Panel and MV Switchgear  
0.2% High Precision Sensor of LV Electricity Parameters  
Remote Control of ACB and MV Circuit Breaker



## Reliable

Robust Design against Harsh Environments  
Optimal Cooling Design for High Availability and Easy O&M  
Comprehensive Tests from Components, Device to Solution



## Technical Specifications

Input		
Available Inverters	SUN2000-200KTL-H2 / SUN2000-215KTL-H0	
AC Power	3,250 kVA @40°C / 2,960 kVA @50°C <sup>1</sup>	
Max. Inverters Quantity	16	
Rated Input Voltage	800 V	
Max. Input Current at Nominal Voltage	2,482.7 A	
LV Main Switches	ACB (2900 A / 800 V / 3P, 1 pcs), MCCB (250 A / 800 V / 3P, 16 pcs)	
Output		
Rated Output Voltage	10 kV, 11 kV, 15 kV, 20 kV, 22 kV, 23 kV, 30 kV, 33 kV, 35 kV <sup>2</sup>	13.8 kV, 34.5 kV <sup>2</sup>
Frequency	50 Hz	60 Hz
Transformer Type	Oil-immersed, Conservator Type	
Transformer Tappings	± 2 x 2.5%	
Transformer Oil Type	Mineral Oil (PCB Free)	
Transformer Vector Group	Dy11	
Transformer Min. Peak Efficiency Index	In accordance with EN 50588-1	
Transformer Load Losses	30.1 kW	
Transformer No-load Losses	2.51 kW	
Impedance (HV-LV1, LV2)	7% (0 ~ +10%) @3,250 kVA	
MV Switchgear Type	SF6 Gas Insulated, 3 Units	
MV Switchgear Configuration	1 Transformer Unit with Circuit Breaker 1 Cable Unit with Load Breaker Switch 1 Cable Direct Connection Unit	
Auxiliary Transformer	Dry Type Transformer, 5 kVA, Dyn11	
Output Voltage of Auxiliary Transformer	400 / 230 Vac	220 / 127 Vac
Protection		
Transformer Monitoring & Protection	Oil Level, Oil Temperature, Oil Pressure and Buchholz	
Protection Degree of MV & LV Room	IP 54	
Internal Arcing Fault MV Switchgear	IAC A 20 kA 1s	
MV Relay Protection	50/51, 50N/51N	
MV Surge Arrester for MV Circuit Breaker	Equipped	
LV Overvoltage Protection	Type I+II	
General		
Dimensions (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm (20' HC Container)	
Weight	< 15 t (33,069 lb.)	
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C <sup>3</sup> (-13°F ~ 140°F)	
Relative Humidity	0% ~ 95%	
Max. Operating Altitude	2,000 m (6,562 ft.)	2,500 m (8,202 ft.)
Enclosure Color	RAL 9003	
Communication	Modbus-RTU, Preconfigured with Smartlogger3000B	
Applicable Standards	IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 61439-1	
Features		
Auxiliary Transformer (50 kVA, Dyn11)	Optional <sup>4</sup>	
1.5 kVA UPS	Optional <sup>4</sup>	
MV Switchgear Updated to: 1 transformer unit with circuit breaker 2 cable units with load breaker switch	Optional <sup>4</sup>	
Updated to 25kA 1s MV Switchgear	Optional <sup>4</sup>	
IMD	Optional <sup>4</sup>	
STS Interlocking	Optional <sup>4</sup>	

Figura 10: Elementi dimensionali del trasformatore

### 8.3.4 Strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici

Un punto fondamentale delle strutture di sostegno è quello di garantire inclinazione e orientamento ottimale per i moduli fotovoltaici. Vista la latitudine della Regione in cui è presentato il progetto, al fine di aumentare la captazione dell'energia solare anche nella prima parte della mattinata e nelle ultime ore pomeridiane, sono state proposte strutture ad inseguimento mono-assiale est-ovest.

La struttura di sostegno è stata quindi progettata partendo dai presupposti sopra descritti.

La fondazione della struttura verrà realizzata con pali metallici (o viti) di opportuna lunghezza infissi nel terreno. La dimensione ed il modello delle fondazioni sono state determinate in sede di calcolo strutturale.

Per il montaggio dei pali sarà utilizzato uno speciale macchinario in grado di trasmettere al palo la forza necessaria per essere inserito nel terreno.

Le innumerevoli applicazioni del fotovoltaico fanno sì che le strutture di supporto e sostegno dei moduli siano, per geometria e concezione, personalizzate per ogni singolo progetto. Qualunque sia la struttura di sostegno prescelta, quest'ultima deve essere in grado di reggere il proprio peso nonché di resistere alle sollecitazioni esercitate da fattori esterni quali:

- la neve che può comportare sollecitazioni di carico dovute all'accumulo sulla superficie dei moduli;
- la pressione dovuta all'azione del vento agente sul piano dei moduli che si traduce in quel fenomeno chiamato "effetto vela".

Da non sottovalutare per esempio, nella scelta dei materiali, è anche l'eventualità della presenza di azioni corrosive sulle parti metalliche della struttura che ne pregiudicherebbero la stabilità nel tempo.

Le Norme Tecniche per le Costruzioni (NTC) di cui al decreto del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti 17 gennaio 2018 e la CIRCOLARE 21 gennaio 2019, n. 7 C.S.LL.PP. Istruzioni per l'applicazione dell'«Aggiornamento delle "Norme tecniche per le costruzioni"» di cui al decreto ministeriale 17 gennaio 2018 stabiliscono i criteri per i carichi permanenti, carico d'esercizio, sovraccarico neve e azioni termiche.

Per la realizzazione dell'impianto si è scelto una struttura ad inseguimento mono-assiale in grado di produrre più energia per metro quadro grazie al rivoluzionario design mono assiale e a moduli solari ad alta efficienza.

La struttura permette di ridurre le zone di ombra e consente di posizionare gli inseguitori ad una distanza ravvicinata, occupando 20% di terreno in meno rispetto ai sistemi convenzionali ad inclinazione fissa in silicio cristallino e 60% in meno rispetto a quelli a film sottile.

Il sistema adottato a parità di potenza installata consente un minor consumo di terreno utilizzato ed una manutenzione minima.

Questa tecnologia elettromeccanica consente di seguire ogni giorno l'esposizione solare Est-Ovest su un asse di rotazione Nord-Sud, posizionando così i pannelli sempre con la perfetta angolazione e massimizzando la producibilità e la resa del campo.

L'inseguitore è dotato di una barra centrale, mossa da un attuatore, che trasmette il movimento a diverse file (inseguitore multifila). In caso di inseguitore monofila ciascuna fila avrà il proprio attuatore. La rotazione massima permessa è di  $\pm 60^\circ$  circa. Le fondazioni saranno realizzate mediante pali ad infissione nel terreno, senza necessità di opere in calcestruzzo.

Le strutture in oggetto saranno disposte secondo file parallele sul terreno; la distanza tra le file è calcolata ottimizzando i fenomeni di ombreggiamento che interessano le fila adiacenti e risulta pari a 4,5 m.

Una caratteristica avanzata di questi inseguitori è detta **backtracking**, per ottimizzare il problema degli ombreggiamenti che inevitabilmente le file di moduli fotovoltaici causano all'alba e al tramonto sollevandosi verso l'orizzonte. Questa tecnica prevede che i servomeccanismi orientino i moduli in base ai raggi solari solo nella fascia centrale della giornata, ma invertano il tracciamento a ridosso di alba e tramonto in modo tale da evitare tutto l'anno che le strutture si facciano ombra tra di loro.

I Tracker Soltec 1V utilizzati hanno la configurazione di 28 pannelli disposti in serie a formare una stringa. Per sfruttare meglio gli spazi, si utilizza anche i tracker Soltec 1V in configurazione di 14 pannelli disposti in serie a formare una stringa.

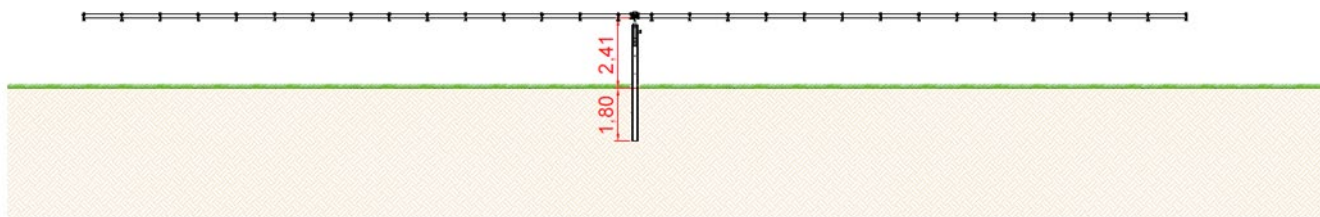


Figura 11: Schema della struttura – sezione

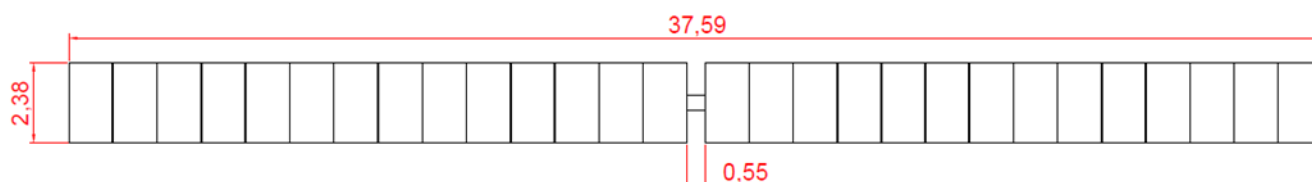


Figura 12: Particolari Pianta TRACKER 1X28

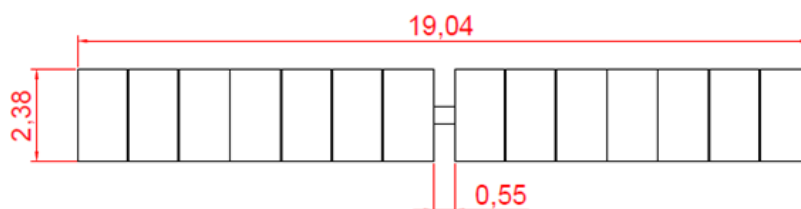


Figura 13: Particolari Pianta TRACKER 1X14

La struttura di sostegno del tipo mobile ad inseguitore solare mono-assiale, o tracker, utilizza dispositivi elettromeccanici che gli consentono di seguire il sole durante tutto il giorno da Est a Ovest sull'asse di rotazione orizzontale Nord-Sud (inclinazione 0°). I layout di campo con inseguitori monoasse orizzontali sono molto flessibili. La semplice geometria permette di mantenere tutti gli assi di rotazione paralleli l'uno all'altro in modo da posizionare opportunamente i tracker l'uno rispetto all'altro.

Le peculiarità delle strutture di sostegno sono:

- riduzione dei tempi di montaggio alla prima installazione;
- facilità di montaggio e smontaggio dei moduli fotovoltaici in caso di manutenzione;
- meccanizzazione della posa;
- ottimizzazione dei pesi;
- miglioramento della trasportabilità in sito;
- possibilità di utilizzo di bulloni antifurto.

Le caratteristiche generali della struttura sono:

- materiale: acciaio zincato a caldo;
- tipo di struttura: Tracker fissata su pali;
- inclinazione sull'orizzontale +60° -60°;
- Esposizione (azimuth): 0°;
- Altezza min: 2,5 m (rispetto al piano di campagna).

I materiali delle singole parti saranno armonizzati tra loro per quanto riguarda la stabilità, la resistenza alla corrosione e la durata nel tempo.

## 9. Misure di mitigazione

### 9.1 Misure di mitigazione paesaggistica e fascia ecotonale

La mitigazione della visuale dell'impianto agrivoltaico sarà realizzata con la realizzazione di una fascia ecotonale formata da piante autoctone di varia altezza, in grado di nascondere dall'esterno la visuale dell'impianto. Le piante saranno di provenienza dai vivai della Regione o da quelli autorizzati dalla stessa regione e iscritti al RUOP (Registro Ufficiale degli Operatori Professionali), le piante dovranno essere provviste di regolare certificato di origine che ne attesti la produzione con materiale di propagazione proveniente dalle aree boschive della regione, inoltre, dovranno essere munite del relativo passaporto fitosanitario.

La fascia ecotonale sarà realizzata lungo il perimetro dell'intera area, sul lato esterno della recinzione, ad una distanza dalla stessa di 3 metri, con una piantumazione continua di piante che costituirà una barriera viva dall'esterno e protettiva da eventuali derive di trattamenti convenzionali effettuati sui confini a rischio.

Le essenze arboree saranno selezionate tra le specie autoctone disponibili presso i Vivai della Regione, che sono in grado di assicurare piante provenienti da materiale di propagazione sano proveniente dai boschi della Regione.

La fascia ecotonale sarà costituita da piante poste a dimora alla distanza di m 1,50 sulla fila e a m 1,50 tra le file. Più in particolare, la fila prossima alla recinzione sarà formata da specie vegetali ad alto fusto (oltre 9 metri), quali ad esempio il *Cerro*, il *Frassino*, l'*Orniello*; la fascia intermedia sarà costituita da specie vegetali a medio fusto (3÷8 metri), quali ad esempio il *Sorbo domestico* e il *Ligustro*; infine, la fascia esterna sarà costituita da specie vegetali con formazione di siepi con altezze comprese tra 80÷100 cm, quali ad esempio l'*Alaterno*, la *Fillirea*, il *Biancospino*, il *Prugnolo*.

Nella fase esecutiva e in funzione della disponibilità dei vivai regionali, si potrà valutare la scelta di altre essenze vegetali, aventi le medesime peculiarità tra quelle indicate in precedenza e in osservanza alle prescrizioni emanate dell'Osservatorio Fitosanitario della Regione.

La piantumazione dovrà essere effettuata nel periodo autunnale in modo che le piantine possano beneficiare delle piogge invernali per acclimatarsi e rafforzare l'apparato radicale. Nel periodo estivo, l'irrigazione sarà assicurata mediante autobotte trainate da trattore, una volta che le piante si saranno bene acclimate, le irrigazioni di soccorso saranno effettuate nei casi di estrema siccità.

Le piante selezionate sono molto rustiche e necessitano solo di un apporto di concimazione organica nella fase di trapianto e di una concimazione di mantenimento per i primi 2 – 3 anni, fino a quando saranno in grado di svilupparsi in piena autonomia. Il loro elevato grado di rusticità rende non necessario l'uso di fitofarmaci che andranno usati solo in casi eccezionale di attacco da parte di agenti patogeni e comunque saranno trattati con prodotti ammessi in agricoltura biologica con presidi in massima parte composti a base di zolfo e/o di rame.

### 9.2 Misure di mitigazione per la fauna

Il presente progetto prevede la realizzazione di interventi di mitigazione volti a minimizzare l'interferenza dell'opera sugli aspetti ambientali e paesaggistici del territorio. Le scelte progettuali rispondono alla volontà dell'investitore di eliminare e/o contenere tutti i possibili impatti sulle varie componenti ambientali. Inoltre, le misure di mitigazione si estendono con la piantumazione di verde autoctono che possano assolvere primariamente alla necessità di garantire alle api e agli altri insetti, benefici e l'habitat e il sostentamento necessario per il loro sviluppo e la loro riproduzione.

Realizzazione di apposite aperture nelle recinzioni, per i mammiferi di piccola e media taglia

Con tale misura di mitigazione, si minimizzano così i disagi per lepri, volpi, talpe, etc. Un deterioramento degli habitat ha ripercussioni considerevoli sulla consistenza delle popolazioni e deve quindi essere evitato.



Dettaglio Prospetto Recinzione Modulare

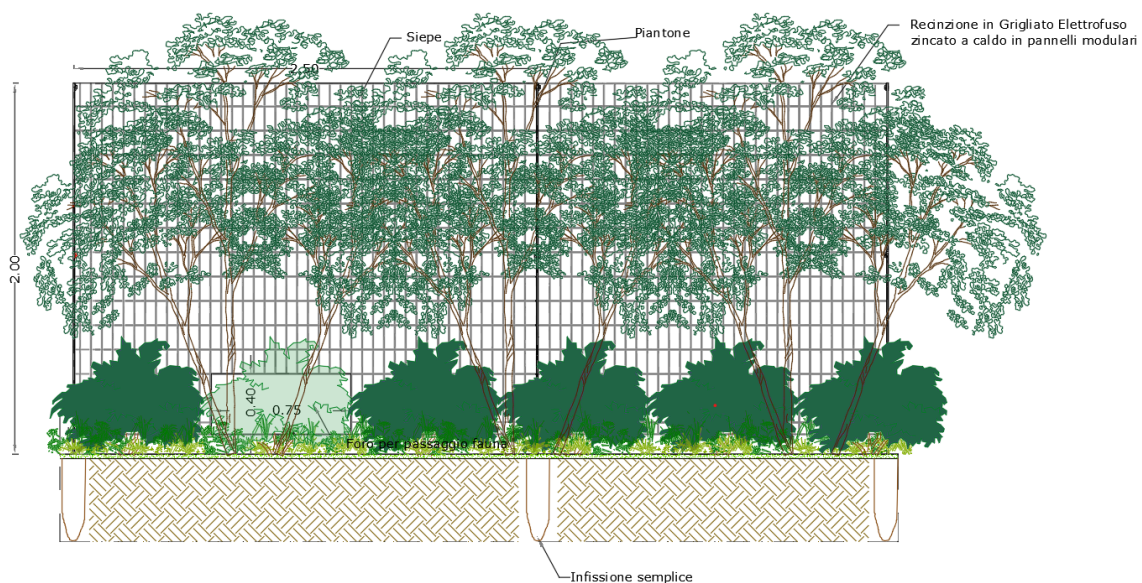


Figura 14: Esempio di realizzazione aperture recinzioni

Posa in opera di tubazioni in PVC, diametro 20 cm, per il passaggio della piccola fauna



Figura 15: Esempio di realizzazione tubazioni in PVC per passaggio piccola fauna

Utilizzo pannelli fotovoltaici di ultima generazione

Si prevede l'utilizzo di pannelli fotovoltaici di ultima generazione a basso indice di riflettanza che non provocano abbagliamento né confusione biologica nei confronti dell'avifauna presente.

## 10. Connessione alla rete elettrica

Il progetto delle opere di connessione alla rete elettrica è stato realizzato in accordo alla Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) ricevuto dalla società **Ferrandina Fotovoltaico S.r.l.**, con codice pratica **202200989**, ricevuto in data **23/06/2023**, e prevede l'immissione in rete di una potenza fotovoltaica da **41,28 MW**.

Le opere di connessione prevedono la realizzazione di una Stazione Utente a 150 kV che sarà collegata in antenna su una nuova Stazione Elettrica ("SE") della RTN a 150 kV, da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV "Ferrandina – Pisticci", previa realizzazione del potenziamento/rifacimento dell'elettrodotto RTN a 150 kV "Salandra – Ferrandina – Pisticci".

Il collegamento alla nuova Stazione elettrica di trasformazione 150 kV sarà effettuato mediante cavo interrato AT che partirà dalla Stazione Elettrica di Utente ove avverrà la trasformazione dell'energia prodotta da media ad alta tensione.

### 10.1 Connessione alla rete

Per la connessione alla rete elettrica nazionale dell'impianto di produzione è prevista la realizzazione di diverse opere, che vengono riportate di seguito.

È prevista la realizzazione di un nuovo elettrodotto AT in cavo (interrato) che sarà collegato alla nuova SE di trasformazione.

La nuova Stazione Elettrica di Utente sarà ubicata nelle vicinanze dell'impianto **FERRANDINA\_FV**. L'elettrodotto AT di collegamento della SEU alla nuova SE sarà realizzato in posa interrata (**0,066 km**).

Esaminato lo stato dei luoghi, il tracciato del cavo di collegamento più breve è stato individuato cercando di minimizzare le interferenze.

Il collegamento dell'impianto fotovoltaico alla sottostazione utente AT/MT sarà effettuato mediante distribuzione in media tensione MT a **30 kV**.

Tra la produzione e l'immissione in rete dell'energia, cioè tra il generatore fotovoltaico e la RTN, sono previste una serie di infrastrutture elettriche necessarie al trasporto, smistamento, trasformazione, misura e consegna dell'energia.

Il progetto delle opere di connessione è costituito dalla parte "Rete" e dalla parte "Utente".

La prima parte comprende l'impianto di connessione della RTN che occorre realizzare al fine di consentire l'immissione in rete dell'energia elettrica prodotta dal parco fotovoltaico; nello specifico, riguarda la realizzazione:

- della nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV "Ferrandina-Pisticci";
- del potenziamento/rifacimento dell'elettrodotto RTN a 150 kV "Salandra-Ferrandina-Pisticci";
- dello stallo arrivo produttore AT a 150 kV nella suddetta SE;
- di adeguati rinforzi di rete, alcuni dei quali già previsti nel Piano di Sviluppo della RTN.

La parte "Utente" invece comprende:

- l'elettrodotto di interconnessione a 30 kV fra i generatori fotovoltaici e tra questi e la sottostazione utente da realizzare nei pressi della nuova Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 150 kV di proprietà della società Terna S.p.A.;
- l'elettrodotto a 150 kV per il collegamento della Sottostazione Utente 150/30 kV allo stallo arrivo produttore AT a 150 kV nella suddetta SE.

### 10.2 Opere di collegamento elettrodotto in MT interrato

L'energia prodotta da ciascun generatore fotovoltaico viene trasformata in media tensione per mezzo del trasformatore installato all'interno di appositi container e quindi trasferita al quadro di media tensione a **30 kV**.

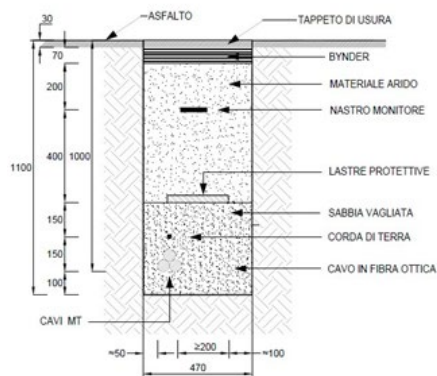
I generatori fotovoltaici della centrale fotovoltaica sono tra loro collegati, mediante una rete di collegamento interna al parco, alla tensione di **30 kV**; i cavi elettrici saranno posati in cavidotti interrati il cui scavo avrà una profondità minima di 1 m ed una larghezza variabile in funzione del numero di terne:

- 0,47 m nel caso di una singola terna di cavi;
- 0,79 m nel caso di due terne di cavi;

## Impianto Fotovoltaico "Ferrandina\_FV" – Ferrandina - (MT)

- 1,10 m nel caso di tre terne di cavi;
- 1,75 m nel caso di cinque terne di cavi.

SEZIONE TIPO "A" 1 TERNA DI CAVI MT



SEZIONE TIPO "A1" 1 TERNA CAVI MT

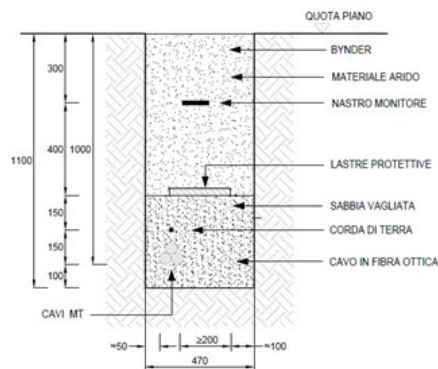
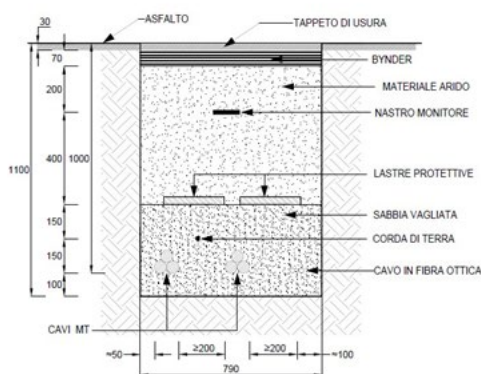


Figura 16: Sezione scavi su strada asfaltata e sterrata (1 terna di cavi MT)

SEZIONE TIPO "B" 2 TERNE DI CAVI MT



SEZIONE TIPO "B1" 2 TERNE CAVI MT

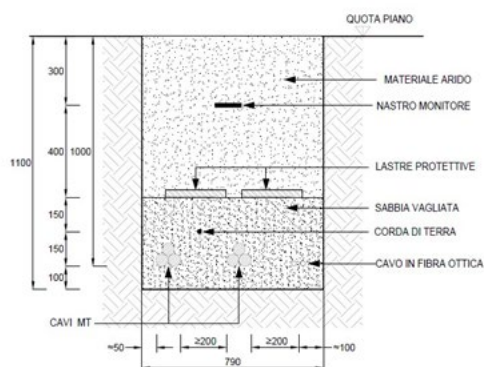


Figura 17: Sezione scavi su strada asfaltata e sterrata (2 terne di cavi MT)

All'interno dello stesso scavo verranno posate la corda di terra (in rame nudo), il nastro segnalatore ed il cavo di trasmissione dati.

Per ulteriori approfondimenti si rimanda all'elaborato **FERRANDINA\_FV.EG.VIA2\_CAVIS "Particolari cavi e cavidotti"**.

Data la presenza di tratte di cavidotto superiori a 2,5 km, il progetto prevede l'installazione di pozzettoni di sezionamento per l'installazione di giunti sconnettabili.

Di seguito si riporta un tipologico relativo all'installazione dei giunti sconnettabili all'interno dei suddetti pozzettoni:



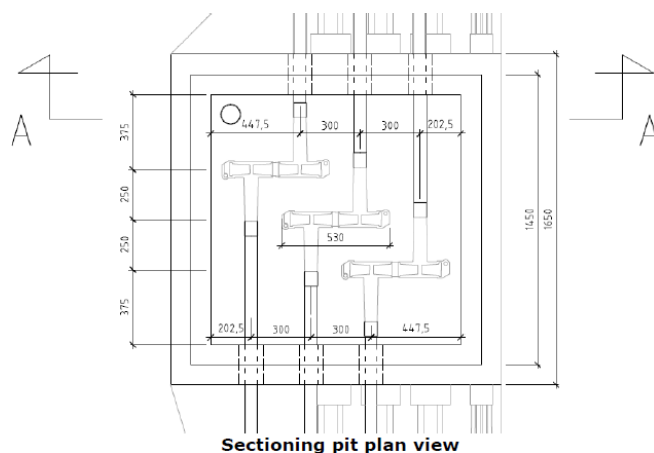


Figura 18: Vista in pianta dei giunti sconnettibili all'interno dei pozzettoni di sezionamento

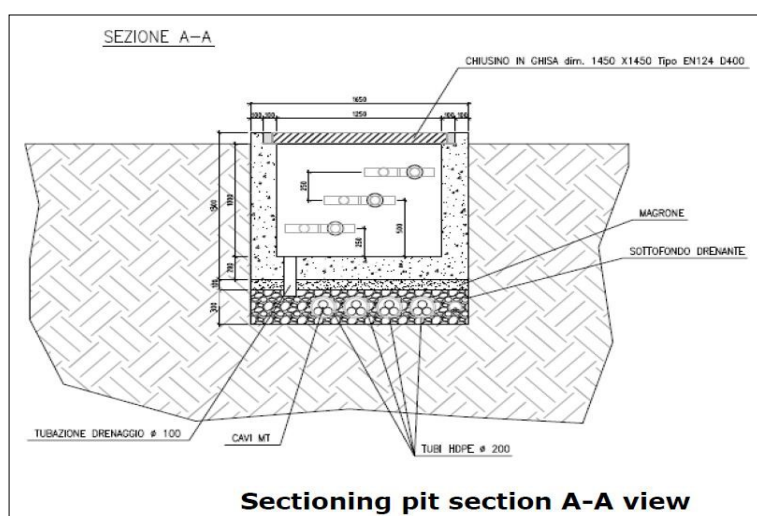
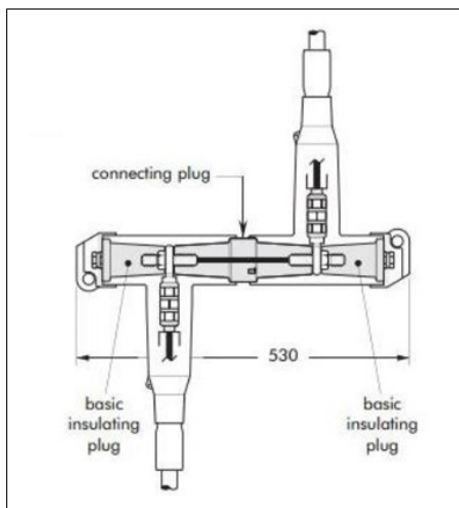


Figura 19: Vista in sezione dei giunti sconnettibili all'interno dei pozzettoni di sezionamento

Nei punti in cui verranno effettuate le giunzioni MT vi sarà il collegamento a terra degli schermi dei cavi di media tensione. La giunzione consiste, per ogni cavo, nell'accoppiamento elettrico di due connettori a T ad interfaccia C ed un plug di collegamento.

Di seguito si mostra un tipologico della connessione:



*Figura 20: Dettaglio giunzione tra cavi MT all'interno del pozzettone di sezionamento*

I cavi MT utilizzati avranno le seguenti principali caratteristiche:

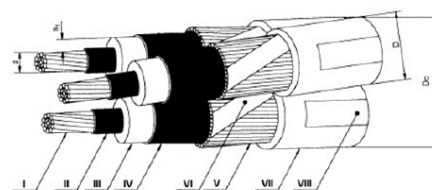
- conduttore in alluminio;
- semiconduttore interno estruso;
- isolante in XLPE;
- semiconduttivo esterno in elastomerico estruso.

I cavi avranno sezione opportuna di modo che la portata nominale (nelle condizioni di posa previste) sia sufficiente a trasportare la corrente in condizioni di normale funzionamento.

La protezione da sovracorrenti (cortocircuito e sovraccarico) avverrà con interruttori di taglia opportuna installati immediatamente a valle dei trasformatori.

La protezione dai contatti diretti e indiretti avverrà grazie alla guaina protettiva di ciascun cavo e dal collegamento a terra dei rivestimenti metallici dei cavi alle estremità di ciascuna linea.

**Cavi tripolari ad elica visibile con conduttori in alluminio**

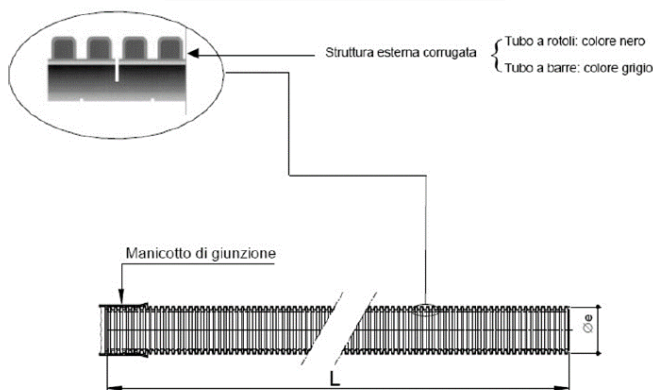


- |  |                                       |
|--|---------------------------------------|
| I - Conduttore                                   | V - Schermo                           |
| II - Strato semiconduttore                       | VI - Nastro equalizzatore (eventuale) |
| III - Isolante                                   | VII - Guaina di PVC                   |
| IV - Strato semiconduttore estruso sull'isolante | VIII - Stampigliatura                 |

Tipologia del Corrugato:

Il tubo flessibile corrugato sarà rispondente alla Norma Tecnica CEI 11-17 ovvero di tipo DS 4247.

**PROTEZIONI MECCANICHE: TUBI IN POLIETILENE**



- Conformi alle Norme CEI EN 50086-2-4 (23-46) (tubo "N" normale)
- resistenza all'urto:
    - tubo  $\varnothing$ e 25450 mm: 15 J;
    - tubo  $\varnothing$ e 63 mm: 20 J;
    - tubo  $\varnothing$ e 125 mm: 28 J;
    - tubo  $\varnothing$ e 160 mm: 40 J.

Figura 21: Particolari Cavo MT 30 kV

### 10.3 Opere di collegamento elettrodotto in MT aereo

La realizzazione di un elettrodotto aereo è suddivisibile nelle seguenti fasi operative principali:

- Attività preliminari;
- Realizzazione dei microcantieri ed esecuzione delle fondazioni dei sostegni;
- Trasporto e montaggio dei sostegni;
- Messa in opera dei conduttori;
- Ripristini delle aree di cantiere.

Le attività preliminari consistono sostanzialmente nella predisposizione degli asservimenti e nel tracciamento dell'opera sulla base del progetto autorizzato. In tale fase si provvede a segnalare opportunamente sul territorio interessato il posizionamento della linea e, in particolare, l'ubicazione esatta dei sostegni; a seguire, qualora necessario, si procede alla realizzazione di infrastrutture provvisorie e all'apertura delle piste di accesso necessarie per raggiungere i siti con i mezzi meccanici.

E' stata individuata la possibilità di realizzare gli elementi puntuali dell'infrastruttura elettrica in conformità alla norma CEI 50341-2-13.

Il calcolo meccanico delle linee è stato effettuato mediante l'utilizzo del software di simulazione PROLED, di proprietà della società Next Srl. È necessario, al variare della campata equivalente, mantenere costante il tiro di posa nelle condizioni di stato EDS (15°C, conduttore scarico). La dislocazione dei sostegni e la scelta della loro altezza sono state determinate in funzione delle distanze di rispetto prescritte dalla Norma linee (franco minimo sul terreno pari a 5,0 m)

## Impianto Fotovoltaico "Ferrandina\_FV" – Ferrandina - (MT)

La campata presente tra i due sostegni, della tipologia Tralici a base allargata (TBA) per linee aeree MT, categoria TE5 con teste di tipologia SA1, risulta pari a 297,30 m.

Il tratto aereo sarà realizzato in cavo unipolare in acciaio alluminio ACSR di sezione 150 mm<sup>2</sup>.

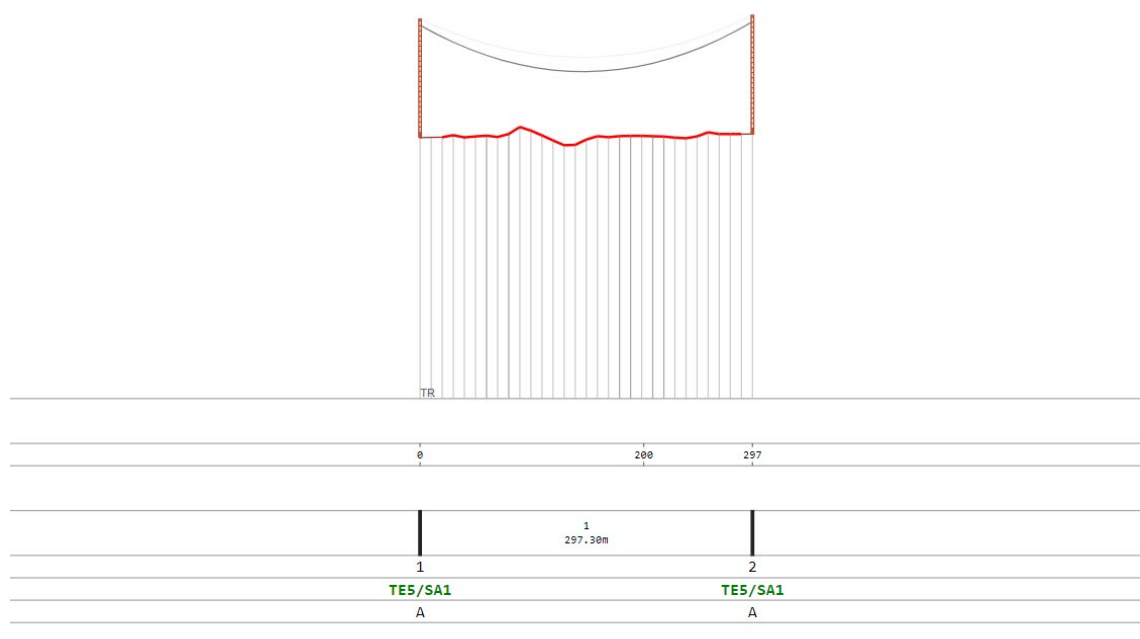


Figura 22: Profilo tratto aereo

### 10.4 Stazione Elettrica di Utente (SEU)

La connessione alla rete di alta tensione avverrà attraverso la realizzazione di una Stazione Elettrica di Utente (SEU) da costruirsi in adiacenza alla Stazione Elettrica (SE) di trasformazione di TERNA S.p.A.

L'accesso alla Stazione Elettrica di Utente (SEU) sarà realizzato attraverso una strada che prende origine dalla strada comunale che porta alla suddetta centrale.

Le opere principali da realizzare sono:

1. Allestimento del cantiere;
2. Preparazione del terreno e scavi trincee e basamenti;
3. Fornitura e posa in opera dei sistemi di gestione e interfaccia;
4. Fornitura e posa in opera dei collegamenti elettrici, cavi e protezioni;
5. Costruzione edificio "cabina di utenza"
6. Realizzazione di recinzione;
7. Realizzazione di impianto di videosorveglianza e illuminazione perimetrale;
8. Realizzazione di viabilità interna, in misto granulare stabilizzato.

Per ulteriori approfondimenti si rimanda all'elaborato **FERRANDINA\_FV.EG.VIA2\_SEUT "SE Utente"**.

La stazione elettrica di utente sarà del tipo isolata in aria, con l'integrazione di alcuni componenti compatti con isolamento in gas (Moduli Compatti Integrati), e risulterà così composta:

- n. 1 interruttore di tipo AIS;
- n. 1 sistema di distribuzione in sbarre;
- n. 2 TV capacitivi;
- n. 2 TV induttivi;
- n. 1 trasformatore AT/MT 150/30 kV della potenza di 50 MVA.

Tutte le apparecchiature saranno rispondenti alla Norme tecniche CEI citate e alle prescrizioni Terna.

La sezione a **30 kV** prevederà:

- Locale misure;
- Locale TLC;
- Locale quadri BT;
- Locale trafo MT/BT;
- Locale quadri MT.

### 10.5 Opere di collegamento elettrodotto in AT interrato

La centrale fotovoltaica verrà collegata in antenna sulla sezione a 150 kV all'interno della nuova stazione elettrica 150kV di TERNA ubicata nel comune di **Ferrandina** in provincia di **Matera**.

L'energia elettrica prodotta del parco fotovoltaico verrà raccolta nella sottostazione di trasformazione in posizione adiacente alla nuova Stazione Elettrica di TERNA, quindi trasferita alla sezione a 150 kV e immessa nella Rete elettrica di Trasmissione Nazionale mediante l'elettrodotto RTN a 150 kV "Salandra-Ferrandina-Pisticci".

La soluzione tecnica di connessione prevede il collegamento in antenna a 150 kV con la sezione a 150 kV della nuova stazione elettrica della RTN 150 kV di proprietà della società Terna S.p.A.

Il nuovo elettrodotto a 150 kV per il collegamento in antenna dell'impianto sulla Stazione Elettrica della RTN costituisce impianto di utenza per la connessione; mentre lo stallo arrivo produttore a 150 kV nella suddetta stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

La connessione tra le opere "Utente" e le opere "Terna" avverrà tramite un cavidotto AT interrato da autorizzare. Il collegamento tra l'uscita del cavo dall'area comune e lo stallo arrivo produttore a 150 kV assegnato nella nuova stazione elettrica 150 kV, sarà realizzato mediante una linea interrata composta da una terna di cavi a 150 kV in alluminio con isolamento XLPE U<sub>0</sub>/U 87/150 kV per una lunghezza pari a circa **66** m.

Di seguito le caratteristiche tecniche ed elettriche dei cavi che verranno utilizzati per il collegamento in alta tensione:

- Sistema elettrico 3 fasi – c.a.;
- Frequenza 50 Hz;
- Tensione nominale 150 kV;
- Tensione massima 170 kV;
- Categoria sistema A.

Il cavidotto AT di collegamento verrà percorso in terreno secondo le modalità valide per le reti di distribuzione elettrica riportate nella norma CEI 11-17, ovvero modalità di posa tipo M con protezione meccanica supplementare. Per la posa del cavidotto si dovrà predisporre uno scavo a sezione ristretta della larghezza di 0,70 m, per una profondità tale che il fondo dello scavo risulti ad una quota di -1,70 m dal piano campagna.

SEZIONE TIPO "E" 1 TERNA CAVI AT  
scala 1:20

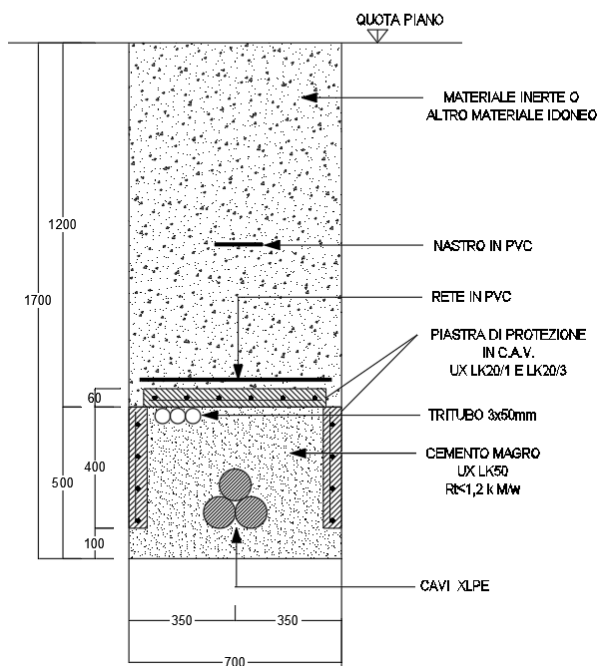


Figura 23: Sezione tipo cavi AT



## 11. Campi magnetici lungo i cavidotti A 30/150 kV

L'impatto elettromagnetico è stato considerato a seguito delle verifiche eseguite con apposito studio specialistico allegato al progetto e a cui si rimanda per eventuali approfondimenti.

Per ciascuna sezione di cavo utilizzata si è calcolato, a scopo cautelativo, il campo magnetico generato considerando il massimo valore possibile di corrente in esso circolante e valutando il numero massimo di terne presenti nello scavo.

La distribuzione del campo magnetico prodotto dalle linee in questione, calcolata con i dati di ingresso precedentemente citati, è utile a definire le DPA (Distanza di Prima Approssimazione) in grado di garantire, all'esterno delle DPA stesse, il non superamento di un determinato valore di campo magnetico definito come "obiettivo di qualità".

Obiettivo del DPCM 08/07/03, attuativo della L. 36/01, è principalmente la tutela della popolazione dagli effetti a lungo termine dei campi elettromagnetici prodotti dagli elettrodotti. Tali provvedimenti prevedono limiti particolarmente restrittivi per il campo magnetico nelle "aree di gioco per l'infanzia, negli ambienti abitativi, negli ambienti scolastici e nei luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore giornaliere".

In particolare, nei suddetti ambienti di vita, non deve essere superato:

- il limite di 10  $\mu$ T (valore di attenzione) in ogni caso;
- il limite di 3  $\mu$ T (obiettivo di qualità) nella progettazione di nuovi elettrodotti e di nuovi insediamenti vicino a elettrodotti esistenti.

È stata valutata, pertanto, la distribuzione del campo magnetico con riferimento all'obiettivo di qualità di 3  $\mu$ T richiesto in occasione della realizzazione di nuovi elettrodotti.

I luoghi tutelati sopra elencati e, in generale, i luoghi in cui è prevista la presenza di persone per più di 4 ore al giorno, non devono rientrare all'interno della DPA. Nel caso in esame non sono stati individuati possibili recettori sensibili.

Con riferimento al rischio di esposizione della popolazione ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete connessi al funzionamento ed all'esercizio dell'impianto, si può concludere, quindi, che in base alla normativa di riferimento attuale, i valori limite di esposizione sono in ogni caso rispettati sia per i campi magnetici sia per i campi elettrici.

Dalle simulazioni effettuate è emerso in generale che la popolazione è esposta a livelli di campo compatibili con i limiti vigenti, sia per le posizioni più prossime alla infrastruttura elettrica sia per le posizioni più distanti. Con le considerazioni e le valutazioni esposte e con le tolleranze attribuibili al modello di calcolo adottato si può ritenere che la situazione connessa alla realizzazione ed all'esercizio dell'impianto agrivoltaico in progetto, nelle condizioni ipotizzate, risulta compatibile con i limiti di legge e con la salvaguardia della salute pubblica.

Si precisa che in fase di esercizio dell'impianto agrivoltaico saranno previste tutte le opportune misure in campo per la verifica del campo elettromagnetico in accordo alla normativa vigente in materia.

Per maggiori informazioni si rimanda all'elaborato **FERRANDINA\_FV.REL.VIA2\_RTIEM** "Relazione Tecnica Impatto Elettromagnetico".

## 12. Operazioni di costruzione

### 12.1 Strade d'accesso e viabilità di servizio

È importante sottolineare che la vicinanza del sito con diverse arterie di comunicazione stradale sia utile a garantire un'ottima accessibilità allo stesso, senza la necessità di realizzare ex novo delle strade di accesso dei mezzi. Inoltre il trasporto dei componenti (che avverrà principalmente su mezzi pesanti) non inciderà in maniera significativa sull'inquinamento acustico e atmosferico della zona.

Per la viabilità interna si procederà alla realizzazione di una nuova viabilità di servizio utile alla movimentazione dei mezzi anche in caso di manutenzione dell'impianto, così come individuato nelle planimetrie di layout: per la parte di terreno occupata da tali piste è prevista una sistemazione del sottosuolo diversa dall'esistente.

Gli interventi sulla viabilità possono sintetizzarsi nelle seguenti operazioni:

- Tracciamento stradale: pulizia del terreno consistente in uno scoticamento di un determinato spessore di terreno (10 cm);
- Formazione della sezione stradale: comprende opere di scavo e rilevati;
- Formazione del sottofondo: è costituito dal terreno, naturale o di riporto, sul quale viene messa in opera la soprastruttura, a sua volta costituita dallo strato di fondazione e dallo strato di finitura;
- Realizzazione dello strato di fondazione: è il primo livello della soprastruttura, ed ha la funzione di distribuire i carichi sul sottofondo. Lo strato di fondazione, costituito da un opportuno misto granulare, deve essere messo in opera in modo tale da ottenere a costipamento avvenuto uno spessore di circa 20 cm;
- Realizzazione dello strato di finitura: la sagomatura che deve essere tale da garantire il normale drenaggio delle acque meteoriche; al fine di garantire un regolare deflusso e un adeguato smaltimento di tali acque, gli strati di finitura del rilevato dovranno essere conformati a schiena d'asino.

Sempre al fine di migliorare il drenaggio delle acque piovane, dopo aver rimosso uno strato di terreno superficiale, si procederà alla posa di un geo-tessuto sopra al quale sarà poi riportato il terreno stabilizzato.

Poiché tutta l'area è in piano (pendenza massima dell'ordine del 2-3%) per segnare i nuovi tracciati si dovrà seguire la morfologia propria del terreno, limitando al massimo le opere di scavo o di riporto.

### 12.2 Recinzione e cancelli

Contemporaneamente alla realizzazione dell'allestimento del terreno, sarà possibile dare inizio alla realizzazione della recinzione che occuperà un notevole perimetro e impiegherà molte risorse temporali ed umane.

La recinzione esterna sarà costituita da una rete il cui materiale, forma, altezza, tipo di maglia, distanza dei paletti è riportata all'interno di apposita tavola allegata. La recinzione presenterà inoltre dei varchi alla base, opportunamente distanziati, per permettere il passaggio della piccola fauna locale. I pali saranno ancorati attraverso un sistema a vite o un plinto di modeste dimensioni localizzato esclusivamente in corrispondenza dei pali stessi.

Lungo la recinzione sono previsti diversi accessi all'impianto in progetto, tutti carrabili. Gli accessi saranno realizzati con cancelli in lamiera di acciaio zincata a caldo e predisposti per eventuali comandi di apertura automatica. Al fine di ridurre la visibilità delle opere e migliorarne dunque l'inserimento nel paesaggio si prevede la realizzazione di opportune opere di mitigazione paesaggistica, quali piantumazione di alberi e siepi (per la loro caratterizzazione si rimanda ad apposita relazione).

### 12.3 Trincee cavi e platee di fondazione cabine

Per quanto riguarda gli scavi per l'alloggiamento dei cavidotti e della platea di appoggio delle cabine elettriche, questi saranno, per quanto possibile, limitati al lato corrente alternata in bassa e media tensione.

Per il lato in corrente continua, infatti, i cablaggi e i cavi di collegamento prenderanno posto nella parte retrostante delle strutture di sostegno dei moduli stessi (tranne in alcuni casi in cui vi saranno necessariamente degli attraversamenti dei cavi solari delle stringhe fino al raggiungimento del relativo inverter posto su file diverse).

Gli scavi a sezione ristretta, necessari per la posa dei cavi avranno una profondità massima di 1,5 m ed una larghezza variabile in funzione del numero di linee elettriche posate. Gli scavi, effettuati con mezzi meccanici, saranno realizzati evitando che le acque defluenti sulla superficie del terreno possano riversarsi negli scavi stessi.

### 12.4 Fondazioni dei pannelli fotovoltaici

Dopo accurate indagini sulla natura geotecnica dei terreni disponibili, tra le varie opzioni che si sono presentate per le fondazioni delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici, la scelta è ricaduta su un sistema di fondazioni tra i più innovativi, economici e meno impattanti dal punto di vista ambientale: i pali di acciaio auto-ancoranti.

Tali pali in acciaio zincato dovranno essere infissi per avvitemento o battitura, per cui non viene prevista nessuna operazione di scavo né di posa in opera con calcestruzzo.

I notevoli vantaggi di tale soluzione sono:

- la rapidità e la facilità di esecuzione: possono essere infissi per semplice rotazione e pressione esercitata sul puntale, senza percussioni né vibrazioni, utilizzando semplicemente un mezzo d'opera munito di trivella oleodinamica;
- il pronto utilizzo: non richiedono, infatti, i tempi di stagionatura tipici dei conglomerati cementizi;
- sono ecocompatibili e riutilizzabili e/o riciclabili a fine vita utile: non richiedono, infatti, l'utilizzo di calcestruzzo, cemento, colla o altro. Penetrano facilmente nei terreni senza rimuoverne il materiale e possono essere estratti e recuperati senza lasciare traccia del loro passaggio.
- sono antisismici: le giunzioni eseguite con saldatura ad arco voltaico garantiscono, infatti, la stessa resistenza a rottura dell'acciaio utilizzato, garantendo così un'alta resistenza alla struttura metallica, che sopporta bene qualsiasi tipo di sollecitazione diretta e indiretta.

La profondità alla quale i pali verranno fissati nel terreno sarà determinata mediante apposite analisi geo- meccaniche e geofisiche effettuate sul sito di installazione in sede di progetto esecutivo.

### 12.5 Assemblaggio delle strutture di sostegno e dei moduli fotovoltaici

Il montaggio della carpenteria metallica delle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici avverrà secondo le indicazioni di progetto e secondo il manuale di installazione del Costruttore.

Esse si comporranno di elementi tubolari di acciaio e alluminio, oltre che dei motori necessari per la movimentazione dei tracker.

Il montaggio e cablaggio dei moduli fotovoltaici verrà eseguito fissando mediante avvitatori sulle strutture di sostegno; tale fase avverrà a seguito di opportuna movimentazione (dall'area di stoccaggio fino in prossimità alla zona di installazione) dei bancali su cui tali moduli sono accatastati ed imballati.

Sarà cura dei tecnici di campo la verifica della integrità dei moduli fotovoltaici all'arrivo in cantiere e a seguito della movimentazione.

Verrà inoltre eseguita una mappatura completa dei numeri seriali dei moduli fotovoltaici e la restituzione di idonea documentazione attestante la posizione all'interno dell'impianto fotovoltaico.

### 12.6 Assemblaggio quadri di campo e dispositivi di misura

#### 12.6.1 Quadro servizi ausiliari

Il quadro di gestione dei servizi ausiliari ha il compito di gestire la protezione ed il sezionamento di tutti i servizi di supporto alla sezione di produzione del campo quali:

- sistema antintrusione e video controllo;
- gruppo di continuità per l'alimentazione delle protezioni di interfaccia SPI e SPG;
- sistema di monitoraggio della produzione;
- illuminazione notturna.

Ogni cabina di sottocampo sarà corredata di n.1 quadro per l'alimentazione dei servizi ausiliari.

## 12.6.2 Dispositivi di misura

Per la contabilizzazione dell'energia prodotta dai sottocampi costituenti il parco fotovoltaico in progetto è prevista l'installazione di diversi complessi di misura UTF, indipendenti tra loro, a servizio rispettivamente delle sezioni dell'impianto.

Ciascuno di essi viene posto sul relativo stallo a 150 kV, prima del parallelo sulla sbarra 150 kV, e sarà collegato con i dispositivi di lettura ubicati all'interno dell'edificio, nel locale misure.

Un ulteriore complesso di misura sarà installato sul tratto di collegamento con la SE 150 kV di Terna, per la misura dell'energia totale immessa in RTN.

## 12.7 Cavidotti interni all'impianto fotovoltaico

### 12.7.1 Conduttori DC (lato BT)

I collegamenti tra pannelli e gli inverter di stringa dovranno essere realizzati con conduttore con guaina isolante resistente ai raggi UV, al fine di garantire le prestazioni di durata richieste. La sezione sarà tale da garantire una caduta di tensione minima.

Il cavo solare da utilizzare dovrà essere del tipo **H1Z2Z2-K**, utilizzabile per impianti fino a 1500 V c.c., conformemente ai requisiti previsti dal Regolamento Prodotti da Costruzione (CPR UE 305/11).

Tali cavi dovranno essere fascettati (per mezzo di fascette resistenti ai raggi UV, ossia con alto contenuto di grafite) alle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici, mentre i cavi di prolungamento di ognuna delle stringhe confluiscono verso gli inverter con percorso prima libero (eventualmente su passerelle porta-cavi, posizionate sulle stesse strutture di sostegno) e poi in cavidotti di protezione in PVC del tipo corrugato interrato.

I cavi impiegati per il collegamento tra i moduli di stringa, posati nella parte posteriore dei moduli stessi, tengono conto dell'alta temperatura raggiungibile in esercizio. Tali cavi verranno quindi raccolti nei quadri di parallelo stringa posizionati in prossimità delle strutture in posizione baricentrica o inglobati all'interno dell'inverter stesso.



### 12.7.2 Conduttori CA (lato BT)

I cavi che realizzano il collegamento tra gli inverter ed i quadri di parallelo AC (QP), eventualmente inglobati nei container di trasformazione, saranno in alluminio e dimensionati in modo da supportare le correnti previste nelle rispettive condizioni di posa e conformi alle norme CEI 20-13, CEI 20-22 II e CEI 20-37 I. con marchiatura IMQ, colorazione delle anime secondo norme UNEL; tali cavi saranno direttamente interrati.

Il cavo scelto risulterà adatto per il trasporto di energia nell'industria, nei cantieri, nell'edilizia residenziale con installazione fissa all'interno e all'esterno, su murature e strutture metalliche, su passerelle, tubazioni, canalette e sistemi similari.



## 12.8 Cavidotto esterno all'impianto fotovoltaico (evacuazione energia in media tensione)

Il cavidotto esterno viene realizzato per connettere la "cabina di raccolta" posta nell'impianto fotovoltaico e la "cabina di ricezione" posta all'interno della Stazione Elettrica di Utente (SEU).

Tale linea MT correrà in un'unica sezione di scavo e sarà realizzata con cavi unipolari in alluminio.

Per un approfondimento tecnico circa l'elettrodotto di evacuazione relativo al presente progetto si rimanda all'elaborato **FERRANDINA\_FV.REL.VIA2\_RTI "Relazione Tecnica degli Impianti"** ed agli elaborati grafici di dettaglio.

Sia i cavidotti d'interconnessione (cavidotti interni) fra i trasformatori che i cavidotti di vettoriamento (esterno) seguiranno un tracciato sia su strada esistente (strade comunali e/o provinciali) sia strade di nuova realizzazione. All'interno del parco sarà realizzata una rete elettrica con cavi interrati alla tensione di esercizio a **30 kV**.

I cavi MT utilizzati avranno le seguenti principali caratteristiche:

- conduttore in alluminio;
- semiconduttore interno estruso;
- isolante in XLPE;
- semiconduttore esterno in elastomerico estruso.

I cavi saranno interrati direttamente, la profondità di interramento sarà non inferiore a 1 m. Le condizioni di posa saranno conformi alla modalità di posa prevista dalla norma CEI 11-17 per i sistemi di II categoria.

I cavi avranno sezione opportuna di modo che la portata nominale (nelle condizioni di posa previste) sia sufficiente a trasportare la corrente in condizioni di normale funzionamento.

La protezione da sovracorrenti (cortocircuito e sovraccarico) avverrà con interruttori di taglia opportuna installati immediatamente a valle dei trasformatori.

La protezione dai contatti diretti e indiretti avverrà grazie alla guaina protettiva di ciascun cavo e dal collegamento a terra dei rivestimenti metallici dei cavi alle estremità di ciascuna linea.

La stessa trincea utilizzata per la posa dei cavi elettrici sarà utilizzata per l'interramento di cavi di controllo e comunicazione, utilizzati per la trasmissione di dati.

In tutti i casi, la caduta di tensione operativa delle linee dovrà risultare inferiore al 2% come richiesto dalle vigenti norme CEI 11-17 "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo e modalità di posa".

## 12.9 Modalità e tipologie di posa

Il cavidotto interno in media tensione viene dimensionato nel rispetto della norma CEI 11-17 e seguirà tipologie di posa diverse, a seconda della destinazione.

## Impianto Fotovoltaico "Ferrandina\_FV" – Ferrandina - (MT)

Il cavidotto in media sarà costituito da cavi unipolari direttamente interrati (tipologia di posa di tipo M) con protezione meccanica supplementare costituita da una coppella protettiva (posa tipo M2). Tale coppella dovrà essere in grado di sopportare, in relazione alla profondità di posa, le sollecitazioni derivanti dai carichi statici, dal traffico veicolare o da attrezzi manuali di scavo.

La posa verrà eseguita ad una profondità minima di 1 m e larghezza alla base variabile in base al numero di conduttori presenti.

Durante l'esecuzione degli scavi si provvederà, ove necessario, alla messa in opera di idonee casse-formi onde evitare franamenti e danni.

La sequenza di posa dei vari materiali, partendo dal fondo dello scavo, sarà la seguente:

- strato di sabbia di 5-10 cm;
- cavi posati a trifoglio in posati sullo strato di sabbia;
- posa coppella protettiva;
- strato di sabbia di 10 cm;
- riempimento con il materiale di risulta dello scavo di 20 cm;
- nastro segnaletico;
- riempimento finale con il materiale di risulta dello scavo e ripristino del manto stradale (bynder e tappetino di usura) ove necessario.

Lungo tutto lo scavo dei collegamenti potrà essere posata la fibra ottica all'interno di un tubo rigido.

Eventuali strade attraversate saranno ripristinate come ante operam e precisamente:

- per le strade sterrate si provvederà al rinterro con materiale di scavo e alla compattazione del terreno;
- per le strade bitumate si provvederà al rinterro con misto granulometrico selezionato e ripristino della pavimentazione stradale.

Durante le operazioni di ripristino vanno posti in opera dei segnacavi in ghisa in modo tale da permettere l'individuazione del tracciato delle linee.

Per quanto riguarda il cavidotto in bassa tensione la tipologia di posa utilizzata è di tipo N, in tubo corrugato.

La posa verrà eseguita ad una profondità di circa 1,0 m in uno scavo di profondità 1,1 - 1,2 m e larghezza alla base variabile in base al numero di conduttori presenti. La sequenza di posa è la stessa che per i conduttori in media.



## 13. Impianto di terra

Si possono individuare diversi impianti di terra e precisamente:

- impianto di terra per l'impianto fotovoltaico;
- impianto di terra per le cabine di raccolta;
- impianto di terra per la Stazione di trasformazione 30/150 kV.

### 13.1 Impianto di terra dell'impianto fotovoltaico

L'impianto elettrico è del tipo TN-S con centro stella del trasformatore collegato a terra e conduttore di protezione separato dal conduttore di neutro.

I pannelli fotovoltaici, essendo in classe di isolamento II, non saranno collegati all'impianto di messa a terra. I quadri elettrici, sia in corrente continua che in corrente alternata, saranno tutti dotati di scaricatori di sovratensione, coordinati con il sistema di alimentazione e la protezione da realizzare.

Tutti gli elementi dell'impianto di terra sono interconnessi tra loro in modo da formare un impianto di terra unico.

#### Nodi di terra:

Saranno costituiti da bandelle di rame forate per il collegamento a morsetti imbullonati, installati in apposite cassette opportunamente segnalate.

#### Conduttore di protezione:

Il conduttore PE tra il collettore di terra principale e il quadro generale fotovoltaico seguirà lo stesso percorso dei cavi di energia.

Il collettore principale di terra sarà posto in corrispondenza del quadro generale fotovoltaico e ad esso faranno capo i conduttori di protezione principali.

Per i rimanenti circuiti si adatteranno conduttori PE della stessa sezione dei conduttori di fase. Nel caso in cui il conduttore di protezione sia comune a più circuiti la sezione sarà pari a quella del conduttore di fase di sezione maggiore fino a 16 mm<sup>2</sup>.

I conduttori di protezione saranno costituiti da corda di rame isolata in PVC colore giallo-verde tipo N07V-K.

#### Collegamenti equipotenziali:

Gli eventuali collegamenti equipotenziali delle masse metalliche saranno eseguiti mediante corda di rame isolata in PVC tipo N07V-K, sezione minima 6 mm<sup>2</sup>, posata in tubazione in PVC in vista o in canalina metallica.

### 13.2 Impianto di terra cabina di raccolta

L'impianto di terra interno della cabina è costituito internamente da una bandella di rame 30x3 mm e da un collettore 50x10 mm; e viene realizzato mediante la messa a terra di tutte le incastellature metalliche con cavo N07V-K e morsetti capicorda a compressione di materiale adeguato.

L'impianto di terra esterno è costituito da:

- un dispersore intenzionale che realizza un anello in corda di rame nudo da 50 mm<sup>2</sup> (ETP UNI 5649-71), posato ad una profondità di 0.5÷0.8 m completo di morsetti per il collegamento tra rame e rame.
- morsetti a compressione in rame per realizzare le giunzioni tra i conduttori trasversali alla maglia principale;
- n. 4 dispersori verticali in acciaio zincato (o ramato) H=2m;
- morsetti in rame stagnato o ottone per il collegamento ai dispersori in acciaio;
- n. 4 pozzetti in calcestruzzo armato vibrato di tipo carrabile completi di chiusino.

### 13.3 Impianto di terra stazione di trasformazione 30/150 kV

L'impianto di terra sarà unico per l'intero piazzale AT ed i fabbricati. Sarà curato il valore della resistenza di terra in relazione alle correnti di terra dichiarate da TERNA per il punto di connessione, al fine di garantire una equipotenzialità interna al sistema ed

un gradiente di potenziale ai margini tale da assicurare la sicurezza delle persone e degli impianti. I piazzali e tutte le aree accessibili alle persone saranno resi equipotenziali negli strati inferiori attraverso il dispersore della rete di terra e la sua interconnessione a ferri profondi delle platee. Il piazzale sarà inoltre isolato dal sistema di terra mediante tappeto di conglomerato bituminoso dello spessore non inferiore a 8 cm. Sarà particolarmente curato il contenimento delle tensioni di passo e contatto, specie in prossimità delle strutture emergenti dal sottosuolo. L'impianto di terra sarà interconnesso in punti scollegabili per misure con la rete di terra della cabina di trasformazione adiacente. I TA, i TV, gli scaricatori ed i portali di ammarro verranno collegati alla rete di terra mediante quattro conduttori di rame di diametro 14,7 mm allo scopo di ridurre i disturbi elettromagnetici nelle apparecchiature di protezione e di controllo. I conduttori di rame vengono collegati tra loro con dei morsetti a compressione in rame; il collegamento ai sostegni è realizzato mediante capocorda e bullone. La messa a terra degli edifici sarà realizzata mediante un anello perimetrale di corda di rame da 120 mm<sup>2</sup> dal quale partiranno le cime emergenti portate nei vari locali. Alla rete di terra saranno anche collegati i ferri di armatura di ciascun edificio, delle fondazioni, dei portali, dei chioschi e dei cunicoli.

L'impianto di terra per la Stazione di Utenza (SdU) sarà realizzato in accordo alle norme CEI e prevede un dispersore a maglia costituito da una rete di terra primaria ed una rete di terra secondaria. Data la vicinanza degli impianti e la loro mutua influenza, tutti gli impianti saranno collegati tra di loro al fine di formare un unico dispersore.

La rete di terra primaria è costituita da:

- dispersore a maglia interno al perimetro della Sottostazione con lato di magliatura di circa 5 m., in corda di rame nudo CU-ETP UNI 5649-71, di sezione 63 mmq.; la maglia sarà posata alla profondità di circa 0,6- 0,8 mt dal piano di calpestio (lati interni della maglia) e a 1,2 metri per quanto riguarda i lati perimetrali;
- dispersori a picchetto in acciaio rivestito in rame da 3 metri infissi nel terreno verticalmente e posti a una inter-distanza di 8-10 metri lungo il perimetro esterno del dispersore a maglia;
- Conduttore di messa a terra delle strutture metalliche e relative apparecchiature in corda di rame nudo CU-ETP UNI 5649-71 di sezione 120mm<sup>2</sup>;
- morsetti a compressione in rame per realizzare le giunzioni tra i conduttori costituenti la maglia di dispersione e tra questi ultimi e i conduttori di terra;
- capicorda a compressione diritti, in rame stagnato, per il collegamento del conduttore di terra alle strutture metalliche, con bullone in acciaio zincato.

La rete di terra secondaria è la parte esposta ed è costituita da:

- sagomature delle cime emergenti dalla magliatura interrata, di sezione 120 mm<sup>2</sup>. - capicorda a compressione diritti per le cime emergenti, in rame stagnato, per il collegamento del conduttore di terra alle strutture metalliche, con bullone in acciaio zincato a caldo;
- ponti, costituiti da spezzoni di corda di rame nudo 63 mm<sup>2</sup>, per la messa a terra dei trasformatori di corrente, trasformatori di tensione e sezionatori alla struttura metallica di supporto ecc.;
- corda di rame isolata 120 mm<sup>2</sup> per la connessione degli scaricatori AT ai propri contascariche.

## 14. Opere civili

La connessione alla rete di alta tensione avverrà attraverso la realizzazione di una Stazione Elettrica di Utente (SEU) da costruirsi in adiacenza alla Stazione Elettrica (SE) di trasformazione di TERNA S.p.A.

L'accesso alla Stazione Elettrica di Utente (SEU) sarà realizzato attraverso una strada che prende origine dalla strada comunale che porta alla suddetta centrale.

Le attività principali da eseguire sono:

- Preparazione del terreno e scavi trincee e basamenti;
- Fornitura e posa in opera dei sistemi di gestione e interfaccia;
- Fornitura e posa in opera dei collegamenti elettrici, cavi e protezioni;
- Realizzazione edificio "cabina di raccolta";
- Realizzazione edificio "Stazione Elettrica di Utente";
- Realizzazione di impianto di videosorveglianza e illuminazione perimetrale;
- Realizzazione di recinzione esterna;
- Realizzazione di viabilità interna, in misto granulare stabilizzato;
- Formazioni dei basamenti delle apparecchiature elettriche.

Le opere Civili comprenderanno le seguenti lavorazioni:

- scavi, rilevati, livellamenti, compattazioni ed eventuali opere di sostegno del terreno;
- opere di consolidamento, sostituzione, bonifica geotecnica del terreno (se necessarie)
- smaltimento dei materiali di risulta;
- realizzazione dell'edifici servizi (magazzino, Edificio S.A., Edificio Comandi);
- realizzazione di strade e piazzali;
- realizzazione dei basamenti in cemento armato per le apparecchiature elettromeccaniche;
- realizzazione della maglia di terra;
- realizzazione del sistema di smaltimento delle acque meteoriche e degli scarichi idrici;
- realizzazione di cavidotti.

Per la realizzazione della **recinzione** sarà necessario eseguire scavi in sezione ristretta con mezzo meccanico ed il materiale di risulta, qualora non utilizzato in loco verrà portato alla pubblica discarica.

I getti di calcestruzzo verranno eseguiti con cemento a presa lenta (R.325).

Il getto dei calcestruzzi a vista viene armato con casseri piallati, mentre nel getto dei plinti e dei pilastri d'ingresso sarà posto in opera l'armatura in barre di ferro tonde.

La recinzione sarà costituita ove necessario, da una parte della sua altezza, gettata in opera, e da una parte in lastre di cemento prefabbricato intercalate, dai pilastri pure in getto prefabbricato (recinzione a pettine in calcestruzzo).

L'altezza fuori terra della recinzione, rispetto alla parte accessibile dall'esterno, deve essere almeno di m 2,00.

L'opera sarà completata inserendo un cancello carrabile con all'interno un cancello pedonale, in ferro zincato a caldo con profilati normali.

Per la realizzazione **dell'edificio** si eseguiranno degli scavi con mezzo meccanico, sia in sezione ristretta per le opere interrato, sia in sezione aperta per lo sbancamento di terreno coltivo per la formazione di massicciata. I getti di calcestruzzo verranno eseguiti con cemento a presa lenta (R.325), fino a quota d'imposta della prima soletta e per i plinti e le opere in cemento armato quali pilastri, travi, gronda e gradini.

Le opere di getto in calcestruzzo vengono armate con barre di ferro tonde omogeneo di adeguato diametro risultante dai calcoli dell'ingegnere incaricato.

Il solaio superiore è piano con pendenze minime per lo smaltimento delle acque meteoriche, mentre il solaio del piano rialzato deve sopportare pesi maggiori per le apparecchiature elettriche che verranno posate.

Gli intonaci, sia esterni che interni, vengono eseguiti con il rustico in malta di cemento e soprastante stabilitura di cemento.

La pavimentazione dell'intercapedine viene realizzata con sottofondo in ghiaia grossa e getto di calcestruzzo per formazione della caldana.

La soletta di copertura dell'edificio viene isolata dalle intemperie con la posa di un massetto in calcestruzzo impastato con granulato di argilla espansa, di una membrana impermeabile armata in lamina di alluminio stesa a caldo, di pannelli in poliuretano espanso rivestito con cartonfeltro bitumato e soprastante membrana sintetica elastomerica applicata su vernice primer bituminosa.

Tutti i serramenti esterni ed interni sono in alluminio con taglio termico completi di ogni accessorio (ferramenta di chiusura e manovra, maniglie, cerniere ecc); le aperture esterne sono munite di rete di protezione dalle maglie di cm. 2 x 2 per evitare l'entrata di corpi estranei dall'esterno e verniciate ad una mano di minio antiruggine e due di vernice a smalto sintetico. Per la realizzazione dei basamenti e fondazioni locali si eseguiranno scavi in sezione ristretta con mezzo meccanico per la formazione delle fondazioni, dei pozzetti e dei condotti, e qualora il materiale risultante non fosse riutilizzato verrà trasportato alla pubblica discarica.

Per l'esecuzione dei getti vengono usati casseri in tavole di legno.

La vasca di raccolta olio dei trasformatori è intonacata ad intonaco rustico con soprastante liscivatura a polvere di cemento per rendere le pareti impermeabili ed evitare la perdita di olio.

Nei condotti vengono posati dei tubi in pvc in numero adeguato secondo le loro funzionalità e vengono ricoperti con getto di calcestruzzo magro.

Tutti i pozzetti sono completi di chiusini in cemento per ispezione.

Vengono posati tubi in pvc del diametro opportuno per raccolta e scarico delle acque piovane del piazzale, e saranno ricoperti di calcestruzzo dosato. Si prevede di completare l'opera dei drenaggi con la posa di pozzetti stradali a caditoia, completi di sifone incorporato e di griglia in ghisa del tipo pesante carrabile.

Il piazzale viene realizzato con massiciata in misto di cava o di fiume priva di sostanze organiche, di pezzatura varia e continua. Viene posata a strati, costipata meccanicamente con rullo vibratore adatto e viene sagomata secondo le pendenze di progetto per un miglior scarico delle acque nei pozzetti a griglia.

Soprastante alla massiciata viene posata la pavimentazione bituminosa in bitumato a caldo e rullato con rullo vibratore. Superiormente viene steso il tappeto d'usura in conglomerato bituminoso, tipo bitulite, confezionato a caldo, steso con rullo vibrante.

### 14.1 Attrezzature impiegabili e uomini

Per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico si prevede di utilizzare le seguenti attrezzature:

- Ruspa di livellamento e trattamento terreno;
- Macchine batti-palo;
- Gruppo elettrogeno;
- Attrezzi da lavoro manuali ed elettrici;
- Strumentazione elettrica ed elettronica per collaudi;
- Furgoni e camion vari per il trasporto dei componenti;
- Scavatore per i percorsi dei cavidotti.

È previsto inoltre l'impiego di professionisti composti indicativamente dalle seguenti figure:

- Direttore dei Lavori;
- Responsabile della sicurezza;
- Personale preposto alla sistemazione del terreno e alla realizzazione degli scavi;
- Personale specializzato per l'installazione dei pannelli e delle strutture di sostegno;
- Personale addetto all'installazione della parte elettrica (cavidotti, cabine, quadri, cablaggi moduli).

### 14.2 Impianti idrici, fognari e di regimentazione delle acque meteoriche

Nel presente progetto non è prevista la realizzazione di impianti idrici e fognari, in quanto non sono stati previsti impianti sanitari.

In merito alla regimentazione delle acque meteoriche si rimanda all'elaborato **FERRANDINA\_FV.REL.VIA2\_SCII "Studio di Compatibilità Idrologica e Idraulica"**.

In sede di Conferenza dei servizi si rimanda agli enti la realizzazione di suddette opere.

### 14.3 Impianto di videosorveglianza

L'impianto agrivoltaico prevederà l'utilizzo di mezzi di sorveglianza a distanza quali allarmi e telecamere per il controllo in remoto e del presidio continuo (24 ore su 24) da parte di personale preposto.

### 14.4 Impianto di illuminazione

L'impianto agrivoltaico sarà dotato anche di un impianto di illuminazione che sarà posizionato sugli stessi pali previsti per l'impianto di videosorveglianza e si accenderà, oltre che per le normali operazioni di manutenzione, anche in caso d'intrusione rilevato dall'impianto di videosorveglianza.

## 15. Risoluzione delle interferenze

Tutte le interferenze che saranno individuate lungo il tracciato degli elettrodotti interrati, reti AQP, canali, strade, ecc., saranno risolte mediante la tecnica della TOC. Sarà previsto che l'elettrodotto superi l'interferenza all'intradosso dello scavo mantenendo il franco di sicurezza previsto dalle norme.

L'intersezione con corsi d'acqua sarà risolta con l'ausilio di tecnologie NO DIG inserendo il cavidotto attraverso un'operazione di scavo teleguidato ad una profondità utile a garantire assenza di disturbo al corso d'acqua superficiale per poi proseguire con l'attraversamento in Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC). In tal modo sarà garantito il regolare decorso delle acque superficiali in ogni fase della cantierizzazione, di esercizio e di dismissione dell'impianto.

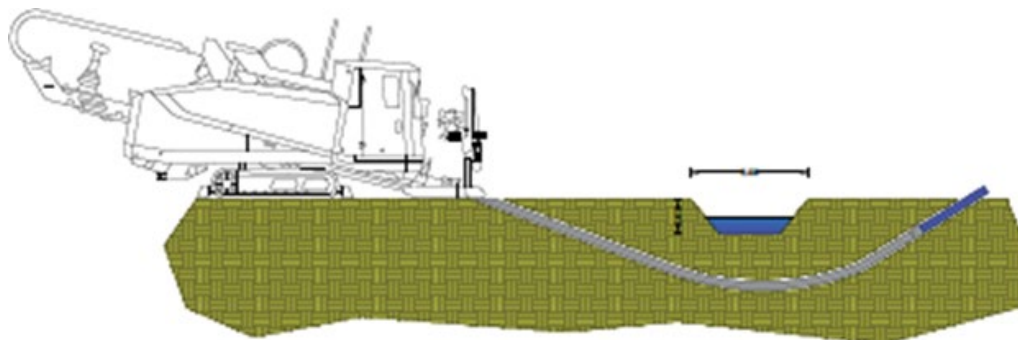


Figura 24: Esempio di risoluzione interferenze- TOC

L'attraversamento stradale invece, in ottemperanza alla norma CEI 11-17 sez. 4 delle infrastrutture viarie, avverranno dal basso rispetto la piattaforma stradale, ad una profondità non inferiore a 110 cm a partire dall'estradosso della piattaforma stessa.

A seguire si mostra una sezione tipo di attraversamento di infrastrutture stradali con elettrodotti interrati.

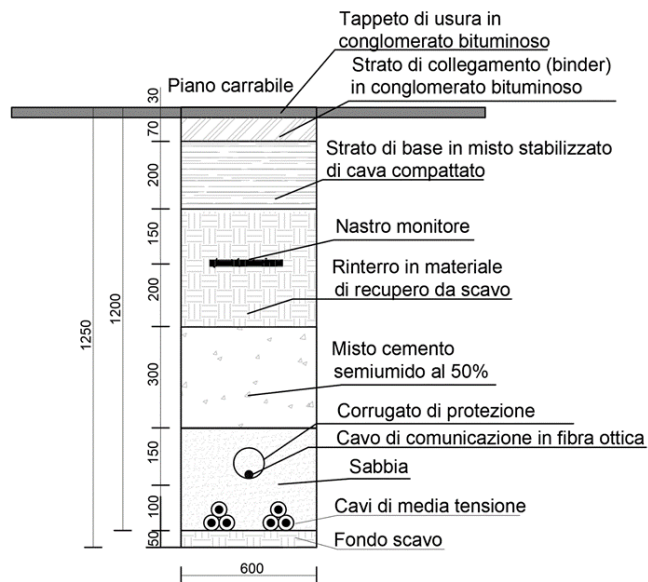


Figura 25: Esempio di risoluzione interferenze- infrastruttura stradale



## 15.1 Incrocio fra cavo TLC e cavo elettrico o tubazione metallica con protezione catodica

### 15.1.1 TIPO 1: QUOTA B > 30 cm

Esecuzione: servizio superiore inguainato con tubo in PVC più massello in calcestruzzo (o canaletta di ferro zincato a caldo dello spessore minimo di 2 mm).

Di norma il cavo TLC dovrebbe essere posto superiormente ma, in caso di impossibilità tecnica, va comunque protetto il servizio superiore qualsiasi esso sia.

- Caso a) – incrocio perpendicolare ( $\phi = 90^\circ$ ) quote A > 50 cm

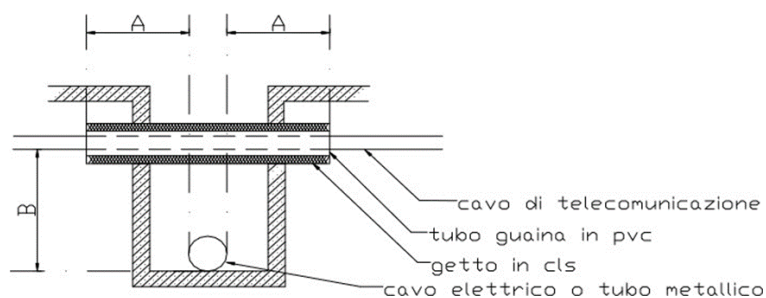


Figura 26: Incrocio perpendicolare ( $B > 30$  cm)

- Caso b) – incrocio obliquo ( $\phi < 90^\circ$ ) quote A non inferiori a 50 cm in modo che  $C > 30$  cm

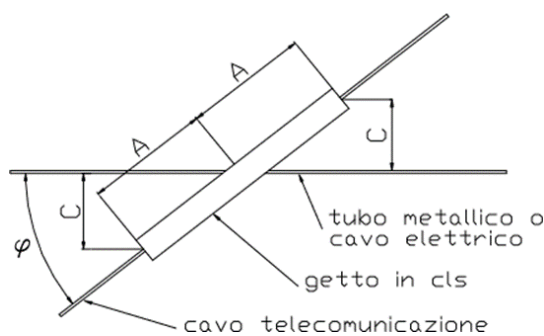


Figura 27: Incrocio obliquo ( $B > 30$  cm)

### 15.1.2 TIPO 2: QUOTA B < 30 cm

Esecuzione: entrambi i servizi inguainati con guaine costituite da tubi in PVC più masselli in calcestruzzo meccanicamente separati tra loro da strato di sabbia (o canalette di ferro zincato a caldo spessore minimo mm. 2).

- Caso a) – incrocio perpendicolare ( $\phi = 90$ )

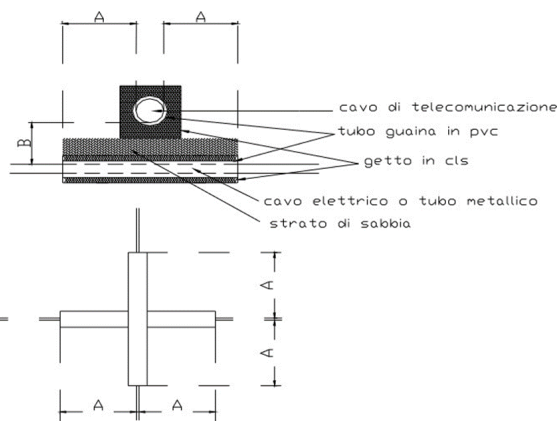


Figura 28: Incrocio perpendicolare ( $B < 30$  m)

- Caso b) – incrocio obliquo ( $\phi < 90^\circ$ ) quote A non inferiori a 50 cm in modo che  $C > 30$  cm.

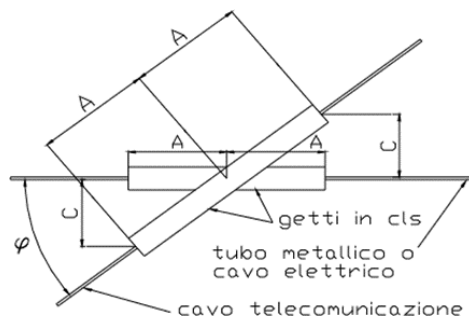


Figura 29: Incrocio obliquo ( $B < 30$  m)

## 15.2 Parallelismo fra cavo TLC e cavo elettrico o tubazione metallica con protezione catodica

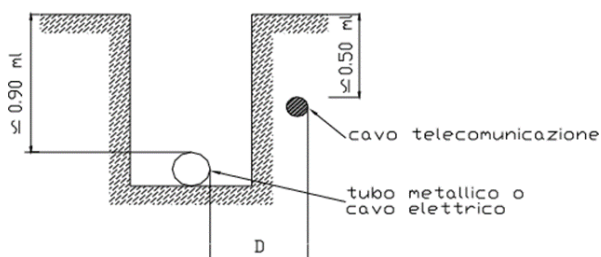


Figura 30: Parallelismo TLC – cavo elettrico

- Caso a) - quota  $D > 0.30$  ml  
Esecuzione: nessuna protezione meccanica sui servizi;
- Caso b) - quota  $D < 0.30$  ml  
Esecuzione: servizio superiore inguainato con tubo in PVC più getto in calcestruzzo (o canaletta di ferro zincato a caldo dello spessore minimo di mm. 2);
- Caso c) - quota  $D < 0.15$  ml  
Esecuzione: entrambi i servizi inguainati con tubi in PVC più getti in calcestruzzo (o canaletta di ferro zincato a caldo dello spessore minimo di mm. 2).

## 15.3 Incrocio tra cavi di energia e tubazioni metalliche interrato

L'incrocio fra cavi di energia e le tubazioni metalliche adibite al trasporto e alla distribuzione di fluidi [acquedotti, gasdotti, oleodotti e simili] o a servizi di posta pneumatica, non deve essere effettuato sulla proiezione verticale di giunti non saldati delle tubazioni metalliche stesse.

I cavi di energia non devono presentare giunzioni se non a distanze  $\geq 1$  m dal punto di incrocio con le tubazioni a meno che non siano attuati i provvedimenti scritti nel seguito.

Nei riguardi delle protezioni meccaniche, non viene data nessuna particolare prescrizione nel caso in cui la distanza minima misurata fra le superfici esterne dei cavi di energia e delle tubazioni metalliche o fra quelle di eventuali loro manufatti di protezione, sia superiore a 0,50 m.

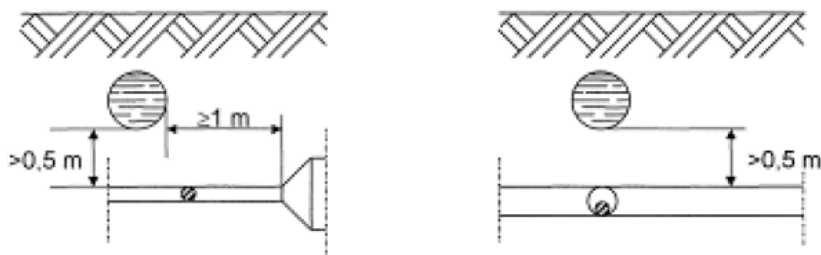


Figura 31: Incrocio cavo elettrico – tubazioni metalliche (1)

Tale distanza può essere ridotta fino ad un minimo di 0,30 m nel caso in cui una delle strutture di incrocio è contenuta in un manufatto di protezione non metallico prolungato almeno 0,30 m per parte rispetto all'ingombro in pianta dell'altra struttura.

Un'altra soluzione, per ridurre la distanza di incrocio fino ad un minimo di 0,30 m è quella di interporre tra cavi energia e tubazioni metalliche un elemento separatore non metallico [come ad esempio lastre di calcestruzzo o di materiale isolante rigido]; questo elemento deve poter coprire, oltre la superficie di sovrapposizione in pianta delle strutture che si incrociano, quella di una striscia di circa 0.30 m di larghezza ad essa periferica.

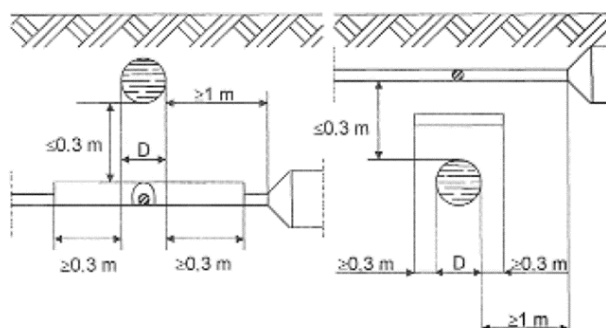


Figura 32: Incrocio cavo elettrico – tubazioni metalliche (2)

I manufatti di protezione e gli elementi separatori in calcestruzzo armato sono da considerarsi strutture non metalliche. Come manufatto di protezione di singole strutture con sezione circolare possono essere utilizzati collari di materiale isolante fissati ad esse.

## 15.4 Parallelismi tra cavi di energia e tubazioni metalliche interrate

In nessun tratto la distanza misurata in proiezione orizzontale fra le due superfici esterne di eventuali altri manufatti di protezione deve risultare inferiore a 0,3 m.



Figura 33: Parallelismo cavo elettrico – tubazioni metalliche (3)

## 15.5 Incrocio con linee elettriche aeree

Si fa riferimento alla guida per le connessioni alla rete elettrica di Enel Distribuzione che, alla sezione k, definisce la larghezza della fascia di asservimento degli elettrodotti in relazione alla tipologia.

## Impianto Fotovoltaico "Ferrandina\_FV" – Ferrandina - (MT)

Nel caso di interferenza tra un allacciamento e preesistenti linee elettriche o telefoniche in cavo, interrate e non canalizzate, si devono adottare le distanze di rispetto e la modalità di protezione specificate nella CEI 11-17 anche nel caso di avvicinamento ad impianti di protezione contro le scariche atmosferiche (CEI 8-1). Nel caso di avvicinamento a sostegni di linee elettriche aeree esterne, si devono mantenere, da essi e dai loro dispersori, almeno le distanze di rispetto indicate dalle disposizioni di legge vigenti in materia.

Tipo di linea	Natura conduttore	Sezione o diametro	Palificazione	Armamento	Lunghezza campata ricorrente (1)	Larghezza fascia (2)
BT	Cavo interrato	qualsiasi				3 m
MT	cavo aereo	qualsiasi	qualsiasi	qualsiasi	qualsiasi	4 m
	Cavo interrato	qualsiasi				4 m
	rame nudo	25/35 mm <sup>2</sup>	qualsiasi	qualsiasi	160 m	11 m
	rame nudo	70 mm <sup>2</sup>	qualsiasi	qualsiasi	160 m	13 m
	Al- Acc. Lega di Al	Qualsiasi	qualsiasi	qualsiasi	160 m	13 m
	Qualsiasi	Qualsiasi	qualsiasi	qualsiasi	250 m	19 m
AT fino a 150 kV	All-Acc	$\Phi = 22,8$ mm	tralicci semplice terna	sospeso	400 m	27 m
			tralicci doppia terna	sospeso	400 m	28 m
	All-Acc	$\Phi = 31,5$ mm	tralicci semplice terna	sospeso	350 m	29 m
			tralicci doppia terna	sospeso	350 m	30 m
	Cavo interrato	qualsiasi				5 m

*Tabella 6: Incrocio con linee elettriche aeree*

### 15.6 Incroci e parallelismi con rete ferroviaria

Il tracciato della condotta in attraversamento deve essere, di norma, rettilineo e normale all'asse del binario. Quando ciò non sia possibile è consentito che il tracciato della condotta formi con l'asse del binario un angolo non minore di 45°. Quando la condotta è posata lungo una strada che interseca la sede ferroviaria con un passaggio a livello, è consentito che il tracciato della condotta formi con l'asse del binario lo stesso angolo che è determinato dall'asse della strada. In prossimità di opere d'arte l'attraversamento deve essere realizzato in modo tale da non interessare le strutture delle opere stesse e consentire la eventuale esecuzione di lavori di manutenzione o consolidamento delle medesime. In ogni caso l'attraversamento deve risultare a distanza dal filo esterno della struttura più vicina non minore dell'altezza del piano del ferro sul piano di fondazione dell'opera d'arte. Qualora tale altezza superi i m 10 l'attraversamento potrà mantenersi a tale distanza. Analogamente va rispettata la distanza di m. 2 dai blocchi di fondazione delle linee elettriche di pertinenza delle ferrovie (in osservanza al disposto 2.1.0.7.h) e i) delle norme C.E.I. sulle linee elettriche aeree). Nei confronti degli imbocchi delle gallerie va rispettata la distanza di m 20. La condotta attraversante deve essere contenuta entro un tubo di maggior diametro (tubo di protezione), e deve avere una pendenza uniforme non inferiore al due per mille in direzione dello spurgo. La condotta attraversante deve essere interrata - per un tratto corrispondente alla distanza tra le due rotaie estreme più m. 3 al di là di entrambe - a una profondità tale che l'altezza del terreno sovrastante il tubo di protezione risulti di m 1,20 e che il punto più alto del tubo stesso si trovi a m. 2 al di sotto del piano del ferro (della rotaia più bassa se vi è sopraelevazione del binario). Se nel detto tratto ricadono cunette la profondità di interramento rispetto al fondo di esso deve risultare di m 0,80. Oltre detto tratto e fino a m 20 dalle rotaie estreme la profondità

di interrimento non deve essere minore di m 0,80. Va inoltre rispettata una profondità di m 0,30 rispetto alle condotte d'acqua ed ai cavi elettrici e telefonici interrati. Nel caso che si debba necessariamente attraversare una stazione ferroviaria non è ammesso l'attraversamento di marciapiedi di stazione, di piani caricatori o di altre installazioni fisse. Non è ammesso altresì l'attraversamento di fasci di binari aventi larghezza maggiore di m 20 misurata fra le rotaie esterne dei binari estremi.

Per i *parallelismi* non è ammesso che le condotte siano posate in prossimità di una linea ferroviaria ad una distanza inferiore a m 20 misurata fra la generatrice esterna della condotta lato binari e la più vicina rotaia. Caratteristiche tecniche e sistemi di prova delle condotte in opera. Le condotte in attraversamento devono essere di acciaio di qualità, salvo i casi in cui il fluido trasportato non ne consenta l'impiego. È ammesso nel caso di condotte convoglianti gas metano l'utilizzo di tubazioni in polietilene, per diametri esterni fino a 355 mm e per pressioni di esercizio non superiori a 5 bar. In ogni caso tali condotte non devono avere caratteristiche inferiori a: PE 80, Serie 5 - SDR 11 al decreto ministeriale del Ministero dell'interno 24 novembre 1984 e successive modificazioni e integrazioni.

## 15.7 Incroci e parallelismi tra cavi di energia in tubazione e tubazioni di gas con densità non superiore a 0,8 non drenate con pressione massima di esercizio maggiore e minore di 5 bar

Nei casi di sopra e sottopasso tra canalizzazioni per cavi elettrici e tubazioni non drenate, la distanza misurata in senso verticale fra le due superfici affacciate deve essere  $\geq 1,50$  m.

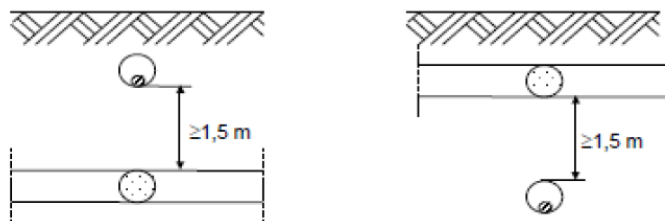


Figura 34: Parallelismo cavo elettrico – tubazione gas (1)

Qualora non sia possibile osservare tale distanza, la tubazione del gas deve essere collocata entro un tubo di protezione che deve essere prolungato da una parte e dall'altra dell'incrocio per almeno 1 m nei sottopassi e 3 m nei sovrappassi; le distanze vanno misurate a partire dalle tangenti verticali alle pareti esterne della canalizzazione in ogni caso deve essere evitato il contatto metallico tra le superfici affacciate.

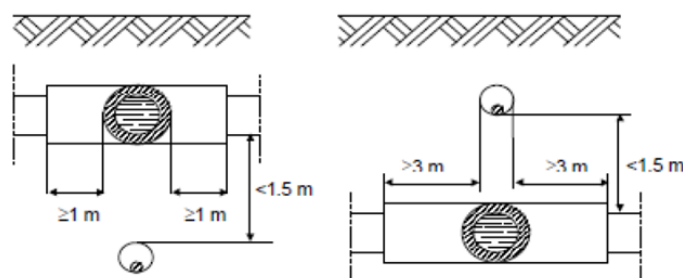


Figura 35: Parallelismo cavo elettrico – tubazione gas (2)

Nei parallelismi tra canalizzazioni per cavi elettrici e tubazioni non drenate, la distanza minima tra le due superfici affacciate non deve essere inferiore alla profondità di interrimento della condotta del gas salvo l'impiego di diaframmi continui di separazione.



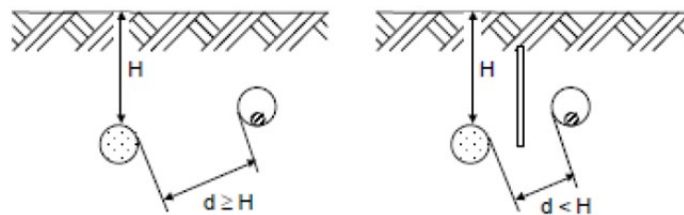


Figura 36: Parallelismo cavo elettrico – tubazione gas (3)

Nel caso di sovra e sottopasso tra canalizzazioni per cavi elettrici e tubazioni del gas la distanza misurata tra le due superfici affacciate deve essere:

- per condotte di 4<sup>a</sup> e 5<sup>a</sup> Specie: > 0,50 m;
- per condotte di 6<sup>a</sup> e 7<sup>a</sup> Specie: tale da consentire gli eventuali interventi di manutenzione su entrambi i servizi interrati.

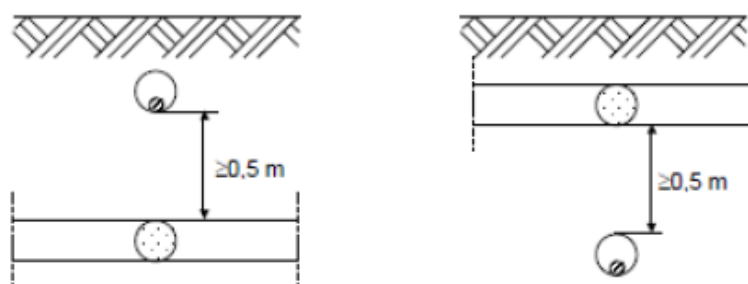


Figura 37: Parallelismo cavo elettrico – tubazione gas (4)

Qualora per le condotte di 4<sup>a</sup> e 5<sup>a</sup> Specie, non sia possibile osservare la distanza minima di 0,5 m, la condotta del gas deve essere collocata entro un manufatto o altra tubazione di protezione e detta protezione deve essere prolungata da una parte e dall'altra dell'incrocio stesso per almeno 3 m nei sovrappassi e 1 m nei sottopassi, misurati a partire dalle tangenti verticali alle pareti esterne dell'altra canalizzazione.

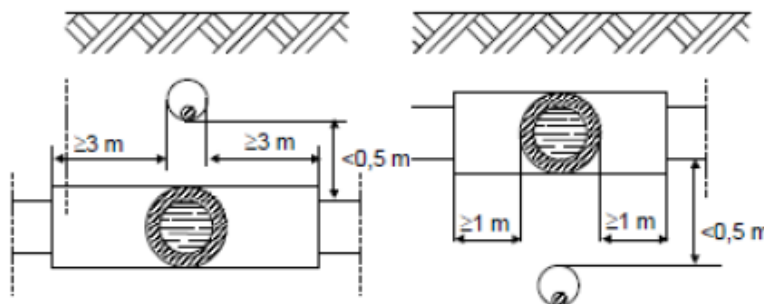
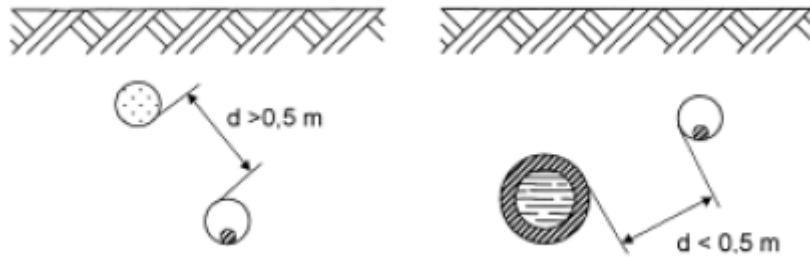


Figura 38: Parallelismo cavo elettrico – tubazione gas (5)

Nei casi di percorsi paralleli tra canalizzazioni per cavi elettrici e tubazioni del gas la distanza misurata tra le due superfici affacciate deve essere:

- per condotte di 4<sup>a</sup> e 5<sup>a</sup> specie: > 0.50 m;
- per condotte di 6<sup>a</sup> e 7<sup>a</sup>: tale da consentire gli eventuali interventi di manutenzione su entrambi i servizi interrati.



*Figura 39: Parallelismo cavo elettrico – tubazione gas (6)*

Qualora per le condotte di 4<sup>a</sup> e 5<sup>a</sup> specie non sia possibile osservare la distanza minima di 0,50 m, la tubazione dei gas deve essere collocata entro un manufatto o altra tubazione; nei casi in cui il parallelismo abbia lunghezza superiore a 150 m la condotta dovrà essere contenuta in tubi o manufatti speciali chiusi, in muratura o cemento, lungo i quali devono essere disposti diaframmi a distanza opportuna e dispositivi di sfiato verso l'esterno. Detti dispositivi di sfiato devono essere costruiti con tubi di diametro interno non inferiore a 20mm e devono essere posti alla distanza massima tra loro di 150m e protetti contro l'intasamento.

In ogni caso, il confronto tecnico con l'ente gestore delle linee di trasporto del gas sarà utile a determinare la migliore soluzione tecnica da adottare in ottemperanza alle norme su citate e ad eventuali prescrizioni aggiuntive.

## 16. Prove, collaudi e messa in servizio

### 16.1 Collaudo componenti e soggetti collaudatori

I quadri elettrici dell'impianto saranno sottoposti a prove e collaudi in officina, previsti dai piani di qualità dei costruttori.

La certificazione dei collaudi sarà consegnata prima dell'installazione alla Direzione Lavori o al Responsabile del Procedimento o suo delegato.

### 16.1 Prove di accettazione e messa in servizio

I componenti che costituiscono l'impianto sono progettati e costruiti secondo quanto disciplinato dalle norme e prescrizioni di riferimento e sono sottoposti alle prove previste dalle stesse.

In particolare, prima dell'inizio dei lavori di montaggio in cantiere, il controllo dei componenti sarà del tipo visivo-meccanico, e riguarderà:

- Accertamento della corrispondenza dei componenti con quanto riportato nel progetto;
- Accertamento della presenza di eventuali rotture o danneggiamenti dovuti al trasporto.

Prima dell'emissione del certificato di regolare esecuzione dell'impianto, e comunque prima del ripiegamento del cantiere, il controllo riguarderà la verifica dell'integrità dei componenti e della realizzazione dell'impianto a "perfetta regola d'arte". La verifica consisterà nel controllare:

- Il corretto montaggio delle strutture di sostegno dei moduli;
- La continuità elettrica e le connessioni tra i moduli;
- La corretta esecuzione dei cablaggi in congruenza con quanto riportato nel progetto;
- La messa a terra delle masse;
- L'isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;
- Il corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.).

Secondo quanto previsto dalla Specifica Tecnica di Fornitura (ENEA), verrà quindi effettuata la verifica tecnico-funzionale dell'impianto, mediante la seguente procedura:

- Verifica della condizione:  $P_{CC} > 0.85 P_{nom} * I/I_{STC}$

dove:

- $P_{CC}$ : potenza (in kW) misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del 2%.
- $P_{nom}$ : potenza nominale (in kW) del generatore fotovoltaico.
- $I$ : irraggiamento (in W/m<sup>2</sup>) misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del 3%.
- $I_{STC}$ : irraggiamento in condizioni standard, pari a 1000 W/m<sup>2</sup>,
- Verifica della condizione:  $P_{AC} > 0,9 \times P_{CC}$  dove:
- $P_{AC}$ : potenza attiva (in kW) misurata all'uscita del gruppo di conversione, con precisione migliore del 2%.

La misura della potenza  $P_{CC}$  e quella della potenza  $P_{AC}$  deve essere effettuata in condizioni di irraggiamento sul piano dei moduli superiore a 600 W/m<sup>2</sup>.

Le verifiche sopra riportate dovranno essere eseguite a lavori ultimati dall'installatore dell'impianto, che dovrà essere in possesso di tutti i requisiti previsti dalle leggi in materia e dovrà emettere una dichiarazione (secondo il fac-simile allegato alla Specifica Tecnica di Fornitura redatta da ENEA), firmata e siglata in ogni parte, attestante l'esito delle verifiche e la data di effettuazione delle stesse.

## 17. Progetto di ripristino

### 17.1 Opere previste di decommissioning (smantellamenti)

A fine esercizio l'opera sarà smantellata e verrà ripristinato lo stato dei luoghi eliminando gli impianti tecnologici.

Le opere programmate per lo smobilizzo del generatore fotovoltaico ed il ripristino delle condizioni ante-operam sono riportate di seguito:

- A. Smontaggio e rimozione dei moduli fotovoltaici;
- B. Smontaggio delle strutture di supporto metalliche;
- C. Rimozione dei cavi elettrici;
- D. Rimozione dei pali di fondazione delle strutture di sostegno;
- E. Smontaggio dei convertitori statici e dei quadri elettrici;
- F. Rimozione delle cabine elettriche;
- G. Demolizione della platea di posa delle cabine elettriche;
- H. Rimozione della recinzione;
- I. Riassetamento delle aree interessate dall'impianto;
- J. Ripristini vegetazionali.

Si prevede inoltre di attuare ripristini vegetazionali, ove necessari, di vegetazione arborea, utilizzando essenze autoctone, per raggiungere le finalità su esposte di ripristino dei luoghi allo stato ante-operam.

Si sottolinea che le opere di decommissioning previste saranno finanziate con un fondo di cassa accumulato nel corso dell'esercizio dell'impianto.

### 17.2 Smaltimento singoli componenti

In merito al trattamento dei componenti dell'impianto fotovoltaico al termine del periodo di esercizio, si riporta nella tabella seguente il dettaglio di quanto previsto per ciascuno di essi.

<b>Moduli fotovoltaici</b>	<p>Non è previsto lo smaltimento in discarica. I moduli impiegati saranno soggetti a un programma prefinanziato di ritiro e riciclaggio da parte della ditta distributrice e/o produttrice, che garantirà al proprietario il loro ritiro e il riciclaggio gratuito al termine della loro durata di vita.</p> <p>La rimozione dei moduli fotovoltaici sarà eseguita da ditte specializzate, con recupero dei materiali secondo la normativa vigente all'atto dello smantellamento. Ad ogni modo, ove non sia possibile riutilizzare i pannelli presso altri impianti, questi vengono prelevati da operatori ambientali che si occupano di separare i materiali riciclabili da quelli inerti non riutilizzabili. I principali componenti di un pannello sono:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Silicio;</li> <li>- Vetro;</li> <li>- Metalli (cornice e contatti);</li> <li>- Componenti elettrici.</li> </ul> <p>Circa il 95% del modulo (in peso) è quindi composto da materiali "nobili" che possono essere riciclati per altri utilizzi. Il resto è formato da rifiuti inerti che sono smaltiti presso una comune discarica.</p> <p>I pannelli possono essere prelevati sul sito da un soggetto specializzato pubblico o privato specializzato in ambito di recupero materiali, che potrà agevolmente sottoporre i pannelli ad un processo di riciclo e smaltimento strutturato nelle seguenti macro-fasi:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Separazione e lavaggio dei vetri (invio dei vetri presso le industrie del settore);</li> <li>- Separazione dei componenti metallici del modulo;</li> <li>- Purificazione dei metalli riutilizzabili per il riciclo;</li> </ul>
----------------------------	--

## Impianto Fotovoltaico "Ferrandina\_FV" – Ferrandina - (MT)

	<p style="text-align: center;">- Smaltimento degli inerti rimanenti presso una discarica.</p> <p>Il processo di smaltimento, data l'assenza di materiali pericolosi o inquinanti tra i componenti del pannello, non necessita di particolari competenze e può essere gestito da uno dei numerosi operatori ambientali che agiscono sul territorio.</p>
<b>Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici</b>	<p>Le strutture in acciaio, smontate e ridotte in pezzi facilmente trasportabili, saranno smaltite presso specifiche aziende di riciclaggio del materiale. Analogamente si opererà con la parte realizzata in calcestruzzo. Le strutture sono installate per palificazione, pertanto una volta rimosso il palo di sostegno, il terreno ritornerà alle condizioni originarie. Le strutture sono composte in massima parte da alluminio, con componenti in acciaio. Dato il valore residuo di tali materiali si prevede di vendere le strutture a ditte specializzate nel riciclaggio di tali materiali, con costo netto di smaltimento sostanzialmente nullo.</p>
<b>Cavi</b>	<p>I cavi sono composti da alluminio o rame. Dato il valore residuo di tali materiali, si prevede di venderli a ditte specializzate nel riciclaggio di tali materiali, con costo netto di smaltimento sostanzialmente nullo.</p>
<b>Trasformatori e inverter</b>	<p>Tali componenti sono composti in massima parte da materiali pesanti. Dato il valore residuo di tali materiali, è previsto di venderli a ditte specializzate nel riciclaggio di tali materiali, con costo netto di smaltimento sostanzialmente nullo.</p>
<b>Recinzione</b>	<p>È previsto lo smaltimento dei materiali di fondazione in apposite discariche ed il recupero delle parti in metallo al fine di destinarle al riutilizzo e/o al riciclaggio.</p>
<b>Cabine</b>	<p>La demolizione delle fondazioni poste alla base delle cabine avverrà in modo tale da consentire il ripristino geomorfologico dei luoghi con terreno agrario e prevedendo di recuperare il profilo originario del terreno. La rimozione delle cabine elettriche, delle opere civili e delle opere elettromeccaniche sarà effettuata da ditte specializzate. Il materiale proveniente dalle demolizioni, le apparecchiature e tutti gli altri materiali di risulta saranno trasportati presso discariche autorizzate. In tal modo sarà quindi possibile restituire le limitate aree interessate dagli interventi all'uso originario per le attività di tipo agricolo-pastorale.</p> <p>Le cabine potranno essere rimosse, ove non più utili a successivi utilizzi del terreno, con limitato dispendio.</p>

*Tabella 7: Smaltimento singoli componenti*



## 18. Benefici ambientali e socio economici

All'interno di questo paragrafo si intende presentare una sintetica visione dei benefici ambientali e socio- economici che si otterranno dalla realizzazione dell'impianto fotovoltaico in progetto.

### 18.1 Emissioni evitate

Considerando l'intero ciclo di vita (*Life Cycle Assessment-LCA*) dei materiali per realizzare i moduli e gli impianti fino allo smaltimento dei rifiuti in discarica al termine dell'operatività, il carico totale delle emissioni è di almeno un ordine di grandezza più basso della quantità di emissioni specifiche che accompagnano la produzione dei kWh convenzionali.

Le emissioni prodotte sono essenzialmente concentrate nella fase di realizzazione industriale (realizzazione dei materiali, lavorazione, assemblaggio) ed in quella di montaggio (montaggio dei pannelli, opere civili ed elettriche).

Durante le fasi di costruzione e di smantellamento si realizzeranno movimenti di terra per l'apertura di percorsi, depositi, spianamenti, ecc. Ciò implicherà un aumento della polvere sospesa che comunque rimarrà confinata nella zona circostante in cui verrà emessa. Il traffico di macchinari e veicoli pesanti comporterà inoltre l'emissione in atmosfera di particelle inquinanti (CO<sub>2</sub>, CO, NO<sub>x</sub> e composti organici volatili).

Durante la vita operativa dell'impianto non si avrà alcuna emissione di inquinanti, salvo quella che potrà derivare dall'occasionale transito di veicoli per le operazioni di manutenzione o da incidenti straordinari.

Si considera pertanto che ciascun kWh fotovoltaico sia accompagnato da una quantità di emissioni di inquinanti sensibilmente inferiore se confrontata con l'emissione media legata alla produzione convenzionale. Pertanto si può concludere che, se valutata l'intera vita utile dell'impianto pari a circa 30 anni, la sua realizzazione porterà ad una diminuzione di emissioni di contaminanti in atmosfera.

È infatti noto come la produzione di energia elettrica mediante l'utilizzo di combustibili fossili comporti l'emissione di gas serra e di sostanze inquinanti in quantità variabili in funzione del combustibile, della tecnologia di combustione e del controllo dei fumi. Tra queste sostanze la più rilevante risulta essere la CO<sub>2</sub>, il cui progressivo aumento in atmosfera potrebbe contribuire all'estendersi dell'effetto serra. Altri gas dannosi sia per la salute umana che per il patrimonio storico e naturale sono la SO<sub>2</sub> e gli NO<sub>x</sub> (ossidi di azoto).

### 18.2 Sviluppo socio-economico

Oltre ai benefici di carattere ambientale che scaturiscono dall'utilizzo di fonti rinnovabili, esplicitabili in barili di petrolio risparmiati, tonnellate di anidride carbonica, anidride solforosa, polveri e monossidi di azoto evitate si hanno anche benefici legati agli sbocchi occupazionali derivanti dalla realizzazione di impianti fotovoltaici.

Nell'analisi effettuata nella Relazione sulle ricadute occupazionali (cfr. elaborato **FERRANDINA\_FV.REL.VIA2\_RRSO "Relazione Ricadute Socio Occupazionali"**) si è stimato il numero delle persone coinvolte direttamente nella progettazione, costruzione e gestione dell'impianto fotovoltaico senza considerare tutte le competenze tecniche e professionali che svolgono lavoro sotto forma indiretta e che sono parte del sistema economico a monte e a valle della realizzazione dell'impianto.

### 18.3 Gestione impianto

L'impianto fotovoltaico è, per sua natura, costituito da componenti molto costose e facilmente asportabili, necessita oltre che dei normali mezzi di sorveglianza a distanza quali allarmi e telecamere per il controllo in remoto, anche del presidio continuo (24 ore su 24) da parte di personale preposto.

È comunque previsto anche l'impiego di personale tecnico addetto alla gestione e conduzione dell'impianto, le cui principali funzioni possono riassumersi nelle seguenti:

- servizio di controllo on-line, attraverso linee e sistemi di telecomunicazione predisposte per il controllo in remoto;
- conduzione impianto, sulla base di procedure stabilite, di liste di controllo e verifica programmata per garantire efficienza e regolarità di funzionamento;
- manutenzione preventiva ed ordinaria programmate sulla base di procedure stabilite;

## Impianto Fotovoltaico "Ferrandina\_FV" – Ferrandina - (MT)

- segnalazione di anomalie di funzionamento con richiesta di intervento di riparazione e/o manutenzione straordinaria da parte di ditte esterne specializzate ed autorizzate dai produttori delle macchine ed apparecchiature;
- predisposizione di rapporti periodici sulle condizioni di funzionamento dell'impianto e sull'energia elettrica prodotta.

La gestione dell'impianto potrà essere effettuata, dapprima con ispezioni a carattere giornaliero, quindi con frequenza bi-trisettimanale, programmando la frequenza della manutenzione ordinaria, con interventi a periodicità di alcuni mesi, in base all'esperienza maturata in impianti similari.

Il progettista

Dott. Ing. Angela Lancellotti

## 19. Indice delle figure

Figura 1: Localizzazione dell’impianto su base Ortofoto .....	8
Figura 2: PPR Basilicata – Ambiti Paesaggistici.....	11
Figura 3: PPR Basilicata – Beni culturali ai sensi degli Artt.10 e 45 del D.Lgs. 42/2004 e ss.mm.ii. ....	12
Figura 4: Fascia di rispetto dei beni sottoposti a tutela ai sensi della Parte II del D.Lgs. 42/2004 (Art. 47 D.L. 13/2023) .....	12
Figura 5: PPR Basilicata – Beni paesaggistici e aree tutelate per legge ai sensi degli Artt.136 e 142 del D.lgs. 42/2004 e ss.mm.ii. ....	13
Figura 6: Fascia di rispetto dei beni sottoposti a tutela ai sensi dell’Art. 136 del D.Lgs. 42/2004 (Art. 47 D.L. 13/2023).....	14
Figura 7: PPR Basilicata – Ulteriori contesti paesaggistici ai sensi dell’Art. 143, co. 1, lett. e) del D.lgs. 42/2004 e ss.mm.ii. ....	15
Figura 8: Caratteristiche del modulo fotovoltaico .....	23
Figura 9: Caratteristiche dell’inverter .....	26
Figura 10: Elementi dimensionali del trasformatore .....	29
Figura 11: Schema della struttura – sezione .....	31
Figura 12: Particolari Pianta TRACKER 1X28.....	31
Figura 13: Particolari Pianta TRACKER 1X14.....	31
Figura 14: Esempio di realizzazione aperture recinzioni .....	33
Figura 15: Esempio di realizzazione tubazioni in PVC per passaggio piccola fauna .....	33
Figura 16: Sezione scavi su strada asfaltata e sterrata (1 terna di cavi MT).....	35
Figura 17: Sezione scavi su strada asfaltata e sterrata (2 terne di cavi MT).....	35
Figura 18: Vista in pianta dei giunti sconnettibili all’interno dei pozzettoni di sezionamento .....	36
Figura 19: Vista in sezione dei giunti sconnettibili all’interno dei pozzettoni di sezionamento .....	36
Figura 20: Dettaglio giunzione tra cavi MT all’interno del pozzettone di sezionamento.....	37
Figura 21: Particolari Cavo MT 30 kV .....	38
Figura 22: Profilo tratto aereo.....	39
Figura 23: Sezione tipo cavi AT.....	41
Figura 24: Esempio di risoluzione interferenze- TOC.....	53
Figura 25: Esempio di risoluzione interferenze- infrastruttura stradale .....	53
Figura 26: Incrocio perpendicolare (B > 30 cm).....	54
Figura 27: Incrocio obliquo (B > 30 cm) .....	54
Figura 28: Incrocio perpendicolare (B < 30 m).....	54
Figura 29: Incrocio obliquo (B < 30 m) .....	55
Figura 30: Parallelismo TLC – cavo elettrico .....	55
Figura 31: Incrocio cavo elettrico – tubazioni metalliche (1).....	56
Figura 32: Incrocio cavo elettrico – tubazioni metalliche (2).....	56
Figura 33: Parallelismo cavo elettrico – tubazioni metalliche (3).....	56
Figura 34: Parallelismo cavo elettrico – tubazione gas (1) .....	58

## Impianto Fotovoltaico "Ferrandina\_FV" – Ferrandina - (MT)

Figura 35: Parallelismo cavo elettrico – tubazione gas (2) .....	58
Figura 36: Parallelismo cavo elettrico – tubazione gas (3) .....	59
Figura 37: Parallelismo cavo elettrico – tubazione gas (4) .....	59
Figura 38: Parallelismo cavo elettrico – tubazione gas (5) .....	59
Figura 39: Parallelismo cavo elettrico – tubazione gas (6) .....	60

## 20. Indice delle tabelle

Tabella 1: Dati geografici di progetto.....	9
Tabella 2: Dati catastali di progetto .....	9
Tabella 3: Tabella di sintesi interferenze con Beni culturali ai sensi degli Art.10 e 45 del D.Lgs. 42/2004 e ss.mm.ii. ....	13
Tabella 4: Specifiche e caratteristiche dell'impianto di produzione.....	19
Tabella 5: Caratteristiche dei trasformatori.....	27
Tabella 6: Incrocio con linee elettriche aeree.....	57
Tabella 8: Smaltimento singoli componenti.....	63