

# REGIONE LAZIO

Comuni di Viterbo, Bagnoregio e Celleno (VT)

## PROGETTO DEFINITIVO

PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE  
DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO DELLA POTENZA DI PICCO PARI A  
40.926,0 kWp E POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 32.000 kW  
sito nel comune di Viterbo, Bagnoregio e Celleno (VT) e delle relative opere di  
connessione alla RTN

TITOLO

Relazione tecnica elettrica

PROGETTAZIONE

PROPONENTE



SR International S.r.l.  
C.so Vittorio Emanuele II, 282-284 - 00186 Roma  
Tel. 06 8079555 - Fax 06 80693106  
C.F e P.IVA 13457211004



ALTER UNO S.r.l.

Alter Uno S.r.l.  
Via Principessa Clotilde, 7 - Roma (RM)  
C.F. e P.IVA 16155091008

Revisione	Data	Elaborato	Verificato	Approvato	Descrizione
00	01/12/2021	Lauretti	Bartolazzi	Alter Uno S.r.l.	Relazione tecnica elettrica

N° DOCUMENTO

ALT-VTB-RTE

SCALA

--

FORMATO

A4

**INDICE**

INDICE DELLE FIGURE.....	4
INDICE DELLE TABELLE .....	4
1. PREMESSA .....	6
1.1 Oggetto e valenza dell’iniziativa .....	7
1.2 Soluzione Tecnica Minima Generale di connessione alla RTN .....	7
2. NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO .....	8
3. LOCALIZZAZIONE DELL’IMPIANTO FOTOVOLTAICO .....	11
4. DESCRIZIONE DELL’IMPIANTO FOTOVOLTAICO .....	13
4.1 Sottocampi elettrici .....	13
4.2 Collegamenti elettrici.....	15
5. ELEMENTI DELL’IMPIANTO FOTOVOLTAICO .....	16
5.1 Moduli fotovoltaici e stringhe .....	16
5.2 Multi-MPPT String Inverter .....	18
5.3 Cabina di trasformazione BT/MT (CT) .....	21
5.4 Cabine elettriche utente (CU) .....	22
5.4.1 Carichi di progetto.....	24
5.4.2 Impianto elettrico .....	24
5.4.3 Impianto di messa a terra .....	25
5.4.4 Particolari costruttivi .....	25
5.5 Cabina Control room .....	27
5.6 Strutture di supporto dei moduli FV.....	28
6. POTENZA DELL’IMPIANTO ED ENERGIA PRODUCIBILE .....	30
6.1 Criterio progettuale .....	30
6.2 Irraggiamento solare.....	30
6.3 Energia prodotta dall’impianto FV.....	31
7. CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO .....	32
8. DIMENSIONAMENTO DEI CAVI ELETTRICI IN BASSA TENSIONE.....	33
8.1 Cavi elettrici in corrente continua ed alternata in BT .....	33
8.1.1 Collegamento in serie tra moduli in d.c. ....	34
8.1.2 Collegamento tra stringhe ed inverter in cc .....	35
8.1.3 Collegamento tra inverter e trasformatore BT/MT in a.c. ....	42
9. DIMENSIONAMENTO DEI CAVI ELETTRICI IN MEDIA TENSIONE.....	46
9.1 Caratteristiche del cavo in MT.....	46
9.2 Determinazione delle sezioni dei cavi in MT interni all’impianto .....	48
9.2.1 Dimensionamento dei cavi in MT tra cabine di trasformazione e le cabine utente .....	49
9.2.2 Dimensionamento dei cavi in MT tra le cabine utente.....	51
9.2.3 Dimensionamento dei cavi in MT tra la cabina utente CU3 e la Stazione Utente di Trasformazione MT/AT 30/150 kV .....	52
10. SISTEMI DI PROTEZIONE E COLLEGAMENTO ALLA RETE .....	53

10.1	Correnti di corto circuito dell'impianto FV .....	53
10.2	Protezione contro le sovracorrenti .....	53
10.3	Protezione da contatti accidentali in c.c.....	55
10.4	Compatibilità elettromagnetica e marcatura CE.....	55
10.5	Servizi ausiliari (SA).....	55
10.6	Impianto di terra.....	56
11.	SISTEMI DI MISURA DELL'ENERGIA PRODOTTA ED IMMESSA IN RETE .....	57
12.	IMPIANTI DI ILLUMINAZIONE, VIDEOSORVEGLIANZA E ANTINTRUSIONE .....	57
12.1	Illuminazione del campo FV.....	57
12.2	Impianto di videosorveglianza .....	58
12.3	Impianto di rivelazione antintrusione .....	58
13.	SISTEMI DI PROTEZIONE LATO BT ED MT .....	61
13.1	Dispositivi di protezione: generale, d' interfaccia e di generatore .....	61
13.2	Protezione dai contatti diretti.....	63
13.3	Misure di protezione contro le scariche atmosferiche .....	63
13.3.1	Fulminazione diretta .....	63
13.3.2	Fulminazione indiretta .....	63
14.	NUOVO ALLACCIO PER SISTEMI AUSILIARI .....	64
15.	PROVE, CONTROLLI E MESSA IN SERVIZIO .....	64
15.1	Esame a vista e prove .....	64
16.	MONTAGGIO DEI COMPONENTI .....	66
17.	SCAVI E POZZETTI.....	67
17.1	Scavi.....	67
17.1.1	Bilancio produzione materiali di scavo .....	69
18.	STAZIONE UTENTE DI TRASFORMAZIONE MT/AT-30/150 KV (SEU).....	70
18.1	Connessione alla rete elettrica RTN di Terna SpA .....	71
18.2	Opere civili.....	73
18.2.1	Edificio quadri utente.....	73
18.2.2	Strade e piazzole .....	73
18.2.3	Fondazioni e cunicoli cavi .....	73
18.2.4	Ingresso e recinzione.....	74
18.2.5	smaltimento delle acque meteoriche e fognarie.....	74
18.2.6	Vasca di raccolta olio .....	74
18.3	Isolamento in AT.....	74
18.4	Correnti di c.c.....	74
18.5	Principali distanze elettromeccaniche di progetto.....	74
18.6	Caratteristiche dei dispositivi in AT .....	75
18.7	Caratteristiche dei dispositivi in MT .....	78
18.8	Trasformatore mt/at 30/150 kV .....	78
18.9	Servizi ausiliari .....	79
18.10	Gruppo elettrogeno .....	80
18.11	Contatore di energia elettrica .....	80
18.12	Illuminazione esterna .....	81

18.13	Impianto antincendio .....	81
18.14	Unità periferica sistema di monitoraggio e difesa .....	81
18.15	Sistema di telecontrollo .....	82
18.16	Rete di terra .....	82
19.	ELETTRODOTTO IN CAVO IN AT-150 KV .....	83
19.1	Tracciato .....	83
19.2	CARATTERISTICHE TECNICHE DEL CAVO IN AT .....	83
19.3	DIMENSIONAMENTO DEL CAVO IN AT .....	84
19.4	MODALITÀ DI POSA DEL CAVO IN AT .....	85
19.5	SISTEMI DI TELECOMUNICAZIONI E GIUNTI .....	87
19.6	Campi elettromagnetici .....	87
19.7	Rumore .....	88
19.8	Aree impegnate e fasce di rispetto .....	88
20.	CRONOPROGRAMMA .....	91
20.1	Sequenza delle operazioni di costruzione ed attrezzature impiegabili .....	91
21.	RISPARMIO DI COMBUSTIBILE ED EMISSIONI EVITATE IN ATMOSFERA .....	91
21.1	Risparmio di combustibile .....	92
21.2	Emissioni evitate in atmosfera .....	93

**INDICE DELLE FIGURE**

<i>Figura 1 – Stralcio dell’ortofoto con indicazione delle aree d’impianto e del cavidotto (in rosso) di connessione con la RTN .....</i>	<i>12</i>
<i>Figura 2 – Tipologia di modulo utilizzato nel progetto - P=570 Wp .....</i>	<i>17</i>
<i>Figura 3 – Dati tecnici, condizioni operative, test e certificazioni del modulo fotovoltaico bifacciale da 570 Wp .....</i>	<i>18</i>
<i>Figura 4 – Modello inverter Huawei con potenza nominale di 215 kVA - caratteristiche tecniche.....</i>	<i>20</i>
<i>Figura 5 – Caratteristiche del trasformatore BT/MT in cabina di trasformazione.....</i>	<i>22</i>
<i>Figura 6 – Prospetto cabina elettrica utente tipo .....</i>	<i>24</i>
<i>Figura 7 – Pianta cabina elettrica utente tipo .....</i>	<i>24</i>
<i>Figura 8 – Differenti configurazioni degli inseguitori solari monoassiali.....</i>	<i>28</i>
<i>Figura 9 – Caratteristiche tecniche dell’inseguitore solare monassiale .....</i>	<i>29</i>
<i>Figura 10 - Radiazione incidente e dati meteo relativi alla zona dell’impianto FV (PVSYST). .....</i>	<i>31</i>
<i>Figura 11 – Sezione tipo del cavo in MT - 30kV - ARE4H5(AR)E .....</i>	<i>48</i>
<i>Figura 12 – Schema della messa a terra a monte del trasformatore .....</i>	<i>56</i>
<i>Figura 13 – Sistema di antifurto dei moduli FV.....</i>	<i>60</i>
<i>Figura 14 – Stralcio su ortofoto della posizione della stazione utente, del cavidotto in AT e la Stazione RTN lato 150 kV.....</i>	<i>71</i>
<i>Figura 15 –Caratteristiche tecniche del cavo in AT a 150 kV .....</i>	<i>84</i>
<i>Figura 16 – Specifiche tecniche del cavo in AT a 150 kV.....</i>	<i>85</i>
<i>Figura 17 – Tipico di collegamento “cross bonding” per un cavo in AT.....</i>	<i>86</i>
<i>Figura 18 – Sezioni tipiche di scavo e di posa per il cavo in AT a 150 kV .....</i>	<i>87</i>
<i>Figura 19 – Caratteristiche del cavo in F.O. ....</i>	<i>87</i>

**INDICE DELLE TABELLE**

<i>Tabella 1 - Verifica di compatibilità tra inverter e stringhe.....</i>	<i>33</i>
<i>Tabella 2 - Dimensionamento cavi di collegamento in cc tra i moduli. ....</i>	<i>35</i>
<i>Tabella 3 – Caratteristiche dei sottocampi dell’impianto FV.....</i>	<i>36</i>
<i>Tabella 4 - Dimensionamento cavi in ac di collegamento tra inverter e quadro BT .....</i>	<i>46</i>
<i>Tabella 5 - Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine di trasformazione BT/MT e la cabina utente CU1.....</i>	<i>49</i>
<i>Tabella 6 - Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine di trasformazione BT/MT e la cabina utente CU2.....</i>	<i>50</i>
<i>Tabella 7 - Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine di trasformazione BT/MT e la cabina utente CU3.....</i>	<i>51</i>
<i>Tabella 8 - Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine utente.....</i>	<i>52</i>
<i>Tabella 9 - Dimensionamento cavo MT di connessione tra la cabina utente CU3 e la Stazione utente SU .....</i>	<i>53</i>

Tabella 10: Fasce di asservimento per tipologia di cavidotto in AT .....	89
Tabella 11: Profondità minime di posa dei cavi in AT .....	90
<i>Tabella 12 - Riepilogo dei dati di impianto .....</i>	<i>92</i>
Tabella 13 - Risparmio di combustibile in TEP .....	93
Tabella 14 - Emissioni evitate in atmosfera .....	93

## **1. PREMESSA**

Il presente progetto ha come obiettivo la realizzazione di una centrale per la produzione di energia da fonte rinnovabile (Sole) tramite l'impiego di tecnologia fotovoltaica. La realizzazione dell'opera prevede l'utilizzo di moduli in silicio monocristallino installati a terra su strutture di ancoraggio e supporto ad inseguitore solare monoassiale (tracker); tuttavia non si esclude la possibilità di ricorrere ad alcune varianti progettuali per incrementare la produttività dell'impianto, anche in funzione dei futuri sviluppi di mercato ed alle disponibilità dei componenti.

Il Soggetto Responsabile dell'impianto fotovoltaico di "Viterbo, Bagnoregio e Celleno" e della progettazione delle opere di connessione alla nuova SST di Terna SpA, è la Società ALTER UNO S.r.l. che ha come attività prevalente lo sviluppo, la progettazione, l'installazione, la commercializzazione, la gestione e la vendita di tecnologie, destinate alla realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica nonché la vendita dell'energia elettrica prodotta dagli impianti da fonti rinnovabili. La soc. ha sede a Roma, in Via Principessa Clotilde, n.7, cap 00196, C.F e P.I 16155091008.

SR International S.r.l. è una società di consulenza e progettazione operante nel settore delle fonti rinnovabili di energia, in particolare solare fotovoltaica ed eolica. Per la realizzazione del progetto in esame essa funge da soggetto di riferimento per il supporto tecnico-progettuale.

L'impianto in progetto comporta un significativo contributo alla produzione di energie rinnovabili e prevede la totale cessione dell'energia, secondo le vigenti norme, alla RTN della società Terna S.p.A., proprietaria della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale.

### **1.1 Oggetto e valenza dell'iniziativa**

Il presente documento costituisce la relazione tecnica del progetto definitivo di un impianto fotovoltaico con potenza di picco pari a circa 40.926,0 [MW], avente un valore di potenza in immissione massima di circa 32,0 [MW] (come da STMG)

Si evidenzia che la realizzazione del progetto consentirà di:

- Produrre energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti;
- Risparmiare combustibili fossili in misura significativa;
- Adottare soluzioni di progettazione compatibili con le esigenze di tutela paesaggistico-ambientale;
- Ottenere ricadute positive dal punto di vista socio-occupazionale.

### **1.2 Soluzione Tecnica Minima Generale di connessione alla RTN**

Nel preventivo di connessione inviato dalla Società Terna SpA alla Società TURENUM PARK srl in data 04/02/2021, (codice pratica 202002206), a cui la stessa faceva richiesta di connessione per un impianto di generazione da fonte rinnovabile (fotovoltaico) con una potenza in immissione alla rete di circa 32 MW, è riportata la soluzione tecnica minima generale. Tale soluzione prevede che l'impianto fotovoltaico sia collegato in antenna a 150 kV con la sezione a 150 kV di una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) 380/150 kV della RTN da inserire in entra - esce sull'elettrodotto RTN a 380 kV della RTN "Roma Nord - Pian della Speranza". Il nuovo elettrodotto in antenna a 150 kV per il collegamento della Vs. centrale alla citata SE 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.

## **2. NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO**

- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- CEI 0-13: Protezione contro i contatti elettrici-Aspetti comuni per gli impianti e le apparecchiature;
- CEI 0-16: Regole tecnica di riferimento per la connessione degli utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- CEI 99-2: (Ex CEI 11-1) Impianti con tensione superiore a 1 kV in c.a.;
- CEI 11-17 Impianti di produzione trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica- Linee in cavo;
- CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- CEI 11-25 (EN 60909-0): "Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata, Parte 0: Calcolo delle correnti";
- CEI 11-35: Guida all'esecuzione delle cabine elettriche d'utente;
- CEI 11-37 "Guida per l'esecuzione degli impianti di terra di impianti utilizzatori in cui siano presenti sistemi con tensione maggiore di 1kV";
- CEI 13-45: Sistemi di misura dell'energia elettrica;
- CEI 14-13/14 Trasformatori trifase per distribuzione a raffreddamento naturale in olio, di potenza 50-2500 kVA;
- CEI 17-5: Apparecchiature in bassa tensione parte 2: interruttori automatici;
- CEI 17-11: Apparecchiature in bassa tensione parte 3: interruttori di manovra, sezionatori, interruttori di manovra sezionatori e unità combinate con fusibili;
- CEI 17-13: Apparecchiature assiemate di protezione e manovra in BT;
- CEI 20-13: Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1-30 kV;
- CEI 20-14: Cavi isolati in PVC per tensioni nominali da 1-3 kV;
- CEI 20-20: Guida per l'uso di cavi a BT;
- CEI 20-40: Guida per l'uso dei cavi 0,6/1 kV;
- CEI 23-3-1 Interruttori automatici per la protezione da sovracorrenti e similari;
- CEI 23-46 Sistemi di canalizzazione per cavi – Sistemi di tubi;
- CEI 23-49 Involucri per apparecchi per installazioni fisse per uso domestico e similare. Parte 2: Prescrizioni particolari per involucri destinati a contenere dispositivi di protezione ed apparecchi che nell'uso ordinario dissipano una potenza non trascurabile;
- CEI 23-80 Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche;
- CEI 23-81 Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche – prescrizioni

- particolari per sistemi di tubi rigidi e accessori;
- CEI 32-1 Fusibili a tensione non superiore a 1000 V per corrente alternata e a 1500 V per corrente continua – parte 1 prescrizioni generali;
  - CEI 64-8 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1.500V in corrente continua;
  - CEI EN 60076-11 "Trasformatori di potenza – Parte 11: trasformatori di tipo a secco";
  - CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione;
  - 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 61277 - CEI: 82-17 Sistemi fotovoltaici (FV) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica Generalità e guida;
  - CEI EN 61215 (CEI 82-8): Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
  - CEI EN 61829 - Schiere di moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino-Misura sul campo delle caratteristiche I-V;
  - CEI EN 61646 (82-12): Moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo;
  - CEI EN 62093 (CEI 82-24): Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali;
  - CEI EN 60439: Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT);
  - 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 EN 60076-1/5: Trasformatori di potenza;
  - CEI EN 50618 - CEI: 20-91 "Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerica senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e 1500V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici" In alternativa potranno essere usati cavi PV 1- F approvati TUV 2 Pfg 1169/08.2007 con marchio CE;

- CEI EN 50539-11 - CEI: 37-16 Limitatori di sovratensioni di bassa tensione - Limitatori di sovratensioni di bassa tensione per applicazioni specifiche inclusa la c.c. Parte 11: Prescrizioni e prove per SPD per applicazioni negli impianti fotovoltaici;
- CEI EN 60904-2/8 - CEI: 82-2 Dispositivi fotovoltaici;
- CEI EN 61730-1/A11 - CEI: 82-27 Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici;
- CEI EN 62109-1 - CEI: 82-37 Sicurezza degli apparati di conversione di potenza utilizzati in impianti fotovoltaici di potenza Parte 1: Prescrizioni generali;
- CEI 50524 - CEI: 82-34 Fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici;
- CEI EN 62040: Sistemi statici di continuità (UPS);
- CEI EN 61000: Compatibilità elettromagnetica;
- 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 50530/A1 - CEI: 82-35; V1 Rendimento global e degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica;
- CEI EN 62446 - CEI:82-38 Sistemi fotovoltaici collegati alla rete elettrica - Prescrizioni minime per la documentazione del sistema, le prove di accettazione e prescrizioni per la verifica ispettiva;
- CEI EN 61853-1 - CEI:82-43 Misura delle prestazioni e dell'energia nominale erogata da moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Misura delle prestazioni e della potenza nominale erogata da moduli fotovoltaici (FV) in funzione dell'irraggiamento e della temperatura;
- 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 EN 62109-2 - CEI: 82-44 Sicurezza dei convertitori di potenza utilizzati negli impianti fotovoltaici;
- CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2);
- CEI IEC 62271-200 Organi di manovra e apparecchiature di controllo in involucro metallico da 1 kV a 52 kV compreso;
- CEI EN 62271-106 interruttore di manovra-sezionatori;
- CEI EN 62271-103 sezionatori e sezionatori di terra;

### **3. LOCALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO**

Il sito, ove si prevede di realizzare l'impianto fotovoltaico denominato "Viterbo, Bagnoregio e Celleno", è localizzato nella regione Lazio, in provincia di Viterbo, all'interno dei territori comunali di Viterbo, Bagnoregio e Celleno.

Le aree previste per la realizzazione dell'impianto sono tre distinte, denominate Area 1, Area 2 e Area 3, sulle quali verranno realizzate sia le infrastrutture per la produzione di energia elettrica che tutte le opere necessarie alla connessione alla rete elettrica RTN (fig 1). L'Area 1 è situata a circa 4,4 km in linea d'aria a Sud-Ovest rispetto al Comune di Bagnoregio (VT) e a circa 4,8 km a Nord-Est del Comune di Montefiascone (VT). L'Area 2 invece è ubicata a circa 4,7 km in linea d'aria dal Comune di Montefiascone, in direzione Nord-Est e a circa 2,5 km ad Ovest dal Comune di Celleno (VT). L'ultima Area è distante circa 7,0 km in direzione Nord-Est dal Comune di Viterbo (VT) e circa 8,0 km verso Sud-Est, rispetto al Comune di Montefiascone (VT). Le tre aree distano l'una dall'altra rispettivamente: l' Area 1 dall' Area 2, circa 4,0 km, l' Area 2 dall' Area 3, circa 7,7 km. Quest'ultima area è anche quella più vicina alla nuova Sottostazione elettrica 150/380 kV della soc. Terna, da realizzare nel Comune di Viterbo in località Grotte Santo Stefano, a cui verrà connesso l'impianto FV, e distante da essa circa 3,6 km in linea d'aria.

Adiacente la sottostazione sarà realizzata, su un apposito terreno, la Stazione Utente di Trasformazione MT/AT alla quale si collegherà l'impianto fotovoltaico mediante un cavidotto in MT a 30 kV interrato che si svilupperà principalmente su strada, e che sarà collegata alla sottostazione RTN, attraverso un cavidotto interrato in AT a 150 kV. La figura seguente riproduce anche l'inquadramento territoriale dell'impianto FV con indicazione dettagliata dell'area di progetto che, per definizione, rappresenta la porzione di superficie all'interno del confine dell'impianto che sarà interessata dai lavori di cantiere ed in cui verranno fisicamente installati i componenti dell'impianto FV e le relative opere accessorie.

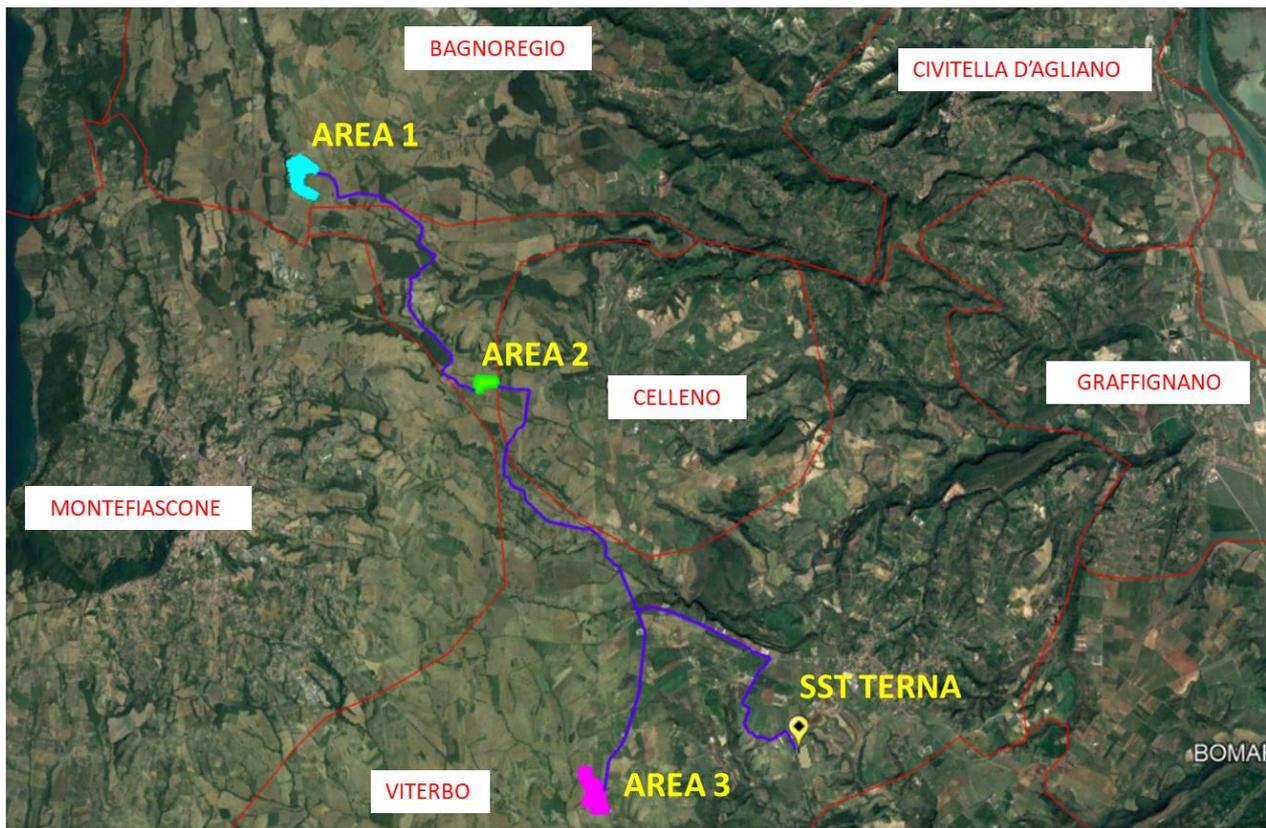


Figura 1 – Stralcio dell’ortofoto con indicazione delle aree d’impianto e del cavidotto (in rosso) di connessione con la RTN

Di seguito sono riportate le coordinate delle aree d’impianto e della Stazione RTN 150/380 kV, lato 150 kV:

COORDINATE UTM WGS84		
Area 1 Impianto FV	258004.71 m E	4719688.74 m N
Area 2 Impianto FV	261039.90 m E	4716110.75 m N
Area 3 Impianto FV	262740.90 m E	4709053.04 m N
Stazione RTN -150 Kv	266224.00 E	4709659.00 N

I dettagli relativi agli aspetti territoriali, ambientali e naturalistici connessi all'installazione dell'impianto in progetto saranno analizzati nelle rispettive tavole e relazioni di natura ambientale allegata al seguente progetto definitivo.

#### **4. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO**

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato su strutture ad inseguimento solare monoassiali del tipo "2-in-landscape", con sistema backtracking, con una potenza nominale installata di circa 40.926,0 kWp. Per il layout d'impianto, in questa fase, sono stati scelti moduli bifacciali della potenza nominale di 570 Wp (in condizioni STC) della Longi, modello LR5-72HND-570W, bifacciali, per un totale di circa 71.800 moduli fotovoltaici monocristallini. Le strutture tracker che compongono l'impianto FV avranno lunghezze diverse, multiple della lunghezza di una stringa di moduli (composta cioè da n.25 moduli collegati in serie per una potenza di stringa pari a circa 14,25 kWp), con una distanza di pitch di circa 9,5 m. Gli inverter multistringa utilizzati nel seguente progetto, saranno del tipo SUN2000-215 KTL-H3 della Huawei, per un totale di 208 inverter.

Si sottolinea che in fase esecutiva, soprattutto in riferimento alla situazione di mercato al momento dell'acquisto dei componenti, potrà essere scelta una diversa tipologia di moduli, di inverter e sistemi ad inseguimento solari con pari prestazioni. Tale scelta sarà comunque effettuata tenendo conto sia della potenza massima installabile e sia che vengano garantite ottime prestazioni di durata e di producibilità dell'impianto FV.

##### **4.1 Sottocampi elettrici**

Il campo fotovoltaico in oggetto verrà realizzato su tre aree distinte, denominate: Area 1, Area 2 ed Area 3, come riportato nella precedente Figura 1. Dal punto di vista elettrico ogni area sarà suddivisa in vari sottocampi elettrici di seguito descritti in dettaglio:

###### AREA 1

- sottocampo 1, composto da 8.750 moduli FV da 570 Wp, montati su strutture ad inseguimento solare e suddivisi in 350 stringhe collegate in parallelo a 25 inverter multistringa, opportunamente posizionati sulle strutture di sostegno metalliche. La potenza complessiva del sottocampo è pari a 4.987,5 kWp. Si prevede di installare circa 175 strutture ad inseguitori solari monoassiali. Gli inverter verranno collegati al quadro in BT nella cabina di trasformazione CT1 la quale sarà poi connessa mediante un cavidotto in MT alla cabina di trasformazione CT2. La trasformazione da BT a MT avverrà per mezzo di un trasformatore di potenza da 5000 kVA posizionato all'interno della cabina CT1.

- sottocampo 2, composto da 8.400 moduli FV da 570 Wp, montati su strutture ad inseguimento solare e suddivisi in 336 stringhe collegate in parallelo a 24 inverter multistringa, opportunamente posizionati sulle strutture di sostegno metalliche. La potenza complessiva del sottocampo è pari a 4.788,0 kWp. Si prevede di installare circa 168 strutture ad inseguitori solari monoassiali. Gli inverter verranno collegati al quadro in BT nella cabina di trasformazione CT2 la quale sarà poi connessa mediante un cavidotto in MT alla cabina di trasformazione CT1. La trasformazione da BT a MT avverrà per mezzo di un trasformatore di potenza da 5000 kVA posizionato all'interno della cabina CT1.

- sottocampo 3, composto da 8.400 moduli FV da 570 Wp, montati su strutture ad inseguimento solare e suddivisi in 336 stringhe collegate in parallelo a 24 inverter multistringa, opportunamente posizionati sulle strutture di sostegno metalliche. La

potenza complessiva del sottocampo è pari a 4.788,0 kWp. Si prevede di installare circa 168 strutture ad inseguitori solari monoassiali. Gli inverter verranno collegati al quadro in BT nella cabina di trasformazione CT3 la quale sarà poi connessa mediante un cavidotto in MT alla cabina di trasformazione CU4. La trasformazione da BT a MT avverrà per mezzo di un trasformatore di potenza da 5000 kVA posizionato all'interno della cabina CT1.

- sottocampo 4, composto da 8.200 moduli FV da 570 Wp, montati su strutture ad inseguimento solare e suddivisi in 328 stringhe collegate in parallelo a 24 inverter multistringa, opportunamente posizionati sulle strutture di sostegno metalliche. La potenza complessiva del sottocampo è pari a 4.674,0 kWp. Si prevede di installare circa 164 strutture ad inseguitori solari monoassiali. Gli inverter verranno collegati al quadro in BT nella cabina di trasformazione CT4 la quale sarà poi connessa mediante un cavidotto in MT alla cabina di trasformazione CT3. La trasformazione da BT a MT avverrà per mezzo di un trasformatore di potenza da 5000 kVA posizionato all'interno della cabina CT1.

Le cabine di trasformazione CT1 e CT3 saranno collegate con la cabina utente CU1, attraverso due collegamenti in cavo interrato separati in MT a 30 kV.

### AREA 2

- sottocampo 5, composto da 4.900 moduli FV da 570 Wp, montati su strutture ad inseguimento solare e suddivisi in 196 stringhe collegate in parallelo a 14 inverter multistringa, opportunamente posizionati sulle strutture di sostegno metalliche. La potenza complessiva del sottocampo è pari a 2.793,0 kWp. Si prevede di installare circa 98 strutture ad inseguitori solari monoassiali. Gli inverter verranno collegati al quadro in BT nella cabina di trasformazione CT5 la quale sarà poi connessa mediante un cavidotto in MT alla cabina di trasformazione CT6. La trasformazione da BT a MT avverrà per mezzo di un trasformatore di potenza da 3150 kVA posizionato all'interno della cabina CT5.

- sottocampo 6, composto da 4.800 moduli FV da 570 Wp, montati su strutture ad inseguimento solare e suddivisi in 192 stringhe collegate in parallelo a 14 inverter multistringa, opportunamente posizionati sulle strutture di sostegno metalliche. La potenza complessiva del sottocampo è pari a 2.736,0 kWp. Si prevede di installare circa 98 strutture ad inseguitori solari monoassiali. Gli inverter verranno collegati al quadro in BT nella cabina di trasformazione CT6 la quale sarà poi connessa mediante un cavidotto in MT alla cabina di trasformazione CT5. La trasformazione da BT a MT avverrà per mezzo di un trasformatore di potenza da 3150 kVA posizionato all'interno della cabina CT5.

La cabina di trasformazione CT6 verrà collegata con la cabina utente CU2, mediante cavidotto interrato in MT a 30 kV.

### AREA 3

- sottocampo 7, composto da 6.125 moduli FV da 570 Wp, montati su strutture ad inseguimento solare e suddivisi in 245 stringhe collegate in parallelo a 18 inverter multistringa, opportunamente posizionati sulle strutture di sostegno metalliche. La potenza complessiva del sottocampo è pari a 3.491,3 kWp. Si prevede di installare circa 122 strutture ad inseguitori solari monoassiali. Gli inverter verranno collegati al quadro in BT nella cabina di trasformazione CT7 la quale sarà poi connessa mediante un cavidotto

in MT alla cabina di trasformazione CT8. La trasformazione da BT a MT avverrà per mezzo di un trasformatore di potenza da 4000 kVA posizionato all'interno della cabina CT7.

- sottocampo 8, composto da 4.675 moduli FV da 570 Wp, montati su strutture ad inseguimento solare e suddivisi in 187 stringhe collegate in parallelo a 14 inverter multistringa, opportunamente posizionati sulle strutture di sostegno metalliche. La potenza complessiva del sottocampo è pari a 2.664,8 kWp. Si prevede di installare circa 94 strutture ad inseguitori solari monoassiali. Gli inverter verranno collegati al quadro in BT nella cabina di trasformazione CT8 la quale sarà poi connessa mediante un cavidotto in MT alla cabina di trasformazione CT7. La trasformazione da BT a MT avverrà per mezzo di un trasformatore di potenza da 3150 kVA posizionato all'interno della cabina CT8.

- sottocampo 9, composto da 8.600 moduli FV da 570 Wp, montati su strutture ad inseguimento solare e suddivisi in 344 stringhe collegate in parallelo a 25 inverter multistringa, opportunamente posizionati sulle strutture di sostegno metalliche. La potenza complessiva del sottocampo è pari a 4.902,0 kWp. Si prevede di installare circa 172 strutture ad inseguitori solari monoassiali. Gli inverter verranno collegati al quadro in BT nella cabina di trasformazione CT9 la quale sarà poi connessa mediante un cavidotto in MT alla cabina di trasformazione CT10. La trasformazione da BT a MT avverrà per mezzo di un trasformatore di potenza da 5000 kVA posizionato all'interno della cabina CT9.

- sottocampo 10, composto da 8.950 moduli FV da 570 Wp, montati su strutture ad inseguimento solare e suddivisi in 358 stringhe collegate in parallelo a 25 inverter multistringa, opportunamente posizionati sulle strutture di sostegno metalliche. La potenza complessiva del sottocampo è pari a 5.101,5 kWp. Si prevede di installare circa 179 strutture ad inseguitori solari monoassiali. Gli inverter verranno collegati al quadro in BT nella cabina di trasformazione CT10 la quale sarà poi connessa mediante un cavidotto in MT alla cabina di trasformazione CT9. La trasformazione da BT a MT avverrà per mezzo di un trasformatore di potenza da 5000 kVA posizionato all'interno della cabina CT10.

Le cabine di trasformazione CT8 e CT9 saranno collegate con la cabina utente CU3, attraverso due collegamenti in cavo interrato separati in MT a 30 kV.

Infine, la connessione con la Stazione Utente di Trasformazione MT/AT 30/150 kV avverrà nel modo seguente, mediante cavidotti interrati in MT a 30 kV:

- Cabina CU1 con la cabina CU2;
- Cabina CU2 con la cabina CU3;
- Cabina CU3 con la SU.

La suddivisione dei sottocampi elettrici è riportata nella tavola allegata ALT-VTB-IE.15, mentre il collegamento in BT degli inverter con le rispettive cabine di trasformazione e tra queste e le cabine utente, nella tavola ALT-VTB-IE.14.

## **4.2 Collegamenti elettrici**

I collegamenti in continua (lato cc) in bassa tensione (BT) tra: i moduli a formare una stringa, tra le stringhe e i rispettivi inverter, avverranno prevalentemente con cavi posti direttamente sulle strutture di sostegno dei moduli in apposite canaline metalliche forate. Le connessioni in ac tra ciascun inverter ed il proprio quadro in bassa tensione all'interno della cabina di trasformazione BT/MT, sarà realizzata tramite cavidotti interrati opportunamente dimensionati i cui scavi saranno realizzati internamente alle rispettive aree d'impianto. All'interno della cabina di trasformazione, la BT sarà trasformata in Media

Tensione (MT) a 30 kV, mediante un trasformatore trifase in olio, del tipo DYn11. Il quadro in MT in uscita dalla cabina utente CU3, sarà infine collegato in antenna mediante un cavidotto direttamente interrato in MT a 30 kV composto da n.3 terne di cavi in MT, con la stazione di trasformazione utente MT/ AT 30/150 kV, ubicata in un terreno adiacente la Sottostazione RTN, trasportando l'energia complessiva prodotta dall'impianto FV.

Tutte le connessioni elettriche fra i diversi sistemi che costituiscono l'impianto FV, verranno realizzate mediante cavi opportunamente dimensionati, aventi sezioni nominali tali da garantire una bassa caduta di tensione (ed una conseguente bassa perdita di potenza).

## **5. ELEMENTI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO**

I principali elementi che compongono il sistema fotovoltaico in progetto sono:

- Moduli fotovoltaici e stringhe;
- Cavi elettrici;
- Inverter multistringa (CC/AC);
- Cabine elettriche di trasformazione BT/MT;
- Cabine utente;
- Control room;
- Strutture di supporto dei moduli (tracker).

Si sottolinea che in fase esecutiva, soprattutto in riferimento alla situazione di mercato al momento dell'acquisto dei componenti, potrà esserne scelta una diversa tipologia. Tale scelta sarà comunque effettuata tenendo conto sia della potenza massima installabile e sia che vengano garantite ottime prestazioni di durata e di producibilità dell'impianto FV.

### **5.1 Moduli fotovoltaici e stringhe**

Per il layout d'impianto sono stati scelti moduli fotovoltaici bifacciali del tipo Longi LR5-72HND, della potenza nominale di 570 Wp (o similari) in condizioni STC.

I moduli sono in silicio monocristallino con caratteristiche tecniche dettagliate riportate nella tabella seguente. Ogni modulo dispone inoltre di diodi di by-pass alloggiati in una cassetta IP65 e posti in antiparallelo alle celle così da salvaguardare il modulo in caso di contro-polarizzazione di una o più celle dovuta ad ombreggiamenti o danneggiamenti.

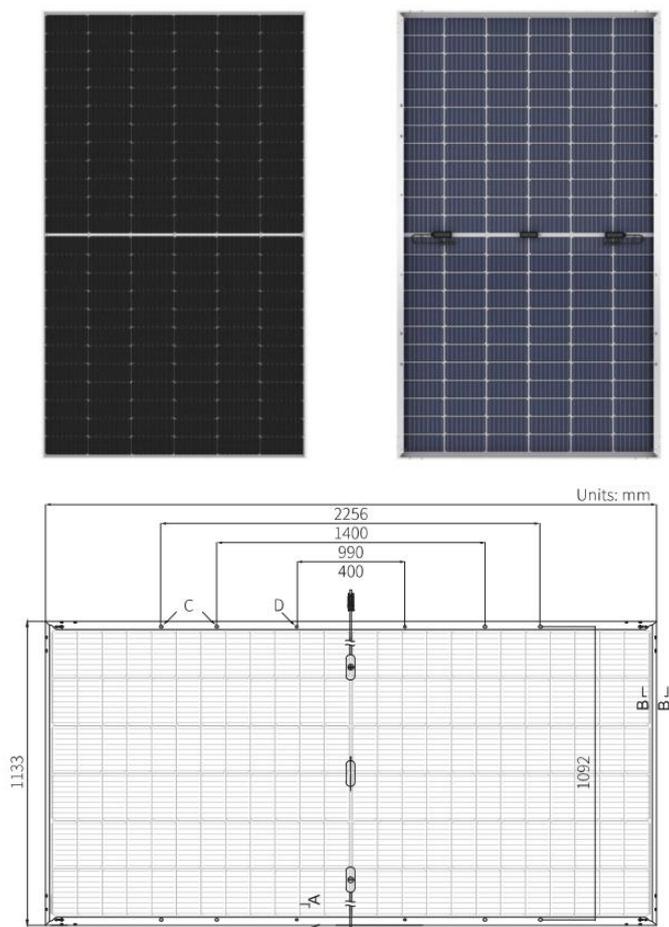


Figura 2 – Tipologia di modulo utilizzato nel progetto -  $P=570$  Wp

Ogni stringa di moduli sarà composta dal collegamento in serie di n.25 moduli FV e sarà munita di diodo di blocco per isolare ogni stringa dalle altre in caso di guasti, ombreggiamenti, ecc... In Figura 3, sono rappresentate le caratteristiche costruttive del modulo\*:

LR5-72HND			
(Pmax/W)	560	565	570
Efficiency(%)	21.9	22.1	22.3
(Voc/A)	51.30	51.45	51.60
(Isc/A)	13.67	13.74	13.81
(Vmp/V)	43.55	43.70	43.85
(Imp/A)	12.86	12.93	13.00
Temp Coefficient	- 0.31%/°C		
Bifaciality	80 ± 5%		
Size(mm)	2256 × 1133 × 35		
Weight(kg)	32.3		

Figura 3 – Dati tecnici, condizioni operative, test e certificazioni del modulo fotovoltaico bifacciale da 570 Wp

\* I valori riportati sono da considerarsi indicativi e potranno essere suscettibili di modifiche. Ciò si rende necessario per garantire, in fase costruttiva, l'utilizzo di componenti tecnologicamente più avanzati che al contempo abbiano una maggiore reperibilità sul mercato. Si sottolinea che, vista la rapidissima evoluzione del mercato dei moduli fotovoltaici, sono in previsione significativi miglioramenti di efficienza sia per le celle che compongono la base produttiva del modulo sia per la resa nel tempo del modulo stesso.

## 5.2 Multi-MPPT String Inverter

Per la conversione dell'energia elettrica prodotta da continua in alternata a 50 Hz sono previsti inverter multistringa, con elevato fattore di rendimento, posizionati a lato delle strutture metalliche degli inseguitori solari. La tipologia dell'inverter utilizzato è il modello della Huawei SUN2000-215KTL (o similare) avente una potenza nominale in uscita in AC di 215 kVA ed tensione nominale fino a 1500 V, con funzionalità in grado di sostenere la tensione di rete e contribuire alla regolazione dei relativi parametri. Essi sono raccomandabili soprattutto se il generatore fotovoltaico è composto da numerose superfici parziali o se è parzialmente ombreggiato..

Tali dispositivi svolgono anche due altre importanti funzioni. Infatti, per ottimizzare l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico, si deve adeguare il generatore fotovoltaico al carico in modo che il punto di funzionamento corrisponda sempre a quello di massima potenza. A tal fine vengono impiegati all'interno dell'inverter n.3 convertitori DC/DC opportunamente controllati in grado di inseguire il punto di massima potenza del proprio campo fotovoltaico sulla curva I-V per ogni ingresso in c.c. (funzione MPPT-Maximum Power Point Tracking). Inoltre, poiché le curve di tensione e corrente in uscita dall'inverter

non sono perfettamente sinusoidali ma affette da armoniche, si riesce a costruire un'onda sinusoidale in uscita con tecnica PWM (Pulse With Modulation), in modo tale da regolare sia l'ampiezza che la frequenza della tensione e della corrente, mantenendole anche costanti nel tempo, così da contenere l'ampiezza delle armoniche entro i valori stabiliti dalle norme.

Le caratteristiche tecniche dell'inverter sono riportate nella Figura 4 seguente:



Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.6%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	3
Max. Current per MPPT	100A/100A/100A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Max. Output Current	155.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	≤86 kg (191.8 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling

*Figura 4 – Modello inverter Huawei con potenza nominale di 215 kVA - caratteristiche tecniche*

La scelta di questa tipologia d'inverter è stata effettuata anche in base:

- all'alto rendimento, che indica quale percentuale dell'energia "immessa" sotto forma di corrente continua viene riemessa sotto forma di corrente alternata, pari a circa il 99%;
- all'ottimizzazione della potenza, in quanto la curva caratteristica dei moduli fotovoltaici dipende fortemente dall'intensità dell'irraggiamento e dalla temperatura dei moduli, quindi da valori che si modificano continuamente nell'arco della giornata. L'inverter deve pertanto trovare e mantenere costantemente il punto di funzionamento ideale sulla curva caratteristica, per poter "tirar fuori" dai

moduli solari la potenza maggiore in ogni situazione. Come si evince dalla scheda tecnica, questa tipologia di inverter multistringa dispongono di 14 entrate di stringa, con 3 inseguitori MPPT dedicati;

- al tipo di monitoraggio e protezione delle grandezze elettriche dell'impianto e all'interfaccia di comunicazione;
- alla gestione della temperatura, la quale influisce anche sul grado di rendimento. Se sale troppo, l'inverter deve ridurre la sua potenza. In alcune circostanze non è quindi poi possibile utilizzare appieno la potenza di modulo attualmente disponibile;
- al tipo di involucro, resistente agli urti e alle condizioni ambientali peggiori, grado IP65, secondo le norme DIN-EN 60529..

L'inverter del tipo trifase, sarà collegato sul lato in corrente alternata al quadro in bt nella cabina di trasformazione mediante cavidotti interrati opportunamente dimensionati. L'inverter è munito di display che indica la temperatura di lavoro, il valore di corrente, di tensione e l'energia prodotta dalle stringhe collegate. Per l'impianto in progetto è prevista l'installazione di n.208 gruppi di conversione SSI in grado di gestire le diverse potenze di ingresso dal generatore fotovoltaico. Lo schema elettrico unifilare dell'impianto che collega i moduli agli inverter e questi ultimi alla propria cabina di trasformazione, sono riportati nella tavola allegata ALT-VTB-IE.01.

### **5.3 Cabina di trasformazione BT/MT (CT)**

Per l'impianto FV in oggetto saranno installate n.10 cabine elettriche di trasformazione BT/MT nelle tre aree d'impianto, una per ogni sottocampo elettrico:

- Cabine CT1, CT2, CT3 e CT4 nell'Area 1;
- Cabine CT5 e CT6 nell'Area 2;
- Cabine CT7, CT8, CT9 e CT10 nell'Area 3;

Ciascuna cabina è suddivisa in 3 locali in cui, il locale centrale contiene al proprio interno un trasformatore trifase isolato in olio, del tipo DYn11, ONAF, rapporto di trasformazione pari a 800/30000, di potenza variabile compresa tra 3150 e 5000 kVA (valore dipendente dalla potenza nominale del relativo sottocampo elettrico), tensione d'isolamento pari a 36 kV e Vcc% pari al 7%, il quale ha lo scopo di elevare la tensione da 800 V in BT fino a 30 kV in MT (figura 5). Gli altri 2 locali laterali includono rispettivamente:

- Il quadro in BT, composto da fusibili a protezione delle linee di collegamento con gli inverter, interruttori magnetotermici l'alimentazione di luce, FM e linee ausiliarie, un sistema di monitoraggio ed un interruttore magnetotermico differenziale generale con corrente nominale massima pari a 4000 A;
- Il quadro in MT a 30 kV del tipo MT Switchgear 36 kV isolato ad SF6 per la distribuzione secondaria. E' un quadro in MT compatto costituito da 1 quadro di protezione trasformatore e da 1 o 2 quadri di protezione linea mediante interruttori di manovra-sezionatori. Il sezionatore sarà in aria di tipo rotativo con telaio a cassetto o con isolamento in SF6 ed involucro in acciaio inox, sarà completo di interblocco con il sezionatore di terra, di blocco a chiave e di contatti di segnalazione.

Le dimensioni della generica cabina di trasformazione monoblocco prefabbricata sono circa: 16,0x2,5x2,7 m e verranno interrate con scavo opportunamente dimensionato in fase esecutiva.

Si rimanda alla tavole allegate ALT-VTB-IE.11, la planimetria e i prospetti della cabina di trasformazione. Mentre le tavole allegate ALT-VTB-IE.04, ALT-VTB-IE.05 e ALT-VTB-IE.06 riportano gli schemi unifari delle connessioni tra i vari quadri elettrici all'interno della cabina e la cabina utente in MT.



Figura 5 – Caratteristiche del trasformatore BT/MT in cabina di trasformazione

#### 5.4 Cabine elettriche utente (CU)

E' prevista la realizzazione di n.3 cabine utenti denominate CU1, CU2 e CU3, installate rispettivamente nell' Area 1, Area 2 ed Area 3 dell'impianto FV. Saranno realizzate in struttura prefabbricata di tipo monolitico, conforme alle specifiche CEI EN ed adibita all'alloggiamento delle apparecchiature elettromeccaniche in BT ed MT. Le dimensioni delle cabine saranno pari a circa 16,0x2,5x2,7 m e tutte, e quattro saranno suddivise in due vani: nel primo vano verranno ubicati i sistemi di protezione in MT, quadri ausiliari, ecc... mentre nel secondo vano il trasformatore aux (di potenza minima pari a 50/100 kVA), il gruppo di continuità ed il quadro elettrico in BT, come riportato nell'allegato progettuale ALT-VTB-IE.10.

Gli scomparti MT, che assicurano il sezionamento dei cavi elettrici in caso di guasto o manutenzione, sono comandati dai sistemi di protezione e possono essere sia isolati in aria che in SF6 ed isolati a 36 kV:

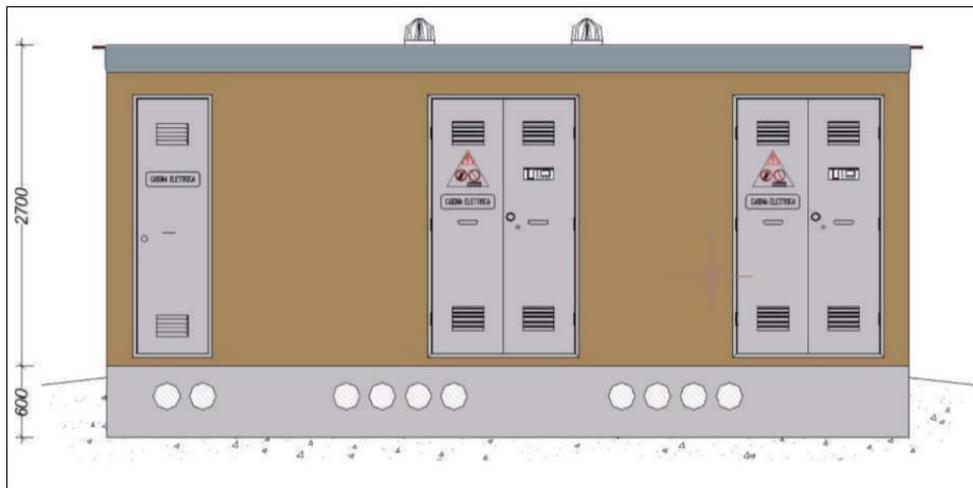
- Celle dotate di interruttori in SF6 o aria, che assicurano il sezionamento delle linee elettriche provenienti dalle cabine di trasformazione delle rispettive aree in caso di guasto o manutenzione, comandati dai sistemi di protezione;
- Cella contenente il Dispositivo Generale che assicura la separazione dell'intero impianto dalla rete, comandato dalla Protezione Generale;
- Cella di misura;
- Cella di protezione TV;
- Cella trasformatore MT/BT servizi aux: sez. tripolare/terna di fusibili/sez. Tripolare;
- Cella contenente il DDI che assicura la separazione dell'impianto di produzione dalla rete, comandato dalla Protezione d'interfaccia;
- Celle di protezione delle linee in uscita;
- Gruppo di continuità;
- Quadri in bassa tensione.

Tali cabine verranno anche dotate di sistema di climatizzazione per garantire il mantenimento della temperatura interna per evitare che questa ecceda oltre i limiti di ottimale funzionamento degli inverter, di un impianto di messa a terra interno collegabile con la maglia di terra esterna, e di un'illuminazione adeguata interna di almeno 100 lux. Generalmente nelle cabine prefabbricate quali quelle previste nel presente progetto si utilizzano basamenti di fondazione a vasca con funzione anche di vano cavi, così come indicato nella tavola suddetta. Al fine di tamponare gli ingressi dei cavi in modo da impedire l'ingresso di acqua e di animali, si può inserire un pozzetto adiacente al locale cabina con l'ingresso cavi il più alto possibile. La profondità dei cunicoli deve essere tale da consentire la sistemazione dei cavi entranti nei quadri rispettando il raggio di curvatura imposto dalle specifiche tecniche, aggiungendo eventualmente uno zoccolo ad esempio in muratura.

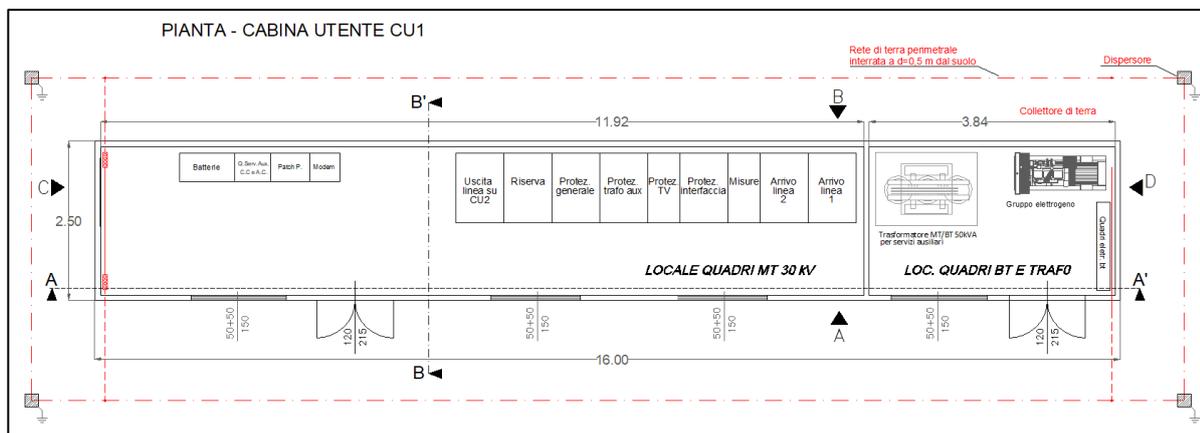
Si specifica che per le pareti esterne degli edifici tecnici di supporto dell'impianto fotovoltaico, si potrà prevedere una rifinitura ad intonaco tradizionale con esclusione di materiali plastici o simili e tinteggiature con i colori delle terre naturali.

Di seguito vengono riportate 2 immagini:

- in figura 6, il prospetto frontale di una cabina elettrica utente ( es. CU1);
- in figura 7, la pianta della stessa con i componenti elettrici;



*Figura 6 – Prospetto cabina elettrica utente tipo*



*Figura 7 – Pianta cabina elettrica utente tipo*

#### 5.4.1 Carichi di progetto

La cabina utente terrà conto del rispetto dei carichi di progetto quali: pressione del vento, azione del carico di neve sulla copertura, azione sismica, sollevamento e trasporto del box e carichi mobili e permanenti sul pavimento in conformità della specifica tecnica ENEL DG2092 e della Legge 2 Febbraio 1974 n. 64, art. 10.

#### 5.4.2 Impianto elettrico

L'impianto elettrico, del tipo sfilabile, sarà realizzato con cavo unipolare di tipo antifiama, con tubo in materiale isolante incorporato nel calcestruzzo e consentirà la connessione di tutti gli apparati necessari per il funzionamento della cabina. Tutti i componenti dell'impianto saranno contrassegnati con un marchio attestante la conformità alle norme e l'intero impianto elettrico corredato da dichiarazione di conformità come da DM 22 gennaio 2008, n.37.

### 5.4.3 Impianto di messa a terra

La cabina deve essere dotata di un impianto di terra ad anello perimetrale di protezione dimensionato in base alle prescrizioni di Legge ed alle Norme CEI EN 50522: 2011-03 (CEI 99-3) E CEI EN 61936 -1: 2011-03 (CEI 99-2). Il collegamento interno-esterno della rete di terra sarà realizzato con n. 2 connettori in acciaio inox, annegati nel calcestruzzo e collegati all'armatura o con analogo sistema che abbia le stesse caratteristiche. L'armatura metallica della strutture verrà collegata a terra per garantire l'equipotenzialità elettrica. I connettori elettrici saranno dotati di boccole filettate a tenuta stagna, per il collegamento della rete di terra, facenti filo con la superficie interna ed esterna della vasca. Per quanto riguarda l'impianto di terra interno, tutte le masse delle apparecchiature MT e BT che fanno parte dell'impianto elettrico verranno collegate all'impianto di terra interno e messe a terra, in particolare:

- i quadri MT;
- il cassone del trasformatore MT/BT;
- il rack apparecchiature BT;
- il telaio per quadri BT;
- le masse di tutte le apparecchiature BT.

I dispersori orizzontali verranno realizzati in corda nuda di rame con una sezione uguale o superiore a 35 mm<sup>2</sup> e collocati sul fondo di una trincea.

### 5.4.4 Particolari costruttivi

#### Pareti:

Le pareti saranno realizzate in conglomerato cementizio vibrato, adeguatamente armate di spessore non inferiore a 9 cm. Il dimensionamento dell'armatura dovrà essere quella prevista dal D.M. 14 gennaio 2008. Sulla parete lato finestre verrà fissato un passante in materiale plastico, annegato nel calcestruzzo in fase di getto, per consentire il passaggio di cavi elettrici temporanei. Tale passante deve avere un diametro interno minimo di 150 mm, deve essere dotato di un dispositivo di chiusura/apertura funzionante solo con attrezzi speciali e deve garantire la tenuta anche in assenza di cavi. Sulla parete opposta a quella contenente le porte, in corrispondenza dell'armadio Rack, deve essere previsto un Sistema Passacavo ( $\Phi > 80$  mm) per l'antenna. Nel box devono essere installati:

- n. 2 porte omologate in resina (DS 919) o in acciaio zincato/inox (DS 918) complete di serrature omologate (DS 988);
- n. 6 finestre min. in resina (DS 927) o in acciaio inox (DS 926);

Le porte, il relativo telaio ed ogni altro elemento metallico accessibile dall'esterno devono essere elettricamente isolate dall'impianto di terra (CEI EN 50522:2011-07) e dalla armatura incorporata nel calcestruzzo.

#### Pavimento:

Il pavimento a struttura portante, deve avere uno spessore minimo di 10 cm e dimensionato per sopportare i carichi definiti nel paragrafo precedente.

Sul pavimento sono previste le seguenti aperture:

- apertura minima di dimensioni 650 mm x 2800 mm per gli scomparti MT;

- aperture di dimensioni 300 mm x 150 mm per il trasformatore MT/BT per l'accesso alla vasca di fondazione dei cavi MT;
- apertura di dimensioni 1000 mm x 600 mm completa di plotta di copertura removibile in VTR avente un peso inferiore a 25 daN e una capacità portante tale da poter supportare un carico concentrato in mezzeria di 750 daN;
- apertura di dimensioni 500 mm x 250 mm per i quadri BT per l'accesso alla vasca di fondazione dei cavi BT;
- apertura di dimensioni 500 mm x 500 mm per il rack dei pannelli elettronici per l'accesso alla vasca di fondazione dei cavi BT;
- apertura di dimensioni 600 mm x 600 mm per il vano misure completa di plotta di copertura removibile in VTR avente un peso inferiore a 25 daN e una capacità portante tale da poter supportare un carico concentrato in mezzeria di 600 daN.

In corrispondenza della porta d'entrata sarà previsto un rialzo del pavimento di 40 mm per impedire l'eventuale fuoriuscita dell'olio trasformatore. Nel pavimento verrà inglobato un tubo di diametro esterno (De) non inferiore a 60 mm collegante i dispositivi di misura situati nel locale utente con i scomparti MT del locale consegna. In prossimità del foro per il rack devono essere installate n.4 boccole filettate annegate nel cls facenti filo con il pavimento, utili al fissaggio del quadro rack.

#### Copertura:

La copertura, opportunamente ancorata alla struttura, garantirà un coefficiente medio di trasmissione del calore minore di  $3,1 \text{ W/}^\circ\text{C m}^2$ . La copertura sarà a due falde ed avrà un pendenza del 2% su ciascuna falda e dovrà essere dotata per la raccolta e l'allontanamento dell'acqua piovana, sui lati lunghi, di due canalette in VTR di spessore di 3 mm. Inoltre, dovrà essere protetta da un idoneo manto impermeabilizzante prefabbricato costituito da membrana bitume-polimero, flessibilità a freddo  $-10^\circ \text{ C}$ , armata in filo di poliestere e rivestita superiormente con ardesia, spessore 4 mm (esclusa ardesia), sormontato dalla canaletta.

#### Sistema di ventilazione:

La ventilazione all'interno del box avverrà tramite due aspiratori eolici, in acciaio inox del tipo con cuscinetto a bagno d'olio, installati sulla copertura e le due finestre di aerazione in resina o in acciaio (DS 927 – DS 926), posizionate sul fianco del box. Gli aspiratori dovranno avere un diametro minimo di 250 mm ed essere dotati di rete antinsetto di protezione removibile maglia 10x10 e di un sistema di bloccaggio antifurto. Ad installazione avvenuta, garantiranno una adeguata protezione contro l'introduzione di corpi estranei e la penetrazione di acqua. L'acciaio inox degli aspiratori deve essere del tipo AISI 304 (acciaio al Cr-Ni austenitico) come da UNI EN 10088-1:2005 e dovranno essere posizionati nella zona intermedia tra i quadri di media tensione e la parete anteriore (porte) in modo da evitare che possibili infiltrazioni d'acqua finiscano sulle apparecchiature elettriche MT o BT. Gli aspiratori eolici devono essere isolati elettricamente dall'impianto di terra (CEI EN 50522:2011-07) e dall'armatura incorporata nel calcestruzzo.

### Basamento:

Preliminarmente alla posa in opera del box, sul sito prescelto deve essere interrato il basamento d'appoggio prefabbricato in c.a.v., realizzato in monoblocco o ad elementi componibili in modo da creare un vasca stagna sottostante tutto il locale consegna dello spessore netto di almeno 50 cm (compresi eventuali sostegni del pavimento). Tra il box ed il basamento sarà previsto collegamento meccanico (come da punto 7.2.1 del DM 14/01/2008) prevedendo un sistema di accoppiamento tale da impedire eventuali spostamenti orizzontali del box stesso ed un sistema di sigillatura al contatto box-vasca, tale da garantire una perfetta tenuta all'acqua. Esso sarà dotato di fori per il passaggio dei cavi MT e BT, posizionati ad una distanza dal fondo della vasca tale da consentire il contenimento dell'eventuale olio sversato dal trasformatore, fissato in un volume corrispondente a 600 litri. I fori dsaranno predisposti di flange a frattura prestabilita verso l'esterno e predisposti per l'installazione dei passacavi (foro cilindrico e superficie interna levigata) conformi alla specifica tecnica DS920; tali passacavi montati dall'interno dovranno garantire i requisiti di tenuta stagna anche in assenza dei cavi.

## **5.5 Cabina Control room**

In prossimità della cabina utente CU3, a Sud dell' Area 3, è prevista l'installazione di un container o cabina adibita ai servizi di monitoraggio e controllo dell'intero campo fotovoltaico, denominata Control room, le cui dimensioni sono pari a circa: 6,2x3,0x2,7 m. All'interno della control room, sono presenti i seguenti dispositivi principali:

- Un armadio Rack contenente tutte le apparecchiature necessarie al corretto monitoraggio della produzione dell'impianto fotovoltaico e il rilevamento di eventuali anomalie;
- Un armadio Rack contenente tutte le apparecchiature necessarie al corretto funzionamento dell'impianto di videosorveglianza;
- Un sistema di condizionamento per mantenere costante la temperatura interna e garantire il corretto funzionamento delle apparecchiature elettriche;
- Servizi igienici ed eventuali moduli da ufficio.

Per garantire un controllo continuo e immediato dello stato dell'impianto saranno installati sia un sistema controllo locale e sia un controllo remoto. Il primo, effettua dei monitoraggi tramite PC centrale, mediante un apposito software in grado di monitorare e controllare tutti gli inverter dell'impianto; il secondo controllo, gestisce a distanza l'impianto tramite modem GPRS con scheda di rete Data- Logger montata negli inverter. Il controllo in remoto avviene da centrale (servizio assistenza) con medesimo software del controllo locale.

Le grandezze controllate del sistema sono:

- potenza dell'inverter;
- tensione di campo dell'inverter;
- corrente di campo dell'inverter;
- irraggiamento solare;
- temperatura ambiente;

- velocità del vento;
- letture dell'energia attiva e reattiva prodotte.

La cabina control room è riportata in dettaglio nella tavola allegata ALT-VTB-IE.12

## 5.6 Strutture di supporto dei moduli FV

Le strutture di supporto che saranno utilizzate per il posizionamento dei moduli fotovoltaici sono del tipo inseguitori solari monoassiali (o similari): si tratta di un sistema costituito da un'asse di rotazione su cui vengono installati i moduli fotovoltaici il quale si posa su fondazioni a vite o a palo in acciaio zincato infisso direttamente nel terreno ed interrato ad una profondità opportuna, dipendente dal carico e dal tipo di terreno stesso. Il sistema è perfettamente compatibile con l'ambiente, non prevede che si impregnino le superfici, non danneggia il terreno e non richiede la realizzazione di plinti in cemento armato. La tipologia di tracker monoassiale utilizzato nel progetto è del tipo 2 in portrait, con asse di rotazione rivolta in direzione Nord-Sud, che prevede il montaggio di n.2 moduli in verticale sull'asse di rotazione, come riportato nella figura 8 seguente, caso A:



Figura 8 – Differenti configurazioni degli inseguitori solari monoassiali

Il tracker orizzontale monoassiale, mediante opportuni dispositivi elettromeccanici, segue il sole tutto il giorno da est a ovest sull'asse di rotazione orizzontale nord-sud (inclinazione 0 °). Il sistema di backtracking inoltre controlla e assicura che una serie di pannelli non oscuri gli altri pannelli adiacenti, quando l'angolo di elevazione del sole è basso nel cielo, cioè ad inizio e fine giornata.

La struttura del tracker è completamente adattabile in base alle dimensioni del pannello fotovoltaico, alle condizioni geotecniche del sito specifico e alla quantità di spazio di installazione disponibile. Tutte le parti in acciaio saranno galvanizzate in base alle condizioni ambientali del sito per raggiungere una durata di vita prevista di 25 anni. Un motore CA con attuatore lineare è installato su ciascuna struttura, ottenendo un livello superiore di affidabilità rispetto ai motori DC commerciali. L'alimentazione delle schede di controllo avviene tramite linea monofase a 230 V, 50 Hz o 60 Hz.

Si riportano di seguito le caratteristiche tecniche del tracker utilizzato nella progettazione del tipo Soltec:

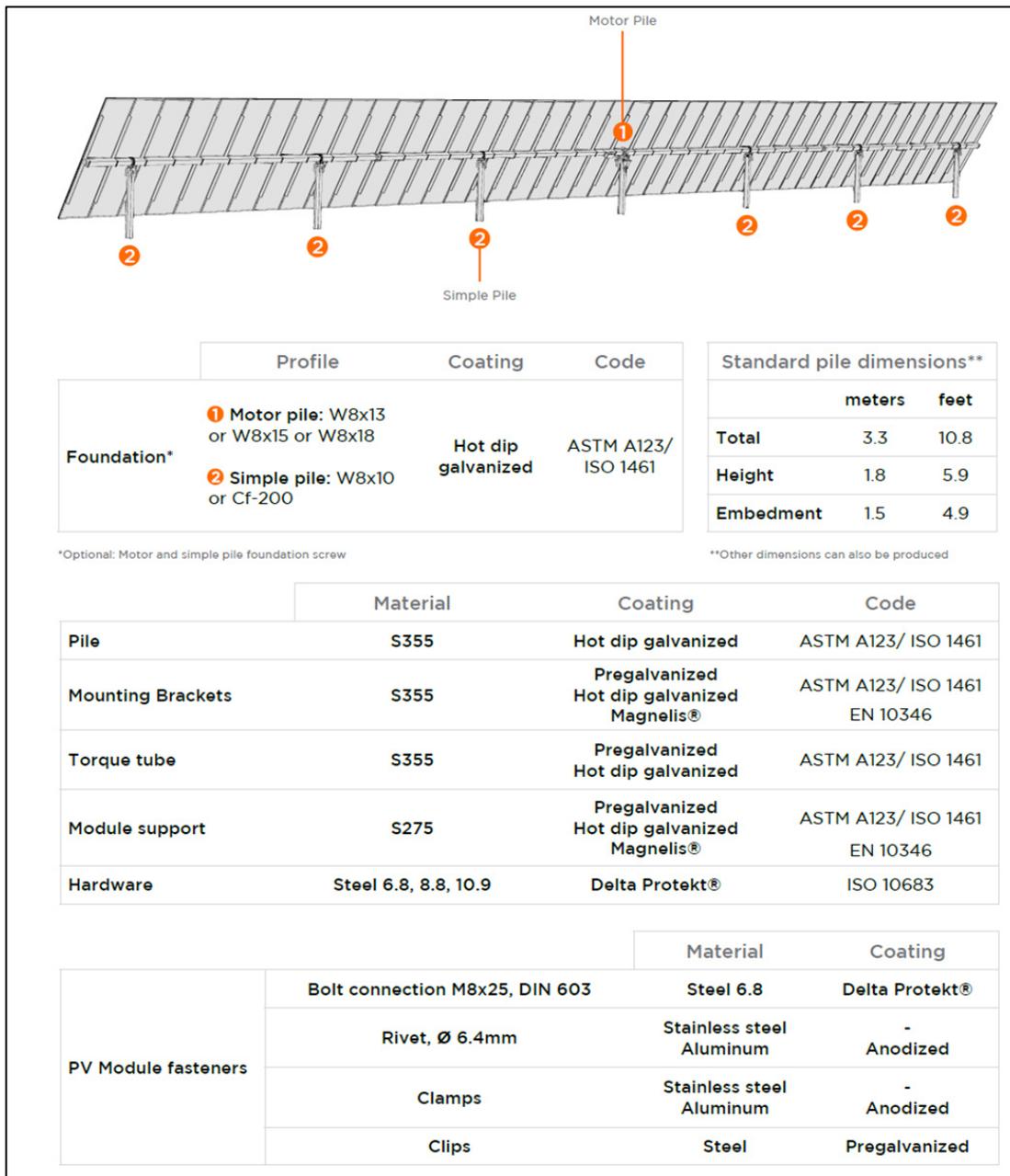


Figura 9 – Caratteristiche tecniche dell'inseguitore solare monassiale

Le strutture che sostengono i moduli fotovoltaici verranno posizionate in file contigue, compatibilmente con le caratteristiche plano altimetriche puntuali del terreno; la distanza tra gli assi delle file è stata valutata, al fine di evitare mutui ombreggiamenti tra i moduli, di circa 9,5 m. Le strutture di supporto dei moduli rispetteranno le disposizioni prescritte dalle Norme CNR-UNI, circolari ministeriali, etc. riguardanti le azioni dei fenomeni atmosferici, e le Norme vigenti riguardanti le sollecitazioni sismiche.

Si precisa che nella fase esecutiva, e secondo le offerte del mercato, si potrà adottare un sistema di ancoraggio simile a quello previsto e che permetta di mantenere le caratteristiche dell'impianto fotovoltaico in progetto. Al termine della sua vita utile l'impianto sarà dismesso e le strutture saranno rimosse consentendo di riutilizzare il terreno a scopi agricoli.

## **6. POTENZA DELL'IMPIANTO ED ENERGIA PRODUCIBILE**

### **6.1 Criterio progettuale**

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile. Nella generalità dei casi, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud (per moduli posizionati su strutture fisse al suolo) ed evitando fenomeni di ombreggiamento. In funzione degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita il generatore stesso, possono comunque essere adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati. Perdite d'energia dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento, quanto più il fenomeno è amplificato. Sono state considerate separatamente le produzioni dei moduli FV montati su strutture a tracker rispetto a quelli installati su strutture fisse.

Nel calcolo dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico bisogna tenere conto oltre che dai valori climatici relativi all'area d'impianto (irraggiamento, umidità, temperatura, ecc...) anche dell'efficienza dei moduli fotovoltaici, del rendimento di tutti i componenti elettrici facenti parte del sistema e dell'ombreggiamento.

Si riportano di seguito i risultati di produzione dell'energia elettrica annua dell'impianto fotovoltaico ed il numero di ore equivalenti di funzionamento, per i vari sottocampi, ottenuti dalle simulazioni con il software PVSYST. Per maggiori dettagli dei risultati delle simulazioni si rimanda alla relazione specifica allegata ALT-VTB-RP.

### **6.2 Irraggiamento solare**

Come già specificato, ai fini del calcolo della produzione di energia elettrica attesa sarà essenziale definire le condizioni di irraggiamento del sito di installazione. Secondo quanto previsto dalla normativa si calcolerà dunque l'entità della radiazione annua nella nell'area dell'impianto fotovoltaico.

Si riportano di seguito i valori medi mensili dell'irraggiamento solare nell'area d'installazione dell'impianto fotovoltaico tra i Comuni di Bagnoregio (VT) e Viterbo (VT) nei diversi mesi del anno.

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>DiffHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T_Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> MWh	<b>E_Grid</b> MWh	<b>PR</b>
<b>Gennaio</b>	56.8	24.74	6.11	74.5	71.2	3097	2974	0.960
<b>Febbraio</b>	74.6	33.01	7.20	97.3	92.8	4021	3863	0.955
<b>Marzo</b>	119.4	48.05	10.84	153.9	147.1	6221	5959	0.931
<b>Aprile</b>	145.0	65.87	13.90	183.9	175.7	7312	6995	0.915
<b>Maggio</b>	196.5	67.23	19.61	252.5	241.9	9712	9267	0.883
<b>Giugno</b>	207.3	71.82	23.55	266.5	255.1	10092	9630	0.869
<b>Luglio</b>	223.7	66.68	26.79	292.5	280.1	10897	10391	0.854
<b>Agosto</b>	191.0	65.38	26.25	249.4	238.1	9391	8970	0.865
<b>Settembre</b>	136.1	46.48	20.45	177.5	170.1	6848	6544	0.886
<b>Ottobre</b>	95.6	39.94	16.72	125.0	119.5	4966	4761	0.916
<b>Novembre</b>	60.3	27.87	11.11	79.1	75.3	3242	3113	0.946
<b>Dicembre</b>	46.7	22.26	7.00	61.2	58.5	2543	2440	0.959
<b>Anno</b>	1553.0	579.31	15.85	2013.3	1925.5	78342	74906	0.895

Legenda:	GlobHor	Irraggiamento orizz. globale	GlobEff	Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre
	DiffHor	Irraggiamento diffuso orizz.	EArray	Energia effettiva in uscita campo
	T_Amb	T amb.	E_Grid	Energia iniettata nella rete
	GlobInc	Globale incidente piano coll.	PR	Indice di rendimento

Figura 10 - Radiazione incidente e dati meteo relativi alla zona dell'impianto FV (PVSYST).

Come si può evincere dall'osservazione della Figura 10, considerando dunque i dati mensili riportati, l'irraggiamento annuale nell'area di progetto risulta essere pari a circa  $1.553 \text{ kWh/m}^2 \text{ anno}$ .

### 6.3 Energia prodotta dall'impianto FV

La produzione di energia elettrica annua dell'impianto fotovoltaico, risultato della simulazione, risulta essere pari a circa  $73,673 \text{ [GWh/a]}$  mentre le ore di funzionamento equivalenti sono circa  $1.800 \text{ [kWh/kWp/anno]}$ .

Per valutare il più possibile in modo realistico la produzione attesa, nel rispetto del funzionamento effettivo dell'impianto, è necessario considerare:

- un fermo per manutenzione, stimato in tre giorni all'anno: pertanto l'energia fornita dal sistema risulterà essere pari a circa  $73.076,5 \text{ MWh/a}$ , come riportato di seguito:

$$E_{sist} = E_{prod} - (3 \times E_{prod}/365) = 73.067,5 \text{ [MWh/a]}$$

- l'energia eventualmente prelevata per alimentare i motori elettrici degli inseguitori solari monoassiali ( $\approx 9,5 \text{ Wh/day}$ ), che è pari a circa  $5,1 \text{ [MWh/a]}$

$$E_{sist\_Fin} = 73.067,5 - 5,1 = 73.062,4 \text{ [MWh/a]}$$

Le ore di funzionamento equivalenti annue dell'impianto fotovoltaico in progetto sono dunque pari a circa  $1.785$  come di seguito indicato:

$$h_{equiv} = E_{sist}/P_{imp} = 743.062,4 [MWh/a] / 40,93 [MW] = 1.785 [kWh/kWp/anno].$$

La simulazione della producibilità dell'impianto FV verrà riportata in dettaglio nella relazione allegata ALT-VTB-RP.

## 7. CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO

Il dimensionamento del sistema fotovoltaico sarà realizzato in modo tale che si abbia compatibilità tra le stringhe dei moduli fotovoltaici e la tipologia d'inverter adottato. Per un corretto funzionamento del sistema occorre accertare che, in corrispondenza dei valori minimi di temperatura esterna e dei valori massimi di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici per riscaldamento, risultino verificate le seguenti disuguaglianze:

$V_{oc\_stringa}(T_{min}) < V_{max\_inverter}$
$V_{oc\_stringa}(T_{min}) < V_{max\_modulo}$
$I_{sc\_sottocampo}(T_{max}) < I_{max\_mppt\_inverter}$
$V_{mp\_stringa}(T_{max}) > V_{mppt\_min\_inverter}$
$V_{mp\_stringa}(T_{min}) < V_{mppt\_MAX\_inverter}$

nelle quali:

- $V_{oc\_stringa}(T_{min})$ : rappresenta il valore della tensione a vuoto alla minima temperatura della stringa; è la massima tensione teorica raggiungibile dalla stringa o dal sottocampo dal momento che nel sottocampo è il numero di pannelli della stringa che fissa la tensione ai suoi capi; di seguito è esposta la formula per ricavarne il valore;
- $V_{mp\_stringa}(T_{min})$ : rappresenta il valore di tensione di MPPT alla minima temperatura della stringa;
- $V_{mp\_stringa}(T_{max})$ : rappresenta il valore della tensione di MPPT alla massima temperatura della stringa;
- $I_{sc\_sottocampo}(T_{max})$ : rappresenta il valore di corrente di corto circuito alla massima temperatura del sottocampo;
- $I_{max\_mppt\_inverter}$ : è il valore di Corrente di entrata massima dell'inverter o dello specifico MPPT;
- $V_{mppt\_min\_inverter}$ : è il Valore di tensione di ingresso minimo ottimale (per avere funzionamento in MPPT) dell'inverter;
- $V_{mppt\_MAX\_inverter}$ : è il Valore di tensione di ingresso massimo ottimale (per avere funzionamento in MPPT) dell'inverter;
- $V_{mppt\_min\_inverter}$ : rappresenta il Valore di tensione di ingresso minimo ottimale (per avere funzionamento in MPPT) dell'inverter;
- $V_{max\_modulo}$ : Tensione massima assoluta dei pannelli;
- $V_{max\_inverter}$ : Tensione massima assoluta dell'inverter.

Considerando una variazione della tensione a circuito aperto di ogni modulo in dipendenza della temperatura pari a  $-0.137 V/^{\circ}C$  e i limiti di temperatura estremi pari a  $-10^{\circ}C$  e +

70°C, i valori delle tensioni e delle correnti assumono valori differenti rispetto a quelli misurati alla condizione STC (25°C). Partendo dalla ipotesi che tali grandezze varino linearmente con la temperatura, le precedenti disuguaglianze risultano verificate e riportate nella tabella seguente, per i tre sottocampi:

- Inverter SUN2000-215 KTL-H3 con stringa da 25 moduli in serie del tipo Longi LR5-72HND-570 Wp

Condizioni da verificare	Verifica
$V_{oc\_stringa}(T_{min}) < V_{max\_inverter}$	1410,0 V < 1500 V
$V_{oc\_stringa}(T_{min}) < V_{max\_modulo}$	1410,0 V < 1500 V
$I_{sc\_sottocampo}(T_{max}) < I_{max\_mppt\_inverter}$	197,3 A < 300 A
$V_{mp\_stringa}(T_{max}) > V_{mppt\_min\_inverter}$	943,4 V > 500 V
$V_{mp\_stringa}(T_{min}) < V_{mppt\_MAX\_inverter}$	1217,4 < 1500 V

Tabella 1 - Verifica di compatibilità tra inverter e stringhe

Come si può evincere, in tutti i casi le disuguaglianze risultano rispettate, pertanto si può concludere che ci sia compatibilità tra le stringhe di moduli e gli inverter scelti.

## 8. DIMENSIONAMENTO DEI CAVI ELETTRICI IN BASSA TENSIONE

Si sottolinea che in fase esecutiva, soprattutto in riferimento alla situazione di mercato al momento dell'acquisto dei componenti, potrà essere scelta una diversa tipologia di cavi elettrici. Tale sostituzione avverrà con componenti di pari prestazioni.

### 8.1 Cavi elettrici in corrente continua ed alternata in BT

I cavi utilizzati dovranno rispettare le seguenti caratteristiche riportate di seguito:

- tensione massima compatibile con quella del sistema elettrico;
- il dimensionamento dei cavi elettrici sarà dettato dall'esigenza di limitare la caduta di tensione e, quindi, le perdite di potenza sul lato corrente continua ed alternata. Ai sensi della guida CEI 82-25, si deve limitare la caduta di tensione sul lato corrente continua sotto al 2%;
- saranno adatti per posa esterna e direttamente interrata (resistenza all'acqua, al gelo, al calore e agli agenti chimici, resistività agli urti);

A seconda che i cavi siano esposti o meno alla luce solare, verranno realizzati i seguenti collegamenti:

- in serie tra i moduli fotovoltaici a formare stringhe e tra le stringhe ed il proprio inverter, saranno impiegati cavi solari del tipo TECSUN (PV) PV1-F 0,6/1kV AC (o similari), in grado di assicurare la funzionalità nel tempo anche in presenza di tratti irraggiati direttamente dalla luce solare. Tali cavi saranno posati principalmente lungo canaline metalliche forate sottostanti le strutture metalliche dei moduli;

- tra la singola stringa e l'inverter, mediante cavi unipolari del tipo TECSUN (PV) PV1-F 0,6/1kV AC (o similari), opportunamente fissati sotto le strutture dei moduli. Il percorso avverrà principalmente su canaline metalliche e una parte interrato fino all'inverter;
- fra gli inverter ed i trasformatori BT/MT, nei quali si impiegheranno cavi di tipo tradizionale direttamente interrati, ad esempio del tipo FG16R16 0,6/1 kV (o similari) in quanto sono solitamente non soggetti all'irraggiamento diretto da luce solare e possono essere direttamente interrati.

I percorsi dei cavi saranno progettati in maniera tale da ottimizzare la lunghezza delle connessioni, minimizzare le perdite di potenza e dunque ridurre la spesa economica. Il dimensionamento dei cavi sarà eseguito affinché essi siano percorsi da una corrente tale da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti, sottoposti agli effetti termici dovuti al passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio. Inoltre, la sezione scelta del conduttore deve essere tale da garantire che in ogni punto del sistema non venga superata la massima caduta di tensione consentita ed assicurare così una perdita di potenza contenuta. Considerando che la portata del generico cavo  $I_z$  (intesa come la massima intensità di corrente elettrica che può attraversare un cavo permanentemente ed in modo stabile in determinate condizioni di posa e di esercizio, senza che la temperatura superi quella sopportabile dall'isolante) deve essere maggiore o uguale alla corrente di impiego del circuito elettrico, ed assumendo una corrente di impiego del modulo (stringa) pari a circa 13,0 [A], deve verificarsi la seguente condizione:

$$I_z \geq I_{mpp}$$

dove

- $I_z$  è la portata in regime permanente della conduttura (funzione del tipo di cavo scelto).
- $I_{mpp}$  è la corrente alla massima potenza del modulo.

Per la protezione dal sovraccarico, i cavi che collegano i moduli tra di loro a formare una stringa e tra quest'ultima ed il proprio inverter, sono stati scelti con una portata maggiore rispetto alla massima corrente che li può interessare nelle condizioni più severe. La posa dei cavi interrati avrà una profondità minima pari a 0,6 m rispetto alla superficie del terreno.

### **8.1.1 Collegamento in serie tra moduli in d.c.**

L'interconnessione in serie tra i moduli verrà realizzata con cavi solari unipolari in gomma, del tipo TECSUN (PV) PV1-F 0,6/1kV AC (o similari), opportunamente fissati dietro le strutture dei moduli in canaline ed aventi una sezione minima di 6 [mmq]. Come meglio specificato nel paragrafo 4 precedente, con i moduli scelti da 570 W, si possono formare stringhe da 25 moduli connessi in serie tra loro. Il criterio utilizzato per il dimensionamento dei cavi è quello della massima caduta di tensione ammissibile. Dopo aver determinato e scelto la sezione commerciale del cavo da utilizzare, è stata effettuata la verifica con la condizione che la massima densità di corrente (e quindi la massima sovratemperatura rispetto all'ambiente circostante) non superasse determinati valori di sicurezza per i cavi.

Nella tabella sottostante è riportato il dimensionamento dei cavi considerando una lunghezza massima dei collegamenti dei moduli a formare una stringa, di 25 m (in c.c.) per ogni sottocampo dell'impianto FV. Nella tabella 2 seguente sono riportate le caratteristiche del dimensionamento dei cavi, nonché i valori della caduta di tensione percentuale relativa al tratto di linea di collegamento dei moduli (cdt%) e la perdita di potenza totale corrispondente a tutte le 2.872 stringhe dell'impianto FV:

Collegamento in serie dei moduli		
Lunghezza max	25	[m]
K	2	
R	0,0042	[Ohm/m]
I carico	13	[A]
Tensione	1097,5	[V]
Sezione cavo	6	[mmq]
Portata	70	[A]
Temperatura amb	30	[°C]
Posa cavo	canalina forata	
Coeffic. Riduz.	0,55	
Portata reale	38,5	[A]
cdt %	0,25	%
$\Delta P$ stringa	35,5	[W]
$\Delta P$ totale	103,6	[kW]
$\Delta P\%$ totale	0,25	%

Tabella 2 - Dimensionamento cavi di collegamento in cc tra i moduli.

Il coefficiente di riduzione della portata è stato calcolato tenendo conto della temperatura ambientale, del tipo di posa, del numero di cavi nello stesso percorso.

### 8.1.2 Collegamento tra stringhe ed inverter in cc

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato su tre aree distinte, già espone in dettaglio nel paragrafo 4.1. Di seguito una tabella riassuntiva che descrive le tre aree dal punto di vista elettrico e dei sottocampi:

	Sottocampi	N° inverter	N° stringhe per inverter	N° stringhe	N° moduli	Potenza sottocampo [kW]	Potenza totale [kW]	Cabine di Trasformazione	Cabine Utente
Area 1 Impianto 1	Sottocampo 1	25	14 str.x 25 inv	350	8750	4987,5	19237,5	CT1	CU1
	Sottocampo 2	24	14 str.x 24 inv	336	8400	4788		CT2	
	Sottocampo 3	24	14 str.x 24 inv	336	8400	4788		CT3	
	Sottocampo 4	24	14 str.x 16inv 13 str.x 8 inv	328	8200	4674,0		CT4	
Area 2 Impianto 2	Sottocampo 5	14	14 str.x 14 inv	196	4900,0	2793,0	5529,0	CT5	CU2
	Sottocampo 6	14	14 str.x 10 inv 13 str.x 4 inv	192	4800,0	2736,0		CT6	
Area 3 Impianto 3	Sottocampo 7	18	14 str.x 11 inv 13 str.x 7 inv	245	6125	3491,3	16159,5	CT7	CU3
	Sottocampo 8	14	14 str.x 5 inv 13 str.x 9 inv	187	4675	2664,8		CT8	
	Sottocampo 9	25	14 str.x 19 inv 13 str.x 6 inv	344	8600	4902,0		CT9	
	Sottocampo 10	26	14 str.x 20 inv 13 str.x 6 inv	358	8950	5101,5		CT10	
<b>TOTALE</b>	<b>10</b>	<b>208</b>		<b>2872</b>	<b>71800</b>		<b>40926,0</b>	<b>10</b>	<b>3</b>

*Tabella 3 – Caratteristiche dei sottocampi dell’impianto FV*

Il collegamento elettrico tra la singola stringa e l’inverter, come già detto in precedenza, avverrà mediante cavi unipolari del tipo TECSUN (PV) PV1-F 0,6/1kV AC (o similari), opportunamente fissati sotto le strutture dei moduli in canaline per la maggior parte del percorso e interrati per tratti minori fino all’inverter, aventi una sezione minima di 6 [mmq]. Ricordiamo che ciascuna stringa è composta dal collegamento in serie di 25 moduli della potenza di 570 Wp ciascuno e gli inverter dell’impianto avranno in ingresso un numero di stringhe che vanno da 13 a 14, per un totale di 2.872 stringhe.

Di seguito le tabelle riassuntive che riportano i valori delle cdt% massime e minime per dell’impianto FV, relative rispettivamente alla massima ed alla minima lunghezza di connessione tra stringa e inverter di ogni sottocampo delle tre aree.

Lunghezza minima:

Collegamento minimo tra Stringa-Inverter		
Lunghezza max	2	[m]
K	2	
R	0,0042	[Ohm/m]
I carico	13	[A]
Tensione	1097,5	[V]
Sezione cavo	6	[mmq]
Portata	70	[A]
Temperatura amb	25	[°C]
Coeffic. Riduz.	0,55	
Portata reale	38,8	[A]
cdt %	0,02	%
$\Delta P$ stringa	2,8	[W]

Lunghezza massima:

Collegamento massimo tra Stringa-Inverter		
Lunghezza max	100	[m]
K	2	
R	0,0042	[Ohm/m]
I carico	13,00	[A]
Tensione	1097,5	[V]
Sezione cavo	6,00	[mmq]
Portata	70,00	[A]
Temperatura amb	25,00	[°C]
Coeffic. Riduz.	0,55	[mmq]
Portata reale	38,8	[A]
cdt %	1,0	%
$\Delta P$ stringa	142,0	[W]

Nelle tabelle sottostanti sono riportati i calcoli delle perdite di potenza nei collegamenti elettrici tra le stringhe ed i relativi inverter, per cavi aventi una sezione nominale di 6 [mmq], per ciascun sottocampo dell'impianto FV.

AREA 1:

**Area 1 - Sottocampo 1 - Lunghezza dei cavi in BT in cc di connessione tra le stringhe e gli inverter [m] - cavo sez. 6 [mmq]**

Inverter	INV1	INV2	INV3	INV4	INV5	INV6	INV7	INV8	INV9	INV10	INV11	INV12
Lunghezza stringhe [m]	350	350	350	350	350	350	350	450	400	400	400	450
K	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
R [Ohm/m]	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042
I carico [A]	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13,12	13,12
Tensione [V]	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5
Portata [A]	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Temperatura amb [°C]	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Coeffic. Riduz.	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
Portata reale [A]	37,1	37,1	37,1	37,1	37,1	37,1	37,1	37,1	37,1	37,1	34,3	34,3
ΔP parziale [kW]	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,64	0,57	0,57	0,65
ΔP totale sottocampo [kW]	6,5											

**Area 1 - Sottocampo 1 - Lunghezza dei cavi in BT in cc di connessione tra le stringhe e gli inverter [m] - cavo sez. 6 [mmq]**

Inverter	INV13	INV14	INV15	INV16	INV17	INV18	INV19	INV20	INV21	INV22	INV23	INV24	INV25
Lunghezza stringhe [m]	300	350	350	350	350	350	350	350	350	450	450	450	450
K	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
R [Ohm/m]	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042
I carico [A]	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Tensione [V]	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5
Portata [A]	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Temperatura amb [°C]	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Coeffic. Riduz.	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
Portata reale [A]	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3
ΔP parziale [kW]	0,43	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,64	0,64	0,64	0,64
ΔP totale sottocampo [kW]	7,0												

**Area 1 - Sottocampo 2 - Lunghezza dei cavi in BT in cc di connessione tra le stringhe e gli inverter [m] - cavo sez. 6 [mmq]**

Inverter	INV26	INV27	INV28	INV29	INV30	INV31	INV32	INV33	INV34	INV35	INV36	INV37
Lunghezza stringhe [m]	270	270	270	270	270	400	270	270	270	270	300	270
K	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
R [Ohm/m]	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042
I carico [A]	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Tensione [V]	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5
Portata [A]	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Temperatura amb [°C]	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Coeffic. Riduz.	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
Portata reale [A]	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3
ΔP parziale [kW]	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,57	0,38	0,38	0,38	0,38	0,43	0,38
ΔP totale sottocampo [kW]	4,8											

**Area 1 - Sottocampo 2 - Lunghezza dei cavi in BT in cc di connessione tra le stringhe e gli inverter [m] - cavo sez. 6 [mmq]**

Inverter	INV38	INV39	INV40	INV41	INV42	INV43	INV44	INV45	INV46	INV47	INV48	INV49
Lunghezza stringhe [m]	270	270	270	270	270	400	400	400	400	400	400	400
K	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
R [Ohm/m]	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042
I carico [A]	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Tensione [V]	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5
Portata [A]	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Temperatura amb [°C]	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Coeffic. Riduz.	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
Portata reale [A]	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3
ΔP parziale [kW]	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57
ΔP totale sottocampo [kW]	5,9											

**Area 1 - Sottocampo 3 - Lunghezza dei cavi in BT in cc di connessione tra le stringhe e gli inverter [m] - cavo sez. 6 [mmq]**

Inverter	INV50	INV51	INV52	INV53	INV54	INV55	INV56	INV57	INV58	INV59	INV60	INV61
Lunghezza stringhe [m]	270	270	400	270	270	270	400	270	270	270	400	270
K	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
R [Ohm/m]	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042
I carico [A]	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Tensione [V]	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5
Portata [A]	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Temperatura amb [°C]	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Coeffic. Riduz.	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
Portata reale [A]	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3
ΔP parziale [kW]	0,38	0,38	0,57	0,38	0,38	0,38	0,57	0,38	0,38	0,38	0,57	0,38
ΔP totale sottocampo [kW]	5,2											

**Area 1 - Sottocampo 3 - Lunghezza dei cavi in BT in cc di connessione tra le stringhe e gli inverter [m] - cavo sez. 6 [mmq]**

Inverter	INV62	INV63	INV64	INV65	INV66	INV67	INV68	INV69	INV70	INV71	INV72	INV73
Lunghezza stringhe [m]	270	270	400	400	270	270	270	270	270	400	400	400
K	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
R [Ohm/m]	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042
I carico [A]	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Tensione [V]	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5
Portata [A]	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Temperatura amb [°C]	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Coeffic. Riduz.	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
Portata reale [A]	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3
ΔP parziale [kW]	0,38	0,38	0,57	0,57	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,57	0,57	0,57
ΔP totale sottocampo [kW]	5,5											

**Area 1 - Sottocampo 4 - Lunghezza dei cavi in BT in cc di connessione tra le stringhe e gli inverter [m] - cavo sez. 6 [mmq]**

Inverter	INV74	INV75	INV76	INV77	INV78	INV79	INV80	INV81	INV82	INV83	INV84	INV85
Lunghezza stringhe [m]	280	410	280	280	280	280	300	300	410	280	400	410
K	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
R [Ohm/m]	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042
I carico [A]	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Tensione [V]	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5
Portata [A]	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Temperatura amb [°C]	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Coeffic. Riduz.	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
Portata reale [A]	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3
ΔP parziale [kW]	0,40	0,58	0,40	0,40	0,40	0,40	0,43	0,43	0,58	0,40	0,57	0,58
ΔP totale sottocampo [kW]	5,6											

**Area 1 - Sottocampo 4 - Lunghezza dei cavi in BT in cc di connessione tra le stringhe e gli inverter [m] - cavo sez. 6 [mmq]**

Inverter	INV86	INV87	INV88	INV89	INV90	INV91	INV92	INV93	INV94	INV95	INV96	INV97
Lunghezza stringhe [m]	400	280	410	410	410	300	300	410	280	300	280	280
K	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
R [Ohm/m]	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042
I carico [A]	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Tensione [V]	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5
Portata [A]	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Temperatura amb [°C]	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Coeffic. Riduz.	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
Portata reale [A]	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3
ΔP parziale [kW]	0,57	0,40	0,58	0,58	0,58	0,43	0,43	0,58	0,40	0,43	0,40	0,40
ΔP totale sottocampo [kW]	5,8											

**AREA 2:**

Area 2 - Sottocampo 5 - Lunghezza dei cavi in BT in cc di connessione tra le stringhe e gli inverter [m] - cavo sez. 6 [mmq]														
Inverter	INV98	INV99	INV100	INV101	INV102	INV103	INV104	INV105	INV106	INV107	INV108	INV109	INV110	INV111
Lunghezza stringhe [m]	380	320	320	250	250	250	250	350	350	430	350	250	250	250
K	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
R [Ohm/m]	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042
I carico [A]	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Tensione [V]	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5
Portata [A]	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Temperatura amb [°C]	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Coeffic. Riduz.	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
Portata reale [A]	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3
ΔP parziale [kW]	0,54	0,45	0,45	0,35	0,35	0,35	0,35	0,50	0,50	0,61	0,50	0,35	0,35	0,35
ΔP totale sottocampo [kW]	6,0													

Area 2 - Sottocampo 6 - Lunghezza dei cavi in BT in cc di connessione tra le stringhe e gli inverter [m] - cavo sez. 6 [mmq]														
Inverter	INV112	INV113	INV114	INV115	INV116	INV117	INV118	INV119	INV120	INV121	INV122	INV123	INV124	INV125
Lunghezza stringhe [m]	250	250	250	250	250	380	380	380	250	250	350	350	350	250
K	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
R [Ohm/m]	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042
I carico [A]	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Tensione [V]	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5
Portata [A]	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Temperatura amb [°C]	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Coeffic. Riduz.	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
Portata reale [A]	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3
ΔP parziale [kW]	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,54	0,54	0,54	0,35	0,35	0,50	0,50	0,50	0,35
ΔP totale sottocampo [kW]	5,9													

**AREA 3:**

Area 3 - Sottocampo 7- Lunghezza dei cavi in BT in cc di connessione tra le stringhe e gli inverter [m] cavo sez. 6 [mmq]									
Inverter	INV126	INV127	INV128	INV129	INV130	INV131	INV132	INV133	INV134
Lunghezza stringhe [m]	520	260	260	300	260	260	520	520	260
K	2	2	2	2	2	2	2	2	2
R [Ohm/m]	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042
I carico [A]	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Tensione [V]	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5
Portata [A]	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Temperatura amb [°C]	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Coeffic. Riduz.	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
Portata reale [A]	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3
ΔP parziale [kW]	0,74	0,37	0,37	0,43	0,37	0,37	0,74	0,74	0,37
ΔP totale sottocampo [kW]	4,5								

**Area 3 - Sottocampo 7- Lunghezza dei cavi in BT in cc di connessione tra le stringhe e gli inverter [m]  
cavo sez. 6 [mmq]**

Inverter	INV135	INV136	INV137	INV138	INV139	INV140	INV141	INV142	INV143
Lunghezza stringhe [m]	260	420	420	420	260	260	260	260	260
K	2	2	2	2	2	2	2	2	2
R [Ohm/m]	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042
I carico [A]	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Tensione [V]	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5
Portata [A]	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Temperatura amb [°C]	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Coeffic. Riduz.	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
Portata reale [A]	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3
ΔP parziale [kW]	0,37	0,60	0,60	0,60	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
ΔP totale sottocampo [kW]	4,0								

**Area 3 - Sottocampo 8- Lunghezza dei cavi in BT in cc di connessione tra le stringhe e gli inverter [m]- cavo sez. 6 [mmq]**

Inverter	INV144	INV145	INV146	INV147	INV148	INV149	INV150	INV151	INV152	INV153	INV154	INV155	INV156	INV157
Lunghezza stringhe [m]	400	400	400	400	350	350	350	350	400	480	400	480	250	350
K	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
R [Ohm/m]	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042
I carico [A]	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Tensione [V]	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5
Portata [A]	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Temperatura amb [°C]	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Coeffic. Riduz.	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
Portata reale [A]	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3
ΔP parziale [kW]	0,57	0,57	0,57	0,57	0,50	0,50	0,50	0,50	0,57	0,68	0,57	0,68	0,35	0,50
ΔP totale sottocampo [kW]	7,6													

**Area 3 - Sottocampo 9- Lunghezza dei cavi in BT in cc di connessione tra le stringhe e gli inverter [m] - cavo sez. 6 [mmq]**

Inverter	INV158	INV159	INV160	INV161	INV162	INV163	INV164	INV165	INV166	INV167	INV168	INV169	INV170
Lunghezza stringhe [m]	370	370	370	370	370	260	260	260	370	260	260	260	260
K	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
R [Ohm/m]	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042
I carico [A]	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Tensione [V]	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5
Portata [A]	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Temperatura amb [°C]	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Coeffic. Riduz.	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
Portata reale [A]	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3
ΔP parziale [kW]	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,37	0,37	0,37	0,53	0,37	0,37	0,37	0,37
ΔP totale sottocampo [kW]	5,7												

**Area 3 - Sottocampo 9- Lunghezza dei cavi in BT in cc di connessione tra le stringhe e gli inverter [m] - cavo sez. 6 [mmq]**

Inverter	INV171	INV172	INV173	INV174	INV175	INV176	INV177	INV178	INV179	INV180	INV181	INV182
Lunghezza stringhe [m]	260	370	400	260	370	370	370	260	260	350	300	370
K	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
R [Ohm/m]	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042
I carico [A]	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Tensione [V]	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5
Portata [A]	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Temperatura amb [°C]	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Coeffic. Riduz.	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
Portata reale [A]	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3
ΔP parziale [kW]	0,37	0,53	0,57	0,37	0,53	0,53	0,53	0,37	0,37	0,50	0,43	0,53
ΔP totale sottocampo [kW]	5,6											

**Area 3 - Sottocampo 10- Lunghezza dei cavi in BT in cc di connessione tra le stringhe e gli inverter [m] - cavo sez. 6 [mmq]**

Inverter	INV183	INV184	INV185	INV186	INV187	INV188	INV189	INV190	INV191	INV192	INV193	INV194	INV195
Lunghezza stringhe [m]	250	270	270	270	270	300	260	260	260	260	400	240	300
K	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
R [Ohm/m]	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042
I carico [A]	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Tensione [V]	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5
Portata [A]	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Temperatura amb [°C]	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Coeffic. Riduz.	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
Portata reale [A]	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3
ΔP parziale [kW]	0,35	0,38	0,38	0,38	0,38	0,43	0,37	0,37	0,37	0,37	0,57	0,34	0,43
ΔP totale sottocampo [kW]	5,1												

**Area 3 - Sottocampo 10- Lunghezza dei cavi in BT in cc di connessione tra le stringhe e gli inverter [m] - cavo sez. 6 [mmq]**

Inverter	INV196	INV197	INV198	INV199	INV200	INV201	INV202	INV203	INV204	INV205	INV206	INV207	INV208
Lunghezza stringhe [m]	270	270	270	270	270	270	270	310	310	310	310	310	310
K	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
R [Ohm/m]	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042
I carico [A]	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Tensione [V]	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5	1097,5
Portata [A]	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Temperatura amb [°C]	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Coeffic. Riduz.	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
Portata reale [A]	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3
ΔP parziale [kW]	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44
ΔP totale sottocampo [kW]	5,3												

### 8.1.3 Collegamento tra inverter e trasformatore BT/MT in a.c.

Il campo fotovoltaico è composto da n.208 inverter multistringa opportunamente posizionati all'interno delle aree in maniera tale da ottimizzare le lunghezze dei collegamenti e quindi le perdite di potenza nei cavi elettrici e da n.10 cabine di trasformazione BT/MT. Di seguito si riporta il dimensionamento dei cavi elettrici di collegamento tra inverter e cabine di trasformazione per ogni sottocampo. Le sezioni commerciali dei cavi scelti per i collegamenti nei 3 sottocampi sono pari a 150+1G95 mmq e 300+1G150 mmq del tipo FG16R16 0,6/1 kV, in posa direttamente interrata (o eventualmente in tubi) ad una profondità minima compresa tra 60÷90 cm, dipendente dal numero di cavi posati sullo stesso strato di scavo (massimo 12 terne). Si rimanda per maggior dettaglio alla tavola allegata ALT-VTB-IE-14.

Per il dimensionamento elettrico dei cavi è stata considerata una profondità media di posa di 80 cm, un valore di temperatura pari a 25 °C, una distanza tra le terne dei cavi di 7 cm ed un valore della resistenza termica del terreno pari a 1 °Cm/W:

	Connessione in ac tra inverter e quadro BT													
	Inverter	Lunghezza [m]	Numero di cavi per scavo	Tensione [V]	Corrente max [A]	Sezione cavi [mmq]	R [Ohm/km]	X [Ohm/km]	Portata iniziale [A]	K	Portata finale [A]	c.d.t [V]	c.d.t. [%]	ΔP parziale [kW]
Area 1 Sottocampo 1	1	15	8	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,5406	227,1	1,0	0,1	0,2
	2	45	8	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,5406	227,1	3,0	0,3	0,7
	3	75	8	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,5406	227,1	5,1	0,5	1,2
	4	105	8	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,5406	227,1	7,1	0,6	1,7
	5	135	8	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,5406	227,1	9,1	0,8	2,2
	6	165	8	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,5406	335,2	6,2	0,6	1,3
	7	195	8	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,5406	335,2	7,4	0,7	1,6
	8	235	8	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,5406	335,2	8,9	0,8	1,9
	9	50	5	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,6254	262,7	3,4	0,3	0,8
	10	85	5	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,6254	262,7	5,7	0,5	1,4
	11	115	5	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,6254	262,7	7,8	0,7	1,9
	12	175	5	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,6254	387,7	6,6	0,6	1,4
	13	235	5	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,6254	387,7	8,9	0,8	1,9
	14	160	12	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	6,0	0,6	1,3
	15	190	12	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	7,2	0,7	1,5
	16	220	12	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	8,3	0,8	1,8
	17	250	12	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	9,4	0,9	2,0
	18	280	12	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	10,6	1,0	2,3
	19	310	12	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	11,7	1,1	2,5
	20	370	12	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	14,0	1,3	3,0
	21	335	12	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	12,6	1,2	2,7
	22	380	12	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	14,3	1,3	3,1
	23	310	12	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	11,7	1,1	2,5
	24	290	12	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	10,9	1,0	2,4
	25	250	12	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	9,4	0,9	2,0
Area 1 Sottocampo 2	26	30	11	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	2,0	0,2	0,5
	27	80	11	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	5,4	0,5	1,3
	28	80	11	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	5,4	0,5	1,3
	29	110	11	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	7,4	0,7	1,8
	30	140	11	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	9,4	0,9	2,3
	31	170	11	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	6,4	0,6	1,4
	32	220	11	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	8,3	0,8	1,8
	33	250	11	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	9,4	0,9	2,0
	34	280	11	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	10,6	1,0	2,3
	35	305	11	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	11,5	1,0	2,5
	36	350	11	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	13,2	1,2	2,8
	37	80	9	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	5,4	0,5	1,3
	38	105	9	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	7,1	0,6	1,7
	39	135	9	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	9,1	0,8	2,2
	40	165	9	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	6,2	0,6	1,3
	41	195	9	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	7,4	0,7	1,6
	42	225	9	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	8,5	0,8	1,8
	43	235	9	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	8,9	0,8	1,9
	44	175	9	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	6,6	0,6	1,4
	45	110	9	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	7,4	0,7	1,8
	46	175	4	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,6678	414,0	6,6	0,6	1,4
	47	135	4	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,6678	280,5	9,1	0,8	2,2
	48	70	4	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,6678	280,5	4,7	0,4	1,1
	49	30	4	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,6678	280,5	2,0	0,2	0,5

Area 1 Sottocampo 3	50	305	11	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	11,5	1,0	2,5
	51	275	11	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	10,4	0,9	2,2
	52	290	11	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	10,9	1,0	2,4
	53	235	11	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	8,9	0,8	1,9
	54	170	11	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	6,4	0,6	1,4
	55	215	11	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	8,1	0,7	1,7
	56	140	11	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	9,4	0,9	2,3
	57	110	11	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	7,4	0,7	1,8
	58	80	11	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	5,4	0,5	1,3
	59	50	11	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	3,4	0,3	0,8
	60	90	11	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	6,1	0,6	1,5
	61	290	10	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	10,9	1,0	2,4
	62	260	10	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	9,8	0,9	2,1
	63	205	10	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	7,7	0,7	1,7
	64	220	10	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	8,3	0,8	1,8
	65	250	10	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	9,4	0,9	2,0
	66	175	10	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	6,6	0,6	1,4
	67	115	10	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	7,8	0,7	1,9
	68	85	10	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	5,7	0,5	1,4
	69	55	10	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	3,7	0,3	0,9
	70	25	10	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	1,7	0,2	0,4
	71	175	3	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,73	453,5	6,6	0,6	1,4
	72	145	3	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,73	307,2	9,8	0,9	2,4
73	90	3	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,73	307,2	6,1	0,6	1,5	
Area 1 Sottocampo 4	74	170	5	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,63	387,7	6,4	0,6	1,4
	75	140	5	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,63	262,7	9,4	0,9	2,3
	76	11	5	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,63	262,7	0,7	0,1	0,2
	77	70	5	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,63	262,7	4,7	0,4	1,1
	78	40	5	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,63	262,7	2,7	0,2	0,7
	79	130	5	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,63	262,7	8,8	0,8	2,1
	80	130	5	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,63	262,7	8,8	0,8	2,1
	81	80	5	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,63	262,7	5,4	0,5	1,3
	82	60	5	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,63	262,7	4,0	0,4	1,0
	83	20	5	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,63	262,7	1,3	0,1	0,3
	84	140	8	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,54	227,1	9,4	0,9	2,3
	85	110	8	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,54	227,1	7,4	0,7	1,8
	86	55	8	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,54	227,1	3,7	0,3	0,9
	87	20	8	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,54	227,1	1,3	0,1	0,3
	88	230	8	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,54	335,2	8,7	0,8	1,9
	89	200	8	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,54	335,2	7,6	0,7	1,6
	90	220	8	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,54	335,2	8,3	0,8	1,8
	91	150	8	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,54	227,1	10,1	0,9	2,4
	92	250	6	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,58	361,5	9,4	0,9	2,0
	93	195	6	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,58	361,5	7,4	0,7	1,6
	94	160	6	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,58	361,5	6,0	0,6	1,3
	95	140	6	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,58	244,9	9,4	0,9	2,3
	96	100	6	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,583	244,9	6,7	0,6	1,6
	97	60	6	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,583	244,9	4,0	0,4	1,0
Area 2 Sottocampo 5	98	200	9	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	7,6	0,7	1,6
	99	170	9	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	6,4	0,6	1,4
	100	140	9	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	9,4	0,9	2,3
	101	80	9	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	5,4	0,5	1,3
	102	110	9	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	7,4	0,7	1,8
	103	140	9	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	9,4	0,9	2,3
	104	170	9	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	6,4	0,6	1,4
	105	215	9	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	8,1	0,7	1,7
	106	185	9	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	7,0	0,6	1,5
	107	25	5	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,6254	262,7	1,7	0,2	0,4
	108	15	5	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,6254	262,7	1,0	0,1	0,2
109	70	5	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,6254	262,7	4,7	0,4	1,1	
110	100	5	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,6254	262,7	6,7	0,6	1,6	
111	130	5	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,6254	262,7	8,8	0,8	2,1	
Area 2 Sottocampo 6	112	210	10	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	7,9	0,7	1,7
	113	180	10	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	6,8	0,6	1,5
	114	150	10	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	10,1	0,9	2,4
	115	110	10	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	7,4	0,7	1,8
	116	90	10	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	6,1	0,6	1,5
	117	260	10	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	9,8	0,9	2,1
	118	200	10	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	7,6	0,7	1,6
	119	140	10	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	9,4	0,9	2,3
	120	60	10	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	4,0	0,4	1,0
	121	30	10	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	2,0	0,2	0,5
	122	145	4	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,6678	280,5	9,8	0,9	2,4
	123	110	4	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,6678	280,5	7,4	0,7	1,8
	124	70	4	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,6678	280,5	4,7	0,4	1,1
	125	30	4	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,6678	280,5	2,0	0,2	0,5

Area 3 Sottocampo 7	126	150	11	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	10,1	0,9	2,4
	127	110	11	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	7,4	0,7	1,8
	128	140	11	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	9,4	0,9	2,3
	129	190	11	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	7,2	0,7	1,5
	130	210	11	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	7,9	0,7	1,7
	131	240	11	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	9,1	0,8	2,0
	132	320	11	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	12,1	1,1	2,6
	133	290	11	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	10,9	1,0	2,4
	134	290	11	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	10,9	1,0	2,4
	135	220	11	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	8,3	0,8	1,8
	136	240	11	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	9,1	0,8	2,0
	137	180	7	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,56	348,3	6,8	0,6	1,5
	138	165	7	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,56	348,3	6,2	0,6	1,3
	139	135	7	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,56	236,0	9,1	0,8	2,2
	140	105	7	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,56	236,0	7,1	0,6	1,7
	141	75	7	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,56	236,0	5,1	0,5	1,2
142	45	7	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,56	236,0	3,0	0,3	0,7	
143	50	7	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,56	236,0	3,4	0,3	0,8	
Area 3 Sottocampo 8	144	255	6	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,58	361,5	9,6	0,9	2,1
	145	160	6	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,58	361,5	6,0	0,6	1,3
	146	120	6	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,58	244,9	8,1	0,7	2,0
	147	90	6	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,58	244,9	6,1	0,6	1,5
	148	230	6	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,58	361,5	8,7	0,8	1,9
	149	200	6	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,58	361,5	7,6	0,7	1,6
	150	425	11	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	16,0	1,5	3,5
	151	435	11	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	16,4	1,5	3,5
	152	390	11	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	14,7	1,3	3,2
	153	350	11	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	13,2	1,2	2,8
	154	275	11	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	10,4	0,9	2,2
	155	235	11	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	8,9	0,8	1,9
	156	185	11	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	7,0	0,6	1,5
	157	155	11	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	5,9	0,5	1,3

Area 3 Sottocampo 9	158	300	12	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	11,3	1,0	2,4
	159	260	12	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	9,8	0,9	2,1
	160	305	12	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	11,5	1,0	2,5
	161	285	12	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	10,8	1,0	2,3
	162	230	12	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	8,7	0,8	1,9
	163	140	12	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	9,4	0,9	2,3
	164	110	12	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	7,4	0,7	1,8
	165	80	12	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	5,4	0,5	1,3
	166	180	12	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	6,8	0,6	1,5
	167	150	12	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	10,1	0,9	2,4
	168	120	12	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	8,1	0,7	2,0
	169	150	12	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	10,1	0,9	2,4
	170	20	9	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	1,3	0,1	0,3
	171	50	9	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	3,4	0,3	0,8
	172	110	9	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	7,4	0,7	1,8
	173	165	9	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	6,2	0,6	1,3
	174	80	9	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	5,4	0,5	1,3
	175	145	9	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	9,8	0,9	2,4
	176	175	9	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	6,6	0,6	1,4
	177	110	9	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	7,4	0,7	1,8
178	140	9	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	9,4	0,9	2,3	
179	210	4	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,67	414,0	7,9	0,7	1,7	
180	180	4	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,67	414,0	6,8	0,6	1,5	
181	130	4	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,67	280,5	8,8	0,8	2,1	
182	40	4	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,67	280,5	2,7	0,2	0,7	
183	385	11	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	14,5	1,3	3,1	
184	335	11	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	12,6	1,2	2,7	
185	305	11	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	11,5	1,0	2,5	
186	275	11	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	10,4	0,9	2,2	
187	240	11	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	9,1	0,8	2,0	
188	210	11	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	7,9	0,7	1,7	
189	180	11	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	6,8	0,6	1,5	
190	150	11	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	10,1	0,9	2,4	
191	120	11	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	8,1	0,7	2,0	
192	90	11	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	6,1	0,6	1,5	
193	50	11	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	3,4	0,3	0,8	
194	355	10	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	13,4	1,2	2,9	
195	325	10	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	12,3	1,1	2,6	
196	295	10	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	11,1	1,0	2,4	
197	265	10	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	10,0	0,9	2,2	
198	235	10	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	8,9	0,8	1,9	
199	205	10	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	7,7	0,7	1,7	
200	175	10	1097,5	144,4	300	0,13	0,079	620	0,53	328,6	6,6	0,6	1,4	
201	145	10	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	9,8	0,9	2,4	
202	75	10	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	5,1	0,5	1,2	
203	40	10	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,53	222,6	2,7	0,2	0,7	
204	150	5	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,63	262,7	10,1	0,9	2,4	
205	120	5	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,63	262,7	8,1	0,7	2,0	
206	90	5	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,63	262,7	6,1	0,6	1,5	
207	30	5	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,63	262,7	2,0	0,2	0,5	
208	20	5	1097,5	144,4	150	0,26	0,083	420	0,63	262,7	1,3	0,1	0,3	

Tabella 4 - Dimensionamento cavi in ac di collegamento tra inverter e quadro BT

## 9 DIMENSIONAMENTO DEI CAVI ELETTRICI IN MEDIA TENSIONE

La scelta della sezione del conduttore dei cavi MT dipende dalla corrente d'impiego e dalla portata effettiva del cavo in relazione al suo regime di funzionamento (regime permanente, ciclico o transitorio) ed alle sue condizioni di installazione (temperatura ambientale, modalità di posa, numero di cavi e loro raggruppamento, etc) (CEI 11-17). I collegamenti di MT saranno realizzati in conformità allo schema elettrico unifilare mediante cavi con tensione d'isolamento 18/36 KV con conduttore in alluminio ad isolamento solido.

### 9.1 Caratteristiche del cavo in MT

Il cavo utilizzato in MT per la connessione tra:

- le cabine di trasformazione;

- le cabine di trasformazione con le cabine utente;
- le cabine utente tra di loro;
- la cabina utente CU3 con la Stazione di trasformazione utente MT/AT;

sarà del tipo ARE4H5(AR)E (o similari) unipolare, con conduttore in alluminio, del tipo "air-bag", conformi alla specifica TERNA DC4385 e disposto a trifoglio negli scavi.

Si riportano di seguito le caratteristiche del cavo in MT:

<b>ARE4H5(AR)E AIR BAG™ COMPACT</b>	
<p><b>Unipolare 12/20 kV e 18/30 kV</b> <i>Single core 12/20 kV and 18/30 kV</i></p>	
	
<p><b>Norma di riferimento</b> <b>HD 620/IEC 60502-2</b></p>	<p><b>Standard</b> <b>HD 620/IEC 60502-2</b></p>
<p><b>Descrizione del cavo</b></p> <p><b>Anima</b> Conduttore a corda rotonda compatta di alluminio</p> <p><b>Semiconduttivo interno</b> Mescola estrusa</p> <p><b>Isolante</b> Mescola di polietilene reticolato (qualità DIX 8)</p> <p><b>Semiconduttivo esterno</b> Mescola estrusa</p> <p><b>Rivestimento protettivo</b> Nastro semiconduttore igroespandente</p> <p><b>Schermatura</b> Nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale (Rmax 3Ω/Km)</p> <p><b>Protezione meccanica</b> Materiale Polimerico (Air Bag)</p> <p><b>Guaina</b> Polietilene: colore rosso (qualità DMP 2)</p> <p><b>Marcatura</b> <b>PRYSMIAN (**)</b> ARE4H5(AR)E &lt;tensione&gt; &lt;sezione&gt; &lt;fase 1/2/3&gt; &lt;anno&gt;</p> <p>(**) sigla sito produttivo</p> <p>Marcatura in rilievo ogni metro Marcatura metrica ad inchiostro</p>	<p><b>Cable design</b></p> <p><b>Core</b> <i>Compact stranded aluminium conductor</i></p> <p><b>Inner semi-conducting layer</b> <i>Extruded compound</i></p> <p><b>Insulation</b> <i>Cross-linked polyethylene compound (type DIX 8)</i></p> <p><b>Outer semi-conducting layer</b> <i>Extruded compound</i></p> <p><b>Protective layer</b> <i>Semiconductive watertight tape</i></p> <p><b>Screen</b> <i>Aluminium tape longitudinally applied (Rmax 3Ω/Km)</i></p> <p><b>Mechanical protection</b> <i>Polymeric material (Air Bag)</i></p> <p><b>Sheath</b> <i>Polyethylene: red colour (DMP 2 type)</i></p> <p><b>Marking</b> <b>PRYSMIAN (**)</b> ARE4H5(AR)E &lt;rated voltage&gt; &lt;cross-section&gt; &lt;phase 1/2/3&gt; &lt;year&gt;</p> <p>(**) production site label</p> <p><i>Embossed marking each meter</i> <i>Ink-jet meter marking</i></p>
<p><b>Applicazioni</b> Il cavo rispetta le prescrizioni della norma HD 620 per quanto riguarda l'isolante; per tutte le altre caratteristiche rispetta le prescrizioni della IEC 60502-2.</p>	<p><b>Applications</b> <i>According to the HD 620 standard for insulation, and the IEC 60502-2 for the other characteristics.</i></p>

Questo cavo possiede un sistema di protezione, situato al di sotto della guaina esterna, che garantisce una elevata protezione meccanica, assorbendo gli urti e riducendo il rischio di deformazioni o danneggiamenti degli strati sensibili sottostanti, come l'isolante o lo schermo metallico. Questo sistema fa sì che il cavo possa essere posato direttamente nel terreno senza l'utilizzo di una protezione meccanica esterna.

In Figura 11 è visibile la sezione tipo del cavo MT utilizzato nei collegamenti elettrici dell'impianto fotovoltaico.



Figura 11 – Sezione tipo del cavo in MT - 30kV - ARE4H5(AR)E

## 9.2 Determinazione delle sezioni dei cavi in MT interni all'impianto

L'energia prodotta da ciascun sottocampo, dopo essere stata convertita in alternata nei convertitori statici di potenza andrà ad alimentare il proprio trasformatore trifase posizionato all'interno della cabina di trasformazione. Quest'ultimo eleverà la tensione fino a 30 [kV] in alternata e permetterà il collegamento ai quadri MT della corrispondente cabina utente. Tutti i collegamenti elettrici in MT avverranno in cavidotti interrati e per il dimensionamento dei cavi è previsto il posizionamento nello scavo ad una profondità minima di 1 m dal livello di superficie.

Anche in questo caso, il criterio utilizzato per determinare la sezione dei conduttori in MT è della massima caduta di tensione ammissibile. Dopo aver effettuato la scelta della sezione commerciale del cavo, è stata eseguita la verifica con il criterio termico, con la condizione cioè che la massima densità di corrente non superi determinati valori di sicurezza. In base ai valori limite delle portate di corrente stabiliti dai costruttori dei cavi, nelle varie condizioni di posa, esse devono essere superiori alle correnti di impiego calcolate in ogni tratto che compone il circuito elettrico.

Il valore della generica corrente d'impiego dell'impianto FV ( $I_{IMP}$ ) è stata calcolata mediante la seguente formula:

$$I_{IMP} (A) = \frac{P_N (MW)}{\sqrt{3} \times V_N (kV) \times \cos(\varphi)}$$

dove:

- $P_N$  è la potenza nominale del sottocampo
- $V_N$  è la corrispondente tensione nominale di 30 [kV]
- $\cos(\varphi)$  che corrisponde al fattore di carico, pari a 0,9.

Il valore di corrente determinato dalla formula verrà utilizzato nei calcoli successivi per determinare le sezioni commerciali dei cavi, le cadute di tensione e potenza dei vari tratti di collegamento.

### 9.2.1 Dimensionamento dei cavi in MT tra cabine di trasformazione e le cabine utente

Nelle tabelle sottostanti vengono riportati i calcoli relativi al dimensionamento dei cavi in MT e le rispettive cadute di tensione e potenza lungo i tratti di connessione tra le cabine di trasformazione e la cabina utente del rispettivo sottocampo elettrico, in cavo direttamente interrato.

- Area 1:

<b><i>DIMENSIONAMENTO ELETTRICO DEL CAVO MT - AREA 1</i></b>				
Collegamento	Tra la cabina CT2 e la cabina CT1	Tra la cabina CT1 e la cabina CU1	Tra la cabina CT4 e la cabina CT3	Tra la cabina CT3 e la cabina CU1
Lunghezza cavo (m)	100	260	170	640
Intensità di corrente (A)	106,7	209,0	102,4	202,3
Conduttori per fase	1	1	1	1
Temp. Terreno (°C)	25	25	25	25
Coefficiente di correz.	0,96	0,96	0,96	0,96
Resistività termica 1,0 [Km/W]	1	1	1	1
Cavi unipolari-posa trifoglio	3	3	3	3
Profondità di posa (m)	1	1	1	1
Coefficiente di correz.	1	1	1	1
N. cavi per scavo	1	1	1	1
Coeffic. per n° di strati	1	1	1	1
Coefficiente totale	0,96	0,96	0,96	0,96
Sezione (mm <sup>2</sup> )	95	95	95	185
Portata ammissibile (A)	234	234	234	337
$\Delta V\%$ per ogni tratto	0,026	0,135	0,043	0,185
$\Delta V\%$ accumulata	0,026	0,135	0,18	0,185
$\Delta P$ per ogni tratto (kW)	1,42	14,2	2,22	17,14

*Tabella 5 - Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine di trasformazione BT/MT e la cabina utente CU1*

- Area 2:

<b><i>DIMENSIONAMENTO ELETTRICO DEL CAVO MT - AREA 2</i></b>		
Collegamento	Tra la cabina CT5 e la cabina CT6	Tra la cabina CT6 e la cabina CU2
Lunghezza cavo (m)	570	10
Intensità di corrente (A)	59,7	118,2
Conduttori per fase	1	1
Temp. Terreno (°C)	25	25
Coefficiente di correz.	0,96	0,96
Resistività termica 1,0 [Km/W]	1	1
Cavi unipolari-posa trifoglio	3	3
Profondità di posa (m)	1	1
Coefficiente di correz.	1	1
N. cavi per scavo	1	1
Coeffic. per n° di strati	1	1
Coefficiente totale	0,96	0,96
Sezione (mm <sup>2</sup> )	95	95
Portata ammissibile (A)	234	234
$\Delta V\%$ per ogni tratto	0,085	0,003
$\Delta V\%$ accumulata	0,085	0,003
$\Delta P$ per ogni tratto (kW)	2,5	0,17

*Tabella 6 - Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine di trasformazione BT/MT e la cabina utente CU2*

- Area 3:

<b><i>DIMENSIONAMENTO ELETTRICO DEL CAVO MT - AREA 3</i></b>				
Collegamento	Tra la cabina CT7 e la cabina CT8	Tra la cabina CT8 e la cabina CU3	Tra la cabina CT10 e la cabina CT9	Tra la cabina CT9 e la cabina CU3
Lunghezza cavo (m)	210	15	260	300
Intensità di corrente (A)	74,7	131,6	104,8	213,9
Conduttori per fase	1	1	1	1
Temp. Terreno (°C)	25	25	25	25
Coefficiente di correz.	0,96	0,96	0,96	0,96
Resistività termica 1,0 [Km/W]	1	1	1	1
Cavi unipolari-posa trifoglio	3	3	3	3
Profondità di posa (m)	1	1	1	1
Coefficiente di correz.	1	1	1	1
N. cavi per scavo	1	2	1	2
Coeffic. per n° di strati	1	0,84	1	0,84
Coefficiente totale	0,96	0,81	0,96	0,81
Sezione (mm <sup>2</sup> )	95	95	95	185
Portata ammissibile (A)	234	197	234	284
$\Delta V\%$ per ogni tratto	0,039	0,005	0,068	0,092
$\Delta V\%$ accumulata	0,039	0,044	0,068	0,160
$\Delta P$ per ogni tratto (kW)	1,46	0,32	3,57	8,98

*Tabella 7 - Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine di trasformazione BT/MT e la cabina utente CU3*

### **9.2.2 Dimensionamento dei cavi in MT tra le cabine utente**

Le cabine utente CU1, CU2 e CU3 rispettivamente ubicate nelle Aree: 1, 2 e 3, saranno collegate in antenna tra di loro mediante due cavidotti direttamente interrati in MT a 30 kV. La connessione tra la CU1 e a CU2 avverrà mediante n.1 cavo trifase avente sezione nominale di 630 mmq; per il collegamento tra la CU2 con la CU3 invece, si utilizzeranno n.2 terne di cavi trifase da 630 mmq. I risultati del dimensionamento sono riportati di seguito nella tabella 8:

<b>DIMENSIONAMENTO ELETTRICO DEL CAVO MT - TRA CABINE UTENTI</b>		
Collegamento	Tra la cabina CU1 e la cabina CU2	Tra la cabina CU2 e la cabina CU3
Lunghezza cavo (m)	6300	9450
Intensità di corrente (A)	411,4	529,6
Conduttori per fase	1	2
Corrente per fase (A)	411,4	265
Temp. Terreno (°C)	25	25
Coefficiente di correz.	0,96	0,96
Resistività termica 1,0 [Km/W]	1	1
Cavi unipolari-posa trifoglio	3	6
Profondità di posa (m)	1,2	1,2
Coefficiente di correz.	0,98	0,98
N. cavi per scavo	1	5
Coeffic. per n° di strati	1	0,64
Coefficiente totale	0,94	0,60
Sezione (mm <sup>2</sup> )	630	630
Portata ammissibile (A)	642	411
$\Delta V\%$ per ogni tratto	1,6	1,2
$\Delta P$ per ogni tratto (kW)	233,5	238,5

*Tabella 8 - Dimensionamento cavi in MT di collegamento tra le cabine utente*

### **9.2.3 Dimensionamento dei cavi in MT tra la cabina utente CU3 e la Stazione Utente di Trasformazione MT/AT 30/150 kV**

Dal quadro in MT in uscita dalla cabina utente CU3, un cavidotto interrato in MT a 30 kV, costituito da n.3 terne di cavi unipolari trifase della sezione di 630 mmq ciascuno, trasporterà l'energia complessiva prodotta dall'impianto fotovoltaico, pari a circa 40,93 MWp, fino ai quadri in ingresso in MT della Stazione Utente di trasformazione 30/150 kV, distante circa 8.700 m su percorso stradale dalla cabina CU3. Il percorso del cavidotto avverrà sia su strade sterrate che su strade asfaltate e verrà rappresentato in dettaglio nella tavola allegata ALT-VTB-IE.16.

Di seguito in tabella 9, si riportano i risultati del dimensionamento della linea in MT che collega la cabina elettrica alla Stazione Utente:

<b>DIMENSIONAMENTO ELETTRICO DEL CAVO MT</b>	
Collegamento	Tra la cabina CU3 e la SU
Lunghezza cavo (m)	8750
Intensità di corrente (A)	875,2
Conduttori per fase	3
Corrente per fase (A)	292
Temp. Terreno (°C)	25
Coefficiente di correz.	0,96
Resistività termica 1,0 [Km/W]	1
Cavi unipolari-posa trifoglio	9
Profondità di posa (m)	1,2
Coefficiente di correz.	0,98
N. cavi per scavo	5
Coeffic. per n° di strati	0,64
Coefficiente totale	0,60
Sezione (mm <sup>2</sup> )	630
Portata ammissibile (A)	411
$\Delta V\%$ accumulata	1,3
$\Delta P$ per ogni tratto (kW)	402,2

*Tabella 9 - Dimensionamento cavo MT di connessione tra la cabina utente CU3 e la Stazione utente SU*

## **10. SISTEMI DI PROTEZIONE E COLLEGAMENTO ALLA RETE**

### **10.1 Correnti di corto circuito dell'impianto FV**

Il valore del contributo alla corrente di guasto dovuta al sistema di generazione in progetto, in caso ad esempio di cortocircuito trifase, è da attribuirsi unicamente al ponte di conversione cc/ac degli inverter. Tenuto conto della risposta tipica di questa tipologia di macchine ai corto circuiti esterni nonché della limitazione offerta dall'impedenza equivalente in serie del trasformatore, oltre al fatto che il generatore fotovoltaico ha una corrente di cortocircuito pari a qualche percento (6%) in più della corrente massima di funzionamento, il contributo al guasto in rete da assegnare all'impianto è, di fatto, trascurabile (paragonabile infatti alla corrente nominale di funzionamento immessa in rete).

### **10.2 Protezione contro le sovracorrenti**

I cavi in corrente continua dell'impianto fotovoltaico sono stati scelti con una portata maggiore della massima corrente che li può interessare nelle condizioni più severe, cioè:

$$I_z \geq 1,25 \cdot I_{sc}$$

perciò non occorre proteggere i cavi contro il sovraccarico. Le seguenti indicazioni sono di massima e verranno definite in fase di progetto esecutivo in accordo con i fornitori.

Per quanto riguarda la protezione dal corto circuito, i cavi dell'impianto fotovoltaico possono essere interessati da una corrente di corto circuito in caso di:

- Guasto tra due poli del sistema c.c.;
- Guasto a terra nel sistema con punto a terra;
- Doppio guasto a terra nei sistemi isolati da terra.

Per la parte di circuito in corrente continua, la protezione contro il corto circuito è assicurata dalla caratteristica tensione-corrente dei moduli fotovoltaici che limita la corrente di corto circuito degli stessi a valori noti e di poco superiori alla loro corrente nominale di corto circuito. In generale, negli impianti fotovoltaici la corrente di corto circuito dell'impianto non può superare la somma delle correnti di corto circuito delle singole stringhe, ed essendo le stringhe composte da una serie di generatori di corrente (i moduli fotovoltaici) la loro corrente di corto circuito è di poco superiore alla corrente nel punto di massima potenza.

Nella parte di circuito a valle degli inverter, la protezione dalle sovracorrenti è assicurata dall'interruttore magnetotermico e dai fusibili. Questi ultimi dovranno avere una tensione nominale in c.c. maggiore della massima tensione del generatore fotovoltaico pari ad esempio a  $1,25 \cdot U_0$  (a favore della sicurezza). Inoltre il fusibile deve avere una corrente nominale  $I_n$ , almeno uguale a  $1,25 \cdot I_{sc}$  del modulo fotovoltaico, per evitare interventi intempestivi e non superiore a quella indicata dal costruttore per proteggere il modulo. Il fusibile ha lo scopo di proteggere il cavo dal cortocircuito intervenendo in maniera tale da limitare l'energia specifica passante ad un valore sopportabile dal cavo stesso, per un tempo limitato.

I fusibili verranno scelti in base alla seguente condizione:

$$I_b < I_n < 0,9 \cdot I_z$$

in cui,  $I_b$  è il valore di corrente che percorre i cavi e  $I_z$  è la portata del conduttore.

Nel quadro elettrico in bt di ogni cabina di trasformazione verranno installati fusibili con una  $I_n \geq 200$  [A] ed una tensione nominale  $V_n$  maggiore di 1000 [V].

Nel circuito in corrente alternata in bassa tensione, la protezione dal corto circuito è assicurata dal dispositivo limitatore contenuto all'interno dell'inverter stesso. Potrà essere previsto un ulteriore interruttore MT posto a valle del trasformatore bt/MT, in cabina utente che agisce da rinalzo all'azione del dispositivo di protezione interno all'inverter.

Tale protezione sarà costituita da relè che dovranno prevedere le seguenti funzioni:

- 27 minima tensione (tempo dipendente);
- 81< minima frequenza (tempo dipendente);
- 81> massima frequenza (tempo dipendente);
- 59 massima tensione (tempo dipendente);
- 81V relè a sblocco voltmetrico;
- 59INV massima tensione di sequenza inversa;
- 59DIR minima tensione di sequenza diretta.

Tali relè saranno inoltre alimentati da opportuni trasformatori TA e TV.

I cavi in MT a 30 kV di connessione in serie tra i gruppi di cabine di trasformazione bt/MT con il rispettivo quadro in MT in cabina utente avranno una portata superiore alla massima corrente che il trasformatore è in grado di fornire. Tali cavi dunque, non sono soggetti a sovraccarico. E' previsto un quadro in MT di interruzione e sezionamento a valle di ciascun trasformatore bt/MT.

### **10.3 Protezione da contatti accidentali in c.c.**

Le tensioni continue sono particolarmente pericolose per la vita. Il contatto accidentale con una tensione superiore ai 400 V in c.c., (nel nostro caso è superiore a 1000 V), può avere conseguenze anche gravi. Per ridurre il rischio di contatti pericolosi il campo fotovoltaico del lato in corrente continua è assimilabile ad un sistema IT cioè flottante di terra. La separazione galvanica tra il lato corrente continua e il lato corrente alternata è garantito dalla presenza del trasformatore BT/MT. In tal modo, perché un contatto accidentale sia realmente pericoloso, occorre che si entri in contatto contemporaneamente con entrambe le polarità del campo. Il contatto accidentale con una sola polarità non ha praticamente conseguenze, a meno che una delle polarità del campo non sia casualmente a contatto con la massa.

Per prevenire tale eventualità gli inverter sono muniti di un opportuno dispositivo di rilevazione degli squilibri verso massa, che ne provoca l'immediato spegnimento e l'emissione di una segnalazione di allarme.

### **10.4 Compatibilità elettromagnetica e marcatura CE**

Tutte le apparecchiature dovranno essere progettate e costruite in ottemperanza a quanto prescritto dalla Norma CEI 211-6 "Guida per la misura e la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell'intervallo di frequenza 0 Hz - 10 kHz, con riferimento all'esposizione umana", in termini di sicurezza e di esposizione umana ai campi elettromagnetici.

Le apparecchiature elettriche ed elettroniche (in particolare i relè di protezione ed i dispositivi multifunzione a microprocessore), gli apparecchi e i sottosistemi dovranno essere conformi ai requisiti delle Direttive Europee n. 89/336/CEE "Direttiva EMC" e successive modifiche ed in accordo alla direttiva n° 93/68/CEE nonché a quanto prescritto dalla Norma CEI 210. Tutti i componenti, apparecchi, sottosistemi e sistemi dovranno avere marcatura "CE" e dovranno essere in accordo alle prescrizioni contenute nelle Norme di riferimento. In particolare per i sistemi di controllo e protezione, ed in generale per gli impianti ausiliari, sarà adottato un adeguato sistema di protezione, per ridurre la penetrazione del campo magnetico nelle apparecchiature e realizzare l'equipotenzialità elettrica fra ciascun apparecchio e l'impianto di terra. Dovranno essere tenuti in considerazione ulteriori e più specifici criteri di installazione desunti dalle norme di riferimento.

### **10.5 Servizi ausiliari (SA)**

Lo schema di connessione prevede un unico punto tramite il quale l'impianto scambia con la rete sia l'energia immessa dal generatore FV che quella prelevata dai SA.

I servizi ausiliari del campo FV sono suddivisi in:

- servizi non privilegiati alimentati a 400 V in a.c. trifase tramite trasformatori MT/bt di potenza nominale minima pari a 50/100 kVA, posizionati nelle cabine utente;
- servizi privilegiati alimentati a 110 V cc tramite un sistema costituito da raddrizzatore, batterie tampone da 50 o 100 Ah e un possibile sistema

fotovoltaico dedicato di compensazione, costituito da 4 moduli fotovoltaici con potenza complessiva compresa pari a 1,5 kW.

Per utenze "privilegiate" si intendono le seguenti:

- Sistema di protezione;
- Motore di carica molla dell'interruttore di interfaccia;
- Illuminazione di sicurezza.

### 10.6 Impianto di terra

L'impianto di terra sarà progettato e realizzato secondo la normativa vigente a valle della comunicazione della corrente di guasto fornita dal distributore di energia elettrica. Esso verrà realizzato all'interno dell'impianto fotovoltaico, per ragioni di equipotenzialità, sarà unico sia per la bassa che per la media tensione.

In Figura 12 seguente viene rappresentato uno schema generale di collegamento a terra delle masse a monte del trasformatore.

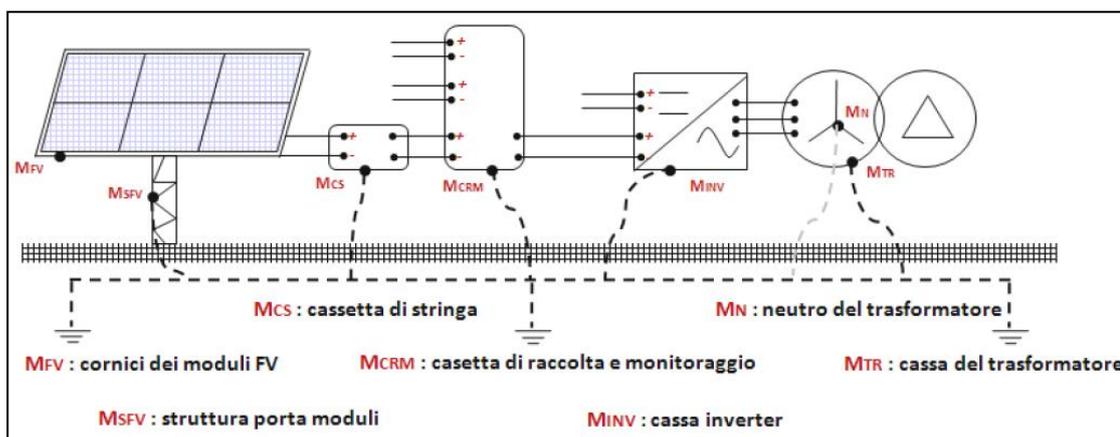


Figura 12 – Schema della messa a terra a monte del trasformatore

L'impianto di terra sarà progettato tenendo conto anche delle caratteristiche elettriche del terreno e del tempo di intervento delle protezioni per guasto a terra, nel rispetto delle normative CEI e antinfortunistiche e tale da soddisfare le seguenti prescrizioni:

- avere sufficiente resistenza meccanica e resistenza alla corrosione;
- essere in grado di sopportare, da un punto di vista termico, le più elevate correnti di guasto prevedibili;
- evitare danni a elementi elettrici ed ai beni;
- garantire la sicurezza delle persone contro le tensioni che si manifestano sugli impianti di terra per effetto delle correnti di guasto a terra.

Il dispersore intenzionale dell'impianto fotovoltaico, avrà una struttura orizzontale e verrà realizzato da uno o più anelli con nastro in acciaio zincato a caldo di dimensioni minime 30x30 mm, collegati tra loro (anello di terra primario), ai quali saranno collegati i pali d'infissione delle strutture porta modulo che diventeranno dispersori di fatto. Ugualmente saranno collegati all'anello di terra primario:

- la rete di recinzione, il cancello d'ingresso e i plinti di fondazione;
- l'anello di terra di ogni struttura metallica tracker e fissi;
- l'anello di terra della cabina utente;

- l'anello metallico della control room;
- l'anello metallico delle cabine inverter-trasformazione.

In fase di dimensionamento, dell'impianto di terra, dovranno essere presi in considerazione del valore della corrente di guasto a terra, della durata del guasto a terra e della caratteristica del terreno.

Per il dimensionamento dei conduttori di protezione si rimanda alla progettazione esecutiva, in questa fase possiamo affermare con buona approssimazione che le sezioni dei PE sono pari alla metà della rispettiva sezione di fase.

## **11. SISTEMI DI MISURA DELL'ENERGIA PRODOTTA ED IMMESA IN RETE**

Nell'impianto saranno previste apparecchiature di misura necessarie alla contabilizzazione dell'energia prodotta, scambiata con la rete e assorbita dai servizi ausiliari. In particolare le misure dell'energia saranno attuate in modo indipendente:

- sistema di misura dell'energia prodotta dall'impianto, posizionato in uscita dagli inverter (contatore di energia prodotta);
- misure per la contabilizzazione della energia immessa in rete;
- misure UTF destinate alla contabilizzazione della energia utilizzata in impianto e non direttamente connessa alla funzionalità di impianto.

I sistemi di misura dovranno essere conformi a tutte le disposizioni dell'autorità dell'energia elettrica e gas e alle norme CEI, in particolare saranno dotati di sistemi di sigillatura che garantiscano da manomissioni o alterazioni dei dati di misura. Inoltre saranno idonei a consentire la telelettura dell'energia elettrica prodotta da parte del distributore.

## **12. IMPIANTI DI ILLUMINAZIONE, VIDEOSORVEGLIANZA E ANTINTRUSIONE**

Si sottolinea che in fase esecutiva, soprattutto in riferimento alla situazione di mercato al momento dell'acquisto dei componenti, potrà essere scelta una diversa tipologia di sistemi d'illuminazione e/o videosorveglianza e/o antintrusione. Tale sostituzione avverrà con componenti di pari prestazioni.

### **12.1 Illuminazione del campo FV**

L'impianto FV è dotato di un sistema di illuminazione perimetrale normalmente spenta ed in grado di attivarsi su comando locale o su input di sorveglianza. L'impianto di illuminazione sarà composta da:

- pali conici zincati a caldo, distanziati di circa 40 m tra di loro lungo tutto il perimetro della recinzione, aventi un'altezza massima di circa 4 mt e completi di accessori quali asola per ingresso cavi, asola per morsettiera a conchiglia, morsettiera ad incasso con fusibile, portella da palo, bullone di messa a terra.

Sui pali saranno montati sia i corpi illuminanti (che si attiveranno in caso di allarme/intrusione) che le videocamere del sistema di sorveglianza. L'altezza dei pali tiene conto anche della possibilità di installazione in zone dove c'è il rischio di ombreggiamenti sui moduli FV.

Per le lampade verranno impegnate:

- lampade a LED a basso assorbimento di energia.

L'impianto sarà tale da garantire un illuminamento medio al suolo lungo le strade perimetrali, non inferiore a 5 [lux]. Tutto l'impianto sarà realizzato in Classe II o con isolamento equivalente: a tal fine, le armature illuminanti dovranno essere del tipo in Classe II, le connessioni dovranno essere effettuate alla base del palo, impiegando morsettiere di derivazione in Classe II e le condutture dovranno essere realizzate impiegando cavo a grado di isolamento non inferiore a 0.6kV/1kV. Il funzionamento dell'impianto di illuminazione sarà realizzato in modo tale da ridurre al minimo l'effetto di disturbo e in generale l'inquinamento luminoso, in particolare l'impianto di illuminazione sarà dotato di un sistema di accensione da attivarsi solo in caso di intervento dell'impianto antintrusione e allarme. Verranno installati in totale circa 156 corpi illuminanti.

### **12.2 Impianto di videosorveglianza**

Per la sorveglianza dell'impianto FV è previsto un sistema di controllo dell'area perimetrale, un controllo volumetrico delle cabine e della control room. I pali utilizzati per l'installazione delle videocamere sono gli stessi utilizzati per l'illuminazione perimetrale. Avranno una altezza massima di 4 m su cui saranno montate due videocamere su pali alterni (ossia ogni 80 m) assieme al rispettivo corpo illuminante (che si attiverà in caso di allarme/intrusione). Il sistema di illuminazione e videosorveglianza sarà montato su pali in acciaio zincato fissati al suolo con plinto di fondazione in cls armato.

Il sistema di videosorveglianza è complementare al sistema del cavo microforato e sarà composto indicativamente da:

- telecamere brandeggiabili auto-dome, dotate di zoom ed installate sui pali d'illuminazione dell'impianto FV, del tipo night & day;
- illuminatori ad infrarossi;
- convertitori per collegare le telecamere con cavo UTP;
- sistema di registrazione digitale;
- centrale di allarme.

Le telecamere, equipaggiate con convertitori analogici/digitali a bordo, dovranno essere collegate ad una postazione centrale di videoregistrazione ed archiviazione delle immagini mediante conduttori in fibra ottica secondo una topologia di rete point-to-point. Ciascun dispositivo di ripresa sarà dotato di elemento scaldante al fine di evitare fenomeni di condensazione. L'intero impianto di TVCC sarà realizzato in Classe II o con isolamento equivalente; a tal fine, le telecamere dovranno essere apparecchiate in Classe II, le condutture di alimentazione dovranno essere realizzate mediante impiego di conduttori in classe 0.6kV/1kV e le derivazioni dovranno essere effettuate entro cassette in materiale isolante il cui isolamento sarà comunque garantito dopo l'installazione. La registrazione delle immagini sarà a ciclo continuo, ed il sistema dovrà permettere l'archiviazione di immagini relative a due settimane solari. Verranno installate in totale circa 156 videocamere.

### **12.3 Impianto di rivelazione antintrusione**

Si può installare, a protezione dell'impianto fotovoltaico, un sistema antifurto a fibra ottica modulare. Una centralina elettronica (master), installata nella cabina control room, verifica che l'anello di luce del cavo ottico codificato sia costantemente chiuso e controlla

che l'intensità del fascio di luce sia costante. Nel caso in cui la fibra ottica venga piegata, deformata o interrotta, scatterà l'allarme ed invierà un segnale dato dalla chiusura di un contatto in grado di pilotare qualsiasi sistema di segnalazione quale un dispositivo GSM, una sirena, o interfacciarsi ad un sistema di allarmetradizionale.

Con questo sistema si possono realizzare:

- *la protezione diretta dei moduli fotovoltaici* mediante un sistema modulare, in cui la fibra ottica collega meccanicamente i singoli moduli. Essa, dopo aver attraversato tutti i pannelli da monitorare ritorna alla centralina elettronica (master) da cui era partita. Il principio di funzionamento è riportato nella Figura 13 successiva:

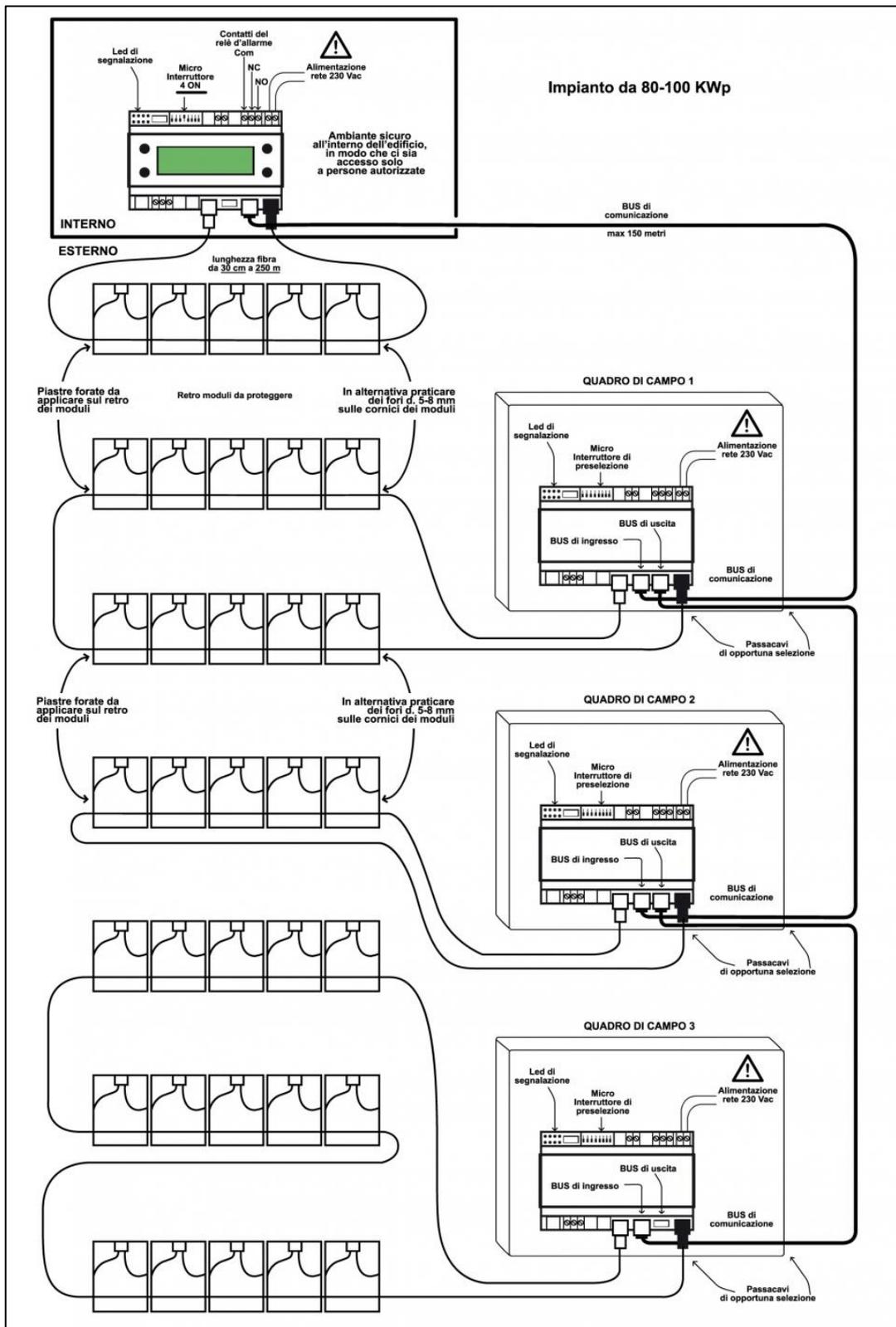


Figura 13 – Sistema di antifurto dei moduli FV

- *la protezione delle cabine elettriche*, utilizzando lo stesso principio sopra esposto, attraversando o creando una spira con la fibra ottica. Quest'ultima, dopo aver attraversato gli inverter da monitorare ritorna alla centralina (master) da cui era partita.
- *la protezione perimetrale del sito fotovoltaico*. In questo caso, si fa passare la fibra ottica su tutta la lunghezza della recinzione che sarà facilmente scambiata per un filo tirante. Nel caso in cui venga tranciata la recinzione verrà tranciata anche la fibra, con conseguente attivazione dell'allarme. La fibra ottica dopo aver attraversato la recinzione da monitorare ritorna alla centralina (master) da cui era partita.

Il sistema sarà alimentato a tensione nominale pari a 230V 50Hz dal quadro servizi ausiliari e dovrà provvedere autonomamente alla distribuzione ed alimentazione di dispositivi di ripetizione del segnale e/o di alimentazione di unità remote poste lungo il perimetro.

A fronte di insorgenza di un evento di allarme, il sistema provvederà alle seguenti azioni:

- accensione dell'impianto di illuminazione di tutto il campo allarmato;
- invio, di una segnalazione di allarme a postazione operatore remota;
- all'invio di una segnalazione di allarme al sistema di videosorveglianza.

L'intero impianto di rivelazione intrusione sarà realizzato in Classe II o con isolamento equivalente; a tal fine, i dispositivi di alimentazione/ripetizione del segnale dovranno essere apparecchiature in Classe II, le condutture di alimentazione saranno realizzate mediante impiego di conduttori in classe 0.6kV/1kV e le derivazioni dovranno essere effettuate entro cassette in materiale isolante l'isolamento sarà comunque garantito dopo la installazione.

### **13. SISTEMI DI PROTEZIONE LATO BT ED MT**

#### **13.1 Dispositivi di protezione: generale, d' interfaccia e di generatore**

I dispositivi di protezione sono delle apparecchiature impiegate per proteggere un circuito elettrico (in questo caso l'impianto fotovoltaico) contro le sovracorrenti, ossia, da correnti di valore superiore alla portata del circuito. Le sovracorrenti possono essere causate sia da un sovraccarico e sia da un corto circuito in uno o più punti dell'impianto elettrico. Nel primo caso, la corrente che attraversa il circuito elettrico è di poco superiore alla portata e il circuito stesso è elettricamente sano; nel secondo caso invece, la corrente ha un valore molto elevato perchè è stata prodotta da un guasto a bassa impedenza. Come già precedentemente accennato, la protezione generale del sistema di generazione fotovoltaica ed il sistema di interfaccia con la rete, saranno realizzati in conformità a quanto previsto dalle norme CEI 11-20 e CEI 0-16. Eventuali modifiche del sistema di connessione, protezione e regolazione saranno concordate in fase di progettazione esecutiva.

L'impianto fotovoltaico avrà:

- un dispositivo del generatore: ogni inverter è protetto in uscita da un interruttore automatico con sgangiatore di apertura collegato al pannello del dispositivo di interfaccia, in modo da agire di ricalzo al dispositivo di interfaccia stesso. L'inverter è anche dotato di dispositivi contro le sovratensioni generate in condizioni anomale lato c.c.;
- un dispositivo di interfaccia o DDI, il cui scopo è quello di assicurare il distacco del sistema dalla rete per guasti o funzionamenti anomali della rete pubblica, o per apertura intenzionale del dispositivo della rete pubblica (es. manutenzione). Sarà assicurato l'intervento coordinato del dispositivo di interfaccia con quelli del generatore e della rete pubblica, per guasti o funzionamenti anomali durante il funzionamento in parallelo con la rete. La protezione di interfaccia, agendo sull'omonimo dispositivo, sconnette l'impianto di produzione dalla rete TERNA evitando che:
  - o in caso di mancanza dell'alimentazione TERNA, il Cliente Produttore possa alimentare la rete TERNA stessa;
  - o in caso di guasto sulla rete TERNA, il Cliente Produttore possa continuare ad alimentare il guasto stesso inficiando l'efficacia delle richiuse automatiche, ovvero che l'impianto di produzione possa alimentare i guasti sulla rete TERNA prolungandone il tempo di estinzione e pregiudicando l'eliminazione del guasto stesso con possibili conseguenze sulla sicurezza;
  - o in caso di richiuse automatiche o manuali di interruttori TERNA, il generatore possa trovarsi in discordanza di fase con la rete TERNA con possibilità di rotture meccaniche

Le protezioni di interfaccia sono costituite da relè di massima e minima frequenza (81), relè di massima (59) e minima tensione (27), relè di massima tensione omopolare (59Vo), e sono inserite in un pannello polivalente conforme alla norma CEI 11-20.

Per la sicurezza dell'esercizio della rete di Trasmissione Nazionale è prevista la realizzazione di un ricalzo alla mancata apertura del dispositivo d'interfaccia.

Il ricalzo consiste nel riportare il comando di scatto, emesso dalla protezione di interfaccia, ad un altro organo di manovra. Esso è costituito da un circuito a lancio di tensione, condizionato dalla posizione di chiuso del dispositivo di interfaccia, con temporizzazione ritardata a 0.5 s, che agirà sul dispositivo di protezione lato MT del trasformatore di utenza. Il temporizzatore sarà attivato dal circuito di scatto della protezione di interfaccia. In caso di mancata apertura di uno degli stalli di produzione il Dispositivo di Interfaccia comanda l'apertura del Dispositivo Generale che distacca l'impianto fotovoltaico dalla rete di TERNA, contestualmente a questa situazione tutti i Servizi Ausiliari rimangono alimentati dall'UPS.

- un dispositivo generale o DG, che ha la funzione di salvaguardare il funzionamento della rete nei confronti di guasti nel sistema di generazione elettrica e deve assicurare le funzioni di sezionamento, comando e interruzione. Esso è costituito da un interruttore in SF6 con sgangiatore di apertura e sezionatore, predisposto per essere controllato da una protezione generale, composta dai seguenti relè:
  - o sovraccarico I>, 51;
  - o cortocircuito polifase (ritardata), I >>, 51;

- cortocircuito polifase (istantanea),  $I >>>$ , 50;
- guasto monofase a terra  $I_o >$  (51N);
- doppio guasto monofase a terra,  $I_o >>$ , 50N;
- direzionale di guasto a terra per neutro compensato 67NC o neutro isolato 67NI.

### **13.2 Protezione dai contatti diretti**

Ogni parte elettrica dell'impianto, sia in corrente alternata che in corrente continua, sarà protetta contro i contatti diretti in accordo con le soluzioni fornite dai fornitori in ambito del progetto esecutivo. La protezione contro i contatti diretti è assicurata dall'utilizzo degli accorgimenti sotto riportati:

- scelta di componenti dotati di marchio CE (Direttiva CEE 73/23).
- uso di componenti con idoneo grado di protezione alla penetrazione di solidi e liquidi.
- collegamenti effettuati utilizzando cavi rivestiti con guaina esterna protettiva, idonei per la tensione nominale di utilizzo e alloggiati in condotti portacavi idonei (canali o tubi a seconda dei tratti).
- alcuni collegamenti di brevi tratti tra i moduli non saranno alloggiati in tubi o canali ma non saranno soggetti a sollecitazioni meccaniche, essendo protetti dai moduli stessi, e non saranno ubicati in luoghi dove sussistano rischi di danneggiamento.

### **13.3 Misure di protezione contro le scariche atmosferiche**

#### **13.3.1 Fulminazione diretta**

L'impianto fotovoltaico non influisce sulla forma o volumetria della zona e pertanto non aumenta la probabilità di fulminazione diretta sull'area. In ogni caso, se ve ne sarà la necessità si potrà provvedere in fase esecutiva a dotare l'impianto di un'adeguata messa a terra.

#### **13.3.2 Fulminazione indiretta**

L'abbattersi di scariche atmosferiche in prossimità dell'impianto potrebbe provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulmine con i circuiti dell'impianto fotovoltaico. Potrebbero allora essere provocate sovratensioni in grado di mettere fuori uso i componenti, in modo particolare gli inverter.

Nel caso in esame, considerate le lunghezze dei collegamenti, si potrà pensare di rinforzare la protezione con l'inserimento di altri dispositivi SPD di classe II o III a varistore sulla sezione in c.c. dell'impianto in prossimità del generatore fotovoltaico. Al fine di minimizzare il flusso concatenato del campo magnetico indotto dal fulmine, i conduttori in campo saranno posati entro canali metallici con coperchio, e dovranno essere realizzati collegamenti in maniera tale che l'area della spira formata sia minima, oppure formando due anelli nei quali la corrente circoli in versi opposti.

#### **14. NUOVO ALLACCIO PER SISTEMI AUSILIARI**

Per il funzionamento degli impianti di illuminazione e F.M. all'interno alla cabina utente e della control room, nonché per i punti luce perimetrali, videosorveglianza e sicurezza dell'impianto FV, si utilizzerà una fornitura di bassa tensione derivata dalla fornitura principale tramite appositi trasformatori MT/BT posizionati all'interno delle cabine elettriche.

#### **15. PROVE, CONTROLLI E MESSA IN SERVIZIO**

I componenti che costituiscono l'impianto sono progettati e costruiti secondo quanto disciplinato dalle 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". Al termine dei lavori l'installatore dell'impianto effettuerà le seguenti verifiche tecnico-funzionali:

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.).

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.

Per verifica si intende l'insieme delle operazioni mediante le quali si accerta la rispondenza alle prescrizioni della Norma CEI 64-8. La verifica comprende un esame a vista e prove.

##### **15.1 Esame a vista e prove**

Esame a vista:

L'esame a vista deve precedere le prove e deve essere effettuato, di regola, con l'intero impianto fuori tensione. L'esame a vista deve accertare che i componenti elettrici siano:

- conformi alle prescrizioni di sicurezza delle relative Norme anche mediante accertamento di marchi e/o di certificazione dei prodotti e materiali scelti correttamente;
- posa in opera di prodotti e materiali in accordo con le prescrizioni delle Norme tecniche;
- assenza di danneggiamenti visibili e tali da compromettere la sicurezza.

L'esame a vista deve riguardare le seguenti condizioni, per quanto applicabili:

- metodi di protezione contro i contatti diretti ed indiretti, ivi compresa la misura delle distanze;
- scelta dei conduttori per quanto concerne la loro portata e la caduta di tensione;
- scelta e taratura dei dispositivi di protezione e di segnalazione;
- presenza e corretta messa in opera dei dispositivi di sezionamento o di comando;
- scelta dei componenti elettrici e delle misure di protezione idonei anche in riferimento alle influenze esterne;
- identificazione dei conduttori di neutro e di protezione;
- presenza di schemi, di cartelli monitori e di informazioni analoghe;
- identificazione dei circuiti, dei fusibili, degli interruttori, dei morsetti ecc.;
- idoneità delle connessioni dei conduttori;
- agevole accessibilità dell'impianto per interventi operativi e di manutenzione.

#### Prove:

In maniera preliminare si indicano le principali prove che devono essere eseguite, per quanto applicabili, e preferibilmente nell'ordine indicato:

- continuità dei conduttori di protezione e dei conduttori equipotenziali principali e supplementari;
- resistenza di isolamento dell'impianto elettrico;
- protezione per separazione dei circuiti nel caso di sistemi SELV e PELV e nel caso di
- separazione elettrica;
- protezione mediante interruzione automatica dell'alimentazione;
- prove di funzionamento;
- caduta di tensione.

Nel caso in cui qualche prova indichi la presenza di un difetto, tale prova e ogni altra prova precedente che possa essere stata influenzata dal difetto segnalato devono essere ripetute dopo l'eliminazione del difetto stesso. I metodi di prova descritti costituiscono metodi di riferimento; è ammesso l'uso di altri metodi di prova, purché essi forniscano risultati altrettanto validi. Gli strumenti di misura e gli apparecchi di controllo devono essere conformi alle Norme della serie CEI EN 61557.

- Prova della continuità dei conduttori di protezione, compresi i conduttori equipotenziali principali e supplementari. Deve essere eseguita una prova di continuità. Si raccomanda che questa prova venga effettuata con una corrente di

almeno 0,2 A, utilizzando una sorgente di tensione alternata o continua compresa tra 4 V e 24 V a vuoto.

- Protezione mediante separazione elettrica. La separazione delle parti attive da quelle di altri circuiti e dalla terra, deve essere verificata mediante una misura della resistenza di isolamento. I valori di resistenza ottenuti devono essere in accordo con la Tab. 61A (CEI 64-8).
- Misura della resistenza di isolamento dell'impianto elettrico. La resistenza di isolamento deve essere misurata tra ogni conduttore attivo e la terra. Durante questa misura, i conduttori di fase e di neutro possono essere collegati assieme (sistemi TT, IT e TN-S).

Inoltre dovrà essere effettuata la verifica tecnico-funzionale dell'impianto, mediante la seguente procedura:

- Verifica della condizione:

$$P_{CC} > 0,85 P_{nom} \times (I / I_{STC})$$

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  $W/m^2$ ) misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del 3%.
- $I_{STC}$ : irraggiamento in condizioni standard, pari a  $1000 W/m^2$ ,

- 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  $P_{AC}$  devono essere effettuate in condizioni di irraggiamento ( $I$ ) sul piano dei moduli superiore a  $600 W/m^2$ .

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 firmata e siglata in ogni parte, attestante l'esito delle verifiche e la data di effettuazione delle stesse.

In fase di elaborazione del progetto esecutivo verranno indicate le ulteriori prove da effettuare, anche in collaborazione con i fornitori.

## **16. MONTAGGIO DEI COMPONENTI**

Il montaggio delle opere meccaniche sarà eseguito a "perfetta regola d'arte" e verrà realizzato principalmente attraverso le seguenti azioni:

- Posa in opera delle strutture di sostegno dei moduli.
- Ancoraggio dei moduli sulle strutture.

I montaggi elettrici in campo saranno realizzati principalmente attraverso le operazioni riportate di seguito:

- posa dell'impianto di terra contestuale alle opere edili;
- posa di cavidotti e attestazione in pozzetti elettrici di infilaggio;
- posa e predisposizione dei tubi dal pozzetto sino al supporto dei quadri di campo;
- posa delle condutture sulle strutture di stringa;
- collegamento elettrico dei moduli di ciascuna stringa;
- posa in opera degli inverter;
- posa in opera quadro di parallelo;
- posa dei cavi di collegamento tra le stringhe fotovoltaiche e i quadri di parallelo e attestazione in pozzetti elettrici di infilaggio;
- posa dei cavi di collegamento tra i quadri di parallelo e gli inverter e attestazione in pozzetti elettrici di infilaggio;
- posa dei cavi di collegamento tra il quadro parallelo e interfaccia al contatore di energia elettrica (punto di consegna) e attestazione in pozzetti elettrici di infilaggio;
- posa dell'impianto di illuminazione del campo FV e dei blocchi prese di servizio;
- cablaggio del dispositivo di comunicazione e gestione degli inverter;
- posa in opera dei collegamenti alla rete di terra.

## **17. SCAVI E POZZETTI**

Come già trattato nei paragrafi precedenti, i tracciati dei cavidotti delle linee elettriche in bt e MT (in cc e ac), saranno realizzati con idonee canalizzazioni interrato e saranno interconnesse tra loro con eventuali pozzetti ispezionabili. Le linee interne in MT, composte da cavi direttamente interrati, saranno posizionate principalmente lungo la viabilità di strade interne e minormente nei tratti di terreni non viabili, senza interessare proprietà di terzi.

### **17.1 Scavi**

E' prevista l'esecuzione di scavi per la posa dei cavidotti per il cablaggio elettrico dell'impianto fotovoltaico. Essi riguarderanno sia il lato in corrente continua, in cui avverranno i collegamenti elettrici tra le stringhe e gli inverter e sia in alternata, con il collegamento tra questi ultimi e i rispettivi quadri bt ubicati nelle cabine di trasformazione. Ricordiamo che le connessioni elettriche tra i moduli a formare stringhe, prenderanno posto nella parte retrostante delle strutture di sostegno dei moduli stessi, mentre verranno interrati nei brevi tratti di raccordo tra la canalina metallica e gli inverter. Inoltre, i cavi di connessione tra gli inverter e le cabine di trasformazione saranno direttamente interrati. Bisogna considerare anche il tracciato dei cavi in bt in corrente alternata per l'illuminazione e la videosorveglianza, che si estenderà prevalentemente lungo il perimetro dell'impianto fotovoltaico.

Per quanto riguarda la media tensione, verranno realizzati i seguenti scavi principali:

- collegamento tra le cabine di trasformazione di ciascun sottocampo fino alla connessione in antenna ai quadri MT nella cabina utente (profondità minima di 1 m);
- connessione in antenna tra le cabine utenti ed il quadro MT nella cabina di consegna della stazione di trasformazione MT/AT (profondità minima di 1,2 m);

Sarà altresì necessario eseguire degli scavi a sezione di adeguate dimensioni, per la posa in opera delle cabine elettriche dell'impianto; dopo aver costipato gli scavi, essi dovranno essere preparati, previa livellazione con materiale stabilizzato. Gli scavi, effettuati con mezzi meccanici, saranno realizzati evitando che le acque defluenti sulla superficie del terreno possano riversarsi negli scavi stessi. Non saranno previsti scavi per il fissaggio delle strutture metalliche di sostegno dei moduli fotovoltaici poiché si è scelta la soluzione di ancoraggio con strutture a pali in acciaio zincato infissi nel terreno. La profondità alla quale i pali verranno fissati nel terreno sarà determinata mediante apposite analisi geomeccaniche e geo-fisiche effettuate sul sito di installazione in fase esecutiva, ma si stima che la profondità minima sarà di circa 1,5 m.

La protezione dei cavi all'interno degli scavi, deve essere garantita attraverso una protezione meccanica in grado di assorbire, senza danni per il cavo stesso, le sollecitazioni meccaniche, statiche e dinamiche, derivanti dal traffico veicolare (resistenza a schiacciamento) e dagli abituali attrezzi manuali di scavo (resistenza a urto). Tale protezione può essere aggiuntiva esterna (tubazione in PVC) oppure compresa nel cavo (caso "air-bag"). Per quanto riguarda la progettazione dell'impianto fotovoltaico, lato MT, si è previsto l'utilizzo dei cavi con sistema "air-bag" i quali sono capaci di assorbire l'energia cinetica dello shock deformandosi in seguito all'impatto. Questo fa in modo che l'energia residua non danneggi le parti sensibili del cavo, come il sistema isolante e il rivestimento. Rappresenta quindi una soluzione a tale rischio, associato molto spesso all'armatura metallica, che potenzialmente potrebbe pregiudicare l'integrità del sistema isolante, riducendone l'affidabilità nel tempo. Questo sistema permette ai cavi di essere direttamente interrati.

Per quanto riguarda invece i cavi in bt, sia in c.c. che in c.a., è possibile utilizzare la posa direttamente interrata dei cavi scelti in questa fase di progettazione. La profondità minima di posa per le strade di uso pubblico è fissata dal Nuovo Codice della Strada ad 1 m dall'estradosso della protezione; per tutti gli altri suoli e le strade di uso privato valgono i seguenti valori minimi, dal piano di appoggio del cavo, stabiliti dalla norma CEI 11-17:

- 0,6 m (su terreno privato);
- 0,8 m (su terreno pubblico);

Il cavo in AT a 150 kV che collegherà la stazione utente di trasformazione MT/AT alla Sottostazione RTN, potrà essere posato direttamente nel terreno oppure dotato di protezione meccanica supplementare tramite tubazione opportunamente dimensionata.

Il riempimento della trincea ed il ripristino della superficie devono essere effettuati, generalmente, rispettando i volumi indicati nell'elaborato di progetto. La presenza dei cavi deve essere rilevabile mediante l'apposito nastro monitore posato a non meno di 0,2 m dall'estradosso del cavo ossia della protezione.

Durante l'esecuzione dei lavori sarà prestata particolare attenzione ai sottoservizi presenti sul posto (condotte fognarie, idriche, linee elettriche, telefoniche ecc.). Qualunque interferenza riscontrata durante la posa del cavo, sarà sottopassata nel rispetto delle vigenti norme CEI 11-17. Saranno ripristinate tutte le pavimentazioni preesistenti fino

alla completa ricomposizione dello stato di fatto. A lavoro ultimato tutti i ripristini dovranno trovarsi alla stessa quota del piano preesistente, senza presentare dossi o avvallamenti.

### **17.1.1 Bilancio produzione materiali di scavo**

In fase di costruzione si adotteranno tutte le misure volte a favorire in via prioritaria il reimpiego diretto dei materiali di scavo derivanti dalle operazioni previste per la realizzazione delle opere civili. I materiali di risulta dagli scavi a sezione ristretta, realizzati per la posa dei cavi, saranno momentaneamente depositati in prossimità degli scavi stessi o in altri siti individuati all'interno del cantiere e successivamente in gran parte riutilizzati per i rinterri. I materiali di risulta dagli scavi a sezione ampia (terre vegetali e/o materiali incoerenti), che derivano dall'esecuzione delle vasche di fondazione delle cabine elettriche e dei basamenti in calcestruzzo, potranno per esempio essere riutilizzati per il riempimento degli scavi e relativo livellamento finale col piano campagna, in modo da permettere anche un eventuale inerbimento del terreno lasciato libero dalle strutture.

Si specifica che una grande percentuale dei materiali scavati sarà destinata al reimpiego diretto senza trasformazioni e che sono previste modestissime quantità di materiali in eccedenza da avviare ad altri usi. Si riporta di seguito il bilancio di produzione orientativo dei materiali di scavo delle principali opere all'interno del campo FV e del cavidotto di evacuazione in MT esterno all'area.

#### Calcolo Volumi di Scavo – Fondazioni Cabine di trasformazione

Lunghezza sezione di scavo:	16,0 m
Larghezza sezione di scavo:	2,5 m
Profondità sezione di scavo:	0,5 m
Volume di scavo:	$16,0 \times 2,5 \times 0,5 = 20,0 \text{ m}^3$
N. Cabine:	10
<u>Volume totale di scavo:</u>	$20,0 \times 10 = 200,0 \text{ m}^3$

#### Calcolo Volumi di Scavo – Fondazioni Cabine utente

Lunghezza sezione di scavo:	16,0 m
Larghezza sezione di scavo:	2,5 m
Profondità sezione di scavo:	0,5 m
N. Cabine:	3
<u>Volume totale di scavo:</u>	$3 \times (16,0 \times 2,5 \times 0,5) = 60,0 \text{ m}^3$

#### Calcolo Volumi di Scavo – Cavidotti bt in c.c. tra stringhe ed inverter

Lunghezza sezione di scavo:	12.000 m
-----------------------------	----------

Larghezza sezione di scavo:	0,7 m
Profondità sezione di scavo:	0,6/0,9 m
<u>Volume Totale di scavo:</u>	5.040 m <sup>3</sup>

Calcolo Volumi di Scavo – Cavidotti bt in c.a.inverter e cabine trafo

Lunghezza sezione di scavo:	8.661 m
Larghezza sezione di scavo:	0,7 m
Profondità sezione di scavo:	0,6/0,9 m
<u>Volume Totale di scavo:</u>	3.710 m <sup>3</sup>

Calcolo Volumi di Scavo – Cavidotti bt in c.a.illuminazione e videosorveglianza

Lunghezza sezione di scavo:	8.500 m
Larghezza sezione di scavo:	0,5 m
Profondità sezione di scavo:	0,6 m
<u>Volume Totale di scavo:</u>	2.550 m <sup>3</sup>

Calcolo Volumi di Scavo – Cavidotti MT interni all'area d'impianto

Lunghezza sezione di scavo:	2.924 m
Larghezza sezione di scavo:	0,5 m
Profondità sezione di scavo:	1,0 m
<u>Volume Totale di scavo:</u>	1.462 m <sup>3</sup>

Calcolo Volumi di Scavo – Cavidotto MT esterno fino alla S.U.

Lunghezza sezione di scavo:	21.040 m
Larghezza sezione di scavo:	0,6/0,9 m
Profondità sezione di scavo:	1,2 m
<u>Volume Totale di scavo:</u>	15.587 m <sup>3</sup>

## **18. STAZIONE UTENTE DI TRASFORMAZIONE MT/AT-30/150 kV (SEU)**

Verrà realizzata una nuova stazione utente di trasformazione MT/AT 30/150 kV condivisa con altri produttori, ciascuno avente un proprio stallo in AT collegato in parallelo alla sbarra comune, condividendo lo stallo in uscita ed il cavo in AT interrato per la connessione alla stazione RTN.

### 18.1 Connessione alla rete elettrica RTN di Terna SpA

La nuova stazione utente condivisa sarà ubicata nel Comune di Viterbo (VT) in località "Piscinale" della Frazione di Grotte S. Stefano. Verrà ubicata su un terreno adiacente la Stazione RTN in AT-150 kV, del foglio 57 e particella 68, del Comune di Viterbo (VT). In particolare, la SU interesserà un'area totale di circa 3.500 mq così suddivisa:

- area stallo 1 della soc. proponente, pari a circa 322 mq
- aree stalli di altri produttori, di circa 644 mq
- area stallo e opere elettriche condivise, di circa 490 mq
- aree comuni, circa 2.044 mq

La posizione è stata individuata tenendo conto delle esigenze tecniche, economiche e dell'opportunità ambientale di minimizzare la lunghezza delle connessioni con la Stazione, le quali saranno realizzate mediante cavo interrato in AT a 150 kV. Nella tavola allegata ALT-VTB-IE.13 sono riportate sia la planimetria elettromeccanica che le sezioni della stazione utente MT/AT con i relativi raccordi e lo stallo dedicato all'interno della Stazione RTN.

Nella figura sottostante sono riportate la posizione della stazione utente di trasformazione MT/AT, la Stazione RTN lato 150 kV ed il cavidotto in AT interrato di connessione con la Stazione RTN condiviso con altri produttori, avente una lunghezza dello scavo di circa 160 m ed il cui percorso avverrà principalmente all'interno dell'area della Stazione RTN.



Figura 14 – Stralcio su ortofoto della posizione della stazione utente, del cavidotto in AT e la Stazione RTN lato 150 kV

Di seguito sono riportati i componenti elettrici che compongono lo stallo della stazione utente di trasformazione relativa allo stallo dell' impianto FV in progetto:

- N°1 montante di linea/trasformazione MT/AT, 30/150 KV composto dai seguenti dispositivi elettrici:
  - *N° 1 trasformatore trifase di potenza pari a circa 50/60 MVA, 150/30 kV, ONAN/ONAF, gruppo vettoriale YNd11, provvisto di commutatore sotto carico lato AT (150  $\pm$ 10x1,25%/30 kV), con cassonetto di contenimento cavi MT e dimensioni circa: 6.8x4.6x5.5 m.*

Il trasformatore di potenza verrà alimentato dai quadri elettrici in MT di collegamento con i cavi interrati provenienti dall'impianto fotovoltaico. L'energia elettrica, dopo essere stata trasformata alla tensione di 150 kV, sarà immessa in AT a 150 kV fino al Punto di Consegna dedicato all'interno della Stazione RTN;
  - *N° 1 terna di scaricatori di sovratensione, per esterno ad ossido di zinco;170 kV completi di conta scariche, installati sia a protezione del trasformatore*
  - *N° 1 terna di trasformatori di tensione induttivi TVI per esterno, con rapporto 150000:  $\sqrt{3} - 100$ :  $\sqrt{3} V$ , 10 VA cl. 0.2;*
  - *N° 3 trasformatori di corrente TA; 200-400/5-1-1-1 A, 20 VA-0.2, 20 VA-0.5, 30 VA-5P20, 20 VA-5P20;*
  - *N° 1 interruttore tripolare, 170 kV;*
  - *N° 1 sezionatore tripolare orizzontale 170 kV;*
- N°2 stalli di parallelo di altri produttori;
- N° 1 sbarra di parallelo AT con stallo di uscita condiviso:

la SU condivide una sbarra di parallelo su cui si collegano n.3 stazioni utenti complessive. L'energia elettrica totale, somma delle energie elettriche prodotte da tutti gli impianti alimentati da fonti rinnovabili dei produttori ad essa collegati, verrà convogliata in un unico cavidotto contenente un cavo in AT della sezione di 1600 mmq, e trasportata fino allo stallo dedicato nella stazione RTN a 150 kV. Lo stallo di parallelo condiviso sarà così composto:

- *N°1 interruttore tripolare, 170 kV;*
- *N° 3 trasformatori di corrente TA; 200-400/5-1-1-1 A, 20 VA-0.2, 20 VA-0.5, 30 VA-5P20, 20 VA-5P20;*
- *N° 1 sezionatore tripolare 170 kV;*
- *N° 1 terna di trasformatori di tensione capacitivi, 170 kV*
- *N°1 terna di terminali cavo 170 kV.*

Nella tavola allegata ALT-VTB-IE.08 è rappresentato lo schema elettrico unifilare di connessione della Stazione utente di trasformazione allo stallo dedicato all'interno della Stazione RTN.

## **18.2 Opere civili**

### **18.2.1 Edificio quadri utente**

Nella stazione è previsto un edificio, ubicato in corrispondenza dell'ingresso del quale si riportano pianta sezioni e prospetti nella tavola allegata ALT-VTB-IE.19, avente le dimensioni di circa di circa 24,0x4,6 m con altezza di circa 3,0 m suddiviso in diversi locali:

- locale MT,
- locale trafo aux
- Locale Quadri BT, e Telec. Turbine,
- Locale servizi igienici,
- locale per le misure fiscali con ingresso sia dall'interno della stazione sia dall'esterno posto sulla recinzione.

Nel locale MT sarà sistemato il sistema di sbarre in MT, gli scomparti in MT su cui si attesteranno i cavi a 30 kV in ingresso dall'impianto FV e in uscita verso il trasformatore elevatore nonché le celle per le misure e i servizi ausiliari.

La superficie coperta dell'edificio è di circa 110,4 mq e la cubatura riferita al piano piazzale è di circa 331,2 mc. Il suddetto fabbricato sarà realizzato con struttura portante in c.a. e con tamponatura esterna in mattoni semiforati intonacati con serramenti metallici. La copertura verrà realizzata con tetti piani di caratteristiche simili a quelle adoperate in zona. Particolare cura verrà osservata ai fini dell'isolamento termico impiegando materiali isolanti idonei in funzione della zona climatica e dei valori minimi e massimi dei coefficienti volumici globali di dispersione termica, nel rispetto delle norme di cui alla legge n. 373 del 4.4.75 e successivi aggiornamenti, nonché alla legge n.10 del 9.1.91. L'edificio sarà servito da impianti tecnologici quali: illuminazione, condizionamento, antintrusione etc.

### **18.2.2 Strade e piazzole**

Sarà prevista una strada d'accesso alla stazione utente condivisa, dalla strada vicinale "Del Cavato", di larghezza non inferiore a 3 m e tale da consentire il transito di mezzi da cantiere, che si svilupperà perimetralmente all'area della stazione consentendo l'accesso ai vari stalli dei produttori. Verrà inoltre realizzata una fascia di servizio perimetrale, esternamente alla recinzione della stazione, per eventuali opere di stabilizzazione e regimazione delle acque e per manutenzione.

La pavimentazione stradale interna all'area della stazione, verrà realizzata in conglomerato bituminoso artificiale. Le piazzole per l'installazione delle apparecchiature saranno ricoperte con adeguato strato di ghiaione stabilizzato; tali finiture superficiali contribuiranno a ridurre i valori di tensione di contatto e di passo effettive in caso di guasto a terra sul sistema AT.

### **18.2.3 Fondazioni e cunicoli cavi**

Le fondazioni dei sostegni sbarre, delle apparecchiature e degli ingressi di linea in stazione, sono realizzate in calcestruzzo armato gettato in opera; per le sbarre e per le apparecchiature, con l'esclusione degli interruttori, potranno essere realizzate anche fondazioni di tipo prefabbricato con caratteristiche, comunque, uguali o superiori a quelle delle fondazioni gettate in opera. Le caratteristiche delle fondazioni sono riportate nei disegni allegati. Le coperture dei pozzetti e dei cunicoli facenti parte delle suddette fondazioni, saranno in PRFV con resistenza di 2000 daN. I cunicoli per cavetteria saranno

realizzati in calcestruzzo armato gettato in opera, oppure prefabbricati; le coperture in PRFV saranno carrabili con resistenza di 5000 daN.

#### **18.2.4 Ingresso e recinzione**

Per l'ingresso alla stazione di trasformazione dell'impianto fotovoltaico in oggetto, è previsto un cancello carrabile largo almeno 6,0 m inserito fra pilastri e pannellature in conglomerato cementizio armato. La recinzione perimetrale sarà realizzata in calcestruzzo ed avrà un'altezza minima da terra di circa 2,5 m ed un larghezza di circa 0,3 m e dovrà essere conforme alla norma CEI 99-2.

#### **18.2.5 smaltimento delle acque meteoriche e fognarie**

Per la raccolta delle acque meteoriche sarà realizzato un sistema di drenaggio superficiale che convoglierà la totalità delle acque raccolte dalle strade e dai piazzali in appositi collettori (tubi, vasche di prima pioggia, pozzi perdenti, ecc.). Lo smaltimento delle acque meteoriche, è regolamentato dagli enti locali; pertanto, a seconda delle norme vigenti, si dovrà realizzare il sistema di smaltimento più idoneo, che potrà essere in semplice tubo, da collegare alla rete fognaria mediante sifone o pozzetti ispezionabili, da un pozzo perdente, da un sistema di sub-irrigazione o altro.

#### **18.2.6 Vasca di raccolta olio**

Il trasformatore sarà alloggiato sopra una vasca di raccolta olio opportunamente dimensionata destinata a raccogliere il liquido isolante del trasformatore in caso di perdita (Norma CEI 99-2), oltre all'acqua piovana. La vasca sarà collegata ad un impianto disoleatore al fine di separare le acque meteoriche dagli oli. Nella tavola allegata ALT-VTB-IE.17 è rappresentata la planimetria della vasca.

### **18.3 Isolamento in AT**

I livelli di isolamento prescritti per la sottostazione 150/30 kV, in funzione dei valori normali di tensione massima dei dispositivi sono:

- 750 kVcr a impulso atmosferico e di 325 kV a f.i. con distanze minime di isolamento in aria fase-terra e fase-fase di 1,5 m, per l'isolamento esterno;
- 650 kVcr a impulso atmosferico e di 275 kV a f.i. per gli isolamenti interni.

### **18.4 Correnti di c.c.**

L'impianto elettrico in stazione dovrà essere progettato in modo da sopportare in sicurezza le sollecitazioni meccaniche e termiche derivanti da correnti di corto circuito, in conformità a quanto previsto nelle vigenti Norme CEI. Il valore della corrente di corto circuito trifase per il dimensionamento della sezione a 150 kV previsto dalle prescrizioni (potere interruzione interruttori, corrente di breve durata dei sezionatori e TA, caratteristiche meccaniche degli isolatori portanti, sbarre e collegamenti) è pari 31,5 kA.

Le correnti previste circolanti sul sistema sbarre saranno di circa 2000 A, mentre per gli stalli di trasformazione, di circa 1250 A.

### **18.5 Principali distanze elettromeccaniche di progetto**

Le norme CEI EN 61936 e CEI EN 50522 definiscono le distanze minime che bisogna rispettare dai punti in tensione. Si adotteranno distanze sempre superiori a quelle specificate nella suddetta norma, in particolare:

- distanza tra le fasi per le sbarre, le apparecchiature e i conduttori pari a 2,2 m;

- altezza dei conduttori 4,5 m;
- quota asse sbarre principali 7,5 m;
- distanza minima delle parti in tensione rispetto alla recinzione 3,0 m.

## 18.6 Caratteristiche dei dispositivi in AT

### *Interruttore a tensione nominale 150 kV*

GRANDEZZE NOMINALI		
Tipologia	Tipo 1	Tipo 2
Salinità di tenuta a 98 kV (Kg/m <sup>3</sup> ) valori minimi consigliati	da 14 a 56 (*)	
Poli (n°)	3	
Tensione massima (kV)	170	
Corrente nominale (A)	2000	1250
Frequenza nominale (Hz)	50	
Tensione nominale di tenuta ad impulso atmosferico verso massa (kV)	750	
Tensione nominale di tenuta a frequenza industriale verso massa (kV)	325	
Corrente nominale di corto circuito (kA)	40-31.5	31.5
Potere di stabilimento nominale in corto circuito (kA)	100-80	80
Durata nominale di corto circuito (s)	1	
Sequenza nominale di operazioni	O-0,3"-CO-1'-CO	
Potere di interruzione nominale in discordanza di fase (kA)	8	5
Potere di interruzione nominale su linee a vuoto (A)	63	
Potere di interruzione nominale su cavi a vuoto (A)	160	
Potere di interruzione nominale su batteria di condensatori (A)	600	
Potere di interruzione nominale di correnti magnetizzanti (A)	15	
Durata massima di interruzione (ms)	60	
Durata massima di stabilimento/interruzione (ms)	80	
Durata massima di chiusura (ms)	150	
Massima non contemporaneità tra i poli in chiusura (ms)	5,0	
Massima non contemporaneità tra i poli in apertura (ms)	3,3	

Sezionatore a tensione nominale 150 kV con lame di terra

Poli (n°)	3
Tensione massima (kV)	145-170
Corrente nominale (A)	2000
Frequenza nominale (Hz)	50
<b>Corrente nominale di breve durata:</b>	
- valore efficace (kA)	40-31.5
- valore di cresta (kA)	100-80
<b>Durata ammissibile della corrente di breve durata (s)</b>	1
<b>Tensione di prova ad impulso atmosferico:</b>	
- verso massa (kV)	650
- sul sezionamento (kV)	750
<b>Tensione di prova a frequenza di esercizio:</b>	
- verso massa (kV)	275
- sul sezionamento (kV)	315
<b>Sforzi meccanici nominali sui morsetti:</b>	
- orizzontale longitudinale (N)	800
- orizzontale trasversale (N)	250
- verticale (N)	1000
<b>Tempo di apertura/chiusura (s)</b>	≤15
<b>Prescrizioni aggiuntive per il sezionatore di terra</b>	
- Classe di appartenenza	A o B, secondo CEI EN 61129
- Tensioni e correnti induttive nominali elettromagnetiche ed elettrostatiche (kV, A)	Secondo classe A o B, Tab.1 CEI EN 61129

Trasformatore di corrente a tensione nominale 150 kV

Tensione massima	(kV)	170
Frequenza	(Hz)	50
Rapporto di trasformazione(**)	(A/A)	400/5 800/5 1600/5
Numero di nuclei(**)	(n°)	3
Corrente massima permanente	(p.u.)	1,2
Corrente termica di corto circuito	(kA)	31,5-40
Impedenza secondaria II e III nucleo a 75°C	(Ω)	≤0,4
Reattanza secondaria alla frequenza industriale	(Ω)	Trascurabile
<b>Prestazioni(**) e classi di precisione:</b>		
- I nucleo	(VA)	30/0,2 50/0,5
- II e III nucleo	(VA)	30/5P30
Fattore sicurezza nucleo misure		≤10
Tensione di tenuta a f.i. per 1 minuto	(kV)	325
Tensione di tenuta a impulso atmosferico	(kV)	750
Salinità di tenuta alla tensione di 98 kV	(kg/m <sup>3</sup> )	da 14 a 56(*)
<b>Sforzi meccanici nominali sui morsetti</b>		
Secondo la Tab.8, Classe II della Norma CEI EN 60044-1.		

Trasformatore di tensione capacitivo a tensione nominale 150 kV

GRANDEZZE NOMINALI	
Tensione massima di riferimento per l'isolamento (kV)	170
Rapporto di trasformazione	$\frac{150.000/\sqrt{3}}{100/\sqrt{3}}$
Frequenza nominale (Hz)	50
Capacità nominale (pF)	4000
Prestazioni nominali (VA/classe)	40/0,2-75/0,5-100/3P(**)
Fattore di tensione nominale con tempo di funzionamento di 30 s	1,5
Tensione di tenuta a f.i. per 1 minuto (kV)	325
Tensione di tenuta a impulso atmosferico (kV)	750
Salinità di tenuta alla tensione di 98 kV (kg/m <sup>3</sup> )	Da 14 a 56(*)
Scarti della capacità equivalente serie in AF dal valore nominale a frequenza di rete	-20% ÷ 50%
Resistenza equivalente in AF (Ω)	≤ 40
Capacità e conduttanza parassite del terminale di bassa tensione a frequenza compresa tra 40 e 500 kHz, compresa l'unità elettromagnetica di misura:	
- C <sub>pa</sub> (pF)	≤(300+0,05 C <sub>n</sub> )
- G <sub>pa</sub> (μS)	≤50
<b>Sforzi meccanici nominali sui morsetti:</b>	
- orizzontale, applicato a 600 mm sopra la flangia B (N)	2000
- verticale, applicato sopra alla flangia B (N)	5000

Trasformatore di tensione induttivo a tensione nominale 150 kV

GRANDEZZE NOMINALI	
Tensione massima di riferimento per l'isolamento (kV)	170
Tensione nominale primaria (V)	150.000/√3
Tensione nominale secondaria (V)	100/√3
Frequenza nominale (Hz)	50
Prestazione nominale (VA)(**)	50
Classe di precisione	0,2-0,5-3P
Fattore di tensione nominale con tempo di funzionamento di 30 s	1,5
Tensione di tenuta a f.i. per 1 minuto (kV)	325
Tensione di tenuta a impulso atmosferico (kV)	750
Salinità di tenuta alla tensione di 98 kV (kg/m <sup>3</sup> )	Da 14 a 56(*)
<b>Sforzi meccanici nominali sui morsetti:</b>	
- orizzontale (N)	Tab. 9 Norma
- verticale (N)	CEI EN 60044-2

Scaricatori per tensione nominale a 150 kV

GRANDEZZE NOMINALI	
Tensione di servizio continuo (kV)	108
Frequenza (Hz)	50
Salinità di tenuta alla tensione di 98 kV (kg/m <sup>3</sup> )	Da 14 a 56(*)
Massima tensione temporanea per 1s (kV)	158
Tensione residua con impulsi atmosferici di corrente (alla corrente nominale 8/20 μs) (kV)	396
Tensione residua con impulsi di corrente a fronte ripido (10 kA - fronte 1 μs) (kV)	455
Tensione residua con impulsi di corrente di manovra (500 A, 30/60 μs) (kV)	318
Corrente nominale di scarica (kA)	10
Valore di cresta degli impulsi di forte corrente (kA)	100
Classe relativa alla prova di tenuta ad impulsi di lunga durata	3
Valore efficace della corrente elevata per la prova del dispositivo di sicurezza contro le esplosioni (kA)	40

### 18.7 Caratteristiche dei dispositivi in MT

- Tensione di esercizio del sistema 30 kV
- Tensione nominale 36 kV
- Tensione di tenuta a frequenza industriale 70 kV
- Tensione di tenuta ad impulso atmosferico 170 kV
- Frequenza nominale 50 Hz
- Corrente nominale sulle sbarre principali 1250 A
- Corrente nominale sbarre di derivazione 630 A
- Potere di interruzione degli interruttori 20 kA
- Corrente nominale di picco 40 kA
- Corrente nominale di breve durata 16 kA x 1 s

### 18.8 Trasformatore mt/at 30/150 kV

Il trasformatore trifase in olio per la trasformazione da media ad alta tensione, avrà una potenza nominale pari a circa 50/60 MVA (ONAN/ONAF), con tensione primaria 150 KV e secondaria 30 kV, e sarà costruito secondo le norme CEI 14-4, con nuclei magnetici a lamierini al Fe e Si a cristalli orientati a bassa cifra di perdita ed elevata permeabilità. I nuclei saranno realizzati a sezione gradinata con giunti a 45° e montati a strati sfalsati (esecuzione step lap) per assicurare una riduzione delle perdite a vuoto ed un migliore controllo del livello di rumore. Gli avvolgimenti verranno tutti realizzati con conduttori in rame elettrolitico E Cu 99.9%, ricotto o ad incrudimento controllato, con isolamento in carta di pura cellulosa. Allo scopo di mantenere costante la tensione dell'avvolgimento secondario al variare della tensione primaria il trasformatore sarà corredato di un commutatore di prese sull'avvolgimento collegato alla rete elettrica soggetto a variazioni di tensione. Lo smaltimento dell'energia termica prodotta nel trasformatore per effetto delle perdite nel circuito magnetico e negli avvolgimenti elettrici sarà del tipo ONAN/ONAF

(circolazione naturale dell'olio e dell'aria/circolazione naturale dell'olio e forzata dell'aria). Le casse d'olio saranno in acciaio elettrosaldato con conservatore e radiatori, gli isolatori passanti in porcellana ed il riempimento con olio minerale esente da PCB o, a richiesta, con fluido isolante silicico ininfiammabile. Il trasformatore sarà inoltre dotato di una valvola di svuotamento dell'olio a fondo cassa, una valvola di scarico delle sovrappressioni sul conservatore d'olio, livello olio, pozzetto termometrico, morsetti per la messa a terra della cassa, golfari di sollevamento, rulli di scorrimento orientabili. Il peso complessivo del trasformatore è stimabile attorno alle 50 t.

Di seguito le caratteristiche costruttive del trasformatore:

- Tipo immerso in olio
- Tipo di servizio continuo
- Raffreddamento ONAN/ONAF
- Potenza nominale 50/60 MVA
- Temperatura ambiente 40 °C
- Classe di isolamento A
- Tensioni a vuoto
  
- Primario 150kV  $\pm 10 \times 1,25\%$
- Secondario 30 kV
  
- Frequenza 50 Hz
- Connessione Stella + n/triangolo
- Gruppo di connessione YNd11

Classe d'isolamento:

- lato AT 170 kV
- lato MT 36 kV
- Tensione di tenuta a frequenza industriale:
  - lato AT 275 kV
  - lato MT 70 kV
- Tensione di tenuta ad impulso atmosferico:
  - lato AT 650 kV
  - lato MT 170 kV
- Sovratemperature ammesse:
  - massima temperatura ambiente 40 °C
  - media avvolgimenti 65 °C
  - nucleo magnetico 75 °C
- Perdite (garanzie IEC):
  - Perdite a vuoto a  $U_n$ :  $\leq 25$  kW
  - Corrente a vuoto a  $U_n$ : 0,2 %
  - Perdite Cu a 75°C  $\leq 150$  kW
- Tensione di corto circuito  $V_{cc}$ : 13 %
- Massimo livello di pressione sonora: 70 dB a 0,3 m

### **18.9 Servizi ausiliari**

Per l'alimentazione dei servizi ausiliari in corrente alternata, composti dalle utenze della stazione per le quali sarà necessario garantire il funzionamento normale, avverrà tramite un trasformatore ausiliario. Sarebbe opportuno prevedere una seconda alimentazione (di

emergenza), tramite un gruppo elettrogeno per l'alimentazione delle utenze principali compresa l'illuminazione dell'area.

L'alimentazione dei servizi ausiliari in corrente continua (110 V) deve avere un campo di variazione compreso tra +10% -15%. Lo schema di alimentazione dei servizi ausiliari in c.c. sarà composto da un complesso raddrizzatore/batteria in tampone, dimensionato in modo tale da poter alimentare l'intero carico dell'impianto. Il raddrizzatore dovrà essere dimensionato per erogare la corrente permanente richiesta dall'impianto e la corrente di carica della batteria (sia di mantenimento che di carica), quest'ultima deve essere in grado di assicurare la manovrabilità dell'impianto, in assenza dell'alimentazione in c.a., con un'autonomia di almeno 12 ore.

### **18.10 Gruppo elettrogeno**

E' prevista l'installazione di un gruppo elettrogeno (GE) per l'alimentazione di emergenza inserito sulla sbarra principale del quadro BT in c.a. in caso di mancanza dell'alimentazione principale. Il GE sarà inserito in modo automatico tramite l'automatismo alloggiato all'interno dell'apposito quadro a seguito dello stesso GE.

Le sue caratteristiche principali saranno:

- potenza emergenza 15 kW
- tensione nominale 400 V trifase con neutro
- frequenza 50 Hz
- velocità di rotazione 1.500 giri/min

Condizioni ambientali di riferimento:

- temperatura ambiente 25 °C
- pressione barometrica 1000 mbar
- umidità relativa 30 %

Il gruppo deve essere allestito con:

- n. 1 motore diesel
- n.1 alternatore sincrono.
- n.1 serie di supporti elastici posti tra motore/alternatore e basamento.
- n.1 basamento in acciaio saldato
- n.1 impianto elettrico del motore.
- n.1 serbatoio combustibile incorporato nel basamento della capacità di 70 litri.
- n.1 batteria al piombo senza manutenzione
- n.1 cabina insonorizzata
- n.1 quadro avviamento
- n.1 quadro automatico.

Il gruppo diesel deve riportare la marcatura "CE" e deve essere rilasciata la "Dichiarazione di Conformità".

### **18.11 Contatore di energia elettrica**

All'interno del locale misure deve essere installato in un apposito pannello a parete in poliestere, un dispositivo di misura per la misura fiscale e commerciale dell'energia elettrica prodotta e/o assorbita dall'impianto di produzione nel punto di scambio AT, che deve essere composto da:

- un contatore bidirezionale di energia attiva (classe 0,2s) e reattiva (classe 0,5s);
- un modem GSM con antenna dual band per l'installazione all'esterno;
- software per l'interfacciamento e la tele lettura del contatore da remoto;

- morsettiere di prova per i circuiti voltmetrici e amperometrici in esecuzione sigillabile. Il complesso misura (contatore, TA e TV) saranno provvisti di relativa certificazione di verifica e taratura per uso Terna/UTF.

### **18.12 Illuminazione esterna**

L'illuminazione esterna sarà realizzata con n. 4 proiettori montati su pali in fibra di vetro di altezza pari ad almeno 10 metri. I proiettori sono del tipo con corpo in alluminio, grado protezione IP65, con lampade a ioduri metallici 400 W. I pali saranno collocati lungo la recinzione in modo da mantenere le distanze imposte dalla norma CEI 11- 1 verso le parti in tensione. Il valore medio di illuminamento in prossimità delle apparecchiature di manovra sarà di 30 Lux, che sarà verificato in fase esecutiva dal calcolo illuminotecnico, diversamente da quanto previsto nella presente specifica in fase di progettazione esecutiva dovranno essere apportate eventuali modifiche correttive. L'accensione dell'impianto di illuminazione deve essere prevista da una fotocellula esterna in esecuzione stagna IP65 per l'accensione automatica del 50% delle lampade al mancare della luce diurna (illuminazione notturna). Le altre lampade saranno accese manualmente in caso di controlli e manutenzione sulle apparecchiature AT.

### **18.13 Impianto antincendio**

Nella stazione di trasformazione utente 30/150kV è prevista la realizzazione di un sistema per lo spegnimento di incendi del trasformatore, conforme alle norme UNI EN 12845, UNI 10779 e UNI 11292, comprensivo di:

- serbatoio di accumulo dell'acqua, con capacità utile di almeno 24 m.c.;
- vano servizi-locale tecnico;
- gruppo di pompaggio o pressurizzazione.

Tale sistema sarà realizzato in prossimità dell'ingresso della stazione di trasformazione e sarà collegato a un sistema di pompe che, all'occasione, convoglieranno l'acqua in pressione a un'apposita manichetta allocata in prossimità del trasformatore dimensionata per una portata di circa 100 lt/min.

L'impianto, di tipo interrato, sarà composto da una riserva idrica (vasca) prefabbricata in cemento armato vibrato, a pianta regolare, ed un locale tecnico, progettato in conformità a quanto stabilito dalla norma UNI 11292:2019. Le dimensioni della vasca e del locale tecnico saranno calcolate in fase esecutiva.

### **18.14 Unità periferica sistema di monitoraggio e difesa**

Per quanto previsto dal Codice di Rete (Piano di difesa del sistema elettrico) sarà installata l'Unità Periferica del sistema di Distacco e Monitoraggio (UPDM) destinata ad eseguire le funzioni di distacco automatico, telescatto, monitoraggio segnali e misure, così come richiesti dal Centro Remoto di Telecontrollo (CRT) di Terna. L'apparecchiatura UPDM è un sistema di telecontrollo basato su protocollo 60870-5-104 realizzato in accordo con le specifiche di Terna e avente la funzione di difendere e mantenere equilibrata la rete elettrica nazionale. Per realizzare questa funzione si occuperà di acquisire misure e informazioni ausiliarie e di attuare comandi di armamento e di distacco/modulazione di carichi/producenti.

### **18.15 Sistema di telecontrollo**

È previsto un sistema di automazione, telecontrollo e teleconduzione della stazione 30/150kV per la gestione in remoto secondo i requisiti minimi di seguito elencati:

- visualizzazione in locale e in remoto dello stato degli interruttori con possibilità di comando;
- visualizzazione in locale e in remoto di tutte le misure istantanee rilevanti (tensioni, correnti, fattori di potenza, potenze, contatori di energia, velocità e direzione del vento);
- visualizzazione in locale e in remoto di grafici storici delle misure di maggiore rilevanza;
- visualizzazione in locale e in remoto delle oscillografie;
- visualizzazione in locale e in remoto degli allarmi e degli eventi di sottostazione;
- telesegnalazione degli allarmi e degli eventi di sottostazione a mezzo e-mail e/o SMS;
- telesegnalazione periodica dei principali dati di produzione a mezzo e-mail e/o SMS;
- interfacciamento con il sistema di monitoraggio del gestore della rete tramite protocollo IEC 60870-5-104.

### **18.16 Rete di terra**

La rete di terra dell'impianto ha lo scopo di:

- avere sufficiente resistenza meccanica e resistenza alla corrosione;
- sopportare, da un punto di vista termico, le più elevate correnti di guasto prevedibili;
- evitare danni a componenti elettrici;
- garantire la sicurezza delle persone contro le tensioni che si manifestano sugli impianti per effetto delle correnti di guasto a terra.

La rete di terra della stazione interesserà l'area recintata dell'impianto. Il dispersore dell'impianto ed i collegamenti dello stesso alle apparecchiature, saranno realizzati secondo l'unificazione TERNA per le stazioni a 150 kV e quindi dimensionati termicamente per una corrente di guasto di 31,5 kA per 0,5 sec.

Dal valore delle correnti di guasto a terra, della durata del guasto e da misure della resistività del terreno, sarà possibile verificare la rispondenza dell'impianto di terra alla normativa vigente. Pertanto, la progettazione esecutiva dell'impianto di terra sarà eseguita secondo i dati delle correnti di guasto che Terna metterà a disposizione e da misure della resistività del terreno. In questa fase di progettazione definitiva, non avendo a disposizione tali dati ma avendo conoscenza del sito e dei dati sperimentali, si può ipotizzare che il dispersore sarà costituito da una maglia realizzata in corda di rame di sezione minima pari a 150 mm<sup>2</sup> interrata ad una profondità di circa 1 m composta da maglie regolari di lato adeguato. Il lato della maglia sarà scelto in modo da limitare le tensioni di contatto a valori non pericolosi, secondo quanto previsto dalle norme CEI EN 50522 e CEI EN 61936-1.

Nei punti sottoposti ad un maggiore gradiente di potenziale, le dimensioni delle maglie saranno opportunamente infittite, come pure saranno infittite le maglie nella zona apparecchiature per limitare i problemi di compatibilità elettromagnetica.

Tutte le apparecchiature saranno collegate al dispersore mediante quattro corde di rame con sezione minima di 125 mm<sup>2</sup>.

Al fine di contenere i gradienti in prossimità dei bordi dell'impianto di terra, le maglie periferiche presenteranno dimensioni opportunamente ridotte e bordi arrotondati, con raggio di curvatura di almeno 8 m.

Per la messa a terra dell'edificio quadri sarà predisposto un anello perimetrale di collegato alla maglia di terra. A tale collettore verranno collegati i conduttori di messa a terra provenienti dalla struttura del fabbricato e dai dispositivi elettrici, avente una sezione minima tale da garantire la resistenza meccanica e la corrosione, scelta in base a quanto indicato dalla norma CEI 11-1 Allegato A, considerando le dimensioni minime ammissibili.

## **19. ELETTRDOTTO IN CAVO IN AT-150 kV**

### **19.1 Tracciato**

La connessione tra la Stazione di trasformazione 30/150 kV utente e la stazione RTN sarà realizzato tramite cavidotto interrato, con cavo avente una sezione nominale pari a 1600 mmq, alla tensione nominale di 150 kV, per una lunghezza di circa 160 m.

Il tracciato del cavidotto, visibile sulle tavole cartografiche allegate nonché sul paricellare d'esproprio, si sviluppa:

- all'interno dell'area della stazione utente per circa 20 m;
- all'interno dell'area della stazione RTN la restante lunghezza di 140 m.

### **19.2 Caratteristiche tecniche del cavo in AT**

Il cavo che si prevede di utilizzare per la connessione della stazione utente di trasformazione allo stallo nella SST è del tipo ARE4H1H5E (o similari) unipolare conforme alle specifiche IEC e CENELEC, i cui cavi unipolari verranno posati in orizzontale nello scavo, opportunamente distanziati tra di loro. Ciascun cavo d'energia sarà formato da:

- un conduttore in alluminio compatto di sezione indicativa calcolata pari a 1600 mmq;
- schermo semiconduttivo sul conduttore;
- isolamento in politenereticolato (XLPE);
- schermo semiconduttivo sull'isolamento;
- nastri in materiale igroespandente;
- schermo metallico in rame;
- foglio metallico in alluminio o rame;
- rivestimento in polietilene con grafitatura esterna (PE).

Dal punto di vista costruttivo tale conduttore in alluminio è generalmente tamponato per evitare la accidentale propagazione longitudinale dell'acqua. Sopra il conduttore viene applicato prima uno strato semiconduttivo estruso, poi l'isolamento XLPE e successivamente un nuovo semiconduttivo estruso; su quest'ultimo viene avvolto un nastro semiconduttivo igroespandente, anche in questo caso per evitare la propagazione longitudinale dell'acqua. Gli schermi metallici intorno ai conduttori di fase dei cavi con isolamento estruso hanno la funzione principale di fornire una via di circolazione a bassa impedenza alle correnti di guasto in caso di cedimento di isolamento. Pertanto essi saranno dimensionati in modo da sostenere le massime correnti di corto circuito che si possono presentare. Sopra lo schermo di alluminio viene applicata la guaina aderente di

polietilene nera e grafitata avente funzione di protezione anticorrosiva ed infine la protezione esterna meccanica. Tali dati potranno subire adattamenti comunque non essenziali dovuti alla successiva fase di progettazione esecutiva e di cantierizzazione, anche in funzione delle soluzioni tecnologiche adottate dai fornitori e/o appaltatori.

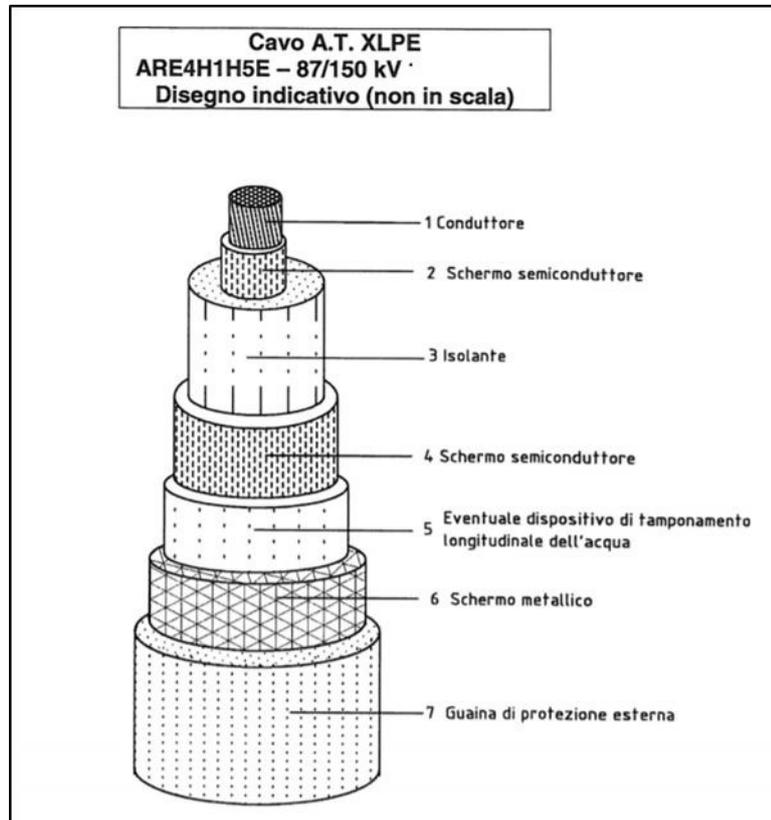


Figura 15 -Caratteristiche tecniche del cavo in AT a 150 kV

### 19.3 Dimensionamento del cavo in AT

In questa fase di progettazione definitiva, la sezione di tale cavo non può essere determinata con precisione in quanto non siamo ancora a conoscenza dell'eventuale valore della corrente elettrica proveniente dallo stallo condiviso con gli altri produttori. Possiamo però considerare un valore massimo di potenza immessa nello stallo, pari di norma a 200 MW, calcolando così il valore della sezione del cavo in AT che potrebbe essere utilizzato per la connessione elettrica tra le due stazioni.

Sapendo che a tale potenza corrisponde un valore di corrente di circa 855,4 A ( $\cos\phi=0,9$ ;  $V=150\text{kV}$ ) e considerando:

- i cavi interrati ad una profondità minima di 1,7 m dalla superficie del terreno;
- un valore di resistenza termica del terreno pari ad 1 km/W;
- la temperatura di 20 °C;
- posa orizzontale della terna di cavi, protetti o meno con tubo e distanziati di 2 volte il diametro nominale del cavo;

si può scegliere un cavo avente una sezione calcolata pari a 1600 mmq, la cui portata è pari a 1225 A. Si riportano di seguito le specifiche elettriche e tecniche del cavo scelto in AT:

Nominal section area	Conductor diameter	Thickness of insulation	DC conductor resistance at 20°C	Electrostatic capacitance	Aluminium screen			Copper wire/lead sheath			Copper wire/alu sheath			Corrugated Alu sheath			Lead sheath		
					Sectional area*	Outside diameter of cable*	Weight of cable*	Sectional area*	Outside diameter of cable*	Weight of cable*	Sectional area*	Outside diameter of cable*	Weight of cable*	Sectional area*	Outside diameter of cable*	Weight of cable*	Sectional area*	Outside diameter of cable*	Weight of cable*
mm <sup>2</sup>	mm	mm	Ω/km	μF/km	mm <sup>2</sup>	mm	kg/m	mm <sup>2</sup>	mm	kg/m	mm <sup>2</sup>	mm	kg/m	mm <sup>2</sup>	mm	kg/m	mm <sup>2</sup>	mm	kg/m
400 R	23.3	20.7	0.0778	0.15	180	82	6	65	88	13	85	85	6	470	95	7	810	87	15
500 R	26.4	19.6	0.0605	0.16	190	83	6	65	89	13	85	85	7	480	96	7	790	88	15
630 R	30.3	18.5	0.0469	0.19	190	85	7	65	91	13	85	87	7	490	98	8	810	90	16
800 R	34.7	17.6	0.0367	0.21	200	88	7	60	94	15	85	90	8	500	101	8	810	92	16
1000 R	38.2	17.0	0.0291	0.23	200	90	8	60	96	15	85	92	9	520	103	9	810	94	17
1200 R	41.4	16.6	0.0247	0.25	160	92	9	55	99	17	80	95	9	560	107	10	800	97	18
1600 S	48.9	15.8	0.0186	0.30	180	100	10	45	107	19	80	103	11	670	115	12	780	104	19
2000 S	54.0	15.5	0.0149	0.32	190	105	12	35	112	22	75	108	12	760	120	14	790	109	21

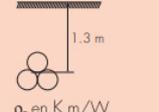
Nominal section area	Laying conditions : Trefoil formation					Laying conditions : Flat formation					Nominal section area		
	Earthing conditions	Direct burial		In air, in gallery		Earthing conditions	Direct burial		In air, in gallery				
		induced current in the metallic screen		$\rho_T = 1,0$ T = 20°C	$\rho_T = 1,2$ T = 30°C		T = 30°C	T = 50°C	induced current in the metallic screen			$\rho_T = 1,0$ T = 20°C	$\rho_T = 1,2$ T = 30°C
mm <sup>2</sup>													mm <sup>2</sup>
400 R	With circulating currents	515	445	665	530	Without circulating current	555	480	755	605	400 R		
500 R		580	500	765	610		635	550	880	705	500 R		
630 R		690	595	920	730		730	630	1 035	830	630 R		
800 R		780	670	1065	845		835	715	1225	980	800 R		
1000 R	Without circulating current	865	745	1 195	950	Without circulating current	930	800	1 375	1 100	1000 R		
1200 R		935	800	1 300	1 035		1 010	865	1 515	1 210	1200 S		
1600 S		1 130	970	1 630	1 295		1 225	1 050	1 895	1 515	1600 S		
2000 S		1 255	1 075	1 845	1 460		1 375	1 175	2 170	1 735	2000 S		

Figura 16 – Specifiche tecniche del cavo in AT a 150 kV

### 19.4 Modalità di posa del cavo in AT

Il cavo sarà interrato ed installato normalmente in una trincea della profondità minima di 1,7 m, con disposizione delle fasi in orizzontale sullo stesso piano e distanziate tra di loro di due diametri di lunghezza. Nello stesso scavo, a distanza di almeno 0,3 m dai cavi di energia, sarà posato un cavo con fibre ottiche e/o telefoniche per trasmissione dati. Tutti i cavi verranno alloggiati in terreno di riporto, la cui resistività termica, se necessario, verrà corretta con una miscela di sabbia vagliata o con cemento 'mortar'. I cavi saranno protetti e segnalati superiormente da una rete in PVC e da un nastro segnaletico, ed ove necessario anche da una lastra di protezione in cemento armato dello spessore di 6 cm. La restante parte della trincea verrà ulteriormente riempita con materiale di risulta e di riporto. Altre soluzioni particolari, quali l'alloggiamento dei cavi in cunicoli prefabbricati o

gettati in opera od in tubazioni di PVC della serie pesante o di ferro, potranno essere adottate per attraversamenti specifici. Nella fase di posa dei cavi, per limitare al massimo i disagi al traffico veicolare locale, la terna di cavi sarà posata in fasi successive in modo da poter destinare al transito, in linea generale, almeno una metà della carreggiata. In tal caso la sezione di posa potrà differire da quella normale sia per quanto attiene il posizionamento dei cavi che per le modalità di progetto delle protezioni. Qualora ci siano degli attraversamenti delle opere interferenti, saranno eseguiti in accordo a quanto previsto dalla Norma CEI 11-17. Nel caso in cui non sia possibile eseguire gli scavi per l'interramento del cavo, in prossimità di particolari attraversamenti di opere esistenti lungo il tracciato (strade, viadotti, scotolari, corsi d'acqua, ecc.), potrà essere utilizzato il sistema di attraversamento teleguidato mediante Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC) o di perforazione mediante sistema Microtunneling. Tra le possibili modalità di collegamento degli schermi metallici sarà utilizzata la cosiddetta modalità del cross bonding, in cui il collegamento in cavo viene suddiviso in tre tratte elementari (o multipli di tre) di uguale lunghezza, generalmente corrispondenti con le pezzature di posa. In tale configurazione gli schermi vengono messi francamente a terra, ed in corto circuito tra loro all'estremità di partenza della prima tratta ed all'estremità di arrivo della terza, mentre tra due tratte adiacenti gli schermi sono isolati da terra e uniti fra loro con collegamento incrociato.

Di seguito sono riportati: un tipico collegamento degli schermi metallici del cavo e la sezione di scavo con la posa del cavo trifase per differenti tipologie di percorso:

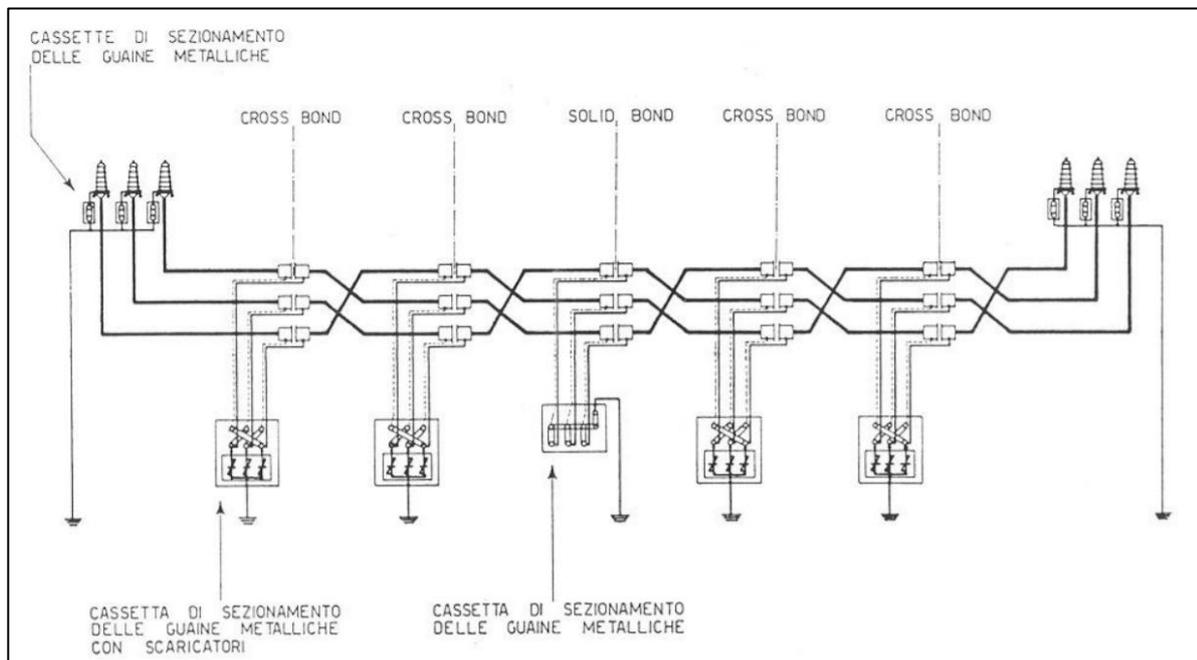
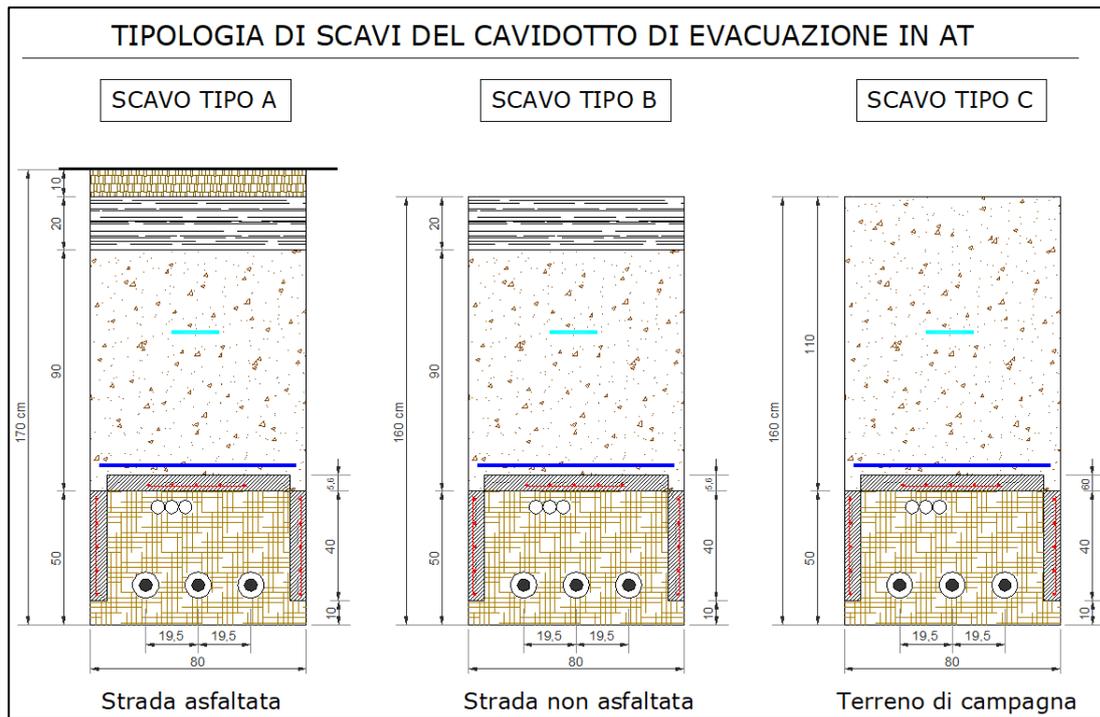


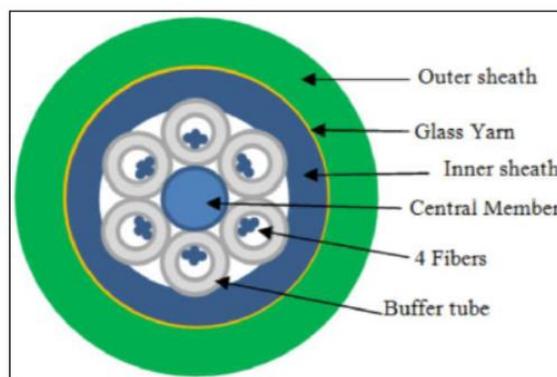
Figura 17 – Tipico di collegamento "cross bonding" per un cavo in AT



*Figura 18 – Sezioni tipiche di scavo e di posa per il cavo in AT a 150 kV*

### 19.5 Sistemi di telecomunicazioni e giunti

Data la lunghezza del collegamento, al fine di migliorare l'affidabilità della connessione, non si prevede l'installazione di giunti. Il sistema di telecomunicazioni per la trasmissione dati, per il sistema di protezione, comando e controllo dell'impianto, sarà realizzato per la trasmissione dati dalla stazione utente alla stazione RTN e sarà costituito da un cavo con 24 o 48 fibre ottiche. Nella figura 19 seguente è riportato lo schema del cavo f.o. che potrà essere utilizzato per il sistema di telecomunicazioni.



*Figura 19 – Caratteristiche del cavo in F.O.*

### 19.6 Campi elettromagnetici

Si rimanda alla consultazione dell'elaborato "Relazione d'impatto elettromagnetico".

### **19.7 Rumore**

Le linee in cavo interrato non costituiscono sorgente di rumore.

### **19.8 Aree impegnate e fasce di rispetto**

Sui fondi di terreno privati (ivi comprese le strade vicinali), interessati dal tracciato del cavidotto in oggetto, verrà apposta una servitù di elettrodotta per una fascia di 2,5 m a destra e sinistra dell'asse del cavidotto, come previsto dalla tabella con indicazione delle fasce di asservimento per tipologia di cavidotto - "Guida per le connessioni alla rete elettrica di Enel Distribuzione" di seguito riportata, per tutta la lunghezza del cavidotto che è di circa 160 m. Le "fasce di rispetto" definite dalla Legge 22 febbraio 2001 n° 36, all'interno delle quali non è consentita alcuna destinazione di edifici a uso residenziale, scolastico, sanitario, ovvero, un uso che comporti una permanenza superiore a 4 ore, da determinare in conformità alla metodologia di cui al D.P.C.M. 08/07/2003. Le fasce di rispetto indicate nel seguente progetto sono state definite in conformità alla metodologia di calcolo emanata dall'APAT, in applicazione del D.P.C.M. 08/07/2003, con pubblicazione sul supplemento ordinario della G.U. n° 160 del 05.07.2008

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 10: Fasce di asservimento per tipologia di cavidotto in AT*

Nella tabella sottostante sono riportate le profondità di posa minime prescritte su strade urbane, extraurbane, in terreno agricolo ed in roccia in funzione del livello di tensione e della disposizione impiantistica. La profondità di posa "d" tra la superficie del suolo e la generatrice inferiore dei cavi non deve essere inferiore alle profondità riportate in tabella:

Profondità di posa dei cavi "d" (m)						
Tipologia di posa	Tensione massima					
	170 kV		245 kV		420 kV	
	in piano	a trifoglio	in piano	a trifoglio	in piano	a trifoglio
Posa in terreno agricolo	Non prevista	1,60	1,50	1,60	1,50	Non prevista
Posa su strade urbane ed extraurbane	Non prevista	1,50	1,40	1,50	1,40	Non prevista
Posa in roccia	Non prevista	1,30	1,30	1,30	1,30	Non prevista

*Tabella 11: Profondità minime di posa dei cavi in AT*

- A1 – Posa in terreno agricolo – cavo 150 kV in piano:

viene realizzata con scavo della profondità di 160 cm e larghezza 70 cm, con letto di posa in cemento magro a resistività termica controllata, scheda tecnica TERNA UX LK50, dello spessore di 10cm. Posato il cavo vengono posate le lastre di protezione in cemento armato, scheda tecnica UX LK20/3 sui 2 lati ed UX LK20/1 superiormente, previo riempimento per 40cm di cemento magro a resistività controllata. Come ulteriore elemento di segnalazione va applicata, immediatamente sopra la lastra di protezione, la rete in PVC arancione del tipo delimitazione cantieri che può essere sostituita da lastre di ferro striato 4+2 mm. Nella fase di riempimento con materiale inerte o altro materiale idoneo bisogna posare a circa 40 cm di profondità il nastro in PVC di segnalazione rosso;

- B1 – Posa su strade urbane ed extraurbane – cavo 150 kV in piano:

viene realizzata con scavo della profondità di 170 cm e larghezza 70 cm, con letto di posa in cemento magro a resistività termica controllata, scheda tecnica TERNA UX LK50, dello spessore di 10cm. Posato il cavo vengono posate le lastre di protezione in cemento armato, scheda tecnica UX LK20/3 sui 2 lati ed UX LK20/1 superiormente, previo riempimento per 40 cm di cemento magro a resistività controllata. Come ulteriore elemento di segnalazione va applicata, immediatamente sopra la lastra di protezione, la rete in PVC arancione del tipo delimitazione cantieri che può essere sostituita da lastre di ferro striato 4+2 mm. Nella fase di riempimento con materiale inerte o altro materiale idoneo bisogna posare a circa 40cm di profondità il nastro in PVC di segnalazione rosso, nonché i ripristini stradali.

## **20. CRONOPROGRAMMA**

Per quanto riguarda le attività di costruzione dell'impianto fotovoltaico con la relativa tempistica si faccia riferimento alla relazione ALT-VTB-CR nella quale viene riportata la tabella del cronoprogramma.

### **20.1 Sequenza delle operazioni di costruzione ed attrezzature impiegabili**

Le operazioni di costruzione previste sono le seguenti:

1. Allestimento del cantiere secondo normativa di sicurezza e recinzione provvisoria delle aree di lavoro.
2. Preparazione del terreno di posa.
3. Scavi per l'alloggiamento dei piedi di fondazione, dei cavidotti, delle platee di appoggio delle cabine elettriche.
4. Posa dei piedi di fondazione, dei pozzetti e dei cavidotti.
5. Assemblaggio delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici.
6. Posa delle cabine elettriche.
7. Montaggio e cablaggio dei moduli.
8. Installazione degli inverter.
9. Cablaggio elettrico delle sezioni CC e CA.

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

- Ruspa di livellamento e trattamento terreno.
- 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.

## **21. RISPARMIO DI COMBUSTIBILE ED EMISSIONI EVITATE IN ATMOSFERA**

Considerando l'intero ciclo di vita (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 sarà 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 è stata emessa, situata lontano dalla popolazione. 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) ma il numero di camion utilizzati sarà esiguo e, comunque, limitato nel tempo.

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 così piccola da poter essere trascurata, se confrontata con la situazione del kWh convenzionale e quindi delle emissioni di contaminanti in atmosfera evitate. E' infatti noto che la produzione di energia elettrica mediante l'utilizzo di combustibili fossili comporta 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 è la CO<sub>2</sub>, il cui progressivo aumento in atmosfera contribuisce 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> (anidride solforosa) e gli NO<sub>x</sub> (ossidi di azoto).

Nel caso specifico dell'impianto fotovoltaico in progetto, avente una potenza nominale di circa 40,93 MWp e funzionante per circa 1.785 ore/anno (fermi impianti già considerati), possono essere calcolate le emissioni evitate in termini di gas inquinanti che verrebbero rilasciati in atmosfera in conseguenza del processo di produzione del medesimo quantitativo di energia utilizzando fonti convenzionali, quali i derivati del petrolio o gas naturali.

Nella tabella seguente viene riportato un riepilogo sui dati dell'impianto per la determinazione dell'inquinamento evitato (la produzione cumulata al 25° anno è calcolata considerando le perdite di efficienza annuali dell'impianto dovute ai fattori di invecchiamento e sporcamento):

<b>Dati di impianto</b>	
Potenza nominale dell'impianto (MW)	40,926
Ore di funzionamento medie equivalenti	1.785,0
Produzione stimata del 1° anno (kWh)	73.052.350,0
Produzione cumulata al 25° anno (kWh)	1.826.308.750,0

*Tabella 12 - Riepilogo dei dati di impianto*

### **21.1 Risparmio di combustibile**

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria, stabilito pari a 0.187 TEP/MWh<sub>e</sub> (ai sensi della delibera EEN 3/08).

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

Risparmio di combustibile	
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0,187
TEP risparmiate in 1 anno	13.660,79
TEP risparmiate in 25 anni	341.519,74

Tabella 13 - Risparmio di combustibile in TEP

## 21.2 Emissioni evitate in atmosfera

L'impianto fotovoltaico, sostituendo col proprio contributo la produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili di origine fossile, consente la riduzione delle emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

I dati riguardanti i Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra e altri gas nel settore elettrico sono tratti dal relativo Rapporto R303/2019 dell'ISPRA per l'SNPA sulle Emissioni del Settore Elettrico.

Emissioni evitate in atmosfera	CO <sub>2</sub>	CO	SO <sub>x</sub>	
Fattori di emissione della produzione elettrica nazionale [g/kWh]	491,00	0,0977	0,0636	
Emissioni evitate in 1 anno [kg]	35.868.703,85	7.137,21	4.646,13	
Emissioni evitate in 25 anni [kg]	896.717.596,25	178.430,36	116.153,24	
Emissioni evitate in atmosfera	NO <sub>x</sub>	NH <sub>3</sub>	PM <sub>10</sub>	COVNM
Fattori di emissione della produzione elettrica nazionale [g/kWh]	0,2274	0,0005	0,0054	0,0838
Emissioni evitate in 1 anno [kg]	16.612,10	36,53	394,48	6.121,79
Emissioni evitate in 25 anni [kg]	415.302,61	913,15	9.862,07	153.044,67

Tabella 14 - Emissioni evitate in atmosfera