



REGIONE PUGLIA
 PROVINCIA DI FOGGIA
 COMUNE DI FOGGIA



PROGETTO DELL'IMPIANTO SOLARE FOTOVOLTAICO CON INTEGRAZIONE AGRICOLA E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE DA REALIZZARE NEL COMUNE DI FOGGIA (FG) IN CONTRADA TORRE DI LAMA AL FG. N. 7 PP. N. 101, 239, 447, 449, 451 E FG. N. 9 PP. N. 79, 195, 196, 222, 224, 225, 226, 227, 690, 691, DI POTENZA PARI A 19.359,00 kWp DENOMINATO "TORRE DI LAMA"

PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE TECNICA GENERALE - TORRE DI LAMA 2



livello prog.	Codice Istanza	N.Elaborato	DATA	SCALA
PD	— 4WZGYD6	A6.2	30.02.2021	

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO

RICHIEDENTE

TRINA SOLAR TETI S.r.l.
 Piazza Borromeo 14, 20123 Milano



ENTE

PROGETTAZIONE



Ing. D. Siracusa
 Ing. C. Chiaruzzi
 Ing. A. Costantino
 Arch. A. Calandrino
 Arch. M. Gullo
 Arch. S. Martorana
 Arch. F.G. Mazzola
 Arch. P. Provenzano
 Ing. G. Buffa
 Ing. G. Schillaci



FIRMA RESPONSABILE TECNICO

***Impianto fotovoltaico identificato con codice di
rintracciabilità T0737329***

***Progetto definitivo
Relazione Impianto Utente***

Potenza del generatore fotovoltaico = 11988 kWp

Potenza nominale impianto = 9750 kW

Potenza in immissione = 9750 kW

Codice POD: IT001E752914061

Sommario

Premessa.....	3
Definizioni	1
Normativa di riferimento.....	3
1. Caratteristiche generali del sito.....	6
1.1 Inquadramento geografico.....	6
1.2 Accessibilità e viabilità	7
1.3 Destinazione d'uso e stato vincolistico	7
1.4 Infrastrutture elettriche esistenti	7
1.5 Compatibilità con gli strumenti urbanistici	8
1.6 Analisi delle interferenze con i servizi e sottoservizi esistenti.....	8
1.7 Analisi delle fasce di rispetto	9
2. Descrizione generale della connessione alla Rete elettrica	11
3. Impianto di Utenza per la Connessione	12
3.1 Cavo di collegamento di media tensione.....	12
3.2 Locale Utente MT.....	13
3.3 Quadro elettrico di media tensione.....	13
4. Impianto utente: descrizione generale	13
4.1 Moduli fotovoltaici da 500Wp.....	20
4.2 Strutture di sostegno moduli fotovoltaici	21
4.3 Quadri parallelo stringhe	21
4.4 Inverter.....	22
4.5 Linee BT in Cavo interrato	23
4.6 Trasformatori BT/MT	23
4.7 Linee elettriche MT in Cavo interrato di collegamento tra il quadro elettrico generale (locale utente) ed i trasformatori	24
4.8 Cabine di Campo.....	27
4.9 Servizi di cabina	30
5. Esecuzione dei lavori di ripristino	31
6 Studio Di Compatibilità Sulla Protezione Dalle Esposizioni Ai Campi Elettrici, Magnetici Ed Elettromagnetici	32
6.1 Premessa.....	32
6.2 Normativa di riferimento.....	32
6.3 Limiti di campo elettrico e magnetico	32
6.4 Valutazione del livello del campo elettrico e magnetico.....	33

Premessa

La presente relazione tecnica descrittiva dell'impianto Utente è parte integrante del progetto definitivo dell'impianto fotovoltaico identificato con Codice POD **IT001E752914061**, facente parte dell'impianto di produzione da fonte solare, da realizzare nel Comune di Foggia in Contrada Torre di Lama, SNC, da connettere alla Rete Elettrica di Distribuzione di media tensione.

Il Produttore Richiedente, all'atto dell'accettazione del preventivo di connessione, ha manifestato la volontà di acquisire in proprio le autorizzazioni necessarie alla realizzazione dell'Impianto di Utente e delle Opere di Rete strettamente necessarie per la connessione, ai sensi del D. Lgs. N° 387/03.

Il documento fornisce una descrizione dell'Impianto di Utente, come da progetto allegato.

Dati identificativi dell'impianto

Indirizzo: **CONTRADA TORRE DI LAMA, SNC**

Località: **71122 FOGGIA (FG)**

Codice POD: **IT001E752914061**

Codice presa: **7100191000012**

Codice fornitura: **752914061**

DTR: **ADRIATICA**

Zona: **FOGGIA-BARLETTA**

Potenza in immissione richiesta: **9750 kW**

Potenza nominale dell'impianto: **9750 kW**

Potenza ai fini della connessione: **9750 kW**

Dati identificativi del Soggetto Richiedente

Trina Solar Teti S.r.l.

Piazza Borromeo 14,

20123 Milano

P.IVA 11341430962

Definizioni

Distributore

Persona fisica o giuridica responsabile dello svolgimento di attività e procedure di distribuzione di cui è proprietaria.

Cavo di collegamento

Tratto di cavo, completo di terminazioni, che collega il punto di connessione ai morsetti di entrata del Dispositivo Generale di Utente MT

Dispositivo Di Generatore (DDG)

Apparecchiatura di manovra e protezione la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) determina la separazione del gruppo di generazione.

Dispositivo Di Interfaccia (DDI)

Una (o più) apparecchiature di manovra la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) assicura la separazione dell'impianto di produzione dalla rete, consentendo all'impianto di produzione stesso l'eventuale funzionamento in isola sui carichi privilegiati.

Dispositivo Generale di utente (DG)

Apparecchiatura di protezione, manovra e sezionamento la cui apertura (comandata dal Sistema di Protezione Generale) assicura la separazione dell'intero impianto dell'Utente dalla rete del Distributore.

Impianto di utenza per la connessione

La porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza dell'Utente.

Impianto per la connessione

L'insieme degli impianti realizzati a partire dal punto di inserimento sulla rete esistente, necessari per la connessione alla rete di un impianto di Utente. L'impianto per la connessione è costituito dall'impianto di rete per la connessione e dall'impianto di utenza per la connessione.

Impianto Utente

La porzione di impianto la cui realizzazione, gestione, e servizio e manutenzione rimangono di competenza dell'Utente, nonché di proprietà dello stesso. Nel caso d'impianto fotovoltaico va dal quadro di media (all'interno del locale utente) fino al generatore (campo fotovoltaico).

Punto di consegna

Il punto di confine tra la rete del distributore e la rete di utente, dove l'energia scambiata con la rete del distributore viene contabilizzata e dove avviene la separazione funzionale tra rete del distributore e la rete di utente.

Punto di consegna per utenti attivi: Il punto di consegna per gli utenti attivi si trova, dal punto di vista della rete del distributore, a monte dell'impianto di misura: quest'ultimo viene realizzato a carico dell'utente attivo che ne ha la completa responsabilità. Il punto di consegna è costituito dal confine tra l'impianto di rete per la connessione e l'impianto di utente per la connessione. Tale punto è posizionato generalmente in prossimità del confine di proprietà degli impianti. Qualora l'impianto di rete per la connessione preveda sistemi di protezione, comando e controllo, deve essere previsto un fabbricato nel quale trovino posto i sistemi di protezione, comando e controllo delle apparecchiature ed equipaggiamenti funzionali al collegamento. Qualora il suddetto fabbricato sia realizzato in area di proprietà dell'Utente, l'accesso in sicurezza a tale fabbricato da parte del distributore deve essere garantito in ogni momento e senza preavviso.

Punto di misura: Il punto di misura è il punto in cui è misurata l'energia elettrica immessa e/o prelevata dalla rete.

Punto di connessione: Punto sulla rete del distributore dal quale, in relazione a parametri riguardanti la qualità del servizio elettrico che deve essere reso o richiesto, è alimentato l'impianto dell'Utente.

Utente della rete del distributore (o utente): Soggetto che utilizza la rete del distributore per cedere o acquistare energia elettrica.

Utente attivo: Soggetto che converte l'energia primaria in energia elettrica mediante impianti di produzione allacciati alla Rete di distribuzione.

Normativa di riferimento

La normativa e le leggi di riferimento da rispettare per la progettazione e realizzazione della linea elettrica di connessione sono:

- D.P.R. n° 547/55: “Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro”;
- D.Lgs.81/08: Per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- D.Lgs.37/08: Per la sicurezza elettrica;
- Delibera AEEG N.99/08: “Testo integrato delle connessioni attive – TICA” Guida Enel Distribuzione SpA Dicembre 2009: “Guida per le connessioni alla rete elettrica di Enel Distribuzione” Ed. 1.1;
- Deliberazione n.280/07: Modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell’energia elettrica ai sensi dell’articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239/04;
- CEI 11-1: “Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata”;
- CEI 11-4 “Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne”;
- CEI 11-17 “Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica - Linee in cavo”
- CEI 0-16 “Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”;
- CEI 0-2 “Guida per la definizione della documentazione degli impianti elettrici”;
- CEI 106-11 “Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art. 6) Parte 1: Linee elettriche aeree e in cavo;
- CEI 211-4 Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee e stazioni elettriche”;
- CEI 11-37 “Guida per l’esecuzione degli impianti di terra di impianti utilizzatori in cui sono presenti sistemi con tensione maggiore di 1 kV”;
- CEI 103-6 “Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell’induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto”;
- CEI 11-20: “Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di 1° e 2° categoria”;
- CEI 64-8: “Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua”;
- CEI EN 60439-1 (CEI 17-13/1): “Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)”;
- CEI EN 60439-2 (CEI 17-13/2): “Prescrizioni particolari per i condotti sbarre”;

- CEI EN 60439-3 (CEI 17-13/3): “Prescrizioni particolari per apparecchiature di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso - Quadri di distribuzione (ASD)”;
- CEI EN 60445 (CEI 16-2): “Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione-Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico”;
- CEI EN 60529 (CEI 70-1): “Gradi di protezione degli involucri (codice IP)”;
- UNI 10349: “Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici”;
- Norme UNI/ISO: Per le strutture di supporto;
- CEI EN 61000-3-2 Armoniche lato a.c.;
- CEI EN 60099-1-2 Scaricatori;
- CEI 20-19 Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 20-20 Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750V;
- CEI 81-1 Protezione delle strutture contro i fulmini;
- CEI 81-3 Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;
- CEI 81-4 Valutazione del rischio dovuto al fulmine;
- DK5940 e d.2.2 C criteri di allacciamento di impianti di produzione alla rete BT di ENEL distribuzione;
- R.D. n. 1775 del 11/12/1933 Testo Unico di Leggi sulle Acque e sugli Impianti Elettrici;
- R.D. n. 1969 del 25/11/1940 Norme per l'esecuzione delle linee aeree esterne;
- D.P.R. n. 1062 del 21/6/1968 - “Regolamento di esecuzione della legge 13 dicembre 1964, n. 1341 (2), recante norme tecniche per la disciplina della costruzione ed esercizio di linee elettriche aeree esterne”;
- Legge dello S tato n. 339 28/ 06/1986 “ Nuove norme per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne”;
- D.M. n. 449 del 21/3/1988 - “Approvazione delle norme tecniche per la progettazione, l'esecuzione e l'esercizio delle linee aeree esterne” - Norma Linee);
- D.M. n. 16/01/1991 - “Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne”;
- Codice Civile (relativamente alla stipula degli atti di costituzione di servitù);
- D.P.C.M del 8/07/2003 - “Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz)”;
- D.Lgs. n. 285/92 - Codice della strada (e successive modificazioni);

- Legge n. 1086 del 5/11/1971 “Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica” e successive modificazioni;
- Legge n. 64 del 2/02/1974 - “Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche” e successive modificazioni;
- Legge n. 10 del 28/01/1977 - “Edificabilità dei suoli”;
- D.P.R. n. 495 del 16/12/1992 - “Regolamento di esecuzione e di attuazione del nuovo codice della strada”.

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili. Qualora le sopra elencate norme tecniche siano modificate o aggiornate, si applicano le norme più recenti. Si applicano inoltre per quanto compatibili con le norme elencate, i documenti tecnici emanati dalle società di distribuzione di energia elettrica riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti ad energia rinnovabili collegati alla rete elettrica.

1. Caratteristiche generali del sito

L'impianto oggetto della pratica, denominato "TORRE DI LAMA" è suddiviso elettricamente in due impianti distinti denominati rispettivamente "TORRE DI LAMA 1" (il cui numero di rintracciabilità della TICA è 227816419) e "TORRE DI LAMA 2" (il cui numero di rintracciabilità della TICA è T0737329).

Nello specifico, la presente relazione analizzerà le caratteristiche generali dell'Impianto **Torre di Lama 2**.

Di seguito vengono riportate le caratteristiche generali del sito in cui verrà realizzato l'impianto.

1.1 Inquadramento geografico

L'area per l'installazione dell'impianto fotovoltaico si trova nel territorio comunale di Foggia (FG), ubicata in Contrada Torre di Lama. L'impianto risiederà su due appezzamenti di terreno non contigui (vedi figura) distinti al N.T.C. fg. n.7 p.lle 447 (in parte), 449 (in parte) e 451, fg. 9 p.lle 79 (in parte), 195 (in parte), 196 (in parte), 222, 224 (in parte), 225 (in parte), 226 (in parte), 227 (in parte), 690, 691.

I due lotti sono posti ad un'altitudine media di 43.00 m s.l.m, dalla forma poligonale irregolare; dal punto di vista morfologico, risultano prevalentemente pianeggianti.

Nelle tavole di progetto allegate si individua facilmente l'ubicazione dell'impianto attraverso le mappe catastali, l'ortofoto, l'IGM 164 IV SE scala 1.25.000 e CTR N° 408043 scala 1.10.000 del sito.



Figura 1: Inquadramento territoriale su Ortofoto – Torre di Lama 2 in verde

I due siti risultano facilmente accessibili poiché collegati alle Strade Provinciali SP 24 e SP 26 tramite strade pubbliche vicinali e interpoderali.

Le vie di accesso non necessitano di particolari interventi di miglioria; qualora risulti necessario, il produttore si impegnerà a migliorare le condizioni della viabilità a beneficio proprio e dei residenti aventi diritto di passaggio.

Le aree interessate sono prettamente agricole e identificate come seminativi intensivi.

Ai sensi del Piano Paesaggistico Territoriale Regionale vigente, il confine sud del lotto 2 lambisce un buffer di 100 m rispetto ad un'area archeologica, mentre lungo il confine nord dello stesso è interessato da pericolosità idraulica di livello alto e medio, secondo quanto riportato dalle cartografie del PAI. Le porzioni di terreno vincolate sono state escluse dalle aree contrattualizzate da destinare all'installazione dell'impianto, che dunque occuperà un'area disponibile priva di qualsiasi vincolo paesaggistico, ambientale o storico/artistico ai sensi del Piano Paesaggistico.

Il cavidotto di utenza che collega i due lotti percorrerà strade pubbliche interessate da un'area censita come bene culturale di individuazione incerta (Carta dei Beni Culturali del PPTR) e dalla rete tratturi con relativi buffer, in particolare sarà il tratturello Foggia – Cicalente ad essere interessato dall'attraversamento del cavidotto interrato.

Il lotto 1, in cui vi saranno installate solo le opere di rete, non risulta interessato da alcun vincolo paesaggistico, ambientale o storico/artistico.

1.4 Infrastrutture elettriche esistenti

L'area d'impianto è attraversata da diverse linee elettriche:

- la linea elettrica AT "Foggia – San Giovanni Rotondo" su tralicci in conduttori nudi che attraversa il lotto 2 in direzione sud-ovest/nord-est.

- sul lotto 1 è posta una cabina secondaria MT da cui si diramano due linee elettriche MT secondarie, una in cavo e una in conduttori nudi, queste attraversano il lotto verso la direzione sud e sud-est; alla cabina suddetta sono collegate inoltre due linee BT di cui una in cavo e l'altra in conduttori nudi che percorrono il confine nord del lotto.

1.5 Compatibilità con gli strumenti urbanistici

Il sito oggetto dello studio rientra all'interno della "Zona E / Area agricola" del Piano Regolatore Generale del Comune di Foggia, ovvero a rea produttiva destinata all'attività agricola e forestale e dei manufatti e dilizi stabilmente connaturati al fondo – capitale agrario, come confermato dai CDU delle particelle contrattualizzate allegati al presente studio.

Tutte le opere previste dal progetto sono compatibili in tale zona agricola in quanto trattasi di impianti per la realizzazione di energia elettrica da fonti rinnovabili (art. 12 comma 7 Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387).

I CDU in possesso attestano inoltre che l'impianto fotovoltaico in oggetto non ricade all'interno di aree percorse dal fuoco (Legge 353/2000, art. 10 – C.2 (Legge quadro in materia di incendi boschivi) e s.m.i.

1.6 Analisi delle interferenze con i servizi e sottoservizi esistenti

Di seguito si elencano le eventuali interferenze derivanti da servizi e sottoservizi infrastrutturali con l'area d'impianto in questione.

- **Acquedotti:**

Le due aree d'impianto sono attraversate da condotte irrigue afferenti ai soli terreni in esame, sarà dunque possibile dismettere tali condotte così da poter usufruire dell'intera estensione delle aree e non avere alcuna interferenza con la loro fascia di asservimento.

- **Aeroporti:**

L'aeroporto più vicino risulta essere l'aeroporto militare di Amendola, distante circa 6,6 km dall'impianto. L'aeroporto civile di Foggia "Gino Lisa" dista circa 15 Km dalle aree d'impianto.

- **Autostrade:**

L'autostrada più vicina risulta il tratto pugliese dell'A14 Bologna – Taranto distante dall'impianto circa 6 Km

- **Corsi d'acqua:**

Le due aree non sono attraversate da corsi fluviali. Il lotto 2 confina a nord con un canale che si immette nel torrente Celone posto a circa 260 m a nord dell'area d'impianto.

- **Ferrovie:**

Non vi sono linee ferroviarie che interferiscono con il terreno.

- **Gasdotti:**

Il sito dell'impianto non è interessato dall'interferenza di gasdotti.

- **Tratturi:**

Non sono presenti tratturi all'interno o alla confine dell'area dell'impianto. Il percorso del cavidotto MT interrato di lunghezza che collegherà i due lotti, interesserà per un tratto il Trattarello Foggia -Ciccalente, il cui tracciato è rimarcato oggi dalla strada provinciale SP 26 sulla quale avverrà la posa in opera del cavidotto.

- **Strade:**

I confini nord e sud del lotto 1 sono costeggiati rispettivamente da una strada pubblica vicinale e da una strada interpodereale. L'accesso all'impianto e alla cabina di consegna avverrà dalla strada pubblica posta a nord, raggiungibile dalla Strada Provinciale SP 26.

Il lotto 2 confina con una strada interpodereale sul lato sud, unico accesso al lotto tramite la Strada Provinciale SP 24 e la Strada Provinciale 26.

- **Telecomunicazioni:**

Non si rilevano reti di telecomunicazione aeree che interferiscono con il terreno, non si esclude la presenza di reti di telecomunicazione interrate non rilevabili.

1.7 Analisi delle fasce di rispetto

- **Confini catastali:**

Dai confini catastali sono stati rispettati 10 m di distanza come previsto dal certificato di destinazione urbanistica rilasciato dal comune di Foggia

- **Elettrificazione:**

Linea AT: rispettata una buffer zone di 27,00 m (13,5 per lato)

Linea MT in cavo: osservata una fascia di rispetto pari a 4,00 m (2,00 m per lato)

Linea MT in conduttori nudi: rispettata una fascia di rispetto pari a 13,00 m (6,50 m per lato)

Linea BT in cavo e in conduttori nudi: per entrambe sono stati rispettati 4,00 m di distanza (2,00 m per lato).

Le suddette fasce di rispetto sono state impiegate come previsto dalle prescrizioni e - Distribuzione riportate nel documento TICA.

- **Strade:**

Dalla strada vicinale di accesso al lotto 1 è stata rispettata una distanza di 20,00 m mentre dalla strada interpodereale che costeggia il confine sud del lotto 2, per il quale tale strada costituisce l'accesso, sono stati rispettati 10,00 m.

Le fasce di rispetto sopraindicate sono state rispettate ai sensi del "Nuovo Codice della Strada", D.Lgs del 30 aprile 1992 n. 285 e successive modificazioni.

2. Descrizione generale della connessione alla Rete elettrica

L'impianto oggetto della presente relazione tecnica, sarà connesso alla Rete Elettrica di Distribuzione di media tensione di e-Distribuzione, tramite realizzazione di una nuova cabina di consegna, ubicata nella particella 447, foglio 7, del Comune di Foggia, collegata in antenna da futura cabina primaria AT/MT "Foggia Amendola" (ubicata nella particella 95, foglio 7, del comune di Foggia).

L'insieme degli impianti da realizzare a partire dal punto di inserimento in Rete, necessari per la connessione dell'Impianto di Utente, prende il nome di **Impianto per la Connessione** e comprende i seguenti sotto-impianti:

- **Impianto di Rete per la Connessione**, costituito dal nuovo stallo MT in Cabina Primaria, dalla linea MT in antenna di collegamento e dall'Impianto di Rete presso l'Utenza;
- **Impianto di Utente per la Connessione**;

Quanto sopra specificato viene rappresentato nella figura 1:

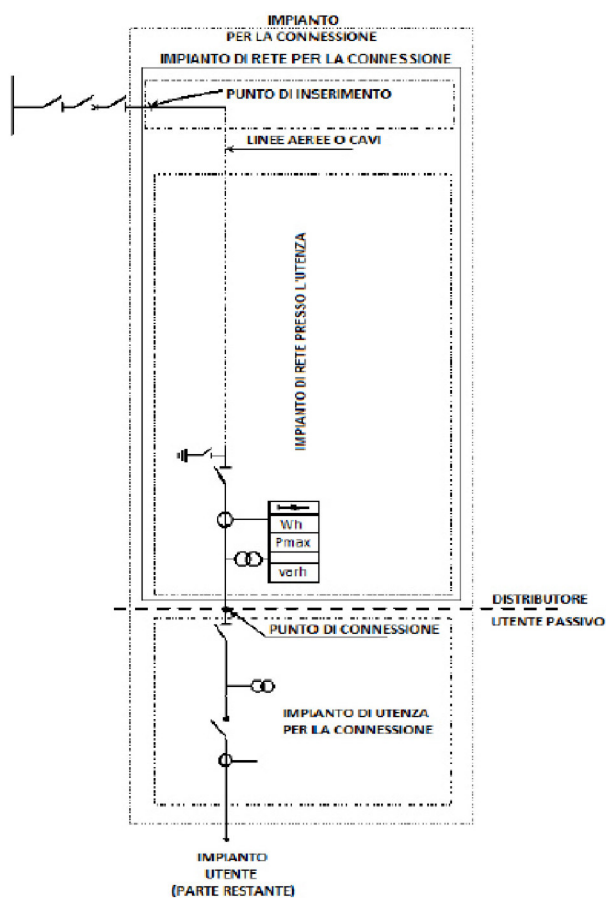


Figura 2: Configurazione generale del collegamento d'Utente

La restante parte dell'impianto, a valle dell'Impianto di Utenza per la Connessione, prende il nome di **Impianto Utente**.

Di seguito vengono descritte le caratteristiche dell'Impianto di Utenza per la Connessione e dell'Impianto di Utenza, rimandando ad apposita relazione tecnica per le caratteristiche dell'Impianto di Rete per la Connessione.

3. Impianto di Utenza per la Connessione

L'impianto di Utenza per la Connessione è la porzione di Impianto per la Connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza dell'Utente, e consiste in:

- **cavo di collegamento di media tensione;**
- **quadro elettrico di media tensione;**

Entrambi gli elementi rispondono alle prescrizioni della "CEI 0-16- "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica". Le loro caratteristiche sono di seguito descritte.

3.1 Cavo di collegamento di media tensione

Il cavo di collegamento di media tensione consente di collegare il punto di connessione, presente all'interno dello stesso comparto di consegna della cabina di consegna, al quadro elettrico di media tensione, installato all'interno del locale utente.

Esso presenta le seguenti caratteristiche:

- lunghezza = 14 m;
- tipologia di cavo: RG7H1R 3x(1x150) mm²;
- $U_0/U = 12/20$ kV;
- $U_m = 24$ kV.

Il cavo verrà installato all'interno di un tubo corrugato da 160 mm, interrato in condizioni di posa standard. Per maggiori dettagli sulle condizioni di posa si rimanda alle tavole allegate.

3.2 Locale Utente MT

Il Locale Utente, verrà posizionato in prossimità delle cabine di consegna e-Distribuzione ed avrà dimensioni pari 6,00x2,50x2,76 m.

Al suo interno verrà installato il quadro elettrico generale di media tensione, da cui verranno derivate le linee elettriche MT di collegamento con il campo fotovoltaico, il cavo di collegamento con la cabina di consegna del Distributore, ed un trasformatore MT/BT da 160kVA per l'alimentazione dei servizi di cabina.

3.3 Quadro elettrico di media tensione

Il quadro elettrico di media tensione, di tipo protetto, sarà costituito dai seguenti scomparti:

- scomparto risalita cavi;
- scomparto interruttore generale, con funzioni di protezione generale;
- n.1 scomparto partenza linea MT con protezione di massima corrente e di interfaccia;
- scomparto servizi ausiliari.

Da ciascun scomparto linea, verrà derivata una linea elettrica in cavo interrato elettrificata a 20 kV, avente struttura di tipo radiale, che andrà ad alimentare in antenna la rispettiva cabina di campo MT/BT.

Per maggiori dettagli sul quadro generale di media tensione, si rimanda ad apposito schema elettrico unifilare allegato.

4. Impianto utente: descrizione generale

L'Impianto di Utente comprende tutta la restante parte di impianto a valle della cabina di ricezione, dove sarà installato il quadro elettrico generale di media tensione.

Si tratta di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare attraverso tecnologia fotovoltaica, il cui layout prevede l'utilizzo di **inverter multistringa con potenza nominale pari a 250 kVA** e un sistema di inseguimento solare al fine di massimizzare la producibilità di energia.

L'impianto ha una **potenza di 11988 kWp**, intesa come somma delle potenze nominali dei singoli moduli fotovoltaici scelti per realizzare il generatore fotovoltaico, e una **potenza in immissione di 9750 kW**, intendendo per generatore fotovoltaico la parte del sistema che ha il compito di convertire l'energia solare in energia elettrica sfruttando l'effetto fotovoltaico.

In fase di progettazione definitiva, per il dimensionamento del generatore fotovoltaico, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici **da 500 Wp BIFACCIALI**, i quali, tra le tecnologie attualmente disponibili in commercio, presentano rendimenti di conversione più elevati.

Il dimensionamento del generatore fotovoltaico è stato eseguito tenendo conto della superficie utile disponibile, dei distanziamenti da mantenere tra i filari di moduli per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento e degli spazi necessari per l'installazione dei locali di conversione e trasformazione.

Il numero di moduli necessari per la realizzazione del generatore è pari a 23976, ed è stato calcolato applicando la seguente relazione:

$$N \text{ moduli} = \frac{P_n \text{ generatore}}{P_n \text{ modulo}}$$

L'impianto sarà suddiviso in **tre sottocampi fotovoltaici i primi due avranno potenza pari a 4968 kWp, l'altro avrà potenza pari a 2052 kWp**, per i quali è prevista la realizzazione di n° 3 locali di conversione ed altrettanti locali di trasformazione. Nei locali appena citati verranno installati i quadri elettrici di media e bassa tensione, i gruppi di conversione, il trasformatore di campo e i gruppi di misura dell'energia prodotta (per maggiori dettagli sulle dimensioni e sul posizionamento dei locali, si rimanda alle tavole allegate).

Definito il layout di impianto, il numero di moduli della stringa e il numero di stringhe da collegare in parallelo, sono stati determinati coordinando opportunamente le caratteristiche dei moduli fotovoltaici con quelle degli inverter scelti, rispettando le seguenti 4 condizioni:

1. la massima tensione del generatore fotovoltaico deve essere inferiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter;
2. la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter;
3. la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter;
4. la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter.

Per la verifica delle suddette condizioni sono state applicate le formule di seguito riportate.

Verifica della condizione 1 (massima tensione del generatore FV non superiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico è la tensione a vuoto di stringa calcolata alla minima temperatura di funzionamento dei moduli, in genere assunta pari a:

- - 10° C per le zone fredde;
- 0° C per le zone meridionali e costiere.

La tensione massima del generatore fotovoltaico alla minima temperatura di funzionamento dei moduli si calcola con la seguente espressione:

$$U_{MAX\ FV(\theta_{min})} = N_s \cdot U_{MAX\ modulo(\theta_{min})} \quad [V]$$

dove N_s è il numero di moduli che costituiscono la stringa, $U_{MAX\ modulo(\theta_{min})}$ è la tensione massima del singolo modulo alla minima temperatura di funzionamento.

Quest'ultima può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MAX\ modulo(\theta_{min})} = U_{oc(25^\circ C)} - \beta \cdot (25 - \theta_{min})$$

dove

- $U_{oc(25^\circ C)}$ è la tensione a vuoto del modulo in condizioni standard il cui valore viene dichiarato dal costruttore;
- β è il coefficiente di variazione della tensione con la temperatura, anch'esso dichiarato dal costruttore.

Deve risultare pertanto:

$$U_{MAX\ FV(\theta_{min})} = N_s \cdot U_{MAX\ modulo(\theta_{min})} = N_s \cdot [U_{oc(25^\circ C)} - \beta (25 - \theta_{min})] \leq U_{max\ inverter}$$

essendo $U_{max\ inverter}$ la massima tensione in ingresso all'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 2 (la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza rappresenta la tensione di stringa calcolata con l'irraggiamento pari a $1000\text{W}/\text{m}^2$, e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{\text{MPPT MAX FV } (\theta_{\text{min}})} = N_s \cdot U_{\text{MPPT MAX modulo } (\theta_{\text{min}})}$$

dove:

- N_s è il numero di moduli collegati in serie;
- $U_{\text{MPPT MAX modulo } (\theta_{\text{min}})}$ è la massima tensione del modulo FV nel punto di massima potenza calcolabile nel seguente modo:

$$U_{\text{MPPT MAX modulo } (\theta_{\text{min}})} = U_{\text{MPPT}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\text{min}})$$

essendo U_{MPPT} la tensione del modulo in corrispondenza del punto di massima potenza, dichiarata dal costruttore.

Ai fini del corretto coordinamento occorre verificare che:

$$U_{\text{MPPT MAX FV } (\theta_{\text{min}})} = N_s \cdot [U_{\text{MPPT}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\text{min}})] \leq U_{\text{MPPT MAX INVERTER}}$$

dove $U_{\text{MPPT MAX INVERTER}}$ è la massima tensione del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 3 (la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

La minima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza è la tensione di stringa calcolata con:

- irraggiamento pari a $1000\text{W}/\text{m}^2$,
- temperatura θ_{max} pari a $70\text{-}80^\circ\text{C}$.

e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MPPT \text{ min } FV} = N_s \cdot U_{MPPT \text{ min modulo}}$$

dove:

- N_s è il numero di moduli collegati in serie;
- $U_{MPPT \text{ min modulo}}$ è la tensione minima del modulo nel punto di massima potenza, calcolabile nel seguente modo:

$$U_{MPPT \text{ min modulo}} = U_{MPPT \text{ modulo}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\max})$$

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

$$U_{MPPT \text{ min } FV} = N_s \cdot [U_{MPPT \text{ modulo}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\max})] \geq U_{MPPT \text{ min INVERTER}}$$

essendo $U_{MPPT \text{ min } INVERTER}$ la minima tensione nel punto di massima potenza del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 4 (la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter)

La massima corrente del generatore FV è data dalla somma delle correnti massime erogate da ciascuna stringa in parallelo.

La massima corrente di stringa è calcolabile nel seguente modo:

$$I_{\text{stringa, Max}} = 1,25 \cdot I_{sc}$$

dove:

- $I_{\text{stringa, Max}}$ è la massima corrente erogata dalla stringa [A];
- I_{sc} è la corrente di cortocircuito del singolo modulo [A];
- 1,25 è un coefficiente di maggiorazione che tiene conto di un aumento della corrente di cortocircuito del modulo a causa di valori di irraggiamento superiori a 1000 W/m^2 .

Per il corretto coordinamento occorre verificare che:

$$I_{\max \text{ FV}} = N_p \cdot 1,25 \cdot I_{\text{SC}} \leq I_{\max \text{ Inverter}}$$

dove:

- $I_{\max \text{ FV}}$ è la massima corrente in uscita dal generatore fotovoltaico [A];
- N_p è il numero di stringhe in parallelo;
- $I_{\max \text{ inverter}}$ è la massima corrente in ingresso all'inverter [A].

Complessivamente si dovranno realizzare **888 stringhe costituite da 27 moduli da 500Wp in serie** da distribuire sui **39 inverter di stringa** scelti.

Le stringhe fotovoltaiche saranno collegate in parallelo tra loro attraverso appositi **quadri di parallelo stringhe**, alloggiati direttamente sulle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici. Da ciascun quadro di parallelo, partirà una linea in corrente continua che arriverà fino al locale inverter dove verrà eseguito il collegamento al corrispondente inverter.

Le linee in corrente alternata alimentate dagli inverter di uno stesso sottocampo, saranno collegate ad un **quadro elettrico generale di bassa tensione** equipaggiato con **dispositivi di generatore** (tipicamente interruttori automatici di tipo magnetotermico-differenziale) uno per ogni inverter e un interruttore automatico generale di tipo magnetotermico, attraverso il quale verrà realizzato il collegamento con l'avvolgimento di bassa tensione del trasformatore BT/MT.

Per ogni sottocampo si utilizzerà un **trasformatore elevatore**, la cui funzione è quella di innalzare la tensione del generatore fotovoltaico al livello necessario per eseguire il collegamento con la Rete Elettrica di media tensione del Distributore locale (20 kV).

I trasformatori saranno alloggiati in appositi locali di conversione-trasformazione, di sposti in posizione baricentrica rispetto ai generatori, in modo tale da ridurre le perdite per effetto Joule sulle linee di bassa tensione in corrente continua e in corrente alternata.

I trasformatori dell'impianto in questione saranno alimentati, in entrata-uscita da una linea in Media Tensione in cavo interrato del tipo **ARE4H5EX 3x(1x240) mm²**, la quale si svilupperà secondo il tracciato indicato nelle tavole allegate.

Di seguito si riporta l'insieme degli elementi costituenti l'Impianto di Utente:

- 23976 moduli fotovoltaici da 500Wp;
- 888 stringhe fotovoltaiche costituite da 27 moduli da 500Wp in serie;
- cavi elettrici di bassa tensione in corrente continua che dai quadri parallelo stringhe arrivano agli inverter;
- N° 39 inverter di stringa con potenza nominale 250 kW;
- cavi e lettrici di bassa tensione che dagli inverter arrivano ai quadri e lettrici BT installati all'interno delle cabine di trasformazione;
- N° 3 quadri elettrici generali di bassa tensione, ciascuno dotato di interruttori automatici di tipo magnetotermico-differenziale (dispositivi di generatore), uno per ogni gruppo di conversione, e un interruttore automatico generale di tipo magnetotermico per la protezione dell'avvolgimento di bassa tensione del trasformatore BT/MT;
- N° 5 trasformatori MT/BT da 2000 kVA;
- N° 2 cabine di trasformazione di tipo p67 (secondo i cataloghi CEP srl), di dimensioni 6.76x2.5x3 m (L x l x h) nelle quali saranno collocati i trasformatori BT/MT;
- N° 1 cabina di trasformazione di tipo p44 (secondo i cataloghi CEP srl), di dimensioni 6.76x2.5x3 m (L x l x h) nelle quali saranno collocati i trasformatori BT/MT;
- N° 2 locali di conversione di tipo container 40' High-cube, di dimensioni 12x3x3 m (L x l x h);
- N° 1 locali di conversione di tipo container 20' High-cube, di dimensioni 6x3x3 m (L x l x h);
- N° 3 locale tecnico a servizio dell'impianto di tipo container 20' High-cube, di dimensioni 6x3x3 m (L x l x h);
- N° 1 linea elettrica di media tensione in cavo interrato ARE4H5EX 3x(1x240) mm² lunga complessivamente circa 2920 m

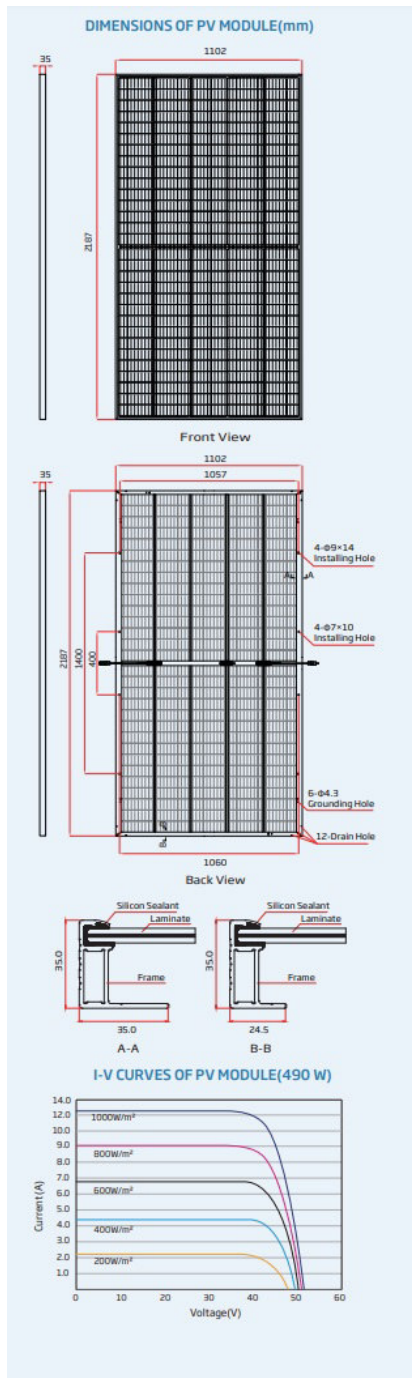
Questa parte di impianto appena descritta, è di pertinenza del Produttore e pertanto non è soggetta a tutti i vincoli e le prescrizioni imposte da e-Distribuzione sull'Impianto di Rete per la Connessione.

Di seguito viene fornita una descrizione generale e dei singoli componenti che lo costituiscono.

4.1 Moduli fotovoltaici da 500Wp

I moduli fotovoltaici scelti in questa fase della progettazione, sono in silicio monocristallino da **500Wp** di tipo bifacciali.

Le caratteristiche elettriche tipiche dei moduli, misurate in condizioni standard **STC (AM=1,5; E=1000 W/m²; T=25 °C)** sono di seguito riportate:



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	475	480	485	490	495	500	505
Power Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5						
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	41.9	42.2	42.5	42.8	43.1	43.4	43.7
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	11.34	11.38	11.42	11.45	11.49	11.53	11.56
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	50.5	50.7	50.9	51.1	51.3	51.5	51.7
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	11.93	11.97	12.01	12.05	12.09	12.13	12.17
Module Efficiency η_m (%)	19.7	19.9	20.1	20.3	20.5	20.7	21.0

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.
*Measuring tolerance: ±3%.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)

Total Equivalent power - P_{MAX} (Wp)	508	514	519	524	530	535	540
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	41.9	42.2	42.5	42.8	43.1	43.4	43.7
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	12.13	12.18	12.22	12.24	12.29	12.34	12.37
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	50.5	50.7	50.9	51.1	51.3	51.5	51.7
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	12.77	12.81	12.85	12.89	12.94	12.98	13.02
Irradiance ratio (rear/front)	10%						

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	360	363	367	371	374	378	382
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	39.5	39.8	40.0	40.2	40.5	40.8	41.0
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	9.09	9.13	9.18	9.21	9.25	9.28	9.33
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	47.7	47.9	48.1	48.3	48.5	48.7	48.8
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	9.61	9.64	9.67	9.70	9.73	9.77	9.80

NMOT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	150 cells
Module Dimensions	2187×1102×35 mm (86.10×43.39×1.38 inches)
Weight	30.1 kg (66.4 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	35mm(1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Landscape: 2000/2000 mm(78.74/78.74 inches)
Connector	MC4 EV02 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NMOT (Nominal Module Operating Temperature)	41°C (±3°C)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	- 0.35%/°C
Temperature Coefficient of V_{OC}	- 0.25%/°C
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 ~ +85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	25A

Tabella 1: caratteristiche tecniche dei moduli fotovoltaici

4.2 Strutture di sostegno moduli fotovoltaici

L'impianto progettato si avvale di inseguitori monoassiali di rollio ad asse orizzontale (la rotazione avviene attorno ad un asse parallelo al suolo, orientato NORD-SUD, con inseguimento EST-OVEST). Le strutture sono costituite da tubolari metallici in acciaio opportunamente dimensionati; si attestano orizzontalmente ad un'altezza di circa 2,40 m in fase di riposo, mentre in fase di esercizio raggiungono una quota massima di circa 4,20 metri di altezza massima rispetto alla quota del terreno.

Tale struttura a reticolo viene appoggiata a pilastri di forma rettangolare di medesima sezione ed infissi nel terreno ad una profondità variabile in funzione delle caratteristiche litologiche del suolo. In fase esecutiva l'inseguitore potrà essere sostituito da altri analoghi modelli, anche di altri costruttori concorrenti (es. ZIMMERMANN ed altri) in relazione allo stato dell'arte della tecnologia al momento della realizzazione del Parco, con l'obiettivo di minimizzare l'impronta al suolo a parità di potenza installata.

4.3 Quadri parallelo stringhe

I quadri di parallelo stringhe QPS hanno la funzione di collegare in parallelo le varie stringhe di moduli.

I QPS saranno in totale 39 e ciascuno conterrà le apparecchiature come di seguito descritte:

- N. 1 IMS con fusibile per ciascuna stringa;
- N. 1 diodo di blocco per ciascuna stringa;
- N.1 sezionatore sotto carico;
- N.1 scaricatore allo stato solido da 800Vca per ogni polo.

La struttura dei QPS sarà in resina autoestingente con portina frontale trasparente montata su cerniere e munita di battuta in neoprene. Ciascun quadro sarà provvisto di staffe di ancoraggio e di ingressi e uscite cavi muniti di pressacavo.

Tutte le apparecchiature saranno accessibili singolarmente per il controllo e l'eventuale asportazione senza necessità di rimuovere quelle adiacenti; le sbarre di collegamento saranno di rame elettrolitico e i cavi unipolari di sezione opportuna.

La morsettiera generata conterrà uno o più contatti dell'impianto di terra, dove saranno collegate tutte le parti metalliche facenti parte del quadro stesso.

I quadri, adatti per l'installazione all'esterno, avranno le seguenti caratteristiche:

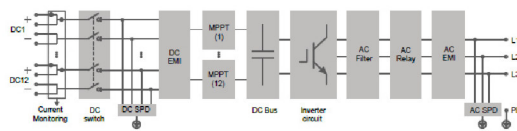
- a) materiale antiurto ed autoestingente;
- b) inalterabilità per temperatura -10 / +50 °C;

c) grado di protezione IP 65.

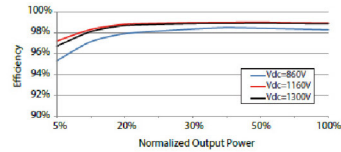
4.4 Inverter

In fase di progettazione definitiva, sono stati scelti inverter di stringa **SUNGROW SG250HX**, ad ognuno dei quali confluirà il relativo quadro di parallelo. Caratteristiche dell'inverter:

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE



SG250HX

Type designation	SG250HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	600 V / 600 V
Nominal PV input voltage	1160 V
MPP voltage range	600 V – 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V – 1300 V
No. of independent MPP inputs	12
Max. number of input connectors per MPPT	2
Max. PV input current	26 A * 12
Max. current for input connector	30 A
Max. DC short-circuit current	50 A * 12
Output (AC)	
AC output power	250 kVA @ 30 °C / 225 kVA @40 °C / 200 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	180,5 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	680 – 880V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % I _n
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency	99.0 %
European efficiency	98.8 %
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch	Yes
AC switch	No
PV String current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
PID protection	Anti-PID or PID recovery
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II
General Data	
Dimensions (W*H*D)	1051 * 660 * 363 mm
Weight	95kg
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP66
Night power consumption	< 2 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Communication	RS485 / PLC
DC connection type	Amphenol UTX (Max. 6 mm ²)
AC connection type	OT terminal (Max. 300 mm ²)
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, IEC 61000-6-3, EN 50549, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE CIS-712-1:2013
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control

*: Only compatible with Sungrow logger and iSolarCloud

I sistemi di conversione saranno installati in appositi armadi di contenimento all'interno del locale conversione, il quale dovrà essere adeguatamente areato per evacuare il calore sviluppato durante il loro funzionamento.

4.5 Linee BT in Cavo interrato

All'interno dell'impianto di utenza si individuano due tipologie di cavi di bassa tensione:

- cavi di bassa tensione in c.a. per il collegamento dei quadri elettrici di bassa tensione agli avvolgimenti di bassa tensione di trasformatori e agli inverter;
- cavi elettrici di bassa tensione in c.c. per il collegamento degli ingressi in corrente continua degli inverter ai quadri di parallelo stringhe, e da questi alle stringhe fotovoltaiche.

Le linee in cavo in corrente continua saranno in cavo interrato all'interno di tubazione protettiva in PVC, posta ad una profondità di posa di 0,8 m. I tubi protettivi avranno un diametro almeno 1,4 volte quello del cavo o del cerchio circoscritto ai cavi, per permettere un facile infilaggio.

All'interno della trincea di scavo la presenza dei cavi elettrici verrà segnalata con apposito nastro di segnalazione che verrà posato lungo lo scavo.

Le modalità di posa dei cavi BT in corrente alternata (in cunicoli, tubi protettivi, sottopavimento, etc...) verranno definite in fase di progettazione definitiva.

4.6 Trasformatori BT/MT

Per poter immettere l'energia elettrica prodotta dalla centrale fotovoltaica in Rete, è necessario innalzare il livello della tensione del generatore fotovoltaico a 20 kV.

Per conseguire questo obiettivo saranno utilizzati appositi trasformatori elevatori BT/MT.

I trasformatori scelti sono a secco del tipo inglobato in resina e possiedono i bobine e i nuclei all'interno di appositi fabbricati, per ridurre il rischio di incendio.

In base alle disposizioni di e-Distribuzione, la potenza nominale di ogni singolo trasformatore non deve essere superiore a:

- 1600 kVA a 15 kV;
- 2000 kVA a 20 kV;

in modo tale che un per un cortocircuito in bassa tensione, a monte dell'interruttore generale di bassa tensione, intervenga solo l'interruttore in media tensione dell'Utente posto a protezione del trasformatore e non la protezione di linea del distributore posta in cabina primaria.

Tenendo conto dei limiti su imposti e della potenza nominale della centrale fotovoltaica, si è scelto di utilizzare N° 5 trasformatori BT/MT, uno per ogni sottocampo, aventi le seguenti caratteristiche:

- $A_n = 2000$ kVA;
- $V_{1n} = 800$ V;
- $V_{2n} = 20$ kV;
- Collegamento avvolgimento BT: Yn;
- Collegamento avvolgimento MT: D;
- Gruppo: 11;
- $V_{cc}\% = 6\%$;
- Isolamento in resina.

Per evitare la contemporanea energizzazione dei trasformatori, che potrebbe determinare l'intervento delle protezioni del Distributore installate in Cabina Primaria, è **previsto l'utilizzo di dispositivi che provvedono, in caso di mancanza di tensione, alla rienergizzazione dei trasformatori con tempi di rientro intervallati di almeno 1s.**

Ciascun trasformatore verrà collegato al quadro elettrico generale di bassa tensione con cavi FG7OR 0,6/1 kV, o condotti sbarre, dimensionati per portare almeno la corrente nominale dell'avvolgimento BT del trasformatore.

Le modalità di posa dei cavi (in cunicoli, tubi protettivi, sottopavimento, etc...) verranno definite in fase di progettazione definitiva.

4.7 Linee elettriche MT in Cavo interrato di collegamento tra il quadro elettrico generale (locale utente) ed i trasformatori

Dallo *scomparto partenza linea MT* del quadro elettrico generale di media tensione previsto all'interno del Locale Utente una linea elettrica in Media Tensione alimenterà i n-entra-esce i trasformatori.

La linea MT in questione avrà le seguenti caratteristiche:

4.7.1 Linea elettrica MT n° 1

Per le ipotesi progettuali adottate, la linea elettrica di media tensione n° 1 alimenta i n-entra-esce i trasformatori con potenza nominale di 2000 kVA (cadauno).

Per il dimensionamento elettrico è stato applicato il criterio termico, ipotizzando, in questa fase della progettazione, delle condizioni di posa e di installazione di tipo standard:

- cavi posati direttamente nel terreno (posa diretta);
- profondità di posa variabile da un minimo di 1,2 m a un massimo di circa 1,8 m in corrispondenza dell'interferenza con le aree AP e MP individuate dal PAI;
- resistività termica del terreno 1°C m/W;
- numero di circuiti indipendenti presenti all'interno della stessa trincea di scavo pari a 1;

Per la valutazione della corrente di impiego della linea, si è fatto riferimento alla *condizione di carico più gravosa*, la quale prevede la contemporanea erogazione della potenza apparente nominale da parte dei trasformatori.

Sotto queste ipotesi, l'espressione che consente di calcolare la corrente di impiego è la seguente:

$$I_B = \frac{\sum_{i=1}^n A_{ni}}{\sqrt{3} \times V_n}$$

dove:

- I_B è la corrente di impiego da assumere come riferimento ai fini del dimensionamento della linea;
- A_{ni} è la potenza apparente della Power Station i -esima, in kVA;
- V_n è la tensione nominale della linea, in kV.

Sostituendo i valori si ottiene:

$$I_B = \frac{\sum_{i=1}^2 A_{ni}}{\sqrt{3} \times V_n} = \frac{(2000 \times 5) \times 10^3}{\sqrt{3} \times 20 \times 10^3} \approx 290 \text{ A}$$

Sulla base della corrente di impiego e dei calcoli di verifica (affrontati nella relazione di dettaglio) la prima sezione commerciale utile è quella da 240 mm². Tuttavia, non conoscendo a priori il valore della resistività elettrica del terreno, considerando che questa influisce sulla portata del cavo, la scelta adottata andrà verificata in fase di progettazione esecutiva.

Le caratteristiche del cavo scelto sono di seguito riportate:

- $S = 3 \times (1 \times 240) \text{ mm}^2$;
- $I_{zo} = 410 \text{ A}$;
- $U_0/U = 12/20 \text{ kV}$;

- ARE4H5EX;

Per i calcoli di dimensionamento e di verifica dei cavi, si rimanda alla relazione tecnica “dimensionamento cavi e verifica della c.d.t.”.

La presenza dei cavi sarà segnalata attraverso un nastro di segnalazione posato a 20 cm al di sopra dei corrugati.

Per maggiori dettagli sul tracciato e sulle modalità di posa, si rimanda alle tavole di progetto allegate.

4.8 Cabine di Campo

Come già descritto in precedenza, all'interno dell'impianto d'utenza saranno presenti due locali di conversione e due di trasformazione a servizio di inverter e trasformatori. Vengono illustrati di seguito i su citati locali/container:

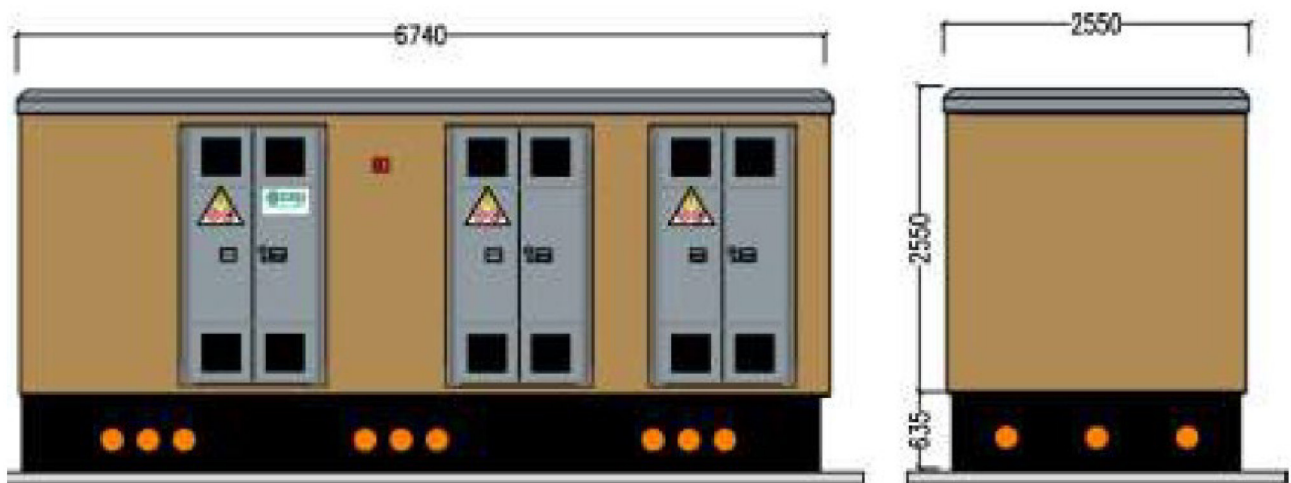
4.8.1 Locali di Trasformazione

I tre locali di trasformazione atti ad alloggiare rispettivamente:

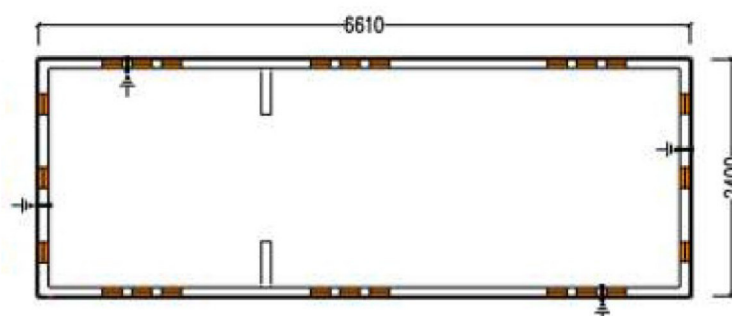
- N.2 Locale CEP P67-004, ognuno dei quali alloggerà N.2 trasformatori BT/MT da 2000 kVA
- N.1 Locale CEP P44-002, per alloggiare N.1 trasformatore BT/MT da 2000 kVA

CEP P67-004. Avanti le caratteristiche illustrate di seguito:

P67-004

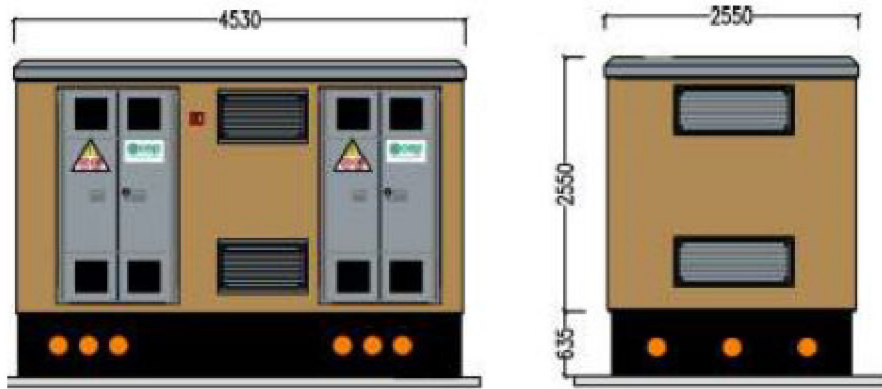


Vista Laterale
Side view

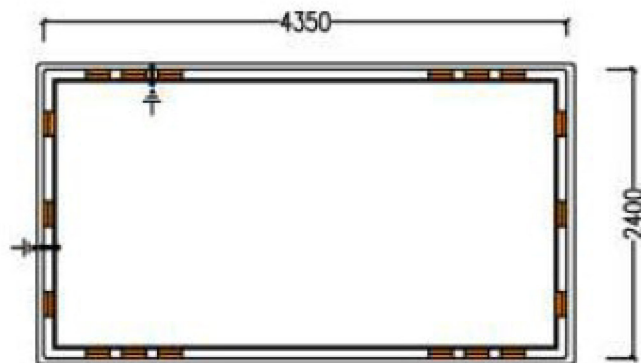


CEP P44-002. Avanti le caratteristiche illustrate di seguito:

P44-002



Vista Laterale
Side view



4.8.2 Locali di Conversione

I 3 locali di conversione atti ad alloggiare rispettivamente:

- Locale inverter n° 1 di tipo container high-Cube da 40', contenente 16 inverter SUNGROW SG250HX;
- Locale inverter n° 2 di tipo container high-Cube da 40', contenente 16 inverter SUNGROW SG250HX;
- Locale inverter n° 3 di tipo container box da 20', contenente 7 inverter SUNGROW SG250HX;

Container da 40' del tipo High-cube, di dimensioni di circa 12x3x3 m (L x l x h):

40 feet High Cube Specification



40 ft High cube Container			
Dimensions	External	12.192 × 2.438 × 2.896	M
		40 × 8 × 9.5	FT
	Internal	12.031 × 2.348 × 2.695	M
Door Opening(W*H)		2.336 × 2.585	M
Inside Cubic Capacity		76	CBM
Maximum Gross Weight		30,480	KG
Tare Weight		3,990	KG
Maximum Payload		26,490	KG

Container box da 20', di dimensioni di circa 6x3x3 m (L x l x h):

20 feet GP Specification



20 ft Container			
Dimensions	External	6.058 × 2.438 × 2.591	M
		20 × 8 × 8.5	FT
	Internal	5.898 × 2.350 × 2.390	M
Door Opening(W*H)		2.336 × 2.280	M
Inside Cubic Capacity		33	CBM
Maximum Gross Weight		30,480	KG
Tare Weight		2,200	KG
Maximum Payload		28,280	KG

4.9 Servizi di cabina

All'interno dei locali cabine si dovranno prevedere i seguenti servizi di cabina:

- impianto di ventilazione forzata attivato con termostato;
- n. 2 plafoniere 1x36W tutte dotate di kit di emergenza autonomia minima 180 minuti;
- n.2 prese industriali di tipo industriale interbloccate 2P+T e 3P+T da 16;
- n.1 sistema di supervisione e controllo con interfaccia GPRS.

I servizi di cabina e i servizi ausiliari dell'impianto (relè di protezione, motori e lettrici di movimentazione dei tracker, impianto di illuminazione, e tc...), saranno alimentati attraverso un trasformatore servizi ausiliari da 160 kVA, da installare all'interno di una delle tre cabine di trasformazione previste.

5. Esecuzione dei lavori di ripristino

Nel percorso descritto, il cavidotto verrà realizzato con una larghezza della trincea di 80cm ed una profondità minima 120 cm. (In corrispondenza di eventuali interferenze la profondità sarà realizzata secondo le specifiche imposte).

In fondo allo scavo verrà realizzato un letto di sabbia fine su cui saranno posizionati i cavi, a loro volta ricoperti da un ulteriore strato di sabbia.

I lavori di ripristino, saranno poi eseguiti come da indicazioni specifiche contenute nello strumento autorizzativo, che verrà rilasciato dall'Ente proprietario della strada.

Lungo tutto il percorso, per la segnalazione dei cavidotti, sarà posizionato un nastro segnaletico così come previsto dalle norme di sicurezza.

Per i dettagli si rimanda alle tavole che riportano i dettagli di posa dei cavi MT d'Utenza.

6 Studio Di Compatibilità Sulla Protezione Dalle Esposizioni Ai Campi Elettrici, Magnetici Ed Elettromagnetici

6.1 Premessa

Lo studio di compatibilità sulla protezione dalle esposizioni ai campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici, ha lo scopo di effettuare la valutazione del campo elettrico ed dell'induzione magnetica generati dalle condutture e apparecchiature elettriche che compongono l'impianto elettrico in progetto con riferimento alle prescrizioni di cui al DPCM del 08.07.03 in materia di "fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di 50 Hz generati dagli elettrodotti".

6.2 Normativa di riferimento

Legge quadro n° 36 del 22 febbraio 2001. - Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni ai campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici;

- D.P.C.M. del 08 luglio 2003. - Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti;
- Decreto Min Ambiente 29-05-08 - metodologia calcolo fasce di rispetto elettrodotti;
- Decreto Min Ambiente 29-05-08 - approvazione procedure di misura e valutazione induzione magnetica.

6.3 Limiti di campo elettrico e magnetico

Per il nuovo elettrodotto si applicano le prescrizioni di cui all'art. 4 del D.P.C.M. 08/07/03, che fissa per il valore dell'induzione magnetica l'obiettivo di qualità di $3\mu\text{T}$ in corrispondenza di aree di gioco per l'infanzia, ambienti scolastici e di luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore giornaliere.

Per quanto concerne il campo elettrico, il valore è inferiore al limite di 5 kV/m fissato dall'art. 3 del D.P.C.M. 08/07/03.

6.4 Valutazione del livello del campo elettrico e magnetico

Gli impianti solari fotovoltaici, essendo costituiti fondamentalmente da elementi per la produzione ed il trasporto di energia elettrica, sono interessati dalla presenza di campi elettromagnetici. Le unità di produzione e le linee elettriche costituiscono fonti di bassa frequenza (50 Hz), e a queste fonti sono associate correnti elettriche a bassa e media tensione.

L'impianto in esame non presenterà componenti e linee in alta tensione, l'energia in fatti viene prodotta in bassa tensione e attraverso trasformatori elevatori il livello di tensione viene innalzato a 20 kV.

Nella normativa vigente l'attenzione per possibili effetti di campi elettromagnetici è focalizzata su linee elettriche di tensione più elevata. La normativa di riferimento circa le linee elettriche (legge 22 febbraio 2001, n. 36 e DPCM 23/4/1992 Limiti massimi di esposizione a campi elettrico e magnetico generati alla frequenza nominale di 50 Hz negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno) ha definito infatti distanze di rispetto da fabbricati adibiti ad abitazione, per le linee aeree a media ed alta tensione.

Tali distanze ammontano a:

- 10 m per linee a 132kV;
- 18 m per linee a 220kV;
- 28 m per linee a 380 kV.

Per linee a tensione nominale diversa, superiore a 132 kV ed inferiore a 380 kV, la distanza di rispetto viene calcolata mediante proporzione diretta da quelle sopra indicate. Per linee a tensione inferiore a 132 kV sono valide le distanze previste dal decreto del Ministero dei Lavori Pubblici 16/01/1991, il quale prevede per linee a 20 kV una distanza di circa 5,5 m dal suolo e di circa 3 m dai fabbricati. Va inoltre sottolineato che tali distanze di rispetto sono applicabili per edifici adibiti ad abitazione o ad attività che comportino tempi di permanenza prolungati.

L'area interessata dall'impianto è caratterizzata dall'assenza di popolazione residente, gli insediamenti abitativi presenti nell'intorno dell'impianto stesso si trovano tutti a distanze sufficienti dagli elettrodotti interrati, tali da garantire ampiamente l'osservanza delle distanze di rispetto indicate per le varie componenti dell'impianto. Gli elettrodotti interrati a parità di corrente trasportata, pur manifestando, a livello del terreno ed in prossimità del loro asse, un'intensità di campo magnetico superiore a quella delle linee aeree, presentano il vantaggio che tale intensità decresce molto più rapidamente con l'aumentare della distanza da esso. Le intensità di campo magnetico per un elettrodotto interrato da 20 kV raggiungono il valore di 0.2 μ T a circa 5 metri dall'asse. Questo ultimo valore è estremamente basso, al punto da essere stato assunto come valore soglia di attenzione

epidemiologica (SAE). Si tenga in considerazione che i valori limite di esposizione a campi magnetici stabiliti nel DPCM 23/4/1992 corrispondono a:

- 100 μ T per aree od a mbienti in cui si possa ragionevolmente attendere che individui della popolazione trascorrono una parte significativa della giornata;
- 1000 μ T nel caso di esposizione ragionevolmente limitata a poche ore al giorno.

In conclusione si può affermare che non si prevedono effetti elettromagnetici dannosi per l'ambiente o per la popolazione derivanti dalla realizzazione dell'impianto.

I livelli di campo elettrico non necessitano di alcuna valutazione in quanto gli schermi metallici dei cavi e gli involucri metallici di tutte le apparecchiature (scomparti BT Trasformatore BT/MT - quadri di bassa tensione) sono collegati a terra e assumono pertanto il potenziale zero di riferimento.

Per quanto concerne la Valutazione dell'induzione magnetica generata dall'impianto ai fini della determinazione delle fasce di rispetto di cui all'art. 6 del D.M. 08/07/03, prevedendo la realizzazione dell'eventuale linea di connessione con la rete di distribuzione a 20 kV in cavo del tipo cordato ad elica visibile, questa è esclusa dalla applicazione della "metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto degli elettrodotti" approvata con decreto del 29 Maggio 2008 dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio del Mare, in quanto le fasce di rispetto associabili hanno ampiezza ridotta inferiore a quanto previsto dal suddetto D.M. 29 maggio 2008 e quindi rispettano l'obiettivo di qualità fissato dalla normativa.

Non è esclusa invece l'eventuale cabina elettrica per la quale, in relazione alla specifica ubicazione degli impianti e/o del locale cabina sulla citata area è applicabile il criterio basato sulla DPA, distanza di prima approssimazione.

La Distanza di prima approssimazione (Dpa) è stata calcolata sulla base della tabella riportata nell'articolo 5.2.1 dell'allegato al D.M. 29 maggio 2008, considerando che il limite fissato dall'obiettivo di qualità di 3 μ T di cui all'art. 4 del D.P.C.M. 08/07/2003 risulta rispettato per le aree ad una distanza superiore a:

- 1,50 m dal fabbricato di pertinenza dell'edificio cabina, nel caso di trasformatori da 400 kVA;
- 2 m dal fabbricato di pertinenza dell'edificio cabina, nel caso di trasformatori da 630 kVA

Per la valutazione delle DPA, è stata applicata la formula esposta nel cap.5.2.1 del suddetto decreto, di seguito riportata:

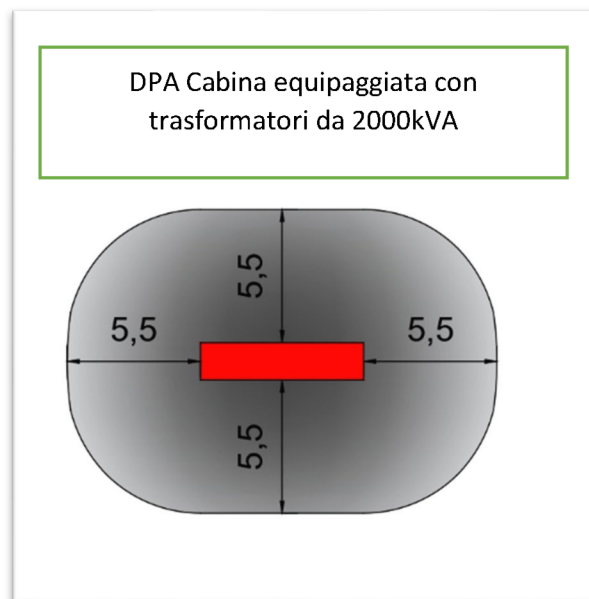
$$\frac{DPA}{\sqrt{I}} = 0,40942 X^{0,5242} \quad (1)$$

dove:

- DPA= distanza di prima approssimazione (m)
- I= corrente nominale (A)
- x= diametro dei cavi (m)

Considerando che i trasformatori hanno una potenza nominale di 2000 kVA e che ciascuna fase BT sarà costituita da n° 4 cavi unipolari da 300 mm² si può determinare il diametro (pari a 31,7mm) del cavo da prendere in considerazione ai fini dell'applicazione della (1) per il calcolo della DPA. Calcolata la corrente nominale secondaria che è di circa 1444 A, si può asserire che dato che nei casi di nuovi elettrodotti o insediamenti, secondo la procedura di calcolo data dal Decreto 29/05/2008, al punto 5.3.1. (come da indicazioni fornite dalla legge), le Dpa vengono approssimate al mezzo metro superiore rispetto al risultato ottenuto con l'applicazione della suddetta equazione:

- Ne risulta una fascia di rispetto di 5,5 m per le cabine equipaggiate con trasformatori da 2000 kVA:



Si evidenzia inoltre che le cabine in esame non prevedono alcun presidio e che non si ravvede in ogni caso la presenza di luoghi destinati a permanenza superiore alle 4 ore all'interno della Dpa, per questi motivi si ritiene concluso il processo di verifica.

Per i calcoli e la trattazione di dettaglio si rimanda alla relazione di valutazione previsionale dei CEM.