



REGIONE PUGLIA
 PROVINCIA DI TARANTO
 COMUNE DI CASTELLANETA



PROGETTO IMPIANTO AGRI-VOLTAICO DA REALIZZARE NEL COMUNE DI CASTELLANETA, CONTRADA BORGIO PINETO, E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE DA REALIZZARE NEL COMUNE DI GINOSA DI POTENZA PARI A 33.279,48 kWp DENOMINATO "CASTELLANETA"

PROGETTO DEFINITIVO

VALUTAZIONE PREVISIONALE DEI CAMPI
 ELETTROMAGNETICI



livello prog.	codice pratica	N. Elaborato	DATA	SCALA
PD		AMGKF46_A24	20.12.2021	

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO

RICHIEDENTE E PRODUTTORE
Gamma Orione S.r.l.

ENTE	<p>PROGETTAZIONE</p> <p>HORIZONFIRM</p> <p>Viale Francesco Scaduto n.2/D - 90144 Palermo (PA)</p> <table style="width: 100%;"> <tr> <td>Arch. A. Calandrino</td> <td>Ing. D. Siracusa</td> </tr> <tr> <td>Arch. M. Gullo</td> <td>Ing. A. Costantino</td> </tr> <tr> <td>Arch. S. Martorana</td> <td>Ing. C. Chiaruzzi</td> </tr> <tr> <td>Arch. F. G. Mazzola</td> <td>Ing. G. Schillaci</td> </tr> <tr> <td>Arch. G. Vella</td> <td>Ing. G. Buffa</td> </tr> <tr> <td>Arch. Y. Kokalah</td> <td></td> </tr> </table>	Arch. A. Calandrino	Ing. D. Siracusa	Arch. M. Gullo	Ing. A. Costantino	Arch. S. Martorana	Ing. C. Chiaruzzi	Arch. F. G. Mazzola	Ing. G. Schillaci	Arch. G. Vella	Ing. G. Buffa	Arch. Y. Kokalah		
Arch. A. Calandrino	Ing. D. Siracusa													
Arch. M. Gullo	Ing. A. Costantino													
Arch. S. Martorana	Ing. C. Chiaruzzi													
Arch. F. G. Mazzola	Ing. G. Schillaci													
Arch. G. Vella	Ing. G. Buffa													
Arch. Y. Kokalah														
	Il Progettista	Il Progettista												

**Impianto di produzione di energia elettrica da fonte
energetica rinnovabile attraverso tecnologia fotovoltaica
denominato
“Castellaneta”**

**Relazione tecnica campi elettromagnetici
e calcolo delle distanze di prima approssimazione**

Progetto definitivo

Sommario

Premessa	3
1. Riferimenti Normativi.....	6
2. Descrizione generale dell'impianto	7
3. Valutazione previsionale dei campi elettromagnetici	15
3.1 Moduli Fotovoltaici.....	16
3.2 Inverter	17
3.3 Cabine elettriche di trasformazione BT/MT	19
3.4 Linee elettriche di media tensione	21
3.5 Sottostazione Elettrica di Utenza MT/AT 30/150kV.....	32
3.6 Collegamento AT 150 kV con la futura Stazione Elettrica RTN	35
4. Conclusioni	37

Premessa

La presente relazione tecnica è parte integrante del *Progetto Definitivo* di un impianto agrivoltaico per la produzione di energia elettrica da fonte energetica rinnovabile attraverso tecnologia fotovoltaica, che la Società “***Gamma Orione S.r.l.***” intende realizzare nel territorio comunale di Castellaneta, sul foglio di mappa n. 123 particelle n° 19, 21, 22, 25, 1742, 1743, 1744, 1745, 1746, 1747, 2049 e annesse opere di connessione nel territorio comunale di Ginosa su lotto di terreno distinto al N.C.T. Foglio n. 119 particella n° 219.

L'impianto oggetto di progettazione, ha una potenza di picco¹ pari a **33.279,48 kWp** e sarà integrato da un sistema di accumulo elettrico di tipo elettrochimico in configurazione AC-Coupling da **38 MW/76 MWh**.

Lo schema di connessione alla Rete, prescritto dal Gestore della Rete Elettrica di Trasmissione con preventivo di connessione del 14/05/2020 e identificato con Codice Pratica 202000142 Prot. Terna P20200028959, prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 150 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) di smistamento a 150 kV della RTN da collegare in entra-esce alle linee a 150 kV della RTN “Pisticci-Taranto N2” e “Ginosa-Matera”, previa realizzazione del potenziamento/rifacimento della linea a 150 kV della RTN “Ginosa Marina – Matera”, nel tratto compreso tra la nuova SE e la SE RTN a 380/150 kV di Matera.

Ai sensi dell'art. 21 dell'allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i. dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, il nuovo collegamento a 150 kV costituisce ***Impianto di Utenza per la Connessione***, mentre lo stallo arrivo produttore a 150 kV nella suddetta stazione costituisce ***Impianto di Rete per la Connessione***. La restante parte di impianto, a valle dell'impianto di utenza per la connessione, si configura, ai sensi della Norma CEI 0-16, come ***Impianto di Utenza***.

Per una maggiore comprensione di quanto descritto, viene riportato lo schema tipico di inserimento in antenna riportato nel Codice di Rete Terna:

¹ Per potenza di picco del Campo Fotovoltaico si intende, ai sensi della Norma CEI 0-16, la somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici installati valutate in condizioni STC

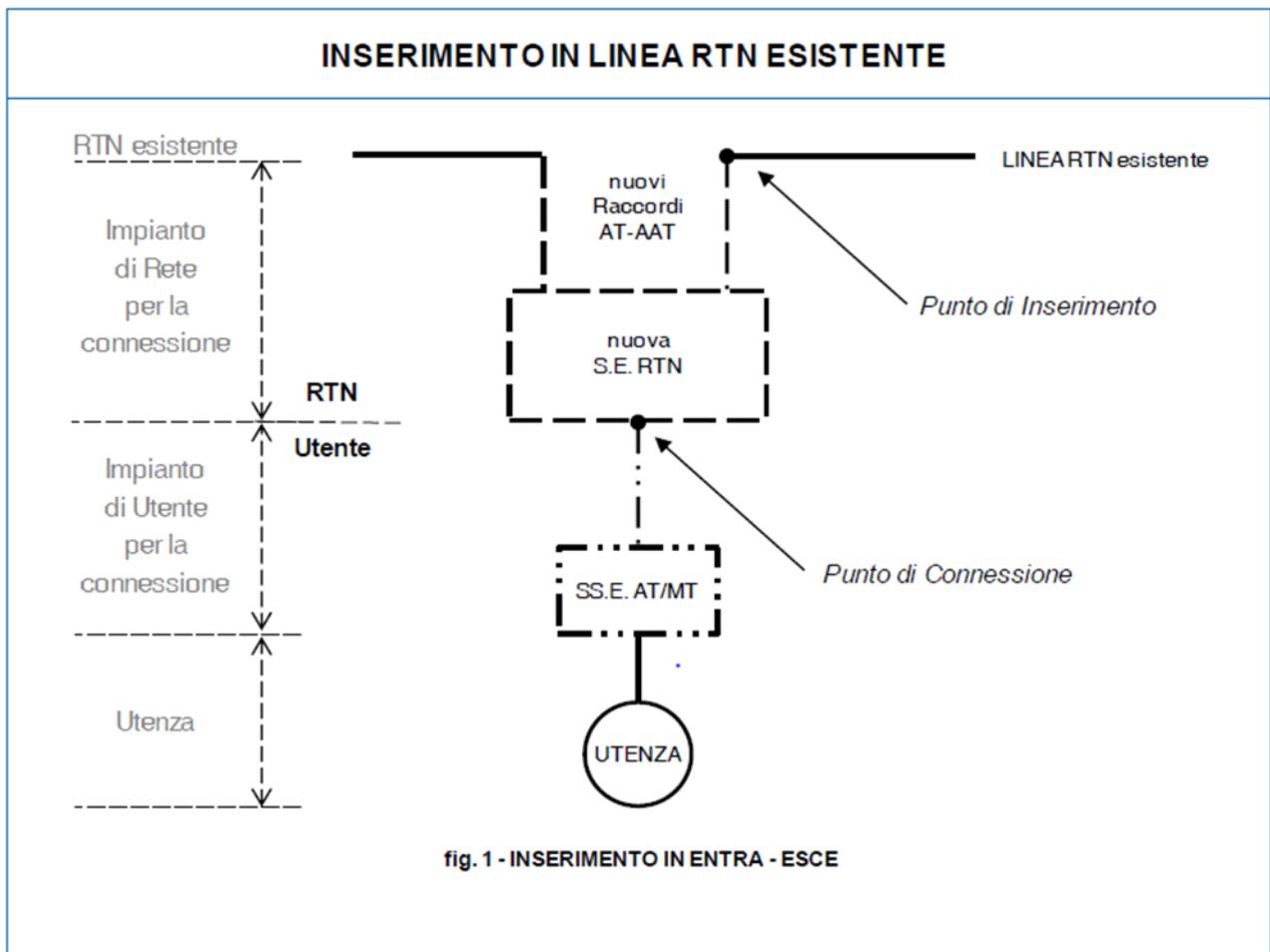


Figura 1: Schema tipico di inserimento in antenna di un impianto di produzione su Nuova Stazione Elettrica RTN da collegare in entra-esce su linea RTN esistente

La presente relazione, è stata redatta al fine di valutare i campi elettromagnetici generati durante l'esercizio dalle apparecchiature e infrastrutture costituenti l'impianto di Utenza, ai fini della valutazione dell'esposizione umana.

Considerando che il Sistema Elettrico Nazionale è elettrificato in corrente alternata a 50 Hz, i campi elettrici e magnetici generati durante l'esercizio rientrano nella banda ELF (30 – 300 Hz, bassa frequenza) e quindi regolati dal D.P.C.M. 8 luglio 2008 per la determinazione delle fasce di rispetto.

In particolare, ai fini della protezione della popolazione dall'esposizione umana ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete generati da linee e cabine elettriche, il D.P.C.M. sopra citato fissa, in conformità alla Legge 36/2001:

- i **limiti di esposizione** del campo elettrico (**5 kV/m**) e del campo magnetico (**100 μT**) per la protezione da possibili effetti a breve termine;
- il **valore di attenzione** (**10 μT**) e l'obiettivo di qualità (**3 μT**) del campo magnetico, da intendersi come mediana nelle 24 ore in normali condizioni di esercizio, per la protezione da

possibili effetti a lungo termine connessi all'esposizione nelle aree di gioco per l'infanzia, in ambienti abitativi, in ambienti scolastici e nei luoghi adibiti a permanenza non inferiore a 4 ore giornaliere.

Il valore di attenzione si riferisce ai luoghi tutelati esistenti nei pressi di elettrodotti esistenti, mentre l'obiettivo di qualità si riferisce alla progettazione di nuovi elettrodotti in prossimità di luoghi tutelati esistenti o alla progettazione di nuovi luoghi tutelati nei pressi di elettrodotti esistenti.

Il D.P.C.M. 8 luglio 2003, in attuazione della Legge 36/01 (articolo 4 comma 1 lettera h), introduce la metodologia di calcolo delle fasce di rispetto, definita nell'allegato al Decreto 29 maggio 2008. Detta fascia, comprende tutti i punti nei quali, in normali condizioni di esercizio, il valore di induzione magnetica può essere maggiore o uguale all'obiettivo di qualità.

Al fine di agevolare/semplificare l'iter autorizzativo relativo alla costruzione ed esercizio di linee e cabine elettriche, la metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto, prevede una procedura semplificata di valutazione, con l'introduzione della Distanza di Prima Approssimazione (DPA)², la quale permette, nella maggior parte delle situazioni, una valutazione esaustiva dall'esposizione ai campi magnetici.

Nella presente relazione tecnica, applicando la procedura semplificata, vengono calcolate le fasce di rispetto e le DPA delle cabine e linee elettriche oggetto di progettazione, ai fini della valutazione dell'esposizione umana ai campi elettrici e magnetici.

² Per le linee elettriche è la distanza, in pianta sul livello del suolo, dalla proiezione del centro linea che garantisce che ogni punto la cui proiezione al suolo disti dalla proiezione del centro linea più della DPA si trovi all'esterno delle fasce di rispetto. Per le Cabine Secondarie è la distanza, in pianta sul livello suolo, da tutte le pareti della cabina stessa che garantisce i requisiti di cui sopra.

1. Riferimenti Normativi

I principali riferimenti normativi da presi in considerazione per la progettazione, la costruzione e l'esercizio dell'intervento oggetto del presente documento, sono di seguito elencati:

- Norma CEI 106-11 (Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del D.P.C.M. 8 luglio 2003 (art.6));
- D.P.C.M. del 8 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”;
- Legge n.36 del 22 febbraio 2001;
- Decreto Interministeriale del 21 marzo 1988 n.449;
- Guida e-Distribuzione Distanza di prima approssimazione da linee e cabine elettriche;
- Norma CEI 211-4 “Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche”;
- DM 29.05.2008 “Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti”.

2. Descrizione generale dell'impianto

L'impianto di produzione di energia elettrica oggetto dell'iniziativa intrapresa dalla Società "**Gamma Orione S.r.l**", ha una potenza di picco, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva, pari a **33.279,48 kWp** e, conformemente a quanto prescritto dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, verrà collegato in antenna a 150 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) di smistamento a 150 kV della RTN da inserire in entra-esce alle linee a 150 kV della RTN "Pisticci-Taranto N2" e "Ginosa-Matera", previa realizzazione del potenziamento/rifacimento della linea a 150 kV della RTN "Ginosa Marina – Matera", nel tratto compreso tra la nuova SE e la SE RTN a 380/150 kV di Matera.

Per una maggiore comprensione di quanto descritto, viene riportato lo schema tipico di inserimento in antenna con nuova stazione elettrica RTN, riportato nella Guida agli schemi di connessione del Codice di Rete Terna:

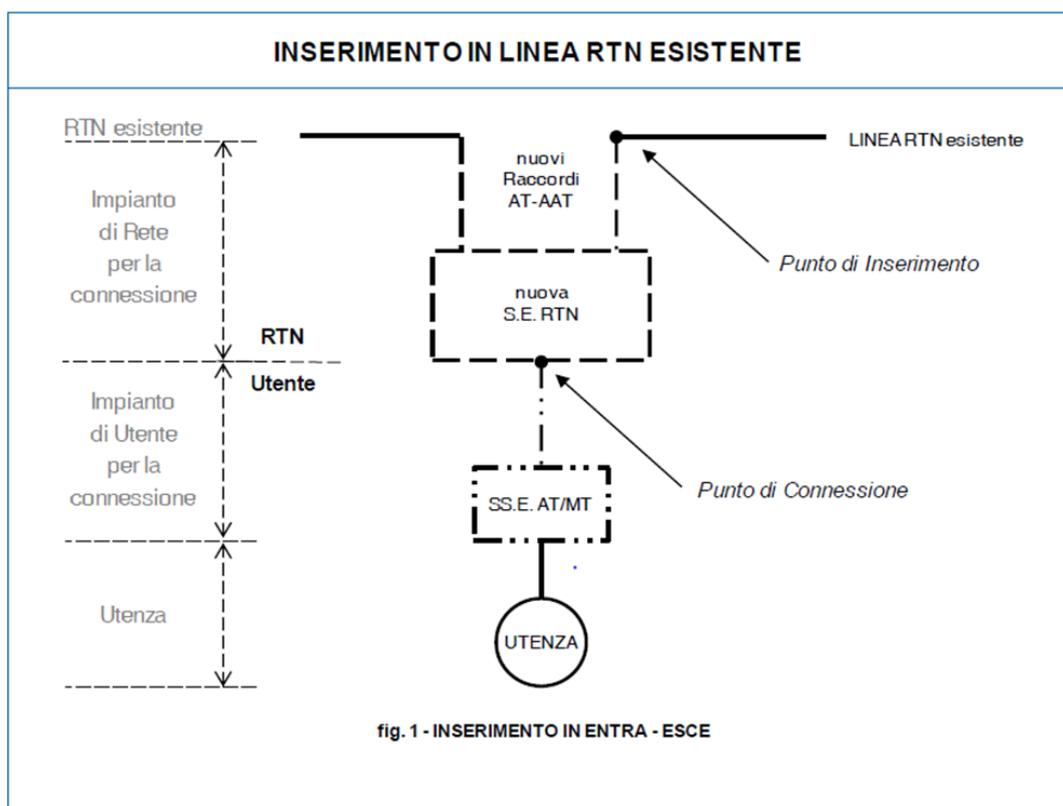


Figura 2: Schema tipico di inserimento in antenna di un impianto di produzione su Nuova Stazione Elettrica RTN da collegare in entra-esce su linea RTN esistente

Ai sensi dell'art. 21 dell'allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i. dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, il nuovo elettrodotto in antenna a 150 kV per il

collegamento della centrale alla stazione elettrica della RTN, costituisce ***Impianto di Utenza per la Connessione***, mentre lo stallo arrivo produttore a 150 kV nella suddetta stazione costituisce ***Impianto di Rete per la Connessione***. La restante parte di impianto, a valle dell'impianto di utenza per la connessione, si configura, ai sensi della Norma CEI 0-16, come ***Impianto di Utenza***.

Il generatore fotovoltaico, ovvero la parte di impianto che converte la radiazione solare in energia elettrica direttamente sfruttando l'effetto fotovoltaico, è stato dimensionato applicando il criterio della superficie utile disponibile, tenendo dei distanziamenti da mantenere tra i filari di tracker per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento e degli spazi necessari per l'installazione delle stazioni di conversione e trasformazione dell'energia elettrica.

Per la realizzazione del campo di generazione, in questa fase della progettazione, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici **CanadianSolar BiHiKu 6 bifacciali da 585Wp costituiti da 156 celle in silicio mono cristallino**, i quali, tra le tecnologie attualmente disponibili sul mercato, presentano efficienze di conversione più elevate.

Al fine di massimizzare la producibilità annua dell'impianto, i moduli verranno installati su **strutture tracker monoassiali del tipo 2-V** da 52 moduli.

Complessivamente sono state posizionate **2188 stringhe fotovoltaiche da 26 moduli** e pertanto, tenendo conto della potenza nominale del singolo modulo, la potenza complessiva dell'impianto sarà pari a **33.279,48 kWp**.

Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate e dallo schema elettrico unifilare a cui si rimanda per una maggiore comprensione di quanto descritto, l'impianto è stato suddiviso in 10 sottocampi fotovoltaici le cui potenze sono quelle di seguito elencate:

- Sottocampo 1, da 3422,25 kWp;
- Sottocampo 2, da 3422,25 kWp;
- Sottocampo 3, da 3422,25 kWp;
- Sottocampo 4, da 3422,25 kWp;
- Sottocampo 5, da 3194,1 kWp;
- Sottocampo 6, da 3194,1 kWp;
- Sottocampo 7, da 3194,1 kWp;
- Sottocampo 8, da 3194,1 kWp;
- Sottocampo 9, da 3407,04 kWp;
- Sottocampo 10, da 3407,04 kWp;



Figura 3: sottocampi fotovoltaici

Per ciascun sottocampo, si utilizzeranno 15 inverter multistringa della serie **HUAWEI SUN2000-215KTL-H0 da 200 kW** per una potenza complessiva di **30.000 kW**. Per maggiori dettagli si rimanda allo schema elettrico unifilare.

Definito il layout di impianto di impianto e la tipologia di inverter da utilizzare, 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 irraggiamento pari a $1000\text{W}/\text{m}^2$, e può essere calcolata con la seguente espressione:

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

dove:

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

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

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:

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

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:

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

dove:

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

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

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

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

essendo $U_{\text{MPPT min INVERTER}}$ 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:

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

dove:

- $I_{stringa,Max}$ 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 $1000W/m^2$.

Per il corretto coordinamento occorre verificare che:

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

dove:

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

Considerando che i tracker scelti sono predisposti per l'installazione di 28, 56 e 84 moduli fotovoltaici, la verifica delle quattro precedenti condizioni è stata condotta ipotizzando di realizzare stringhe ***fotovoltaiche da 26 moduli, ottenendo esito positivo.***

Gli inverter di uno stesso sottocampo verranno collegati ad un trasformatore elevatore BT/MT, attraverso il quale la tensione del generatore verrà elevata ad un livello ottimale per il vettoriamento dell'energia elettrica verso la Sottostazione Elettrica di Trasformazione MT/AT 30/150kV.

I trasformatori di campo, sono stati opportunamente dimensionati in funzione del numero di inverter sottesi, e verranno installati all'interno di appositi locali di dimensioni tali da consentire, oltre all'installazione dei quadri elettrici di media e bassa tensione, idonei corridoi di servizio e manutenzione.

Le cabine elettriche di trasformazione BT/MT, verranno interconnesse tra loro a mezzo di linee elettriche di media tensione in ***cavo tripolare ad elica visibile ARE4H5EX 18/30 kV*** per posa interrata e collegate al quadro elettrico generale di media tensione installato all'interno della cabina di raccolta:



Figura 4: layout di impianto con indicazione del tracciato delle linee elettriche di media tensione

Dalla cabina di raccolta partirà una linea elettrica di media tensione in **cavo tripolare ad elica visibile ARE4H5EX 18/30kV** in formazione $2 \times [3 \times (1 \times 400)] \text{mm}^2$, attraverso la quale l'energia prodotta dal campo verrà vettoriata verso la Sottostazione Elettrica di Utenza. Qui, a mezzo di un trasformatore MT/AT, verrà innalzato il livello di tensione al valore del punto di connessione alla RTN (150 kV). Il collegamento tra la Sottostazione Elettrica di Utenza e lo stallo arrivo produttore a 150 kV presso la futura SE di smistamento, verrà realizzato senza linea AT interposta (**inserimento in stazione adiacente**).

3. Valutazione previsionale dei campi elettromagnetici

Lo scopo del presente elaborato è quello di stimare i campi elettromagnetici generati durante l'esercizio dalle varie apparecchiature elettriche facenti parte dell'Impianto di Utenza³ ai fini della valutazione dell'esposizione umana, e dimostrare che i livelli di emissione non costituiranno rischi per la popolazione.

Gli elementi di impianto oggetto di valutazione, sono quelli di seguito elencati:

- Moduli fotovoltaici;
- Inverter;
- Cabine di trasformazione;
- Linee elettriche MT;
- Sottostazione Elettrica di Utenza MT/AT 30/150 kV;
- Stallo di collegamento con la nuova SE di smistamento della RTN.

I risultati ottenuti, vengono riportati nei successivi paragrafi.

³ Ai sensi della Norma CEI 0-16 si definisce Impianto di Utenza l'impianto di produzione nella disponibilità dell'Utente.

3.1 Moduli Fotovoltaici

I moduli fotovoltaici lavorano in corrente continua e non in corrente alternata, per cui la generazione di campi variabili è limitata ai soli transitori di corrente (durante la ricerca del MPP da parte dell'inverter, e durante l'accensione o lo spegnimento) e sono comunque di brevissima durata.

Nella certificazione dei moduli fotovoltaici alla norma CEI 82-8 (IEC 61215) non sono comunque menzionate prove di compatibilità elettromagnetica, poiché assolutamente irrilevanti.

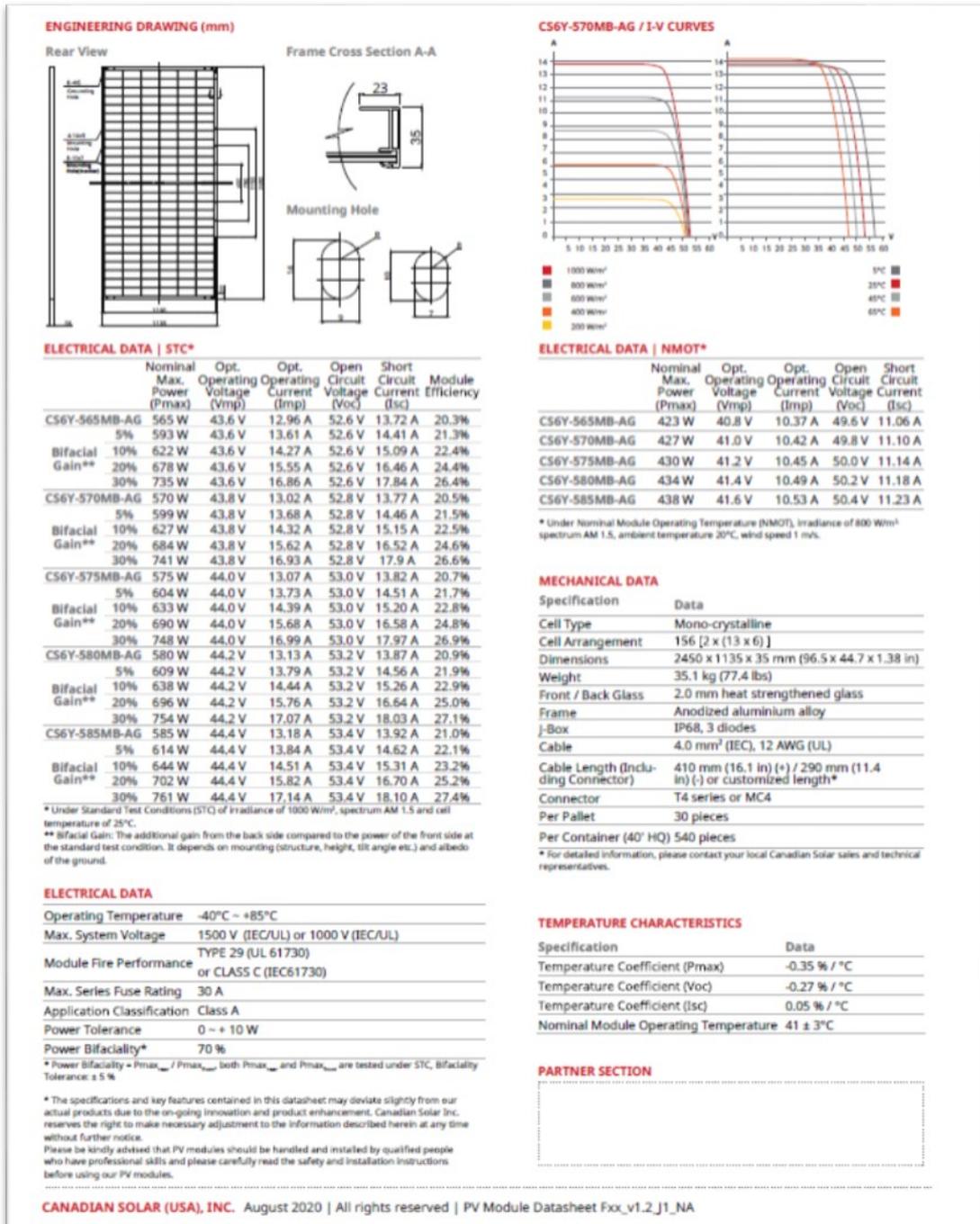


Tabella 1: datasheet moduli fotovoltaici

3.2 Inverter

Gli inverter sono apparecchiature che al loro interno utilizzano un trasformatore ad alta frequenza per ridurre le perdite di conversione. Essi pertanto sono costituiti per loro natura da componenti elettronici operanti ad alte frequenze. D'altro canto il legislatore ha previsto che tali macchine, prima di essere immesse sul mercato, possiedano le necessarie certificazioni a garantirne sia l'immunità dai disturbi elettromagnetici esterni, sia le ridotte emissioni per minimizzarne l'interferenza elettromagnetica con altre apparecchiature elettroniche posizionate nelle vicinanze o con la rete elettrica stessa (via cavo). A questo scopo gli inverter previsti possiedono la certificazione di rispondenza alle normative di compatibilità elettromagnetica (EMC) (CEI EN 50273 (CEI 95-9), CEI EN 61000-6-3 (CEI 210-65), CEI EN 61000-2-2 (CEI 110-10), CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31), CEI EN 61000-3-3 (CEI 110-28), CEI EN 55022 (CEI 110-5), CEI EN 55011 (CEI 110-6)).

Tra gli altri aspetti queste norme riguardano:

- disturbi alle trasmissioni di segnale operate dal gestore di rete in sovrapposizione alla trasmissione di energia sulle sue linee;
- variazioni di tensione e frequenza. La propagazione in rete di queste ultime è limitata dai relè di controllo della protezione di interfaccia asservita al dispositivo di interfaccia. Le fluttuazioni di tensione e frequenze sono però causate per lo più dalla rete stessa. Si rendono quindi necessarie finestre abbastanza ampie, per evitare una continua inserzione e disinserzione dell'impianto fotovoltaico;
- la componente continua immessa in rete. Il trasformatore elevatore contribuisce a bloccare tale componente. In ogni modo il dispositivo di interfaccia di ogni inverter interviene in presenza di componenti continue maggiori dello 0.5% della corrente nominale.

Il layout di impianto prevede l'utilizzo di inverter multistringa è HUAWEI SUN2000-215KTL-H0 da 200 kW, le cui caratteristiche elettriche lato AC sono deducibili dalla scheda tecnica di seguito riportata:

Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.00%
European Efficiency	≥98.60%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	50 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
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 (189.6 lb.)

Tabella 2: datasheet inverter Huawei 215 kVA

Ai sensi della “Guida non vincolante di buona prassi per l’attuazione della direttiva 2013/35/UE relativa ai campi elettromagnetici – Volume 1: Guida pratica” la valutazione dei campi elettromagnetici generati dagli inverter per applicazioni fotovoltaiche non è richiesta, a condizione che nell’ambiente di lavoro non ci siano lavoratori con dispositivi impiantabili attivi.

3.3 Cabine elettriche di trasformazione BT/MT

L'indagine del campo magnetico generato all'interno e nelle immediate vicinanze delle cabine elettriche di conversione e trasformazione BT/MT, esula dagli scopi della presente relazione, trattandosi di siti interclusi alla libera circolazione e nei quali il tempo di permanenza agli addetti ai lavori è tale da non costituire significativo rischio per la salute. Ciò nonostante, se ne riporta uno studio in condizioni di portata di corrente in servizio normale, intesa, ai sensi della Norma CEI 11-60, come la corrente che può essere sopportata da un conduttore per il 100% del tempo con limiti accettabili del rischio di scarica sugli oggetti mobili e sulle opere attraversate e dell'invecchiamento, in quanto, ai sensi dell'art. 6 del D.P.C.M. 8 luglio 2008, i proprietari devono comunicare non solo l'ampiezza delle fasce di rispetto ma anche i dati per il calcolo delle stesse ai fini delle verifiche delle Autorità Competenti.

Per la determinazione della Distanza di Prima Approssimazione delle cabine elettriche di trasformazione BT/MT, è stata applicata la procedura di calcolo definita dal Decreto Ministeriale 29 maggio 2008.

La struttura semplificata sulla base della quale viene calcolata la DPA, intesa come distanza da ciascuna delle pareti (tetto, pavimento e pareti laterali), è un sistema trifase, percorso da una corrente pari alla corrente nominale dell'avvolgimento di bassa tensione, e con distanza tra le fasi pari al diametro dei cavi reali in uscita dal trasformatore stesso.

Sotto queste ipotesi, l'espressione che consente di determinare la DPA è quella di seguito riportata:

$$\frac{DPA}{\sqrt{I}} = 0,40942 X^{0,5241} \quad (1)$$

dove:

- DPA è la distanza di prima approssimazione [m];
- I è la corrente nominale dell'avvolgimento di bassa tensione del trasformatore [A];
- X è il diametro dei cavi in uscita dal trasformatore [m].

Considerando che il layout di impianto prevede la presenza di trasformatori di taglia differente (4000 kVA e 2500 kVA), cautelativamente, ai fini del calcolo, si è fatto riferimento alle cabine di trasformazione equipaggiate con n° 2 trasformatori da 4000 kVA con rapporto di trasformazione nominale 0,8/30 kV. Per tenere conto della presenza delle due macchine, è stata calcolata la *corrente nominale di bassa tensione equivalente*:

$$I_{n BT eq.} = 5574 A$$

Assumendo che ciascuna fase BT sarà costituita da n° 12 cavi unipolari da 240 mm², utilizzando la tabella sotto allegata, si può determinare il diametro del cavo da prendere in considerazione ai fini dell'applicazione della (1) per il calcolo della DPA:

Numero conduttori	Sezione nominale	Diametro indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Diametro est. indicativo di produzione	Peso indicativo del cavo	Resistenza Elettrica a 20°C	Portate di corrente (A)	
Cores number	Cross section	Approx conductor diameter	Insulation medium thickness	Approx external production diameter	Approx cable weight	Electric resistance at 20°C	Current carrying capacities (A)	
(N°)	(mm²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ohm/km)	30°C In tubo o in aria in air or pipe	(*) 20°C Interrato in ground
1x	1.5	1.6	0.7	6.05	51	13.3	20	21
	4	2.6	0.7	7.15	84	4.95	37	35
	6	3.4	0.7	7.5	104	3.3	48	44
	10	4.4	0.7	7.99	152	1.91	66	59
	16	5.7	0.7	9.1	211	1.21	88	77
	25	6.9	0.9	10.4	301	0.78	117	100
	35	8.1	0.9	11.7	396	0.554	144	121
	50	9.8	1	14.05	556	0.386	175	150
	2.5	2	0.7	6.5	63	7.98	28	27
	70	11.6	1.1	15.9	761	0.272	222	184
	95	13.3	1.1	17.59	991	0.206	269	217
	120	15.1	1.2	19.9	1219	0.161	312	259
	150	16.8	1.4	22.01	1517	0.129	355	287
	185	18.6	1.6	24.2	1821	0.106	417	323
240	21.4	1.7	26.88	2366	0.0801	490	379	
300	23.9	1.8	31.7	2947	0.0641	-	429	
400	27.5	2	35.1	3870	0.0486	-	541	
2x	1.5	1.6	0.7	9.6	125	13.3	22	23
	2.5	2	0.7	10.1	151	7.98	30	30
	4	2.6	0.7	11.9	210	4.95	40	39
	6	3.4	0.7	12.7	260	3.3	51	49
	10	4.4	0.7	14.27	395	1.91	69	66
	16	5.7	0.7	16.3	576	1.21	91	86
	25	6.9	0.9	19	806	0.78	119	111
	35	8.1	0.9	21.4	1052	0.554	146	136
	50	9.8	1	25.5	1465	0.386	175	168
	70	11.6	1.1	30.8	2282	0.272	221	207
	95	13.3	1.1	33.9	2917	0.206	265	245
	120	15.1	1.2	37.9	3678	0.161	305	284
150	16.8	1.4	42	4028	0.129	-	324	
3x	1.5	1.6	0.7	9.9	142	13.3	19.5	19
	2.5	2	0.7	11	185	7.98	26	25
	4	2.6	0.7	12.5	246	4.95	35	32
	6	3.4	0.7	13.5	317	3.3	44	41
	10	4.4	0.7	16.5	503	1.91	60	55
	16	5.7	0.7	18.5	690	1.21	80	72
	25	6.9	0.9	21.9	991	0.78	105	93
	35	8.1	0.9	23.99	1370	0.554	128	114
	50	9.8	1	29.5	1941	0.386	154	141
	70	11.6	1.1	33.9	2680	0.272	194	174
	95	13.3	1.1	37.8	3487	0.206	233	206
	120	15.1	1.2	42.66	4406	0.161	268	238
150	16.8	1.4	46.87	5440	0.129	300	272	
185	18.6	1.6	53.5	6750	0.106	340	306	
240	21.4	1.7	60.65	8778	0.0801	398	360	

Tabella 3: Scheda tecnica cavi elettrici BT

Tenendo conto del diametro del singolo cavo e del numero di cavi costituenti ciascuna fase BT, si ricava un diametro equivalente del fascio di cavi in uscita dai trasformatori di circa 323 mm, pertanto, applicando la (1) si ottiene una distanza di prima approssimazione, arrotondata al mezzo metro superiore, pari a:

DPA = 17 m

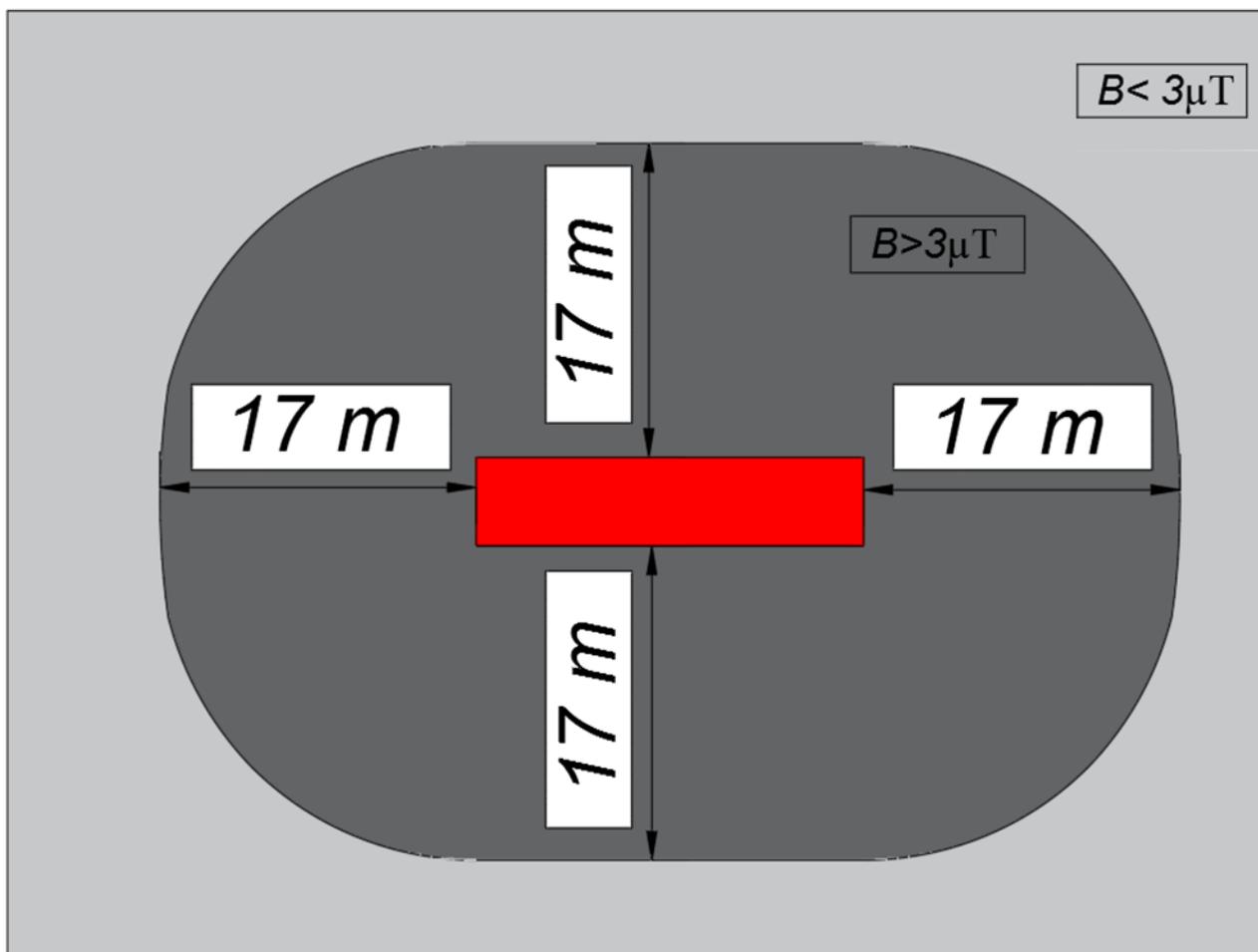


Figura 5: Distanza di prima approssimazione cabina elettrica equipaggiata con n° 2 trasformatori da 4000 kVA

Considerando che le cabine saranno realizzate all'interno di un sito intercluso alla libera circolazione, che non saranno presidiate e che l'eventuale tempo di permanenza degli operatori in occasione di manutenzione ordinaria e/o straordinaria sarà inferiore alle 4 ore giornaliere, si può affermare che i livelli di emissione non costituiscono pericoli per la popolazione.

3.4 Linee elettriche di media tensione

Come descritto nella relazione tecnica generale, è prevista la realizzazione di n° 5 linee elettriche di campo, a mezzo delle quali le Cabine Elettriche di Trasformazione BT/MT verranno collegate al quadro elettrico generale di media tensione installato all'interno della cabina di raccolta, e una dorsale di media tensione di collegamento con la Sottostazione Elettrica di Utente MT/AT.

Il profilo trasversale del campo magnetico generato dalle linee elettriche in cavo interrato, misurato a 1 m dal piano di calpestio, ha un andamento del tipo indicato nelle figure seguenti, dove:

- le curve della figura a si riferiscono a linee trifasi con conduttori distanziati tra loro di 0,20 m posati rispettivamente a 1,00 m, 1,50 m e 2,00 m di profondità, paralleli tra loro e alla superficie di calpestio. La corrente di ogni fase è di 200 A;
- le tre curve di figura b sono riferite a linee con fasi disposte a trifoglio e distanti tra loro 0,05 m con profondità di posa per fase di cui alla precedente figura.

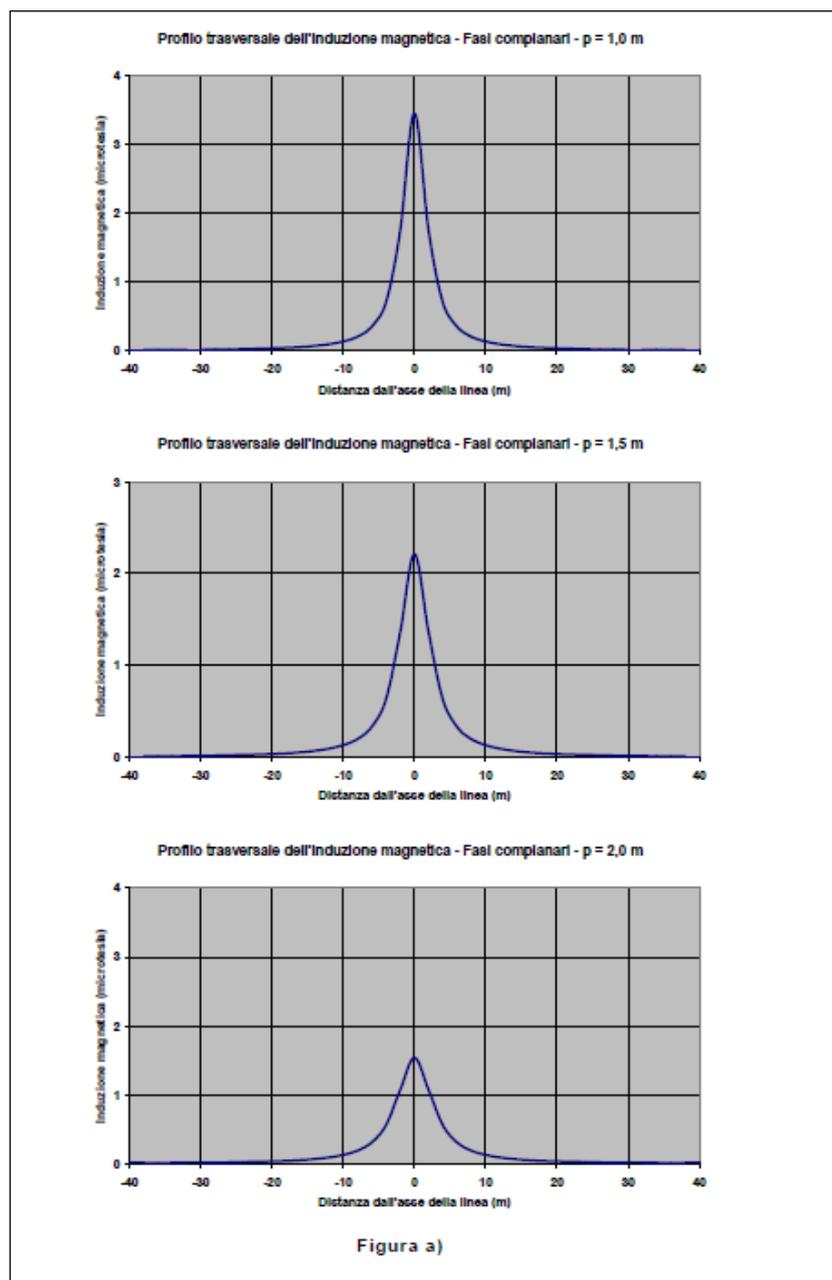


Figura 6: induzione magnetica generata da linee trifasi con conduttori distanziati tra loro di 0,20 m posati rispettivamente a 1,00 m, 1,50 m e 2,00 m di profondità, paralleli tra loro e alla superficie di calpestio. La corrente di ogni fase è di 200 A – Norma CEI 11-17

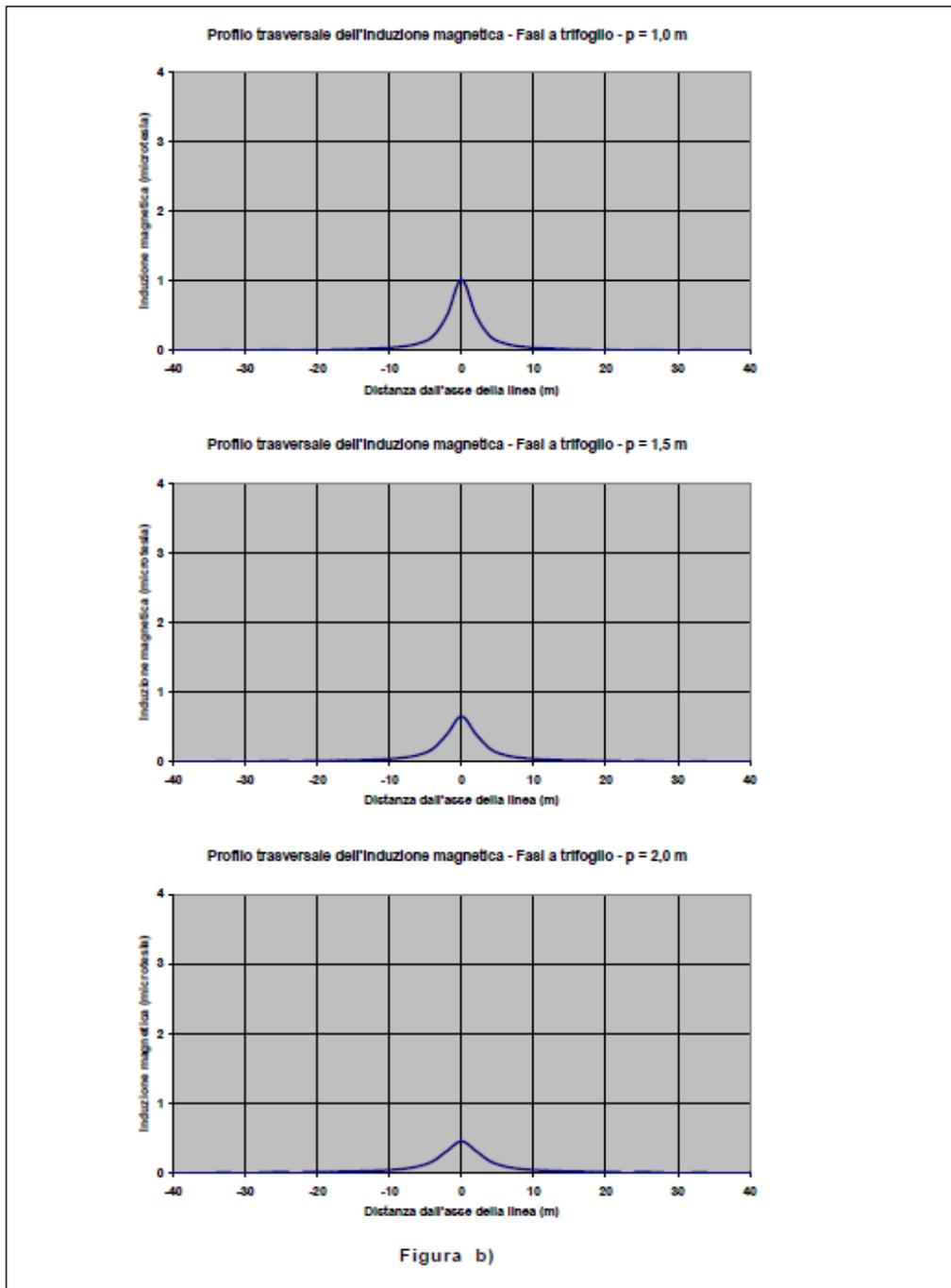


Figura 7: induzione magnetica generata da linee trifasi con conduttori distanziati tra loro di 0,05 m posati rispettivamente a 1,00 m, 1,50 m e 2,00 m di profondità, paralleli tra loro e alla superficie di calpestio. La corrente di ogni fase è di 200 A – Norma CEI 11-17

Analizzando i grafici sopra rappresentati, si nota che l'intensità del campo magnetico generato decresce rapidamente con la distanza e che l'incremento della profondità di posa e l'avvicinamento delle fasi e la loro disposizione a trifoglio, a parità di altre condizioni, attenua il campo.

Al contrario, nel caso di linea in doppia terna, a parità di profondità di posa, la configurazione con le fasi disposte in piano e a contatto è, in genere, migliore di quella a trifoglio, se le fasi delle due

terne sono disposte in maniera ottimale, soprattutto per quanto riguarda i valori di induzione magnetica ad una certa distanza dall'asse della linea. Inoltre, in questi casi, anche la distanza tra le due terne rappresenta un fattore importante ai fini della mitigazione del campo magnetico. I risultati di calcolo riportati nella figura seguente, tratta dalla Norma CEI 106-11, illustrano tali affermazioni ed evidenziano come, nel caso della posa a trifoglio, i valori dell'induzione magnetica diminuiscano all'aumentare della distanza tra le due terne, mentre con la posa in piano si verificano esattamente l'opposto.

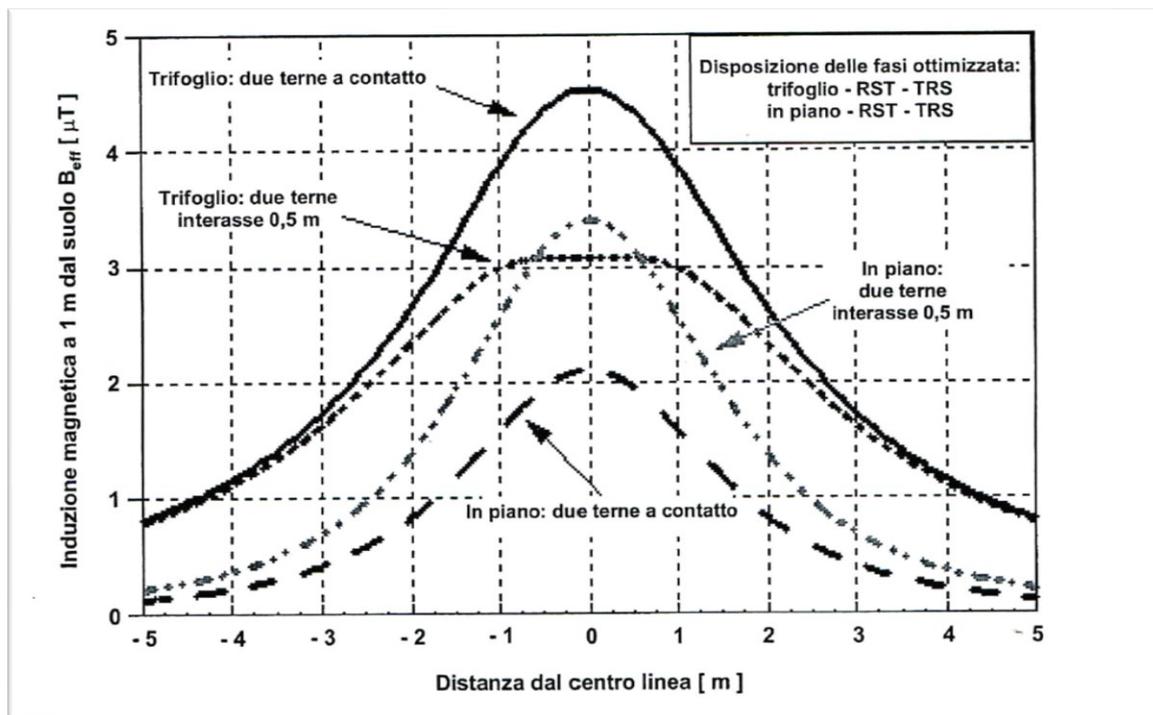


Figura 8: Confronto tra i profili laterali dell'induzione magnetica a 1 m da terra di due terne poste rispettivamente a trifoglio e in piano a contatto, $I=1000$; profondità di posa= 1,2 m; diametro cavi 100 mm

L'esempio riportato sopra dimostra inoltre come, nel caso dei cavi disposti in doppia terna, le combinazioni dei parametri geometrici ed elettrici che entrano in gioco nella determinazione della distribuzione del campo magnetico siano in pratica più numerose e/o maggiormente modificabili di quelle precedentemente individuate per tipiche linee elettriche aeree. Infatti, come è facilmente intuibile, esiste una maggior libertà nella scelta della geometria di posa delle due terne e nella disposizione delle fasi dei cavi.

In fase di progettazione definitiva, per la realizzazione degli elettrodotti di media tensione si è scelto di utilizzare cavi tripolari ad elica visibile ARE4H5EX 18/30 kV adatti per posa interrata.

ARE4H5E(X) 18/30(36)kV SK1 (SHOCK PROOF 1)

Contatto
Vendita Cavi Mercato
nexans.cavi@nexans.com

CAVI A 30 kV UNIPOLARI O TRIPOLARI A SPIRALE VISIBILE CON ISOLAMENTO XLPE A SPESSORE RIDOTTO, GUAINA DI ALLUMINIO E GUAINA A SPESSORE MAGGIORATO DI PE, A TENUTA D'ACQUA E RESISTENTI ALL'IMPATTO.

STANDARDS

Internazionale EN 60228;
HD 620; IEC 60502-2

Nazionale CEI 20-68

DESCRIZIONE

APPLICAZIONI

Nelle reti di distribuzione energia, per sistemi di tensione a 30 kV (Um 36 kV). Per installazioni fisse interne o esterne, posato in aria o direttamente o indirettamente interrato, anche in ambienti bagnati.

CARATTERISTICHE

Il cavo SK1 (SHOCK PROOF 1) si basa sull'uso di una guaina a spessore maggiorato di uno speciale composto termoplastico che migliora notevolmente la resistenza allo schiacciamento e all'impatto. Esso è progettato per sostituire i pesanti e rigidi cavi armati con metallo, nelle situazioni dove è fondamentale la protezione contro i danneggiamenti. Per la presenza della guaina a spessore maggiorato, conformemente alla norma CEI 11-17 punto 4.3.11 b, questo cavo è equivalente ad un cavo armato e può essere direttamente interrato senza alcuna protezione meccanica esterna.

Il metodo tradizionale per ridurre i danneggiamenti meccanici è proteggere il cavo con armatura metallica, generalmente a nastri, o utilizzare protezioni esterne durante l'installazione. Entrambe queste soluzioni hanno numerosi svantaggi se comparate ai cavi non armati:

- nei cavi armati risultano maggiori il peso, la rigidità e il tempo di installazione;
- le protezioni esterne (tubi, canaline coperte, ecc.) non proteggono il cavo durante il trasporto e le fasi di installazione e comportano extra costi e aumento dei tempi di installazione.

BENEFICI DEI CAVI SK1

- buon comportamento all'impatto e allo schiacciamento
- costi di installazione più bassi
- assenza di corrosione per mancanza dell'armatura metallica
- maneggevolezza, flessibilità, leggerezza
- a tenuta d'acqua radiale e longitudinale

MARCATURA (a getto d'inchiostro)

Unipolari ARE4H5E



Temp. max di servizio del conduttore
90 °C



Minima temperatura d'installazione
-20 °C



Fattore di curvatura durante l'installazione
20 (x0)



Fattore di curvatura per installazione fase
15 (x0)



Tenuta d'acqua radiale
Yes



Tenuta d'acqua longitudinale
Yes

Tutte le illustrazioni, i disegni, le specifiche, i programmi e particolari di vario genere su pesi, formati e dimensioni contenuti nella documentazione tecnica o commerciale di Nexans e' proprietà intellettuale.
Versione 1.4 Genovese 31/07/20 www.nexans.it Pagina 1 / 5

Nexans

Figura 9: cavi MT ARE4H5EX 18/30 kV adatti per posa interrata

CARATTERISTICHE ELETTRICHE

Nome	Capacità nominale [μF / km]	Reattanza di fase a 50 Hz a trifoglio [Ohm/km]	Massima resistenza el. del cond. a 20°C in c.c. [Ohm/km]	Resistenza el. del cond. a 90°C in c.a. - trifoglio [Ohm/km]	Portata di corrente cavi in aria a 30°C - trifoglio [A]	Portata di corrente cavi interrati a 20°C - trifoglio [A]	Corrente di corto circuito nel conduttore 1s [kA]
ARE4H5E(X) 18/30 kV 50 mm ² SK1	0,15	0,152	0,641	0,822	189	168	4,7
ARE4H5E(X) 18/30 kV 70 mm ² SK1	0,166	0,143	0,443	0,568	235	205	6,6
ARE4H5E(X) 18/30 kV 95 mm ² SK1	0,193	0,134	0,32	0,411	284	245	9
ARE4H5E(X) 18/30 kV 120 mm ² SK1	0,217	0,128	0,253	0,325	328	279	11,3
ARE4H5E(X) 18/30 kV 150 mm ² SK1	0,233	0,124	0,206	0,265	369	312	14,2
ARE4H5E(X) 18/30 kV 185 mm ² SK1	0,252	0,119	0,164	0,211	424	353	17,5

Tutte le illustrazioni, i disegni, le specifiche, i programmi e particolari di vario genere su pecc, formato e dimensioni contenuti nella documentazione tecnica o commerciale di Nexans e' puzzerata indicativa.

Versione 1.4 Generato 21/07/20 www.nexans.it Pagina 4 / 5



ARE4H5E(X) 18/30(36)kV SK1 (SHOCK PROOF 1)

Contatto
Vendita Cavi Mercato
nexans.cavi@nexans.com

Nome	Capacità nominale [μF / km]	Reattanza di fase a 50 Hz a trifoglio [Ohm/km]	Massima resistenza el. del cond. a 20°C in c.c. [Ohm/km]	Resistenza el. del cond. a 90°C in c.a. - trifoglio [Ohm/km]	Portata di corrente cavi in aria a 30°C - trifoglio [A]	Portata di corrente cavi interrati a 20°C - trifoglio [A]	Corrente di corto circuito nel conduttore 1s [kA]
ARE4H5E(X) 18/30 kV 240 mm ² SK1	0,28	0,114	0,125	0,161	501	410	22,7
ARE4H5E(X) 18/30 kV 300 mm ² SK1	0,304	0,11	0,1	0,129	574	463	28,3
ARE4H5E(X) 18/30 kV 400 mm ² SK1	0,335	0,106	0,0778	0,101	669	530	37,8
ARE4H5E(X) 18/30 kV 500 mm ² SK1	0,363	0,102	0,0605	0,08	777	604	47,2
ARE4H5E(X) 18/30 kV 630 mm ² SK1	0,396	0,098	0,0469	0,063	901	687	59,5

Tabella 4: scheda tecnica dei cavi MT scelti in fase di progettazione definitiva

In relazione all'esposizione dei lavoratori e della popolazione ai campi magnetici generati durante l'esercizio, l'utilizzo di *cavi tripolari ad elica visibile* fa sì che l'obiettivo di qualità di 3μT venga raggiunto già a brevissima distanza dall'asse del cavo stesso (50 ÷ 80 cm) anche nelle condizioni di portata al limite termico, grazie alla ridotta distanza tra le fasi e la loro continua trasposizione dovuta alla cordatura.

Tuttavia, considerando che la scelta adottata potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva, cautelativamente è stato calcolato il valore dell'induzione magnetica generata al livello del suolo durante l'esercizio ai sensi dalla Norma CEI 211-4: “**Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche**”, adottando le seguenti ipotesi di lavoro:

- Tipologia di cavi: unipolari;
- Tipologia di posa: interrata;
- Profondità di posa: 1,20 m per le linee interne al campo e 1,40 m per la dorsale.

Per limitare il valore dell'induzione magnetica generata a livello del suolo sulla verticale del cavo nelle condizioni limite di portata, verrà adottata la disposizione delle **fasi a trifoglio** per le linee interne al campo, mentre per la dorsale sarà privilegiata la **posa in piano**:

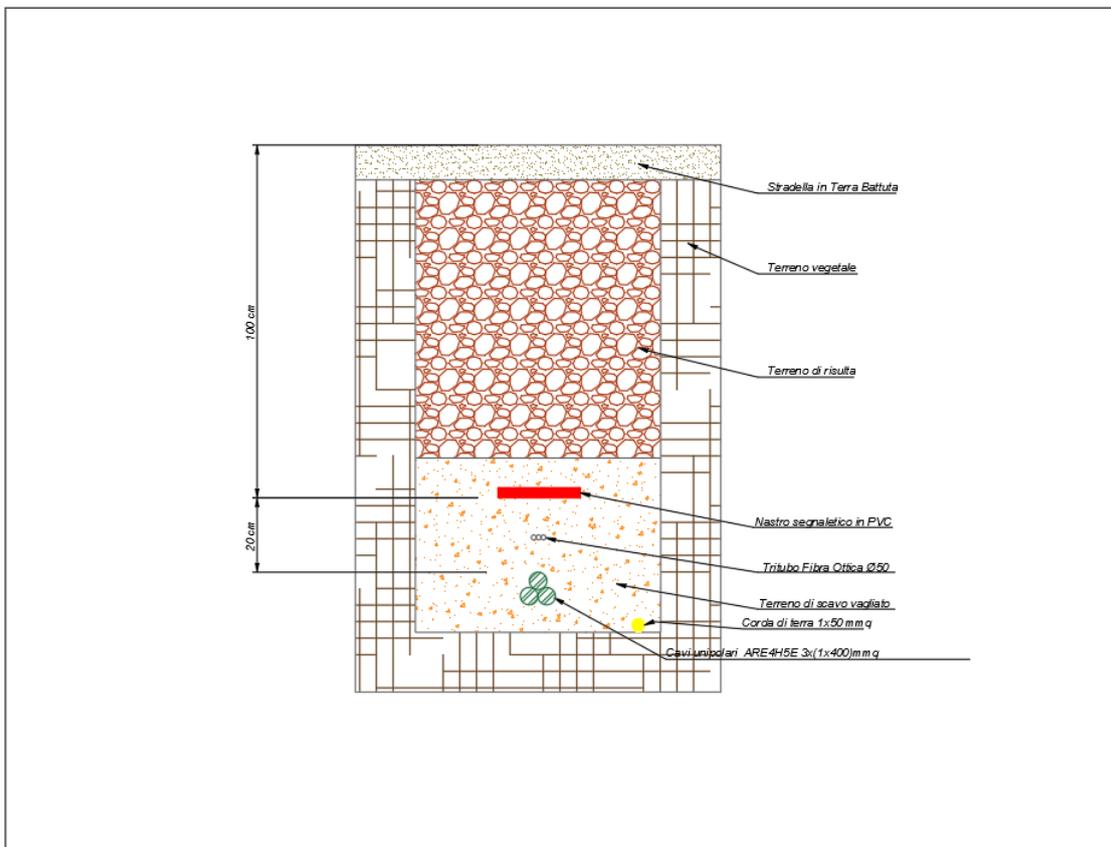


Figura 10: tipico di posa linea MT 30 kV fasi disposte a trifoglio

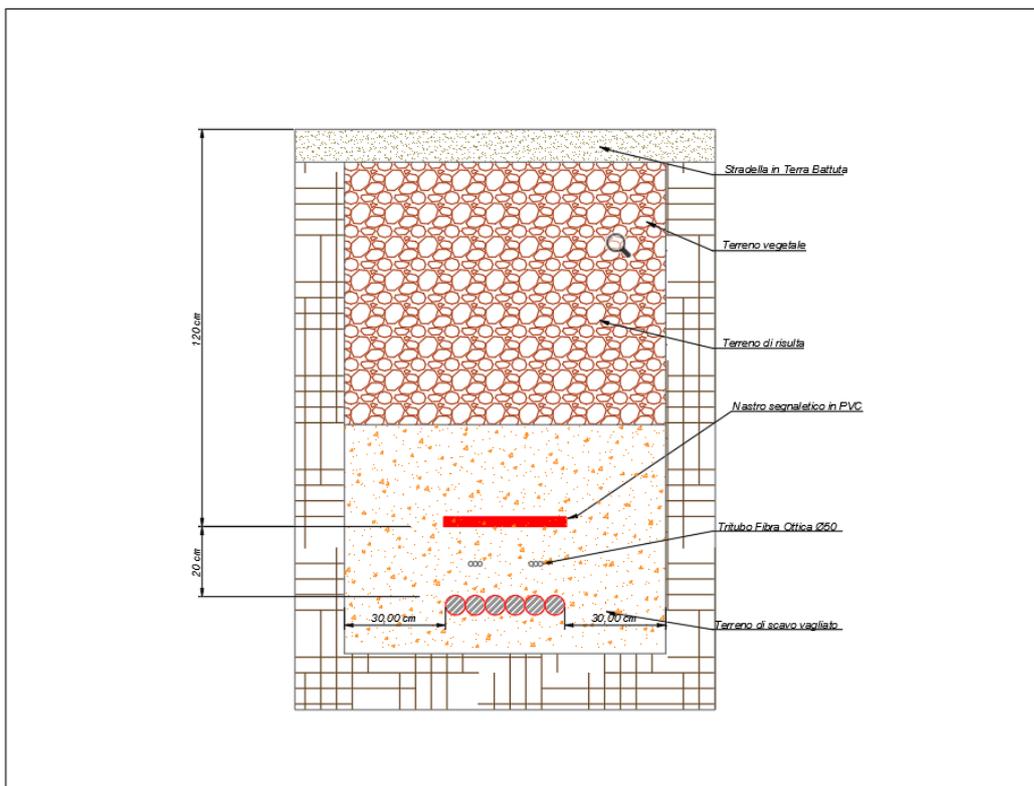


Figura 11: tipico di posa dorsale MT 30 kV fasi disposte in piano

Applicando la metodologia di calcolo prevista dalla Norma CEI 211-4 “Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche”, è stata calcolata l’induzione magnetica generata dalle linee durante l’esercizio.

Si tratta di un modello di calcolo di tipo bidimensionale che applica la legge di Biot e Savart per determinare l’induzione magnetica dovuta a ciascun conduttore percorso da corrente e quindi il principio di sovrapposizione degli effetti per determinare l’induzione magnetica totale, tenendo ovviamente conto delle fasi delle correnti, supposte simmetriche ed equilibrate.

Per l’applicazione del modello, sono state assunte le seguenti schematizzazioni della linea:

- tutti i conduttori sono stati considerati rettilinei, orizzontali, di lunghezza infinita e paralleli tra loro;
- le correnti sono state considerate concentrate negli assi centrali dei conduttori;
- non sono state considerate le correnti indotte negli schermi;
- il terreno è stato considerato perfettamente trasparente dal punto di vista magnetico e quindi sono state trascurate le immagini dei conduttori rispetto al suolo.

Per la determinazione del campo magnetico generato dalle linee elettriche di media tensione interne al campo, si è fatto riferimento al tratto di *trincea prossima alla cabina di raccolta*, in cui è prevista la posa delle 5 terne di cavi:

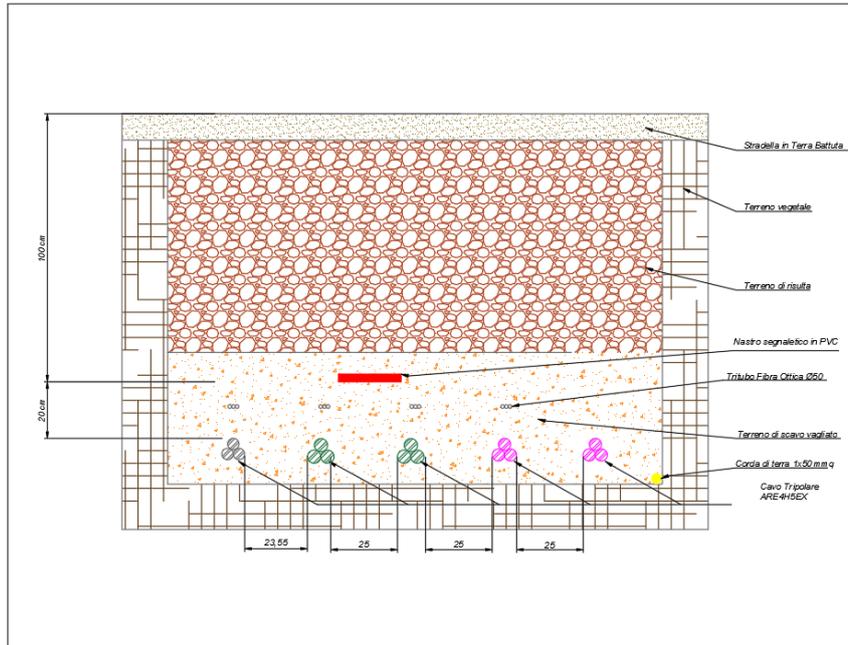


Figura 12: tratta di trincea di scavo preso in considerazione ai fini del calcolo dell'induzione magnetica a livello del suolo

I risultati ottenuti vengono mostrati nelle figure seguenti:

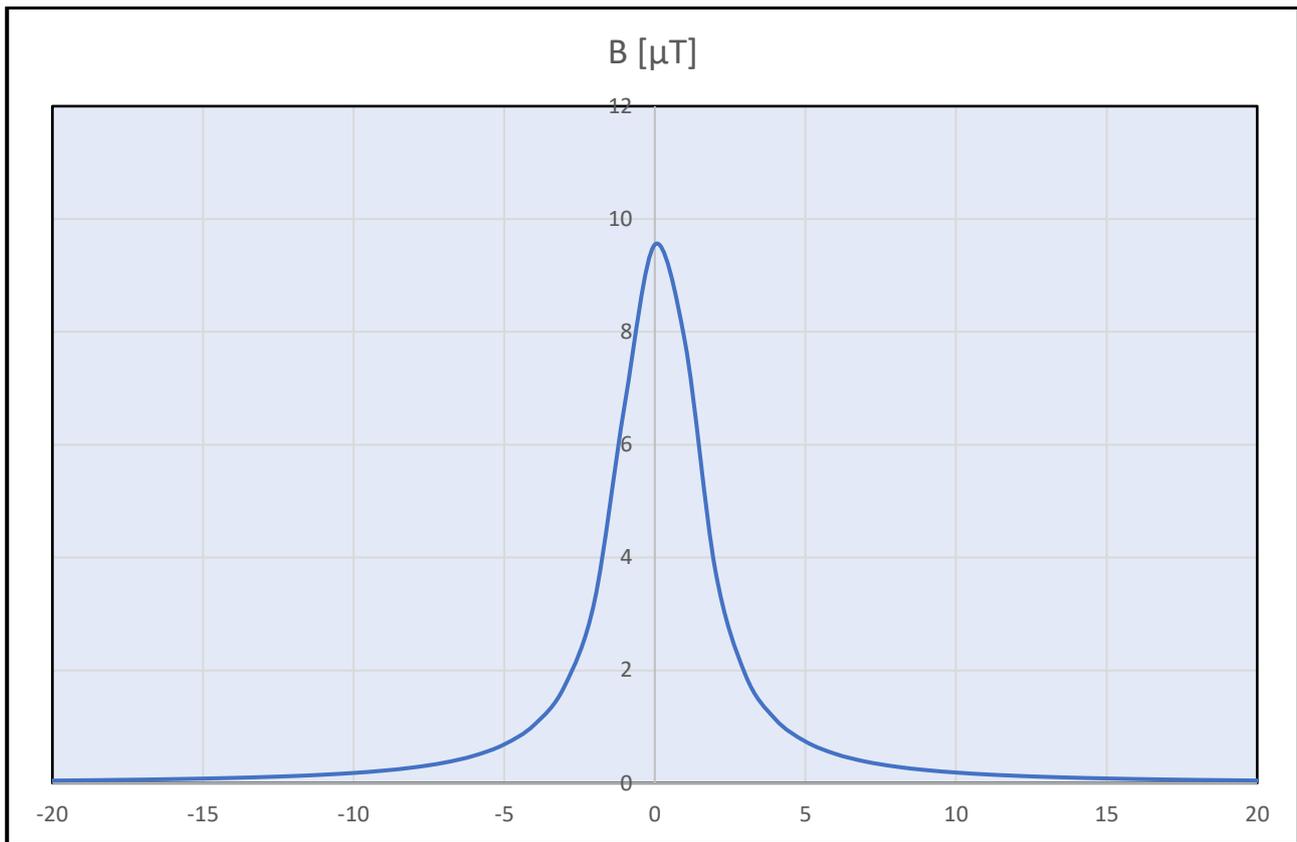


Figura 13: Induzione magnetica generata dalle linee MT in corrispondenza dell'ultimo tratto della trincea di scavo, valutata ai sensi della Norma CEI 211-4 – Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche. Fasi disposte a trifoglio interrate ad una profondità non inferiore a 1,20 m e distanziate di 25 cm

Il grafico sopra rappresentato, mostra che le linee elettriche di media tensione, generano durante l'esercizio, a livello del suolo sulla verticale del cavo, un valore di induzione magnetica superiore all'obiettivo di qualità di $3\mu\text{T}$ fissato dal D.P.C.M. 8 luglio 2003. Ciò nonostante, bisogna considerare che le linee si sviluppano all'interno di un sito intercluso alla libera circolazione ove il tempo di permanenza degli addetti ai lavori in occasione di manutenzione ordinaria e/o straordinaria è tale da non costituire significativo rischio per la salute, e che il calcolo è stato condotto prudenzialmente in corrispondenza dell'ultimo tratto della trincea di scavo, in prossimità della cabina di raccolta.

Diversamente, considerando che la dorsale MT di collegamento con la Sottostazione Elettrica di utenza si sviluppa all'esterno dell'area di impianto, al fine di ridurre l'entità del campo generato durante l'esercizio a livello del suolo sulla verticale del cavo, è stata privilegiata la **posa in piano** considerando una profondità di posa pari a 1,40 m.

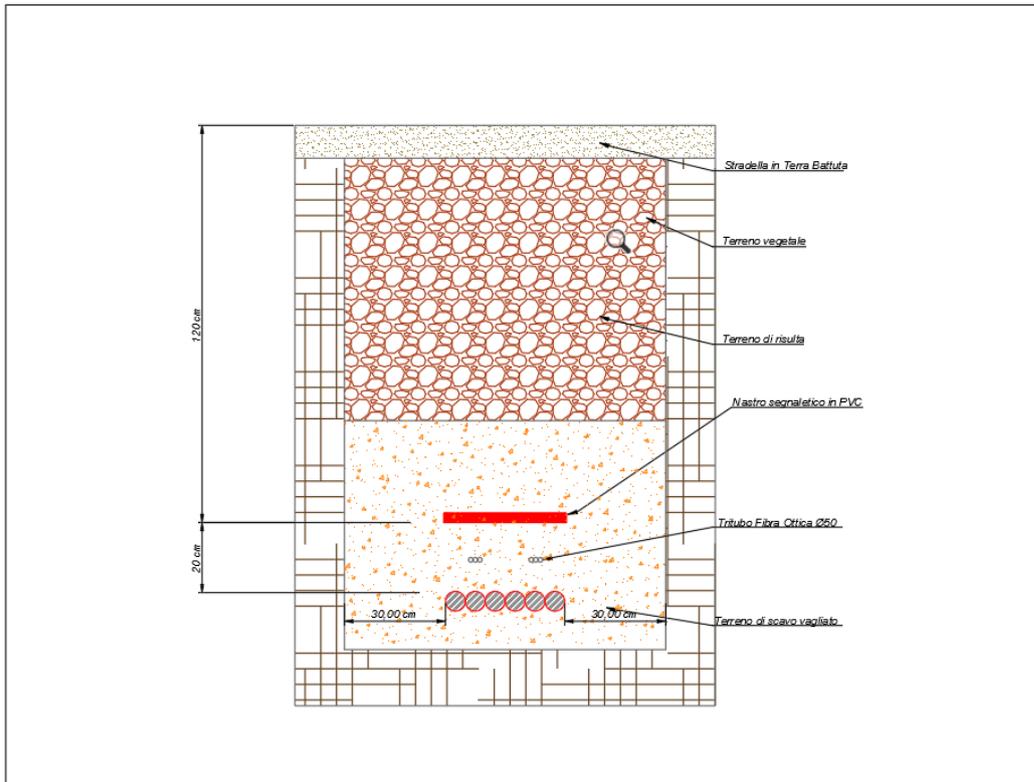


Figura 14: particolare di posa dorsale MT 30 kV di collegamento con la Sottostazione Elettrica di Utenza

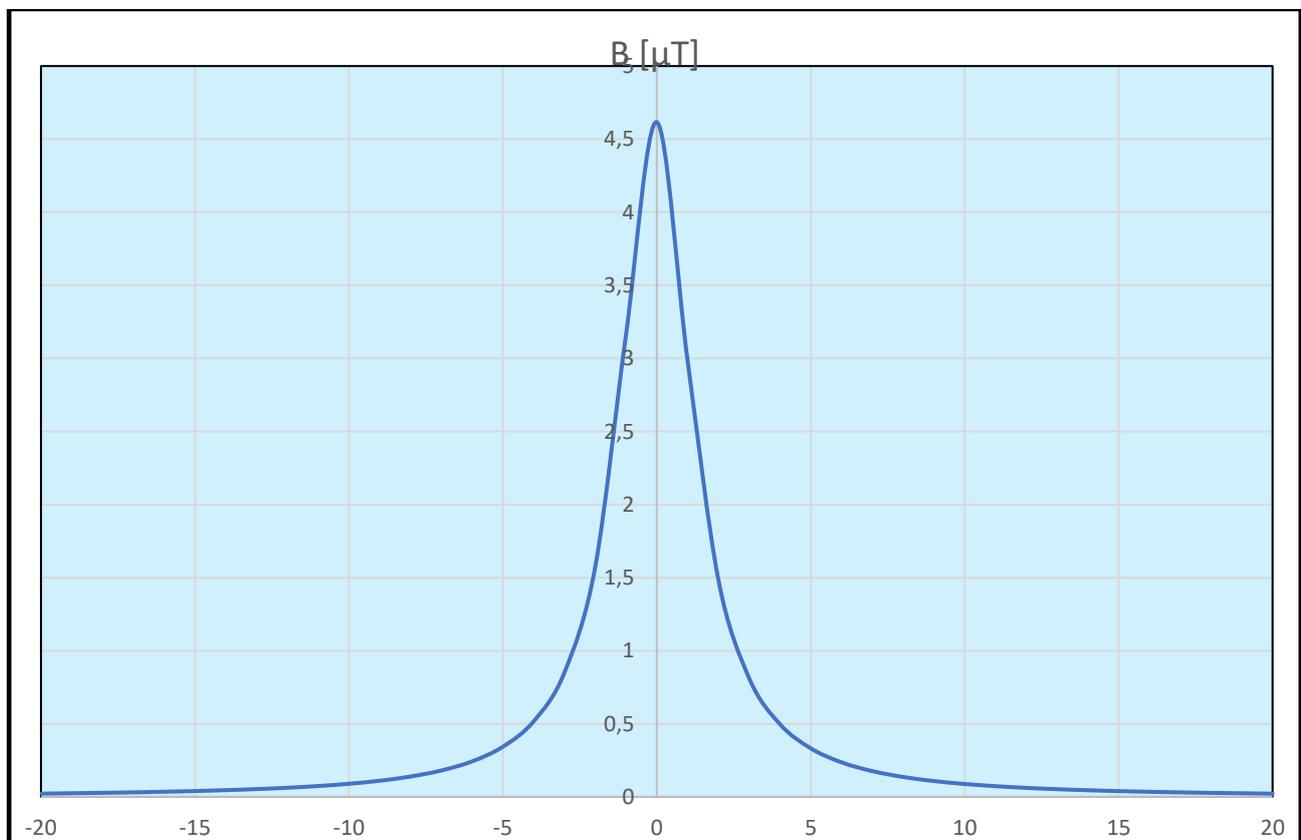


Figura 15: Induzione magnetica generata durante l'esercizio dalla dorsale MT 30 kV costituita da 2 terne in parallelo da 400 mm² valutata ai sensi della Norma CEI 211-4 – Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche. Fasi disposte in piano, intensità di corrente $I = 790 A$, profondità di posa 1,40 m

3.5 Sottostazione Elettrica di Utenza MT/AT 30/150kV

La Sottostazione Elettrica di Utenza MT/AT, verrà realizzata nel Comune di Ginosa in Contrada Lama di Pozzo su lotto di terreno distinto al N.C.T. Foglio n. 119 particella n° 219., e consentirà di innalzare il livello di tensione al valore del punto di connessione alla Rete (150 kV). Si tratta di una Stazione Elettrica di Trasformazione isolata in aria, come rappresentato nella figura sottostante:



Figura 16: Inquadramento Territoriale su Ortofoto della Futura Stazione RTN, della Sottostazione Elettrica di Utenza della Società Proponente e delle infrastrutture elettriche necessarie per la connessione da condividere con altri Produttori

Per questa tipologia di impianti la DPA e, quindi, la fascia di rispetto, rientrano generalmente, nei confini di pertinenza dell'impianto stesso. Quanto affermato, trova riscontro nella **“Linea Guida per l'applicazione del § 5.1.3 dell'Allegato al DM 29.05.08 – Distanza di prima approssimazione (DPA) da linee e cabine elettriche”**, elaborata da Enel Distribuzione S.p.A. quale supporto tecnico all'applicazione del § 5.1.3 dell'Allegato al DM 29 maggio 2008 “Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto degli elettrodotti”:

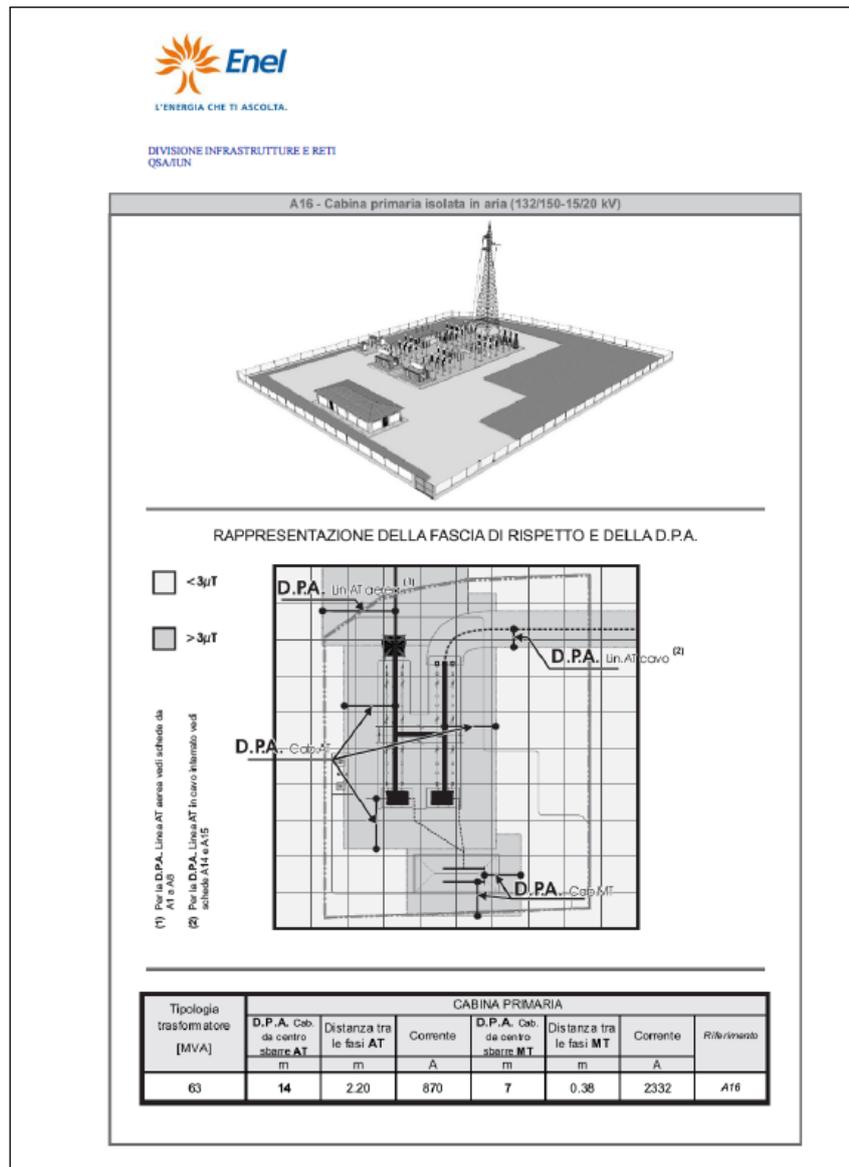


Figura 17: DPA Cabine Primarie Enel equipaggiate con n°2 trasformatori da 63MVA

Ciò nonostante, ai fini del calcolo della DPA, è stata applicata la procedura prescritta dalla norma CEI 106-11 **“Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003”** la quale prevede delle formule analitiche approssimate che permettono il calcolo immediato dell'induzione magnetica. Tali formule derivano dalla

considerazione che l'induzione magnetica generata da un sistema di conduttori di lunghezza infinita e tra di loro paralleli può essere espresso dalla scomposizione in serie della legge di Biot-Savart e che, per punti relativamente lontani dai conduttori, quali quelli di interesse per la valutazione delle fasce di rispetto a $3\mu\text{T}$ lo sviluppo in serie può essere troncato al primo termine, con una approssimazione tanto più accettabile tanto più elevata è la distanza dai conduttori. Con questa approssimazione le curve isolivello dell'induzione magnetica sono le circonferenze aventi per centro il centro geometrico dei conduttori.

L'analisi è stata condotta con riferimento alle sbarre AT di stazione, le quali sono assimilabili ad un sistema trifase di conduttori rettilinei disposti tra loro parallelamente e percorsi da una terna di correnti simmetriche ed equilibrate:

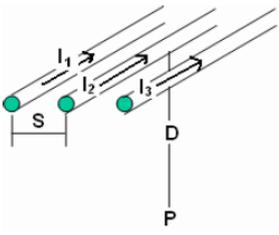
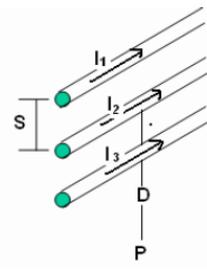
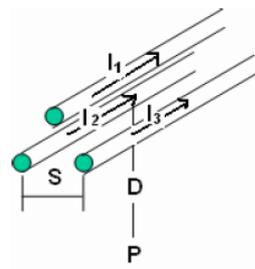
a) Terna trifase di conduttori in piano	b) Terna trifase di conduttori in verticale	c) Terna trifase di conduttori a triangolo
		
$B(\mu\text{T}) = 0,2 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{I S}{D D}$		$B(\mu\text{T}) = 0,1 \cdot \sqrt{6} \cdot \frac{I S}{D D}$

Figura 18: Campo magnetico H e induzione magnetica B prodotti nel punto P da linee elettriche unifilari e bifilari

Assumendo i seguenti dati di progetto:

- Altezza delle sbarre: 7,50 m;
- Distanza tra le sbarre: 2,20 m;
- Valore efficace della corrente di sbarre: 1250 A;
- Valore efficace della tensione: 150 kV.

ed applicando la formula semplificata prevista dalla Norma CEI 106-12 si ottiene un valore di induzione magnetica pari a:

$$B (\mu T) = 0,2 \times \sqrt{3} \times \frac{I \times S}{D \times D} = 0,2 \times \sqrt{3} \times \frac{1250 \times 2,2}{7,5 \times 7,5} = 17 \mu T$$

a cui corrisponde una *distanza di prima approssimazione*, arrotondata al mezzo metro superiore, di **18 m**. La DPA rientra pertanto nei confini di pertinenza dell'impianto.

3.6 Collegamento AT 150 kV con la futura Stazione Elettrica RTN

La Sottostazione Elettrica di UtENZA verrà collegata con il sistema di sbarre della stazione di connessione senza linea AT interposta (*inserimento in stazione adiacente*).

Ai fini della determinazione del Campo Induzione Magnetica generato durante l'esercizio dallo stallo di collegamento, è stata applicata la formula analitica riportata nella Norma CEI 106-12 "Guida pratica ai metodi e criteri di riduzione dei campi magnetici prodotti dalle cabine elettriche, assimilando il sistema di sbarre ad una terna di conduttori disposti in piano:

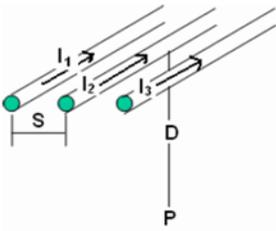
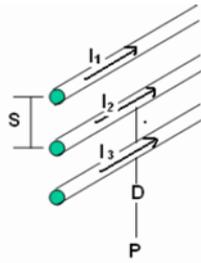
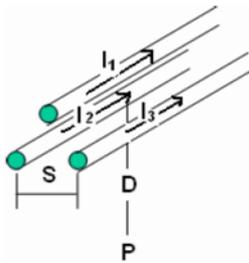
a) Terna trifase di conduttori in piano	b) Terna trifase di conduttori in verticale	c) Terna trifase di conduttori a triangolo
		
$B(\mu T) = 0,2 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{I \cdot S}{D \cdot D}$		$B(\mu T) = 0,1 \cdot \sqrt{6} \cdot \frac{I \cdot S}{D \cdot D}$

Figura 19: Schema di principio per il calcolo delle distanze da terne di conduttori disposti in piano e a trifoglio oltre le quali l'induzione magnetica è inferiore all'obiettivo di qualità

Assumendo i seguenti dati di progetto:

- Altezza delle sbarre: 7,50 m;
- Distanza tra le sbarre: 2,20 m;
- Valore efficace della corrente di sbarre: 1250 A;
- Valore efficace della tensione: 150 kV.

si ottiene un valore di induzione magnetica pari a:

$$B (\mu\text{T}) = 0,2 \times \sqrt{3} \times \frac{I \times S}{D \times D} = 0,2 \times \sqrt{3} \times \frac{1250 \times 2,2}{7,5 \times 7,5} = 17 \mu\text{T}$$

A cui corrisponde una DPA pari a 18 m.

4. Conclusioni

Alla luce dei calcoli eseguiti, non si riscontrano particolari problematiche relative all'impatto elettromagnetico generato dalle linee e cabine/stazioni elettriche, infatti:

- i moduli fotovoltaici non generano campi variabili nel tempo, di conseguenza non sono applicabili le prescrizioni del D.P.C.M. 8 luglio 2003;
- gli inverter presentano le certificazioni necessarie a garantirne sia l'immunità dai disturbi elettromagnetici esterni, sia le ridotte emissioni per minimizzarne l'interferenza elettromagnetica con altre apparecchiature elettroniche posizionate nelle vicinanze o con la rete elettrica stessa (via cavo).
- le DPA delle cabine MT/BT rientrano nei confini di pertinenza dell'impianto fotovoltaico;
- l'induzione magnetica generata dalle linee MT risulta superiore agli obiettivi di qualità; per ridurre il rischio di esposizione verranno adottati, in fase progettazione esecutiva e di costruzione dell'impianto, provvedimenti finalizzati a mitigare il campo elettromagnetico;
- la DPA della Sottostazione Elettrica di Utenza rientra nei confini di pertinenza dell'impianto;
- per lo stallo AT di collegamento con la SE Terna, è necessario considerare una DPA di 18 m.

Ciò nonostante, a lavori ultimati si potranno eseguire delle prove sul campo che dimostrino l'esattezza dei calcoli e delle assunzioni fatte.