



REGIONE BASILICATA  
PROVINCIA DI POTENZA  
COMUNE DI OPPIDO LUCANO



PROGETTO DI UN IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DENOMINATO "AGRIVOLTAICO PIANI GORGO\_ PEZZA CHIARELLA" DA REALIZZARSI NEL COMUNE DI OPPIDO LUCANO (PZ) NELLE CONTRADE DI "PIANI GORGO" E DI "PEZZA CHIARELLA" E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE CON POTENZA PARI A 16.883,10 kW<sub>p</sub> (15.600,00 kW IN IMMISSIONE) INTEGRATO CON TECNOLOGIA STORAGE.

PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE TECNICA CAMPI ELETTROMAGNETICI



livello prog.	GOAL	tipo doc.	N° elaborato	N° foglio	NOME FILE	DATA	SCALA
PD					OP1314_A8	04.08.2021	1:10.000

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO



PROPONENTE:

OMEGA CENTAURO S.R.L.  
Via Mercato 3, 20121 Milano (MI)  
CF:11467100969

ENTE:

PROGETTAZIONE:

HORIZONFIRM

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



IL PROGETTISTA

**Impianto di produzione di energia elettrica da fonte  
energetica rinnovabile attraverso tecnologia fotovoltaica  
denominato “AGRIVOLTAICO PIANI GORGO\_  
PEZZA CHIARELLA”**

**Codice Pratica STMG 201900194**

**Progetto definitivo**

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

## Sommario

Premessa .....	3
Riferimenti Normativi .....	5
Descrizione generale dell'impianto .....	6
Sotto-sezione A (Località Piani Gorgo) .....	7
Sotto-sezione B (Pezza Chiarella) .....	8
Valutazione previsionale dei campi elettromagnetici .....	9
Moduli Fotovoltaici .....	10
Inverter .....	12
Cabine elettriche di trasformazione BT/MT .....	13
Linee elettriche di media tensione .....	16
Sottostazione Elettrica di Utenza MT/AT 30/150kV .....	22
Elettrodotto AT 150 kV di collegamento con la SE di Oppido .....	25
Conclusioni .....	28

## Premessa

La presente relazione tecnica è parte integrante del progetto definitivo dell'impianto di produzione di energia elettrica da fonte energetica rinnovabile, attraverso tecnologia fotovoltaica, integrato da attività agricola, che la Società **Omega Centauro S.r.l.** intende realizzare nel Territorio Comunale di Comunale di Oppido Lucano (PZ) in località "Piani Gorgo", su lotti di terreno distinti al N.T.C. Foglio 15 , p.lla 384 e Foglio 22, p.lle 199, 447, 448, 574, 456, 457, 467, 468, 469, 470, 471, 723 e in località "Pezza Chiarella", su lotti di terreno distinti al N.T.C. Foglio 25, p.lle 102, 263, 174, 177, 45, 49, 452, 453, 145 3 146.

L'impianto oggetto di progettazione, ha una potenza di picco<sup>1</sup> pari a **16.883,1 kWp** e sarà connesso alla Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale RTN a 150 kV. Lo schema di connessione alla Rete, prescritto dal Gestore della Rete Elettrica di Trasmissione con preventivo di connessione ricevuto in data 23/05/2019 e identificato con Codice Pratica 201900194 Prot. Terna 0037201, prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 150 kV su uno stallo a 150 kV della Stazione Elettrica di Smistamento (SE) della RTN a 150 kV denominata "Oppido", previa realizzazione di un nuovo elettrodotto a 150 kV di collegamento tra la SE Oppido e la SE a 380/150 kV di Genzano.

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

---

<sup>1</sup> 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

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)<sup>2</sup>, 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.

---

<sup>2</sup> 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.

## **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”.

## Descrizione generale dell'impianto

L'impianto di produzione di energia elettrica oggetto dell'iniziativa intrapresa dalla Società **Omega Centauro S.r.l.**, ha una potenza di picco<sup>3</sup> pari a **16.883,1 kWp** e, conformemente a quanto prescritto dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale con preventivo di connessione ricevuto in data 23/05/2019 e identificato con Codice Pratica 201900194 Prot. Terna 0037201, verrà collegato in antenna a 150 kV su un nuovo stallo a 150 kV della Stazione Elettrica di Smistamento (SE) della RTN a 150 kV denominata Oppido, previa realizzazione di un nuovo elettrodotto a 150 kV di collegamento tra la SE Oppido e la Stazione Elettrica di Trasformazione 380/150 kV di Genzano:

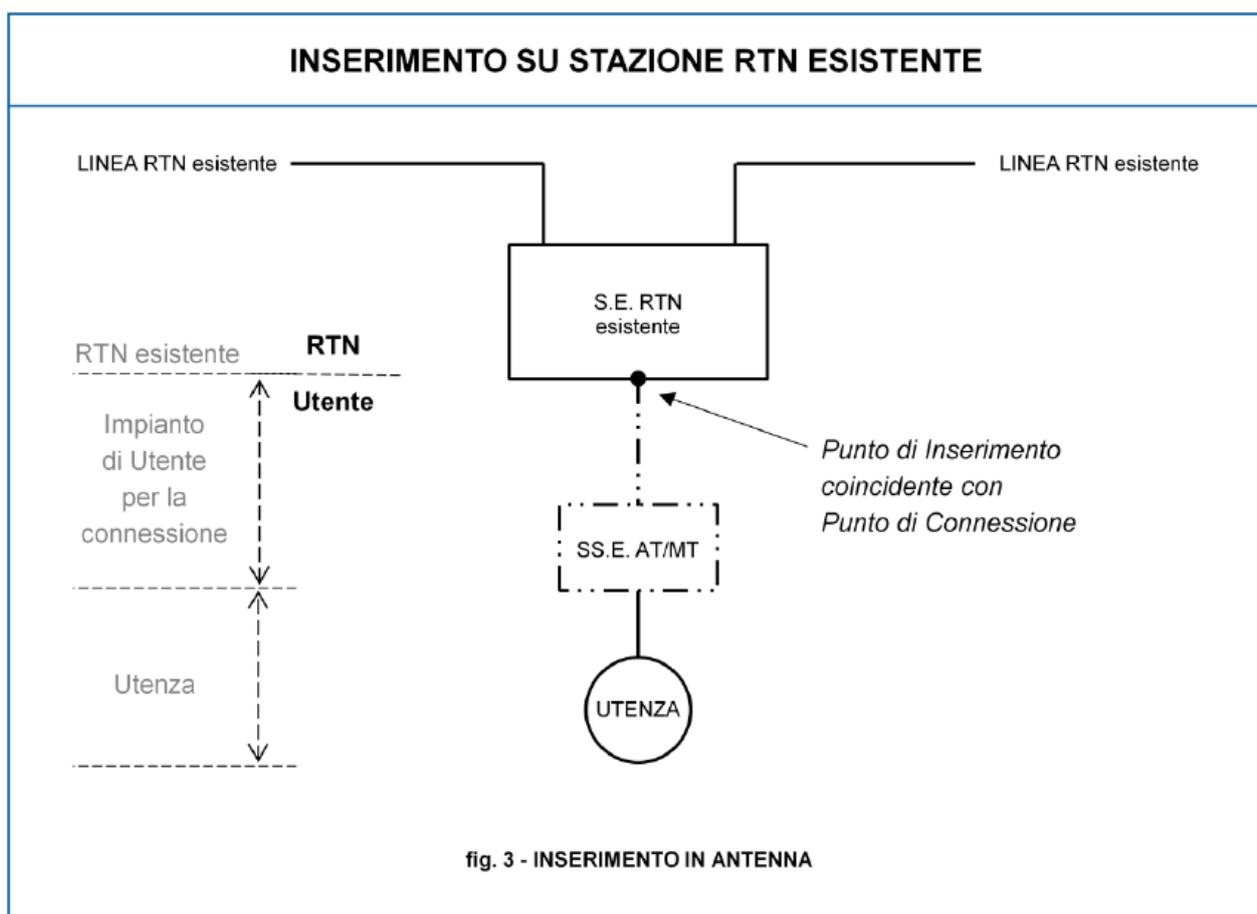


Figura 1: Schema di inserimento in antenna su stazione RTN esistente

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 Utente per la Connessione**, mentre lo stallo arrivo produttore a 150 kV nella suddetta stazione costituisce **Impianto**

<sup>3</sup> Ai sensi della Norma CEI 0-16 la potenza di picco è data dalla somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva valutate in condizioni STC.

**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.**

Fermo restando le caratteristiche delle Opere di Rete necessarie per la connessione, per i cui dettagli si rimanda agli elaborati progettuali sottoposti al Gestore di Rete ai fini del rilascio del parere di rispondenza ai requisiti tecnici indicati nel Codice di Rete, in questo contesto l'attenzione verrà focalizzata sulle apparecchiature e infrastrutture facenti parte dell'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.**

Al fine di massimizzare la producibilità annua dell'impianto, si è scelto di utilizzare **strutture tracker monoassiali del tipo 2-V** da 52 moduli. Come riscontrabile dal layout di impianto, negli appezzamenti di terreno ricadenti in località Pezza Chiarella sono stati disposti complessivamente 275 Tracker, mentre in quelli ricadenti in località Piani Gorgo complessivamente abbiamo 280 Tracker.

Complessivamente dunque sono stati posizionati 555 Tracker e pertanto, tenendo conto della potenza nominale del singolo modulo, la potenza complessiva dell'impianto sarà pari a **16.883,1 kWp.**

Per descrivere in maniera dettagliata l'architettura dell'impianto, in questo contesto chiameremo **Sotto-sezione A** la porzione di impianto che verrà realizzata in Località Piani Gorgo e **Sotto-sezione B** la porzione di impianto che verrà realizzato in Località Pezza Chiarella.

### **Sotto-sezione A (Località Piani Gorgo)**

La sezione di impianto ricadente in località Piani Gorgo verrà realizzata sui lotti di terreno distinti al N.T.C. Foglio 15, p.lla 384 e Foglio 22, p.lle 199, 447, 448, 574, 456, 457, 467, 468, 469, 470, 471, 723, e sarà suddivisa in 3 sottocampi fotovoltaici:

- Sottocampo 1, da 2783,43 kWp;
- Sottocampo 2, da 2783,43 kWp;
- Sottocampo 3, da 2950,74 kWp.

Per ciascun sottocampo, si utilizzeranno inverter multistringa della serie **HUAWEI SUN 2000-215 KTL-HO** per una potenza complessiva di **7.800 kW**.

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, che la Società proponente realizzerà nelle particelle 602 e 603 \_Foglio 25 del Comune di Oppido Lucano.

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.

Considerando che i sottocampi 1&2 verranno realizzati su appezzamenti di terreno contigui, al fine di ridurre gli ingombri e il conseguente impatto ambientale, condivideranno il locale di trasformazione BT/MT, mentre per il sottocampo 3 è prevista la realizzazione di un locale dedicato.

I locali menzionati, verranno collegati al quadro elettrico generale di media tensione installato all'interno della cabina di raccolta, posizionata nella particella 723 \_ Foglio 25 del Comune di Oppido Lucano, attraverso una linea elettrica di media tensione dedicata realizzata in *cavo tripolare ad elica visibile ARE4H5EX 18/30kV* adatto per posa interrata.

Dalla cabina di raccolta della Sezione-A partirà una linea elettrica di media tensione in *cavo tripolare ad elica visibile ARE4H5EX 18/30kV* attraverso la quale l'energia prodotta dal campo verrà vettoriata verso la Sottostazione Elettrica di Utenza 30/150kV da realizzare nella nelle particelle 602 e 603 \_Foglio 25 del Comune di Oppido Lucano, la quale, a sua volta, verrà collegata in antenna, tramite linea AT a 150 kv in cavo interrato, con lo stallo arrivo produttore da realizzare presso la SE di Oppido.

### **Sotto-sezione B (Pezza Chiarella)**

La sezione di impianto ricadente in località Pezza Chiarella verrà realizzata sui lotti di terreno distinti al N.T.C. N.T.C. Foglio 25, p.lle 102, 263, 174, 177, 45, 49, 452, 453, 145 3 146, e sarà suddivisa in 3 sottocampi fotovoltaici:

- Sottocampo 4, da 2935,53 kWp;
- Sottocampo 5, da 2935,53 kWp;
- Sottocampo 6, da 2494,44 kWp.

Per ciascun sottocampo, si utilizzeranno inverter multistringa della serie **HUAWEI SUN 2000-215 KTL-HO** per una potenza complessiva di **7.800 kW**.

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, che la Società proponente realizzerà nelle particelle 602 e 603 \_Foglio 25 del Comune di Oppido Lucano.

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.

Considerando che i sottocampi 1&2 verranno realizzati su appezzamenti di terreno contigui, al fine di ridurre gli ingombri e il conseguente impatto ambientale, condivideranno il locale di trasformazione BT/MT, mentre per il sottocampo 3 è prevista la realizzazione di un locale dedicato.

I locali menzionati, verranno collegati al quadro elettrico generale di media tensione installato all'interno della cabina di raccolta, posizionata nella particella 263 \_ Foglio 25 del comune di Oppido Lucano, attraverso una linea elettrica di media tensione dedicata realizzata in *cavo tripolare ad elica visibile ARE4H5EX 18/30kV* adatto per posa interrata.

Dalla cabina di raccolta della Sezione-A partirà una linea elettrica di media tensione in *cavo tripolare ad elica visibile ARE4H5EX 18/30kV* attraverso la quale l'energia prodotta dal campo verrà vettoriata verso la Sottostazione Elettrica di Utenza 30/150 kV da realizzare nelle particelle 602 e 603 \_Foglio 25 del Comune di Oppido Lucano la quale, a sua volta, verrà collegata in antenna, tramite linea AT a 150 kv in cavo interrato, con lo stallo arrivo produttore da realizzare presso la SE di Oppido.

## **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 Utenza<sup>4</sup> ai fini della valutazione dell'esposizione umana, e dimostrare che i livelli di emissione non costituiranno rischi per la popolazione.

---

<sup>4</sup> Ai sensi della Norma CEI 0-16 si definisce Impianto di Utenza l'impianto di produzione nella disponibilità dell'Utente.

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;
- Elettrodotto AT 150 kV di collegamento con la SE di Oppido.

I risultati ottenuti, vengono riportati nei successivi paragrafi.

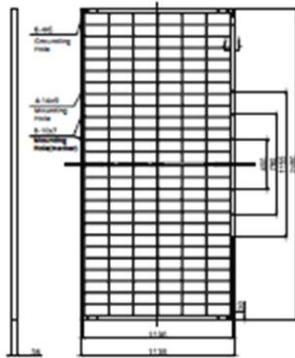
### **Moduli Fotovoltaici**

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.

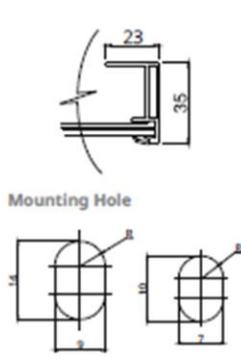
Nella certificazione dei moduli fotovoltaici alla norma CEI 82-8 (IEC 61215) non sono comunque menzionate prove di compatibilità elettromagnetica, poiché assolutamente irrilevanti.

## ENGINEERING DRAWING (mm)

Rear View



Frame Cross Section A-A



## ELECTRICAL DATA | STC\*

	Nominal Max. Power (P <sub>max</sub> )	Opt. Operating Voltage (V <sub>mp</sub> )	Opt. Operating Current (I <sub>mp</sub> )	Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )	Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> )	Module Efficiency	
CS6Y-565MB-AG	565 W	43.6 V	12.96 A	52.6 V	13.72 A	20.3%	
	5% 593 W	43.6 V	13.61 A	52.6 V	14.41 A	21.3%	
	10% 622 W	43.6 V	14.27 A	52.6 V	15.09 A	22.4%	
	20% 678 W	43.6 V	15.55 A	52.6 V	16.46 A	24.4%	
Bifacial Gain**	30% 735 W	43.6 V	16.86 A	52.6 V	17.84 A	26.4%	
	CS6Y-570MB-AG	570 W	43.8 V	13.02 A	52.8 V	13.77 A	20.5%
	5% 599 W	43.8 V	13.68 A	52.8 V	14.46 A	21.5%	
	10% 627 W	43.8 V	14.32 A	52.8 V	15.15 A	22.5%	
Bifacial Gain**	20% 684 W	43.8 V	15.62 A	52.8 V	16.52 A	24.6%	
	30% 741 W	43.8 V	16.93 A	52.8 V	17.9 A	26.6%	
	CS6Y-575MB-AG	575 W	44.0 V	13.07 A	53.0 V	13.82 A	20.7%
	5% 604 W	44.0 V	13.73 A	53.0 V	14.51 A	21.7%	
Bifacial Gain**	10% 633 W	44.0 V	14.39 A	53.0 V	15.20 A	22.8%	
	20% 690 W	44.0 V	15.68 A	53.0 V	16.58 A	24.8%	
	30% 748 W	44.0 V	16.99 A	53.0 V	17.97 A	26.9%	
	CS6Y-580MB-AG	580 W	44.2 V	13.13 A	53.2 V	13.87 A	20.9%
Bifacial Gain**	5% 609 W	44.2 V	13.79 A	53.2 V	14.56 A	21.9%	
	10% 638 W	44.2 V	14.44 A	53.2 V	15.26 A	22.9%	
	20% 696 W	44.2 V	15.76 A	53.2 V	16.64 A	25.0%	
	30% 754 W	44.2 V	17.07 A	53.2 V	18.03 A	27.1%	
CS6Y-585MB-AG	585 W	44.4 V	13.18 A	53.4 V	13.92 A	21.0%	
	5% 614 W	44.4 V	13.84 A	53.4 V	14.62 A	22.1%	
	10% 644 W	44.4 V	14.51 A	53.4 V	15.31 A	23.2%	
	20% 702 W	44.4 V	15.82 A	53.4 V	16.70 A	25.2%	
Bifacial Gain**	30% 761 W	44.4 V	17.14 A	53.4 V	18.10 A	27.4%	

\* Under Standard Test Conditions (STC) of Irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

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

## ELECTRICAL DATA

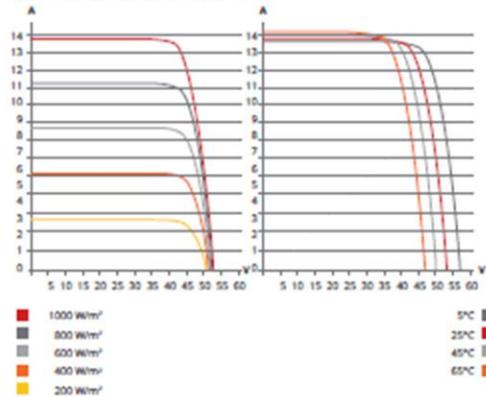
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	30 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ + 10 W
Power Bifaciality*	70 %

\* Power Bifaciality = P<sub>max,back</sub> / P<sub>max,front</sub>, both P<sub>max,back</sub> and P<sub>max,front</sub> are tested under STC, Bifaciality Tolerance: ± 5 %

\* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

## CS6Y-570MB-AG / I-V CURVES



## ELECTRICAL DATA | NMOT\*

	Nominal Max. Power (P <sub>max</sub> )	Opt. Operating Voltage (V <sub>mp</sub> )	Opt. Operating Current (I <sub>mp</sub> )	Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )	Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> )
CS6Y-565MB-AG	423 W	40.8 V	10.37 A	49.6 V	11.06 A
CS6Y-570MB-AG	427 W	41.0 V	10.42 A	49.8 V	11.10 A
CS6Y-575MB-AG	430 W	41.2 V	10.45 A	50.0 V	11.14 A
CS6Y-580MB-AG	434 W	41.4 V	10.49 A	50.2 V	11.18 A
CS6Y-585MB-AG	438 W	41.6 V	10.53 A	50.4 V	11.23 A

\* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), Irradiance of 800 W/m<sup>2</sup> spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

## MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	156 [2 x (13 x 6)]
Dimensions	2450 x 1135 x 35 mm (96.5 x 44.7 x 1.38 in)
Weight	35.1 kg (77.4 lbs)
Front / Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 diodes
Cable	4.0 mm <sup>2</sup> (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	410 mm (16.1 in) (+) / 290 mm (11.4 in) (-) or customized length*
Connector	T4 series or MC4
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	540 pieces

\* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

## TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (P <sub>max</sub> )	-0.35 % / °C
Temperature Coefficient (V <sub>oc</sub> )	-0.27 % / °C
Temperature Coefficient (I <sub>sc</sub> )	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

## PARTNER SECTION



Tabella 1: datasheet moduli fotovoltaici

## **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.

Technical Specifications	SUN2000-196KTL-H0	SUN2000-200KTL-H2	SUN2000-215KTL-H0
Rated active power	196 kW	185 kW	200 kW
Maximum apparent power	216 kVA	215 kVA	215 kVA
Maximum active power (cosφ = 1)	216 kW	215 kW	215 kW
Rated output voltage	800 V AC, 3W+PE	800 V AC, 3W+PE	800 V AC, 3W+PE
Rated output current	141.5 A	133.6 A	144.4 A
Adapted power grid frequency	50 Hz	50 Hz/60 Hz	50 Hz/60 Hz
Maximum output current	155.9 A	155.2 A	155.2 A
Power factor	0.8 leading and 0.8 lagging	0.8 leading and 0.8 lagging	0.8 leading and 0.8 lagging
Maximum total harmonic distortion (rated power)	< 3%	< 3%	< 3%

**Tabella 2: datasheet inverter HUAWEI SUN2000-215KTL**

## **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 per l'impianto in esame sono previste diverse cabine, ciascuna delle quali equipaggiata con trasformatori di taglia differente, a titolo cautelativo, ai fini del calcolo della DPA si è fatto riferimento alla cabina equipaggiata con i trasformatori di taglia superiore (3150 kVA), ottenendo un risultato sicuramente a vantaggio della sicurezza.

Considerando che i trasformatori scelti hanno un rapporto di trasformazione nominale pari a 30/0,8 kV, la corrente nominale dell'avvolgimento di bassa tensione, da prendere ai fini del calcolo della distanza di prima approssimazione, vale:

$$I_{n\ BT} \text{ (Trafo da 3150 kVA)} = 2274 \text{ A}$$

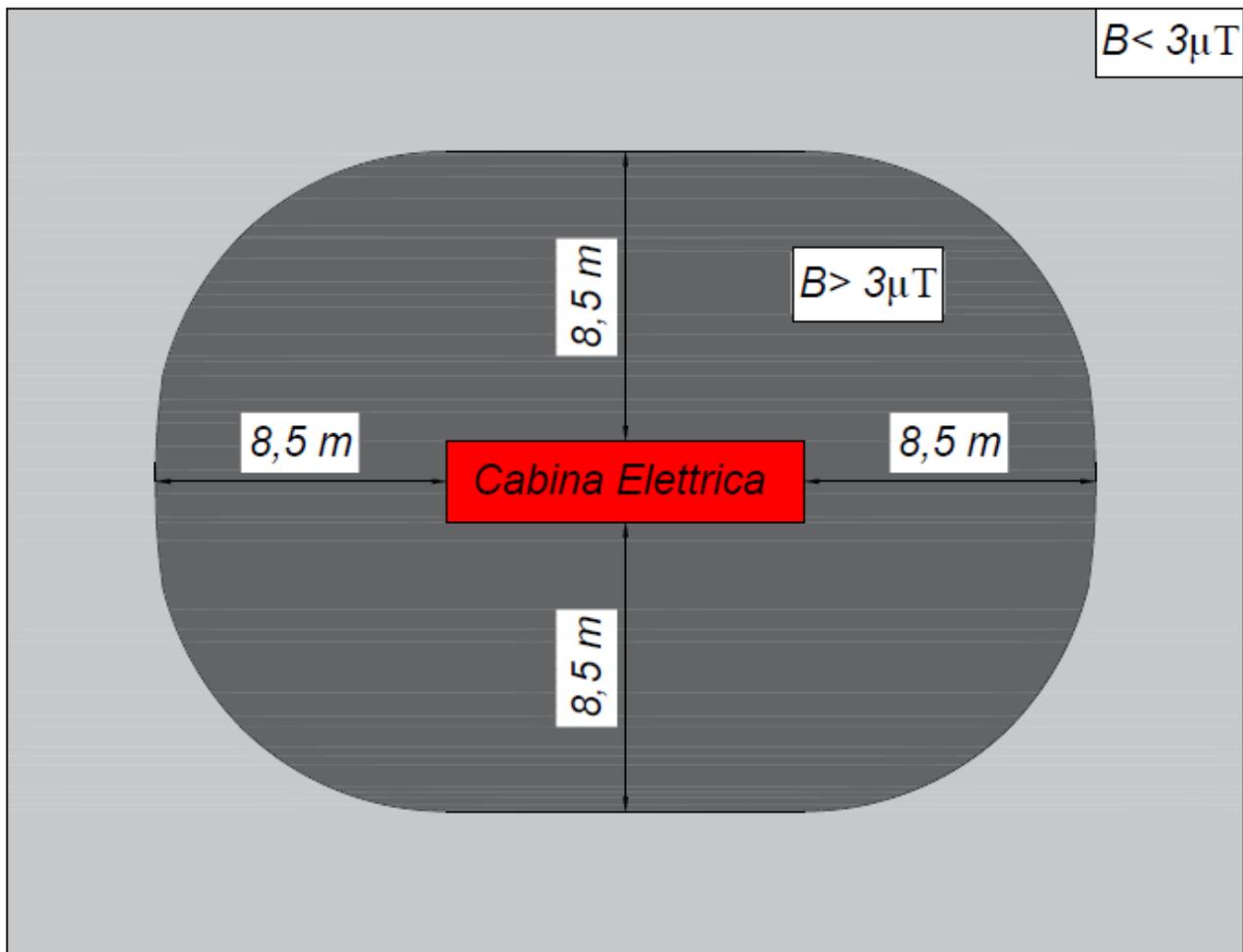
Assumendo che ciascuna fase BT sarà costituita da n° 6 cavi unipolari da 300 mm<sup>2</sup>, utilizzando la tabella sotto allegata, si può determinare il diametro del cavo da prendere in considerazione ai fini dell'applicazione della (1) per il calcolo della DPA:

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	239
	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 200 mm, pertanto, applicando la (1) si ottiene una distanza di prima approssimazione, arrotondata al mezzo metro superiore, pari a:

$$DPA = 8,5 \text{ m}$$



*Figura 2: Distanza di prima approssimazione cabina elettrica equipaggiata con trasformatori da 3150 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.

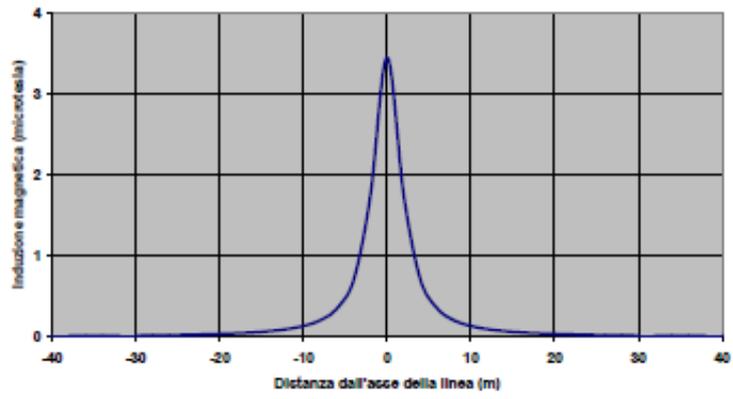
### **Linee elettriche di media tensione**

Come descritto nella relazione tecnica generale, per ciascuna sotto-sezione di impianto è prevista la realizzazione di n° 3 linee elettriche di media tensione, attraverso le quali le cabine di trasformazione BT/MT previste verranno collegate alla cabina di raccolta di pertinenza. Quest'ultima, a sua volta, verrà attraverso una linea MT dedicata con la sezione di media tensione della Sottostazione Elettrica di Utente MT/AT 30/150 kV.

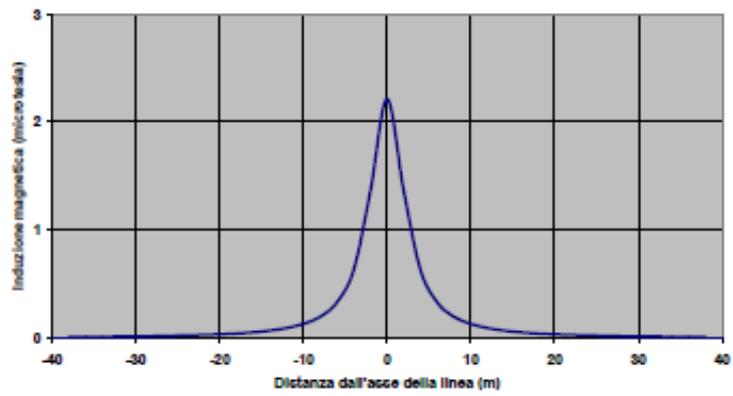
Il profilo trasversale del campo magnetico generato dalle linee elettriche in cavo interrato, misurato a 1 m dal piano di calpestio, ha un andamento del tipo indicato nelle figure seguenti, dove:

- 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.

Profilo trasversale dell'induzione magnetica - Fasce complanari -  $p = 1,0$  m



Profilo trasversale dell'induzione magnetica - Fasce complanari -  $p = 1,5$  m



Profilo trasversale dell'induzione magnetica - Fasce complanari -  $p = 2,0$  m

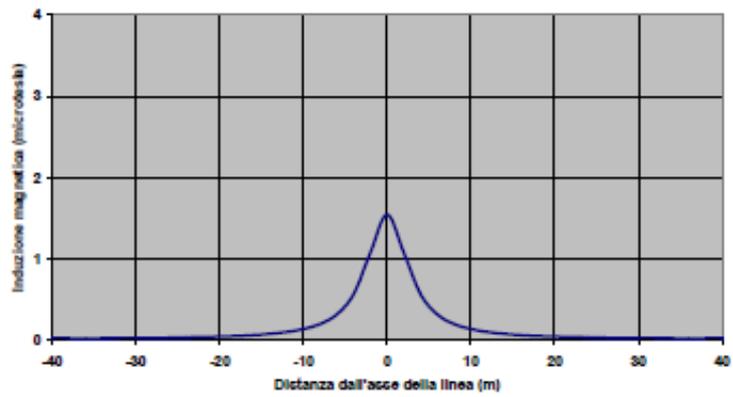
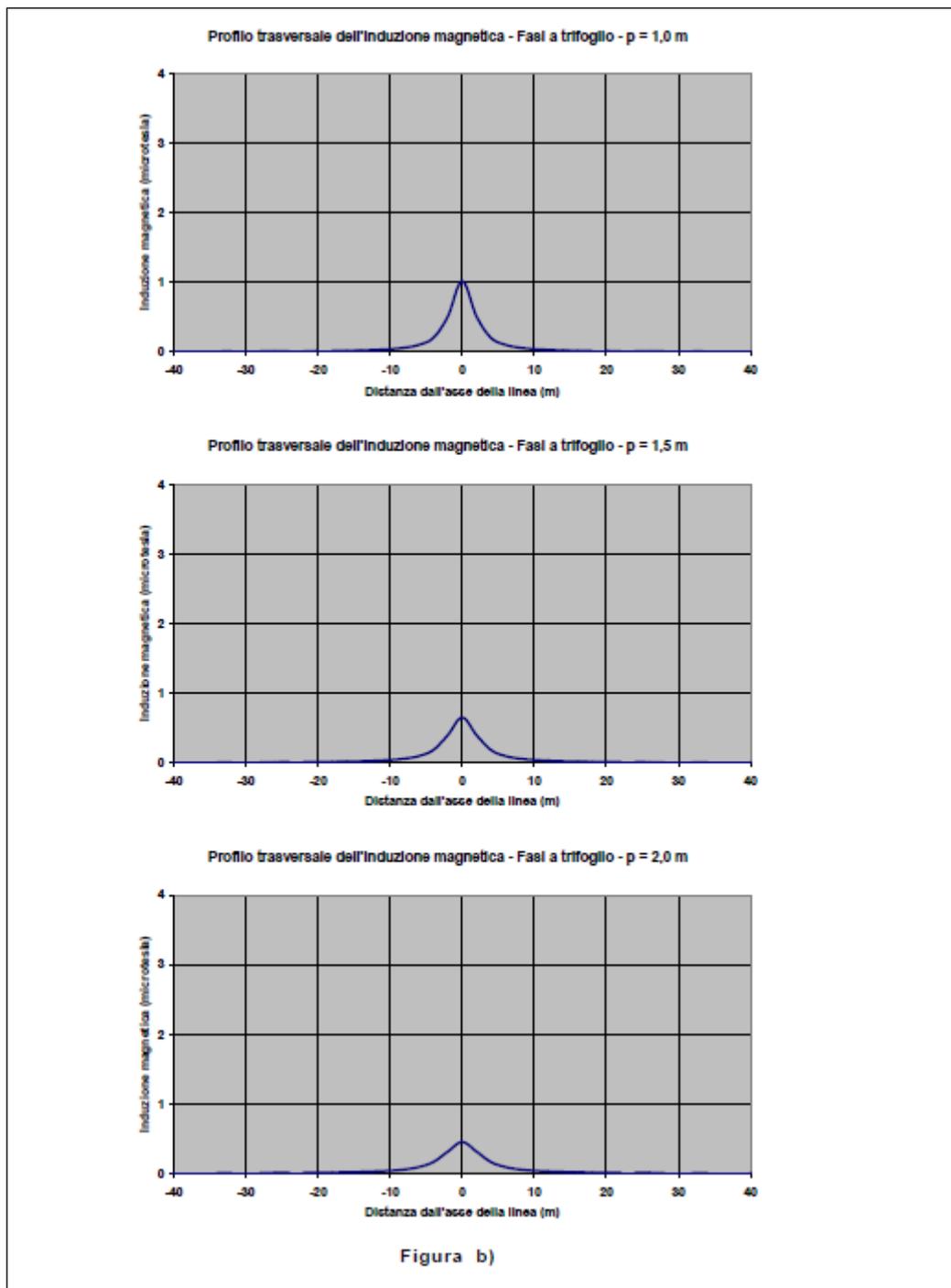


Figura a)



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 verifici esattamente l'opposto.

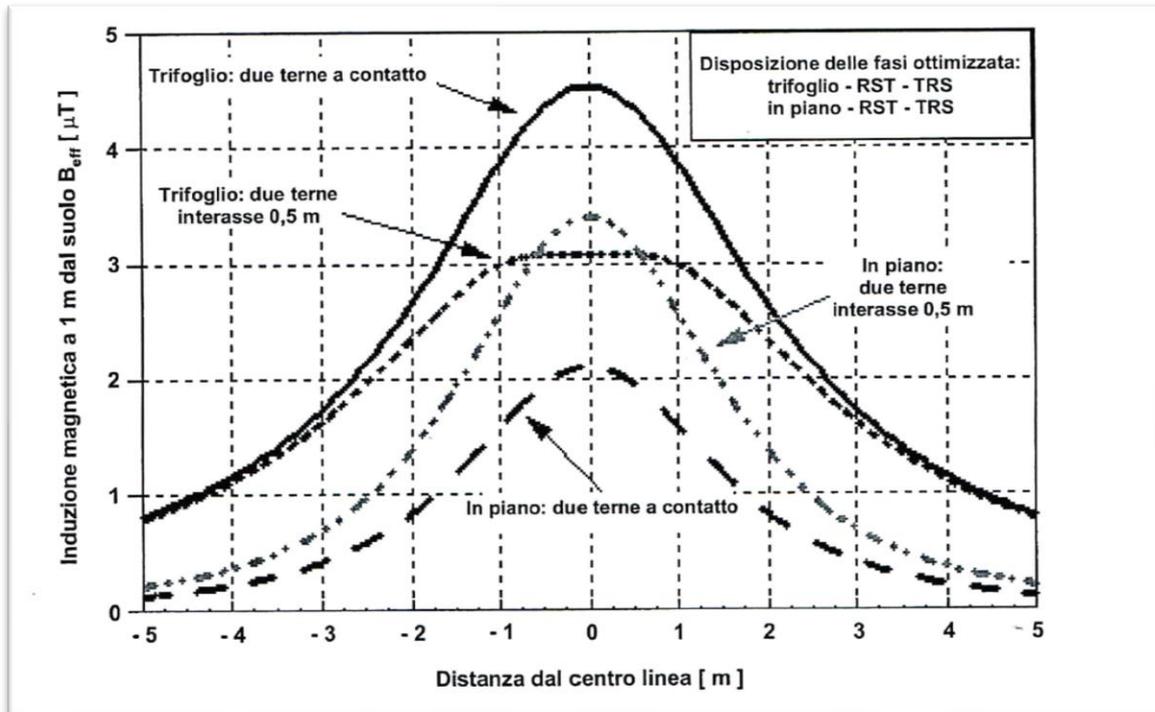


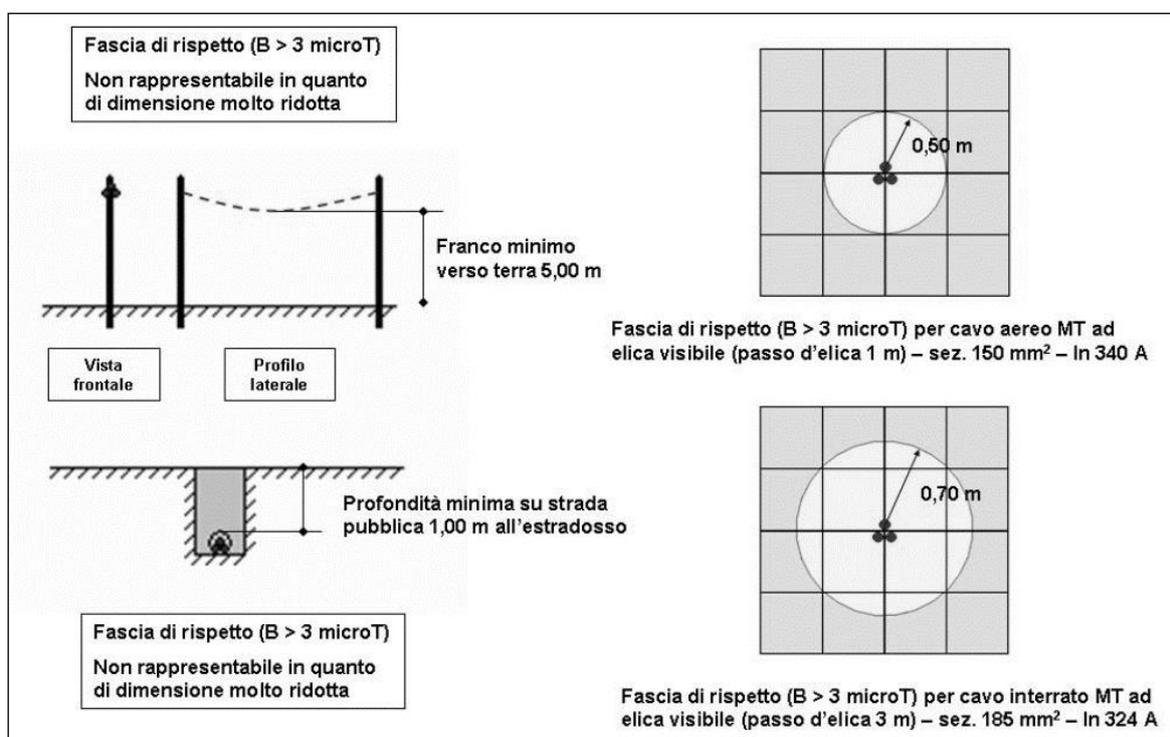
Figura 15: Confronto tra i profili laterali dell'induzione magnetica a 1 m da terra di due terne poste rispettivamente a trifoglio e in piano a contatto,  $I=1000$ ; profondità di posa= 1,2 m; diametro cavi 100 mm

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, al fine di ridurre l'entità del campo magnetico generato durante l'esercizio, 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.*

*L'utilizzo di cavi avvolti reciprocamente a spirale, fa sì che l'obiettivo di qualità di  $3\mu T$  fissato dal D.P.C.M. 08/07/2003, venga raggiunto a brevissima distanza dall'asse del cavo stesso (50÷80cm), grazie alla ridotta distanza tra le fasi e alla loro continua trasposizione dovuta alla cordatura. Inoltre, considerando che la profondità di posa prevista è di 1,20 m, a livello del suolo sulla verticale del cavo e nelle condizioni limite di portata si determina una induzione magnetica inferiore a  $3\mu T$ , pertanto per questa tipologia di cavi non è necessario stabilire una fascia di rispetto in quanto l'obiettivo di qualità è rispettato ovunque.*

Quanto sopra descritto, trova riscontro nella guida e-Distribuzione “Linee guida per l'applicazione del paragrafo 5.1.3 dell'Allegato al DM 29.05.08 – Distanza di prima approssimazione (DPA) da linee elettriche e cabine elettriche”, con particolare riferimento alle linee elettriche di distribuzione di media tensione di e-Distribuzione:



**Figura 17: DPA linee MT ad elica visibile**

Inoltre, considerando che le linee si svilupperanno all'interno 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, possiamo affermare che per questa tipologia di cavi, non è necessario definire una fascia di rispetto in quanto l'obiettivo di qualità di  $3\mu T$  fissato dal D.P.C.M. 8 luglio 2003 è rispettato ovunque.

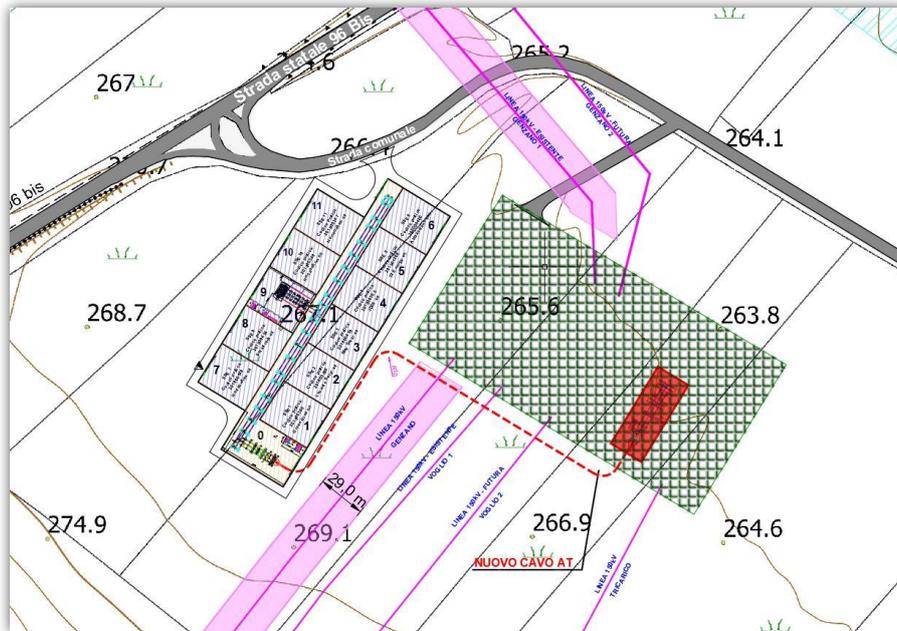
## Sottostazione Elettrica di Utenza MT/AT 30/150kV

Al fine di ottimizzare l'utilizzo delle infrastrutture di Rete, il Gestore della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale ha prescritto con lettera PEC Prot. n. P20200031032 del 22/05/2020 la condivisione dello Stallo Arrivo Produttore nella Stazione Elettrica di Smistamento SE di Oppido con le iniziative di seguito elencate:

- SSE 1.** **Green Nine S.r.l.**, per la Soluzione Tecnica Minima Generale cod. id. 201900366 pervenuta alla società con lettera prot. P20190049919 del 12/07/2019;
- SSE 2.** **Levante Solar S.r.l.**, per la Soluzione Tecnica Minima Generale cod. id. 201800500 pervenuta alla società con lettera prot. P20180041449 del 19/12/2018;
- SSE 3.** **May Solar S.r.l.**, per la Soluzione Tecnica Minima Generale cod. id. 201800459 pervenuta alla società con lettera prot. P20180041435 del 19/12/2018;
- SSE 4.** **JD06 S.r.l.**, per la Soluzione Tecnica Minima Generale cod. id. 201900365 pervenuta alla società con lettera prot. P20190049839 del 11/07/2019;
- SSE 5.** **T2 Energy S.r.l.s.**, per la Soluzione Tecnica Minima Generale cod. id. 201901268, pervenuta alla società con lettera prot. P20200005713 del 28/01/2020;
- SSE 6.** **Abbasiano S.a.s.** di Nicola Abbasiano & C. per la Soluzione Tecnica Minima Generale cod. id. 202000460 pervenuta alla società con PEC del 29/05/2020;
- SSE 7.** **Trina Solar Basilicata 1 S.r.l.**, per la Soluzione Tecnica Minima Generale cod. id. 201800548 pervenuta alla società con lettera prot. P20190015060 del 25/2/2019;
- SSE 8.** **Solartrack S.r.l.**, per la Soluzione Tecnica Minima Generale cod. id. 201900454 pervenuta alla società con lettera prot. P20190057728 del 09/08/2019;
- SSE 9.** **Omega Centauro S.r.l.**, la Soluzione Tecnica Minima Generale cod. id. 201900194 pervenuta alla società con lettera prot.n. P20190037201 del 23.05.2019;
- SSE 10.** **Iota Pegaso S.r.l.**, per la Soluzione Tecnica Minima Generale cod. id. 201900348 pervenuta con lettera prot.n. P20190049779 del 11.07.2019;
- SSE 11.** **Horizonfirm S.r.l.**, per la Soluzione Tecnica Minima Generale cod. id. 201900347 pervenuta con lettera prot.n. P20190049786 del 11.07.2019

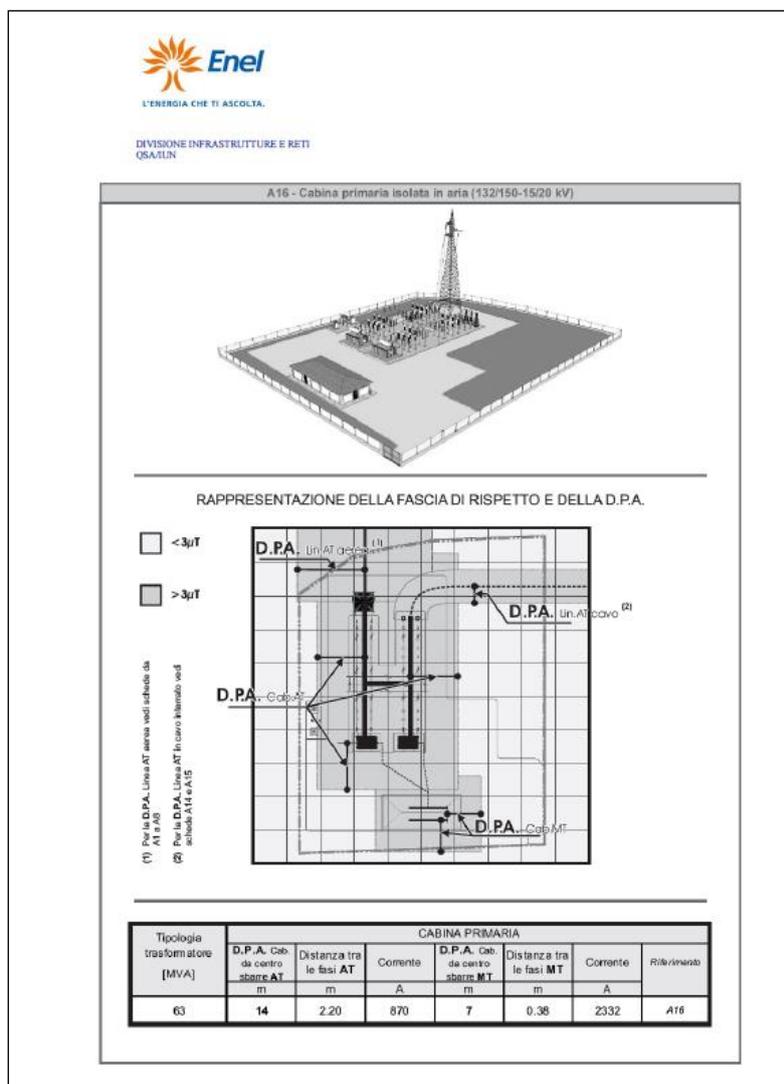
Per questa necessità di condividere lo stallo assegnato da Terna ai fini della connessione alla RTN dei rispettivi impianti fotovoltaici, la Società Omega Centauro S.r.l. unitamente alle altre sopra indicate, ha raggiunto in data 11/09/2020 un accordo di condivisione che prevede che le rispettive

Sottostazioni Elettriche di Trasformazione si connettano ad un sistema di sbarre comuni a 150 kv a sua volta collegato allo Stallo Arrivo Produttore interno alla SE di Oppido. Quest'ultimo collegamento è stato previsto in cavo AT tipo ARE4H1H5E 87/150 kV, attestato da un lato allo stallo interno alla SE-RTN di Oppido Lucano e dall'altro allo stallo partenza linea che si attesta al predetto sistema di sbarre comuni, come rappresentato nella figura seguente:



**Figura 3: Inquadramento territoriale su CTR della planimetria elettromeccanica delle Sottostazioni Elettriche di Utenza, della Stazione RTN e della linea AT di collegamento**

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 4: 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  $3\mu T$  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 una terna di conduttori disposti in piano:

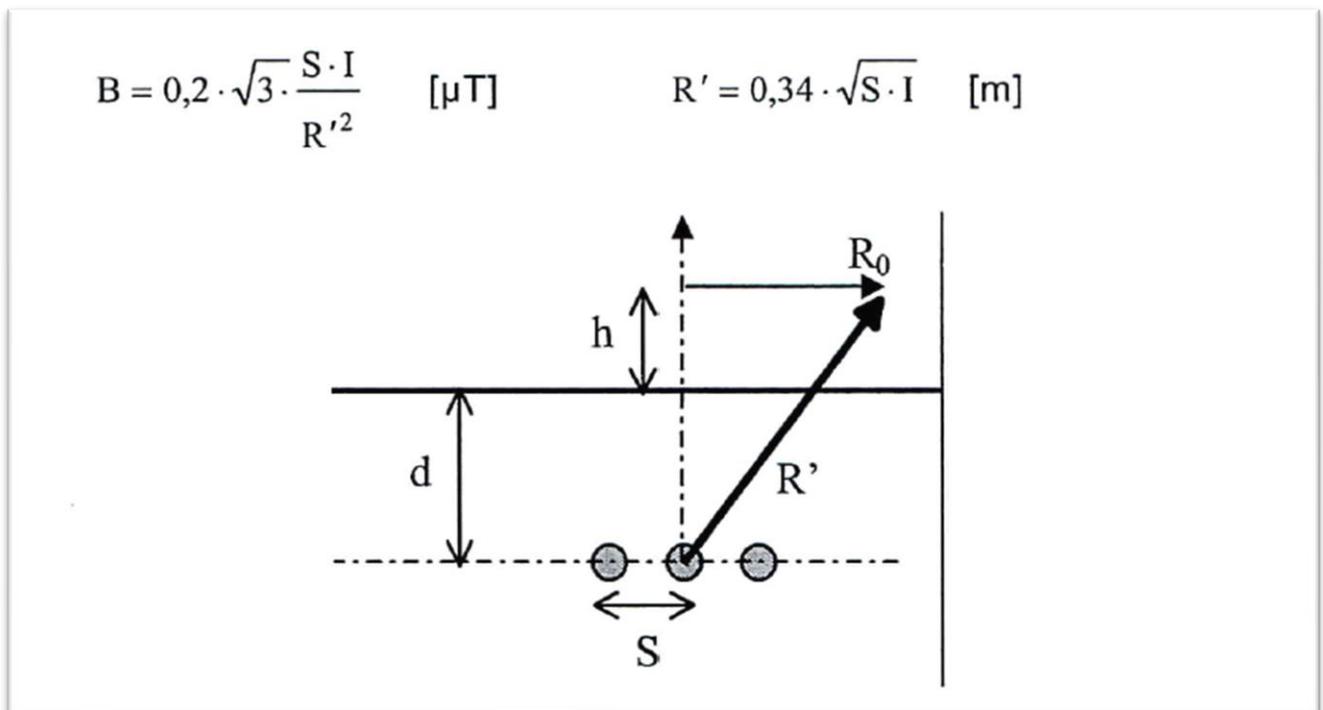


Figura 5: cavi unipolari disposti in piano

Assumendo i seguenti dati di progetto:

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

Ed applicando la formula semplificata prevista dalla Norma CEI 106-11 si ottiene una **distanza di prima approssimazione**, arrotondata al mezzo metro superiore, pari a **18 m**.

### **Elettrodotto AT 150 kV di collegamento con la SE di Oppido**

L'elettrodotto in cavo interrato a 150 kV consentirà di collegare la Sottostazione Elettrica di Utenza con lo Stallo Arrivo Produttore a 150 kV da realizzare presso la Stazione Elettrica di Smistamento della RTN denominata Oppido.

Per la valutazione del campo generato durante l'esercizio, è stata applicata la procedura di calcolo descritta 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;
- Sigla del cavo: ARE4H1H5E 87/150kV;
- Formazione: 3x1x1600 mm<sup>2</sup>;
- Tipologia di posa: interrata;
- Modalità di posa: a trifoglio;
- Profondità di posa: 1,5 m.

La corrente utilizzata nel calcolo è la portata in regime permanente, così come definita nella Norma CEI 11-17:

**Portata in regime permanente:** massimo valore della corrente che, in regime permanente e in condizioni specificate, il conduttore può trasmettere senza che la sua temperatura superi un valore specificato.

Per il cavo in esame, assumendo una portata di corrente pari a **1000 A**, si ottiene il risultato rappresentato nella figura seguente:

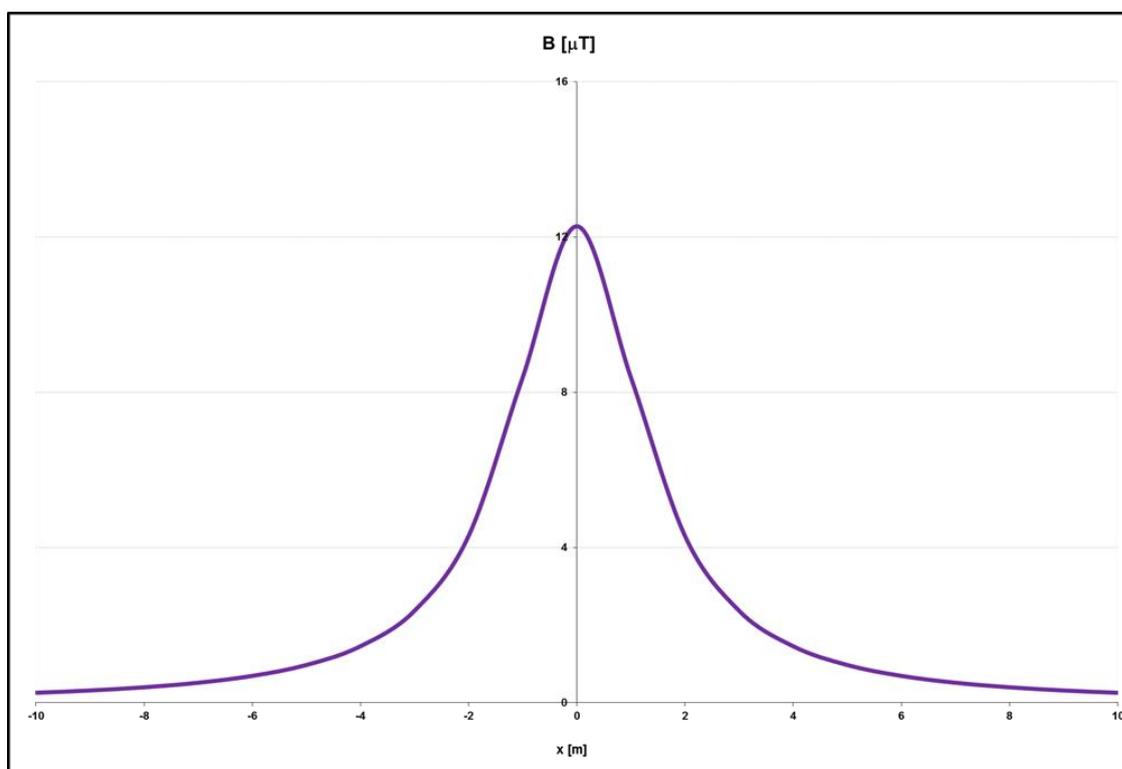


Figura 6: induzione magnetica generata dalla linea durante l'esercizio valutato a livello delle superficie del suolo

Quanto sopra rappresentato, 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”, la quale prescrive, per il caso in esame, una DPA di 3,10 m:

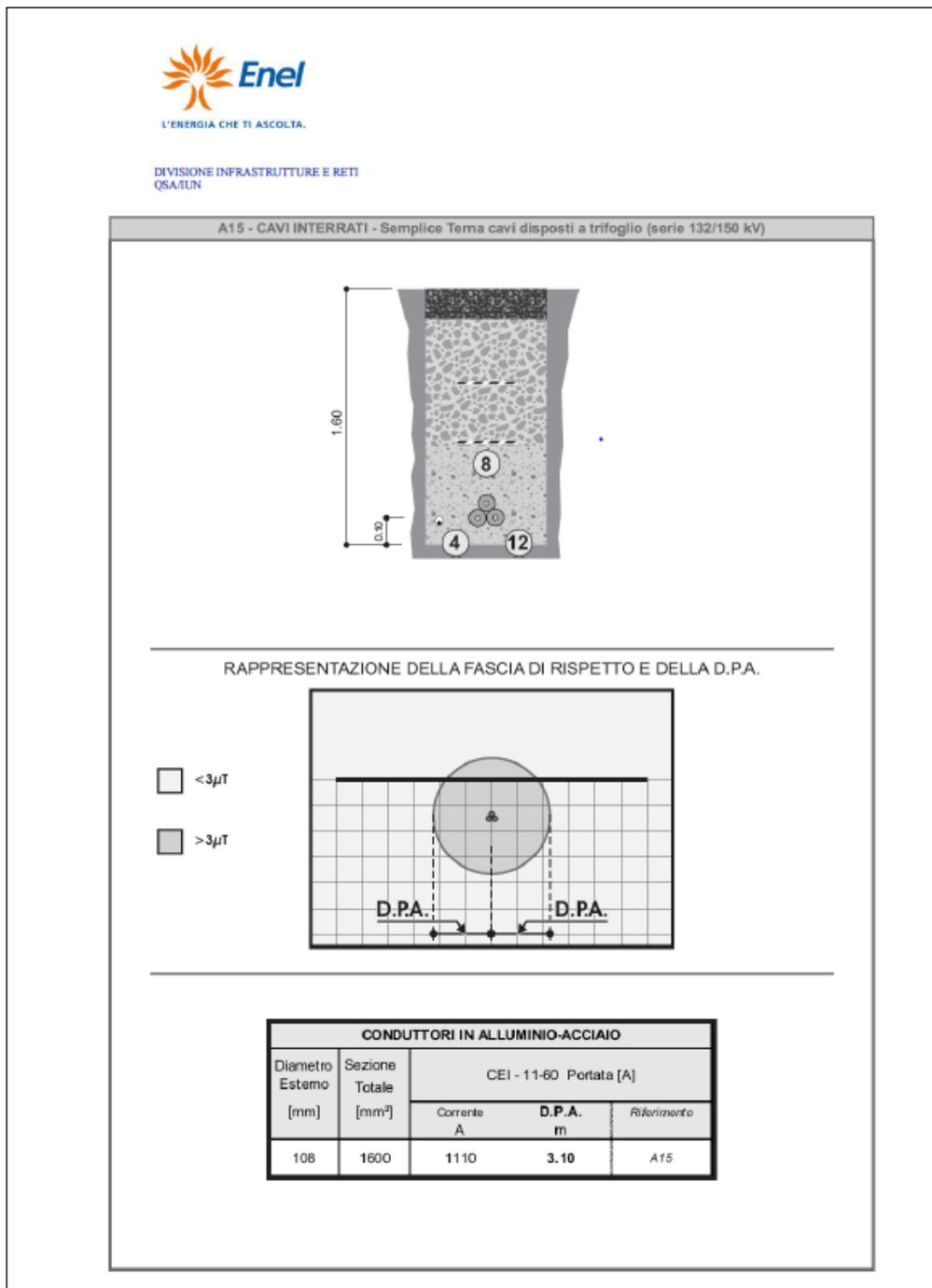


Figura 7: DPA linee elettriche in cavo interrato a 150 kV

## 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;
- la profondità di posa delle linee MT è tale per cui l'induzione magnetica a livello del suolo lungo l'asse della linea è inferiore all'obiettivo di qualità di  $3\mu\text{T}$ ;
- la DPA della sottostazione elettrica di utenza rientra nei confini di pertinenza dell'impianto;
- per l'elettrodotto AT, considerando che verrà condiviso da più Produttori, è necessario considerare una DPA pari a 3,10 m.

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