



**REGIONE MOLISE  
PROVINCIA DI CAMPOBASSO  
COMUNE DI MONTENERO DI BISACCIA**



PROGETTO DELL' IMPIANTO SOLARE AGRIFOTOVOLTAICO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE  
DA REALIZZARE NEL COMUNE DI MONTENERO DI BISACCIA (CB) IN LOCALITÀ GRUGNALE  
FOGLIO 29 P.LLE 36, 159, FOGLIO 30 P.LLE 51, 54, 59, 60, FOGLIO 32 P.LLE 13, 38, 109, 111, 114, 110,  
112, 113, 125, 132, 134, 12, 47, 136 E FOGLIO 33 P.LLE 8, 9, 10, 11, 47, 50.  
POTENZA DEL GENERATORE PARI A 31.914,68 kWp  
DENOMINATO "MONTENERO DI BISACCIA"

**PROGETTO DEFINITIVO**

**RELAZIONE TECNICA CAMPI ELETTRROMAGNETICI**



livello prog.	Cod.	tipo doc.	N° elaborato	N° foglio	Tot. fogli	NOME FILE	DATA	SCALA
PD	202100524		A20			MDB2022_A20	28/09/2022	-

**REVISIONI**

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO

PROPONENTE:

ASTEROPE SOL S.R.L.  
Via Mercato 3, 20121 Milano (MI)



TIMBRO ENTE

PROGETTAZIONE:



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



FIRMA DIGITALE PROGETTISTA

FIRMA PROGETTISTA

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

**“Montenero di Bisaccia”**

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

**Progetto definitivo**

# **Sommario**

<b>Premessa .....</b>	<b>3</b>
<b>1. Riferimenti Normativi .....</b>	<b>7</b>
<b>2. Descrizione generale dell'impianto .....</b>	<b>8</b>
2.1 L'impianto d'Utenza .....	9
<b>3. Valutazione previsionale dei campi elettromagnetici .....</b>	<b>17</b>
3.1 Moduli Fotovoltaici.....	17
3.2 Cabine elettriche di conversione e trasformazione dell'energia elettrica prodotta.....	18
3.2.1. Calcolo della fascia di rispetto attorno la cabina di conversione e trasformazione secondo il DM 29/05/2008 .....	19
3.3 Linee elettriche 36 kV interne al campo .....	21
3.4 Dorsale a 36 kV di collegamento con la Sezione a 36 kV della nuova Stazione Elettrica di Trasformazione.....	29
<b>4. Conclusioni .....</b>	<b>31</b>

## Premessa

La presente relazione tecnica è parte integrante del *Progetto Definitivo* di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile attraverso tecnologia fotovoltaica, integrato da attività agricola, che la Società “Asterope Sol s.r.l.” intende realizzare nel territorio comunale di **Montenero di Bisaccia** (CB).

Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate, ed a cui si rimanda per maggiori dettagli, l'impianto di produzione prevede sistemi ad inseguimento solare (tracker) e l'impiego di moduli fotovoltaici bifacciali della potenza di 665Wp per una potenza complessivamente installata di **31.914,68 kWp**, i quali verranno realizzate nel territorio comunale di Montenero di Bisaccia (CB) in località “Grugnale” su lotti di terreno distinti al N.T.C. Foglio 30, particelle 51, 54, 59, 60, al Foglio 29, particelle 36 e 159, Foglio 32, particelle 13, 38, 109, 111, 114, 110, 112, 113, 125, 132, 134, 12, 47, 136 ed al Foglio 33, particelle 8, 9, 10, 11, 47, 50.

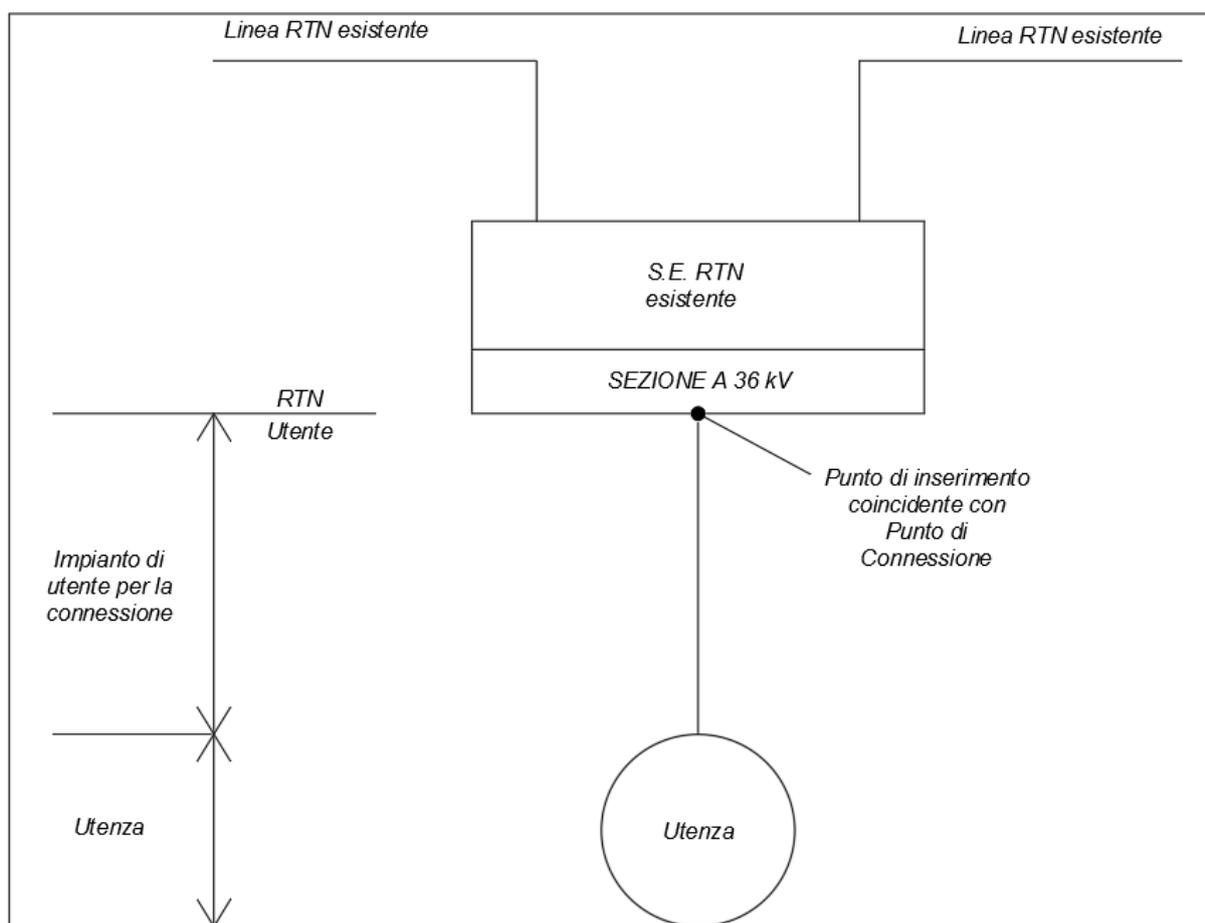


*Figura 1: inquadramento territoriale su ortofoto dell'area di impianto*

Lo schema di connessione alla Rete, prescritto dal Gestore della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale con preventivo di connessione ricevuto in data 12/11/2021 ed identificato con Codice Pratica 202100524, prevede che l'impianto venga collegato con la sezione a 36 kV della futura Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) 150/36kV della RTN da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV "San Salvo – Montecilfone", previa realizzazione dell'elettrodotto RTN 380 kV "Foggia\_Larino -Gissi" di cui al PdS Terna.

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 36 kV per il collegamento della centrale di produzione alla Stazione Elettrica della RTN, costituisce **Impianto di Utenza per la Connessione**, mentre lo Stallo Arrivo Produttore a 36 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 di principio di inserimento in antenna a 36 kV su Stazione Elettrica RTN esistente:



**Figura 2: schema di principio inserimento di un impianto di produzione in antenna con la sezione a 36 kV di una Stazione Elettrica 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)<sup>1</sup>, la quale permette, nella maggior parte delle situazioni, una valutazione esaustiva dall'esposizione ai campi magnetici.*

---

<sup>1</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

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.

---

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 "Asterope Sol 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 **31.914,68 kWp** e, conformemente a quanto prescritto dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale con preventivo di connessione del 12/11/2021 Codice Pratica 202100524 verrà collegato in antenna con la sezione a 36 kV della futura Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) 150/36kV della RTN da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV "San Salvo – Montecilfone", previa realizzazione dell'elettrodotto RTN 380 kV "Foggia\_Larino - Gissi" di cui al PdS Terna.

Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate, l'impianto di produzione sarà realizzato nel territorio comunale di Montenero di Bisaccia (CB) in località "Grugnale" su lotti di terreno distinti al N.T.C. Foglio 30, particelle 51, 54, 59, 60, al Foglio 29, particelle 36 e 159, Foglio 32, particelle 13, 38, 109, 111, 114, 110, 112, 113, 125, 132, 134, 12, 47, 136 ed al Foglio 33, particelle 8, 9, 10, 11, 47, 50.



*Figura 3: inquadramento territoriale su ortofoto dell'area di impianto*

Di seguito verranno descritte le caratteristiche delle Opere di Utenza, fermo restando che le scelte progettuali adottate potranno subire modifiche migliorative in fase di progettazione esecutiva in funzione del progresso tecnologico.

## **2.1 L'impianto d'Utenza**

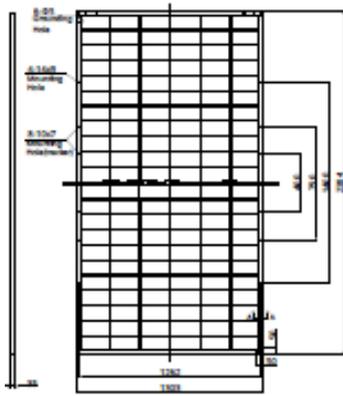
La sezione di generazione ha una potenza di picco, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva, pari a **31.914,68 kWp**.

Il generatore fotovoltaico, ovvero la parte di impianto che converte la radiazione solare in energia elettrica sfruttando l'effetto fotovoltaico, è stato dimensionato applicando il criterio della superficie utile disponibile, calcolata tenendo conto dei distanziamenti da mantenere tra i filari di tracker per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento (che influiscono sulla producibilità energetica) e garantire gli spazi necessari per la conduzione dell'attività agricola, degli ingombri delle Cabine di Conversione e Trasformazione dell'energia elettrica prodotta e della Cabina di Raccolta.

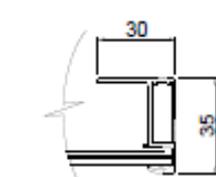
Per la realizzazione del campo di generazione, in questa fase della progettazione, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici "*BiHiKu7 CS7N-665MB-AG*" i quali, al fine di massimizzare la producibilità energetica, verranno montati su strutture di tipo tracker da 56 e 84 moduli.

## ENGINEERING DRAWING (mm)

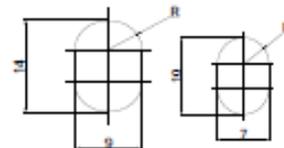
### Rear View



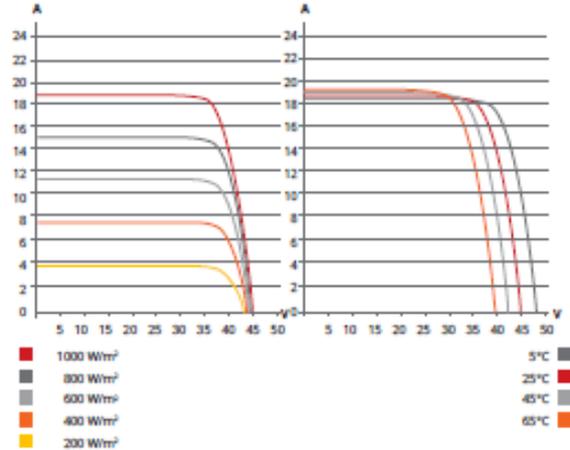
### Frame Cross Section A-A



### Mounting Hole



## CS7N-650MB-AG / I-V CURVES



## ELECTRICAL DATA | STC\*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency	
CS7N-640MB-AG	640 W	37.5 V	17.07 A	44.6 V	18.31 A	20.6%	
Bifacial Gain**	5%	672 W	37.5 V	17.92 A	44.6 V	19.23 A	21.6%
	10%	704 W	37.5 V	18.78 A	44.6 V	20.14 A	22.7%
	20%	768 W	37.5 V	20.48 A	44.6 V	21.97 A	24.7%
CS7N-645MB-AG	645 W	37.7 V	17.11 A	44.8 V	18.35 A	20.8%	
Bifacial Gain**	5%	677 W	37.7 V	17.97 A	44.8 V	19.27 A	21.8%
	10%	710 W	37.7 V	18.84 A	44.8 V	20.19 A	22.9%
	20%	774 W	37.7 V	20.53 A	44.8 V	22.02 A	24.9%
CS7N-650MB-AG	650 W	37.9 V	17.16 A	45.0 V	18.39 A	20.9%	
Bifacial Gain**	5%	683 W	37.9 V	18.03 A	45.0 V	19.31 A	22.0%
	10%	715 W	37.9 V	18.88 A	45.0 V	20.23 A	23.0%
	20%	780 W	37.9 V	20.59 A	45.0 V	22.07 A	25.1%
CS7N-655MB-AG	655 W	38.1 V	17.20 A	45.2 V	18.43 A	21.1%	
Bifacial Gain**	5%	688 W	38.1 V	18.06 A	45.2 V	19.35 A	22.1%
	10%	721 W	38.1 V	18.93 A	45.2 V	20.27 A	23.2%
	20%	786 W	38.1 V	20.64 A	45.2 V	22.12 A	25.3%
CS7N-660MB-AG	660 W	38.3 V	17.24 A	45.4 V	18.47 A	21.2%	
Bifacial Gain**	5%	693 W	38.3 V	18.10 A	45.4 V	19.39 A	22.3%
	10%	726 W	38.3 V	18.96 A	45.4 V	20.32 A	23.4%
	20%	792 W	38.3 V	20.69 A	45.4 V	22.16 A	25.5%
CS7N-665MB-AG	665 W	38.5 V	17.28 A	45.6 V	18.51 A	21.4%	
Bifacial Gain**	5%	698 W	38.5 V	18.14 A	45.6 V	19.44 A	22.5%
	10%	732 W	38.5 V	19.02 A	45.6 V	20.36 A	23.6%
	20%	798 W	38.5 V	20.74 A	45.6 V	22.21 A	25.7%

\* 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	35 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ + 10 W
Power Bifaciality*	70 %

\* Power Bifaciality =  $P_{max_{back}} / P_{max_{total}}$ , both  $P_{max_{back}}$  and  $P_{max_{total}}$  are tested under STC, Bifaciality Tolerance:  $\pm 5\%$

## ELECTRICAL DATA | NMOT\*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS7N-640MB-AG	480 W	35.2 V	13.64 A	42.2 V	14.77 A
CS7N-645MB-AG	484 W	35.3 V	13.72 A	42.3 V	14.80 A
CS7N-650MB-AG	487 W	35.5 V	13.74 A	42.5 V	14.83 A
CS7N-655MB-AG	491 W	35.7 V	13.76 A	42.7 V	14.86 A
CS7N-660MB-AG	495 W	35.9 V	13.79 A	42.9 V	14.89 A
CS7N-665MB-AG	499 W	36.1 V	13.83 A	43.1 V	14.93 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	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 35 mm (93.9 x 51.3 x 1.38 in)
Weight	37.9 kg (83.6 lbs)
Front Glass	2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating
Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm <sup>2</sup> (IEC), 10 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Connector	T4 series or MC4-EVO2
Per Pallet	31 pieces
Per Container (40' HQ)	527 pieces or 465 pieces (only for US)

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

## TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

Figura 4: scheda tecnica moduli fotovoltaici

Per ridurre i costi di investimento e manutenzione, si è scelto di adottare inverter di tipo centralizzati **SMA SUNNYCENTRAL da 2.500 kVA**, a ciascuno dei quali verranno collegate in parallelo un certo numero di stringhe fotovoltaiche, fermo restando che la scelta adottata potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva:

## SUNNY CENTRAL 1500 V

Technical Data	Sunny Central 2500-EV	Sunny Central 2750-EV	Sunny Central 3000-EV
<b>Input (DC)</b>			
MPP voltage range $V_{DC}$ (at 25°C / at 35°C / at 50°C)	850 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	875 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	956 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V
Min. input voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$	778 V / 928 V	849 V / 999 V	927 V / 1077 V
Max. input voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V	1500 V
Max. input current $I_{DC, max}$ (at 25°C / at 50°C)	3200 A / 2956 A	3200 A / 2956 A	3200 A / 2970 A
Max. short-circuit current rating	6400 A	6400 A	6400 A
Number of DC inputs	32	32	32
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm <sup>2</sup>	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm <sup>2</sup>	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm <sup>2</sup>
Integrated zone monitoring	o	o	o
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A		
<b>Output (AC)</b>			
Nominal AC power at cos $\varphi = 1$ (at 35°C / at 50°C)	2500 kVA / 2250 kVA	2750 kVA / 2500 kVA	3000 kVA / 2700 kVA
Nominal AC power at cos $\varphi = 0.8$ (at 35°C / at 50°C)	2000 kW / 1800 kW	2200 kW / 2000 kW	2400 kW / 2160 kW
Nominal AC current $I_{AC, max} = \text{Max. output current } I_{AC, max}$	2624 A	2646 A	2646 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range <sup>1)</sup>	550 V / 440 V to 660 V	600 V / 480 V to 690 V	655 V / 524 V to 721 V <sup>9)</sup>
AC power frequency	50 Hz / 47 Hz to 63 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz		
Min. short-circuit ratio at the AC terminals <sup>10)</sup>	> 2		
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable <sup>11)</sup>	● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited ○ 1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited		
<b>Efficiency</b>			
Max. efficiency <sup>2)</sup> / European efficiency <sup>3)</sup> / CEC efficiency <sup>4)</sup>	98.6% / 98.3% / 98.0%	98.7% / 98.5% / 98.5%	98.8% / 98.6% / 98.5%
<b>Protective Devices</b>			
Inputs disconnection point	DC load-break switch		
Outside disconnection point	AC circuit breaker		
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I		
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I		
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III		
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	o / o		
Insulation monitoring	o		
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP65 / IP34 / IP34		
<b>General Data</b>			
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)		
Weight	< 3400 kg / < 7496 lb		
Self-consumption (max. <sup>6)</sup> / partial load <sup>7)</sup> / average <sup>8)</sup>	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W		
Self-consumption (standby)	< 370 W		
Internal auxiliary power supply	Integrated 8.4 kVA transformer		
Operating temperature range <sup>5)</sup>	-25 to 60°C / -13 to 140°F		
Noise emission <sup>7)</sup>	67.8 dB(A)		
Temperature range (standby)	-40 to 60°C / -40 to 140°F		
Temperature range (storage)	-40 to 70°C / -40 to 158°F		
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month / year) / 0% to 95%		
Maximum operating altitude above MSL <sup>6)</sup> 1000 m / 2000 m / 3000 m	● / o / o (earlier temperature-dependent derating)		
Fresh air consumption	6500 m <sup>3</sup> /h		
<b>Features</b>			
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)		
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)		
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave		
Communication with SMA string monitor (transmission medium)	Modbus TCP / Ethernet (FO MM, Cat-5)		
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004		
Supply transformer for external loads	o (2.5 kVA)		
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, BDEW-MSRL, IEEE1547, Arrêté du 23/04/08		
EMC standards	CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC/EN 61000-6-4, IEC/EN 61000-6-2, IEC 62920, FCC Part 15 Class A	CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC 62920, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001		
● Standard features ○ Optional			
Type designation	SC-2500-EV-10	SC-2750-EV-10	SC-3000-EV-10

1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion  
2) Efficiency measured without internal power supply  
3) Efficiency measured with internal power supply  
4) Self-consumption at rated operation  
5) Self-consumption at < 75% Pn at 25°C  
6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% Pn at 35°C

7) Sound pressure level at a distance of 10 m  
8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.  
9) AC voltage range can be extended to 753V for 50Hz grids only (option „Aux power supply: external“ must be selected, option „housekeeping“ not combinable).  
10) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA.  
11) Depending on the DC voltage

Figura 5: scheda tecnica inverter centralizzati SMA

Definito il layout 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

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

Deve risultare pertanto:

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

essendo  $U_{\text{max inverter}}$  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:

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

dove:

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

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

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

Ai fini del corretto coordinamento occorre verificare che:

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

dove  $U_{MPPT\ MAX\ INVERTER}$  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  $\theta_{max}$  pari a  $70\text{-}80^\circ\text{C}$ .

e può essere calcolata con la seguente espressione:

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

dove:

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

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

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

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

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

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

Per il corretto coordinamento occorre verificare che:

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

dove:

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

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

Come deducibile dalle tavole di layout allegate e dallo schema elettrico unifilare dell'impianto (a cui si rimanda per una maggiore comprensione di quanto descritto) la sezione di generazione è stata suddivisa in **12 sottocampi fotovoltaici**, le cui potenze sono quelle di seguito elencate:

- Sottocampo fotovoltaico n° 1, da 2.644,04 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 2, da 2.644,04 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 3, da 2.662,66 kWp;

- Sottocampo fotovoltaico n° 4, da 2.644,04 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 5, da 2.662,66 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 6, da 2.644,04 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 7, da 2.662,66 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 8, da 2.662,66 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°9, da 2.662,66 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 10, da 2.681,28 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°11, da 2.662,66 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 12, da 2.681,28 kWp.

Per limitare l'occupazione del suolo e ridurre l'impatto ambientale, si è scelto di realizzare n° 6 “**locali di Conversione e Trasformazione dell'energia elettrica prodotta**” (i quali saranno a servizio dei sottocampi di seguito elencati) e n° 6 **locali per l'installazione dei trasformatori servizi ausiliari**:

- Locale di conversione e trasformazione n° 1: sottocampo 1 e sottocampo 2;
- Locale di conversione e trasformazione n° 2: sottocampo 3 e sottocampo 4;
- Locale di conversione e trasformazione n° 3: sottocampo 5 e sottocampo 6;
- Locale di conversione e trasformazione n° 4: sottocampo 7 e sottocampo 8;
- Locale di conversione e trasformazione n° 5: sottocampo 9 e sottocampo 10;
- Locale di conversione e trasformazione n° 6: sottocampo 11 e sottocampo 12;

I locali menzionati saranno di tipo container e in cemento armato vibrato rispettivamente, di dimensioni pari a 12.2 x 2.43 per il locale conversione e trasformazione e 3.28 x 2.50 per il locale servizi ausiliari, premesso che la scelta potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva.

Le cabine elettriche verranno interconnesse tra loro in entra-esce a mezzo di una linea elettrica in cavo interrato a 36 kV a struttura radiale, e collegate al quadro elettrico generale a 36 kV installato all'interno della **cabina di raccolta**. In particolare, è prevista la realizzazione di n° 1 linea come di seguito indicato:

- Linea n° 1 - RG7H1RFR 3x(1x300) mm<sup>2</sup>, interconnette le cabine di conversione e trasformazione n° 1, 2, 3
- Linea n° 1 - RG7H1RFR 3x(1x300) mm<sup>2</sup>, interconnette le cabine di conversione e trasformazione n° 4, 5, 6

### **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 Utenza<sup>2</sup> 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;
- cabine elettriche di conversione e trasformazione;
- linee elettriche a 36 kV interne al campo;
- dorsale a 36 kV di collegamento con una nuova stazione elettrica (SE) di trasformazione 150/36 kV della RTN da inserire in entra - esce alla linea RTN a 150 kV "San Salvo - Montecilfone", previa realizzazione dell'elettrodotto RTN 380 kV "Foggia – Larino - Gissi", di cui al Piano di Sviluppo Terna.

I risultati ottenuti, vengono riportati nei successivi paragrafi.

#### **3.1 Moduli Fotovoltaici**

Come riscontrabile dallo schema elettrico unifilare dell'impianto i moduli fotovoltaici verranno collegati in serie per formare stringhe fotovoltaiche da 28 elementi.

Considerando che la corrente generata dalle stringhe in condizioni STC (irraggiamento pari a 1000 W/m<sup>2</sup>, temperatura ambiente pari a 25°C, Air Mass 1,5) risulta inferiore a 100 A, ai sensi della "Guida non vincolante di buona prassi per l'attuazione della direttiva 2013/35/UE -Campi Elettromagnetici" la valutazione dei campi elettromagnetici non è richiesta per nessuna tipologia di lavoratori (lavoratori non esposti a particolari rischi, lavoratori esposti a particolari rischi esclusi quelli con dispositivi impiantati attivi, lavoratori con dispositivi impiantati attivi).

---

<sup>2</sup> Ai sensi della Norma CEI 0-16 si definisce Impianto di Utenza l'impianto di produzione nella disponibilità dell'Utente.

### **3.2 Cabine elettriche di conversione e trasformazione dell'energia elettrica prodotta**

L'impianto di produzione di energia elettrica da fonte energetica rinnovabile che la Società "Asterope Sol s.r.l." intende realizzare nel territorio comunale di Montenero di Bisaccia (CB) in località "Grugnale", è stato suddiviso in *12 sottocampi fotovoltaici*, per ciascuno dei quali è previsto l'utilizzo di un gruppo di conversione e trasformazione dedicato.

Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate, è prevista la realizzazione di n° *6 locali di conversione e trasformazione dell'energia elettrica prodotta*, all'interno dei quali verranno installati i gruppi di conversione, i quadri elettrici e i trasformatori di potenza a servizio di due sottocampi contigui, in modo tale da ridurre l'occupazione del suolo ed il conseguente impatto ambientale.

Le cabine scelte in fase di progettazione definitiva, sono monoblocchi di tipo container di dimensioni pari a dimensioni pari a 12.2 x 2.43 per il locale conversione e trasformazione e 3.28 x 2.50 per il locale servizi ausiliari, premesso che la scelta potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva.

L'indagine del campo magnetico generato all'interno e nelle immediate vicinanze delle cabine elettriche di trasformazione 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.

### 3.2.1. Calcolo della fascia di rispetto attorno la cabina di conversione e trasformazione secondo il DM 29/05/2008

Nonostante le cabine elettriche di conversione e trasformazione scelte in fase di progettazione definitiva non siano classificabili come standard (box con dimensioni mediamente di 4 x 2,4 m e altezze di 2,4 e 2,7 m equipaggiati con trasformatore da 250-400-630 kVA), poiché la disposizione delle apparecchiature ivi contenute è analoga a quella delle Cabine Elettriche di Distribuzione di proprietà di e-distribuzione, è stata determinata la Distanza di Prima Approssimazione applicando la procedura di calcolo definita dal Decreto Ministeriale 29 maggio 2008. Attualmente infatti il calcolo della DPA per le cabine fuori standard rimane un problema aperto<sup>3</sup>.

*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 del trasformatore 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 BT in uscita dal trasformatore [m].

Come riscontrabile dallo schema elettrico unifilare dell'impianto, ciascuna cabina elettrica di conversione e trasformazione risulta equipaggiata con n° 2 trasformatori da 2500 kVA aventi un rapporto di trasformazione nominale pari a 0,550 kV/36 kV. Pertanto, le correnti nominali degli

---

<sup>3</sup> Fonte ARPAT "Agenzia Regionale per la protezione ambientale della Toscana" – Nuova edificazione in prossimità di un elettrodotto esistente – Guida pratica per le informazioni sulle fasce di rispetto per gli elettrodotti.

avvolgimenti di bassa tensione da prendere in considerazione ai fini del calcolo della DPA, secondo la procedura prevista dal DM 19 maggio 2008, valgono:

$$I_{BT \text{ trafo } 1} = 2624 \text{ A}$$

$$I_{BT \text{ trafo } 2} = 2624 \text{ A}$$

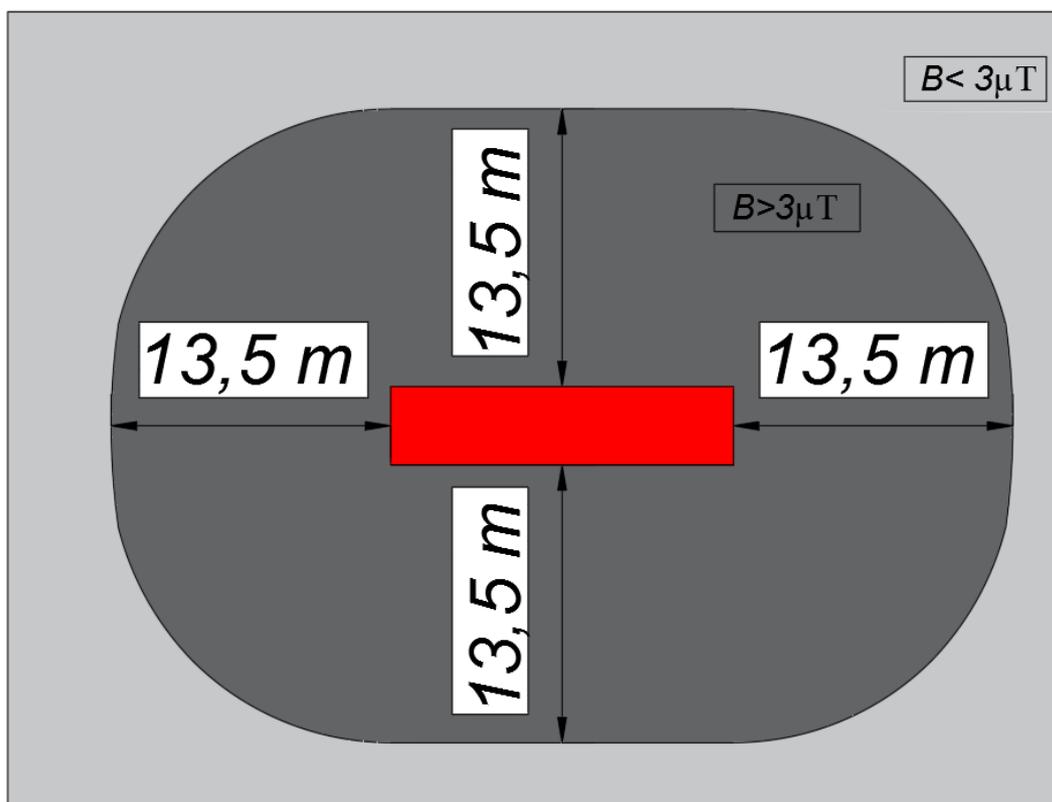
Considerando che ciascuna fase BT sarà costituita da **6 cavi unipolari da 400 mm<sup>2</sup> in parallelo**, utilizzando la tabella sotto riportata, è stato determinato il diametro equivalente del cavo da prendere in considerazione ai fini dell'applicazione della (1) per il calcolo della *Distanza di Prima Approssimazione*:

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	
							20°C Interrato	30° In tubo o in aria
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	
(N°)	(mm <sup>2</sup> )	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ohm/km)	20°C In ground	30° In air or pipe
Unipolare / Single core								
1x	1.5	1.6	0.7	6.05	51	13.3	21	20
1x	2.5	2	0.7	6.50	63	7.98	27	28
1x	4	2.6	0.7	7.15	82	4.95	35	37
1x	6	3.4	0.7	7.50	101	3.3	44	48
1x	10	4.4	0.7	7.99	152	1.91	59	66
1x	16	5.7	0.7	9.10	211	1.21	77	88
1x	25	6.9	0.9	10.40	301	0.78	100	117
1x	35	8.1	0.9	11.70	396	0.554	121	144
1x	50	9.8	1	14.05	556	0.386	150	175
1x	70	11.6	1.1	15.90	761	0.272	184	222
1x	95	13.3	1.1	17.59	991	0.206	217	269
1x	120	15.1	1.2	19.90	1219	0.161	259	312
1x	150	16.8	1.4	22.01	1517	0.129	287	355
1x	185	18.6	1.6	24.20	1821	0.106	323	417
1x	240	21.4	1.7	26.88	2366	0.0801	379	490
1x	300	23.9	1.8	31.70	2947	0.0641	429	-
1x	400	27.5	2	35.10	3870	0.0486	541	-

**Figura 6: 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 dal singolo trasformatore di circa 211 mm circa pertanto, applicando la (1), si ottiene una DPA, arrotondata al mezzo metro superiore, pari a:

$$DPA = 13,5 \text{ m}$$



*Figura 7: indicazione della DPA delle cabine elettriche di conversione e trasformazione dell'energia elettrica prodotta valutata applicando la procedura prevista dal DM 29 maggio 2008*

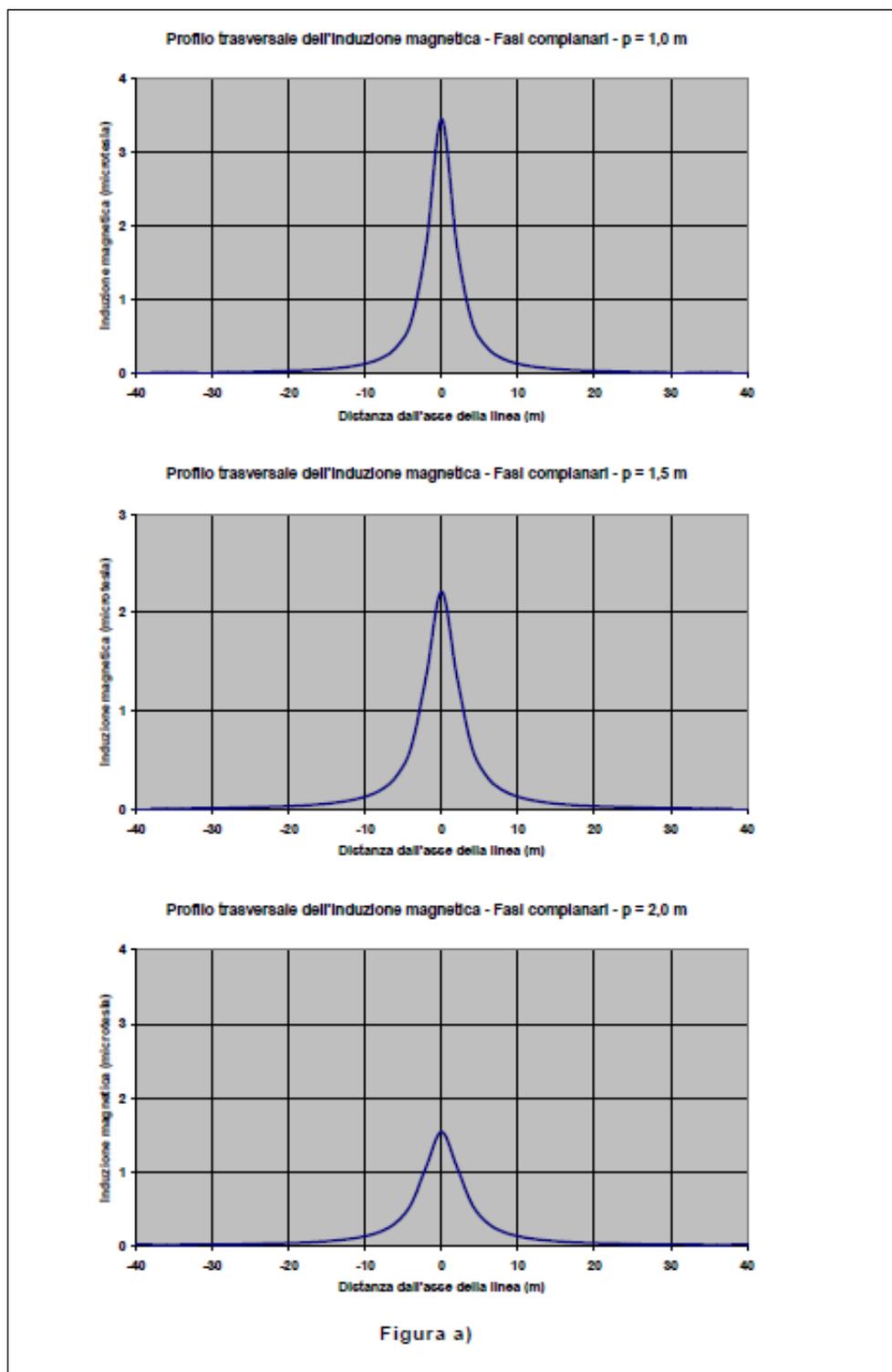
La DPA valutata con la procedura semplificata prevista dal DM 29 maggio 2008, risulta essere molto prossima al valore ricavato attraverso l'applicazione del procedimento di calcolo descritto al paragrafo precedente.

### **3.3 Linee elettriche 36 kV interne al campo**

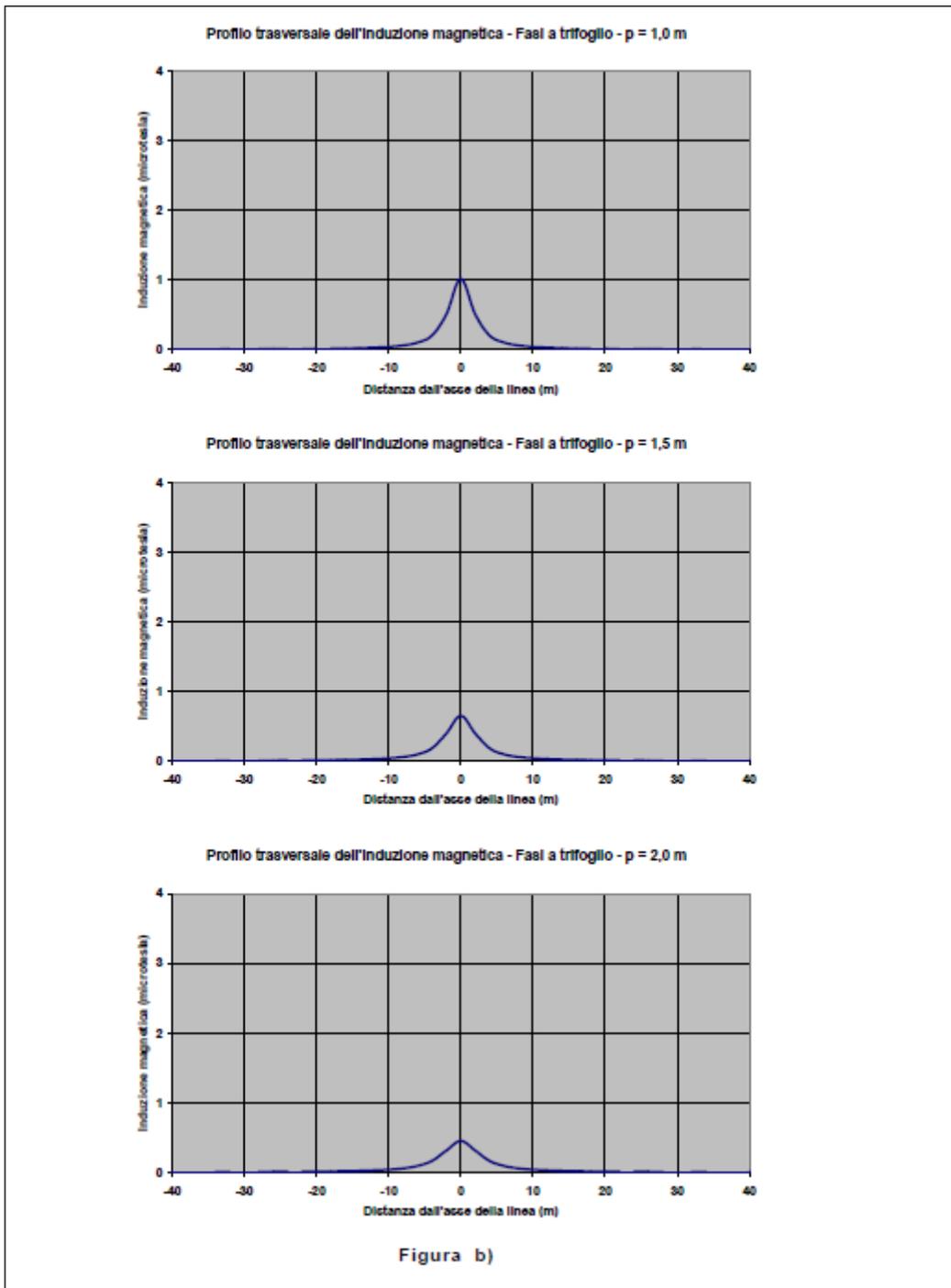
Come descritto nella relazione tecnica generale, è prevista la realizzazione di n° 1 linea elettrica di campo, a mezzo delle quali le cabine elettriche di trasformazione verranno interconnesse in entra-esce e collegate al quadro elettrico generale a 36 kV installato all'interno della cabina di raccolta.

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 8: andamento del Campo Induzione Magnetica generata a livello del suolo sulla verticale del cavo – linea trifase con conduttori distanziati 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; corrente di ogni fase pari a 200 A.*



*Figura 9: andamento del Campo Induzione Magnetica generata a livello del suolo sulla verticale del cavo – linea trifase con conduttori distanziati di 0,50 m posati rispettivamente a 1,00 m, 1,50 m e 2,00 m di profondità, paralleli tra loro e alla superficie di calpestio; corrente di ogni fase pari a 200 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.

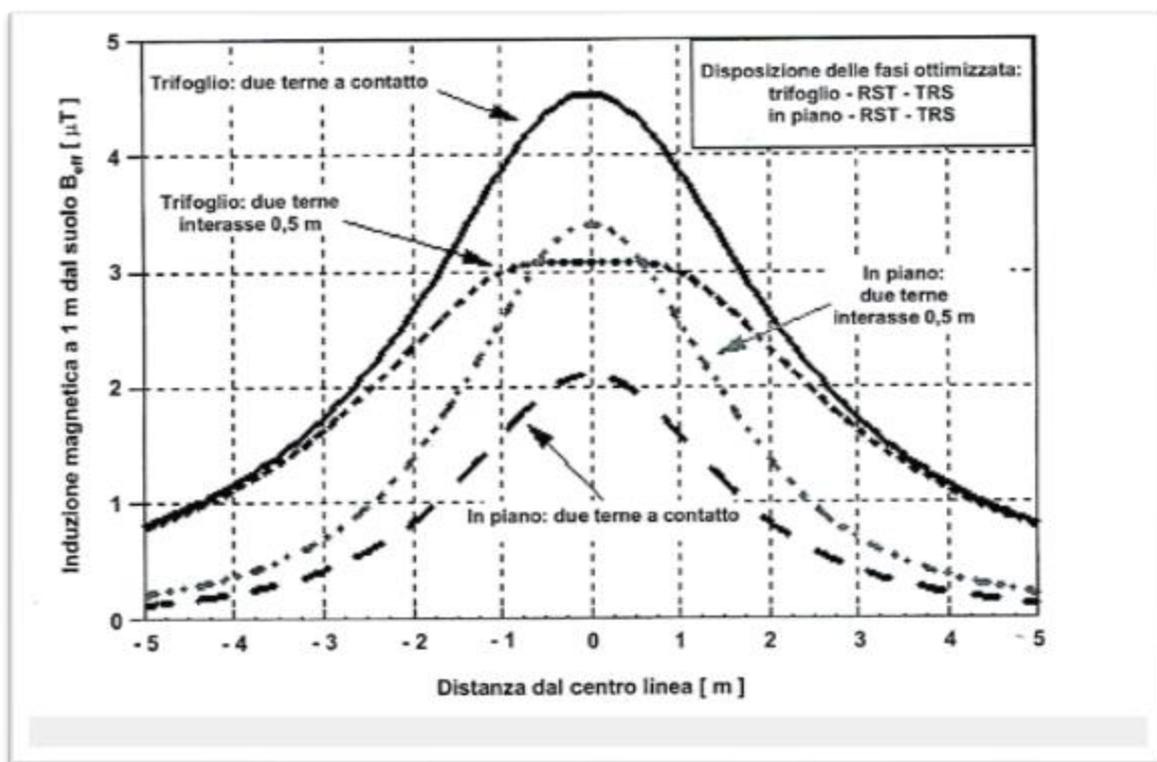


Figura 10: Confronto tra i profili laterali dell'induzione magnetica a 1 m da terra di due terne poste rispettivamente a trifoglio e in piano a contatto,  $I=1000$ ; profondità di posa= 1,2 m; diametro cavi 100 mm

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 a 36 kV si è scelto di utilizzare cavi unipolari RG7H1RFR adatti per posa interrata, in formazione 3x(1x300) mm<sup>2</sup> e 3x(1x630) mm<sup>2</sup>:

## RG7H1RFR EPRO-SETTE™

Unipolare da 1,8/3 kV a 26/45 kV  
Single core from 1,8/3 kV to 26/45 kV



---

**Norma di riferimento**  
CEI 20-13 (IEC 60840 per 26/45 kV)

**Descrizione del cavo**  
**Anima**  
Conduttore a corda a fili di rame in accordo alla norma CEI 20-29, classe 2  
**Semiconduttivo interno**  
Elastomerico estruso (solo per cavi con tensione ≥ 3,6/6 kV)  
**Isolante**  
Miscela di gomma ad alto modulo G7  
**Semiconduttivo esterno**  
Elastomerico estruso (solo per cavi con tensione ≥ 3,6/6 kV) pelabile a freddo  
**Schermo metallico**  
Fili di rame e nastro equalizzatore di rame  
**Gualina di separazione**  
Miscela PVC  
**Armatura**  
Fili di alluminio  
**Gualina esterna**  
Miscela PVC, colore rosso  
**Marcatura**  
PRYSMIAN (\*) RG7H1RFR <tensione> <sezione> <anno>

(\*) Sito produttivo

Marcatura in rilievo ogni metro  
Marcatura metrica progressiva ad inchiostro

**Applicazioni**  
I cavi possono essere forniti con caratteristiche di:  
- non propagazione dell'incendio e ridotta emissione di sostanze corrosive  
- ridottissima emissione di fumi opachi e gas tossici e assenza di gas corrosivi (AFUMEX).

**Standard**  
CEI 20-13 (IEC 60840 for 26/45 kV)

**Cable design**  
**Core**  
Conductor: annealed stranded copper wires, according to IEC 60228, class 2  
**Inner semi-conducting layer**  
Extruded elastomeric compound (only for rated voltage ≥ 3,6/6 kV)  
**Insulation**  
High module rubber compound, G7 type  
**Outer semi-conducting layer**  
Extruded cold strippable elastomeric compound (only for rated voltage ≥ 3,6/6 kV)  
**Metallic screen**  
Copper tapes  
**Separation sheath**  
PVC compound  
**Armour**  
Aluminium wires  
**Over sheath**  
PVC compound, red colour  
**Marking**  
PRYSMIAN (\*) RG7H1RFR <rated voltage> <cross-section> <year>

(\*) Plant of production

Embossed marking each meter  
Meter marking by ink

**Applications**  
Cables can be supplied with the following characteristics:  
- fire retardant and with low emission of corrosive substances  
- low emission of opaque smoke and toxic gases and without corrosive gases (AFUMEX).

TEMPERATURA  
OPERAZIONE  
OPERATING  
TEMPERATURE

**90°C**

TEMPERATURA  
COSTRUZIONE  
BUILDING  
TEMPERATURE

**250°C**

CEI 20-13  
IEC 60840



ARMORE  
ARMOUR



---

**Condizioni di posa / Laying conditions**

TEMPERATURA  
NELLA POSA  
INSTALLATION  
TEMPERATURE



CONDIZIONE  
INSTALLAZIONE  
INSTALLATION  
CONDITION



TABELLA DI POSA  
INSTALLATION  
TABLE

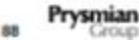


MODALITÀ DI  
POSIZIONE  
INSTALLATION  
MODE



INSTRUMENTO  
DI POSIZIONE  
INSTALLATION  
INSTRUMENT





CATALOGO CAVI E ACCESSORI / CABLES & ACCESSORIES CATALOGUE

Figura 11: cavi RG7H1RFR adatti per posa interrata

Per limitare il valore dell'induzione magnetica generata a livello del suolo sulla verticale del cavo nelle condizioni limite di portata, si è scelto di adottare la disposizione delle *fasi a trifoglio* con una profondità di posa non inferiore a 1,20 m.

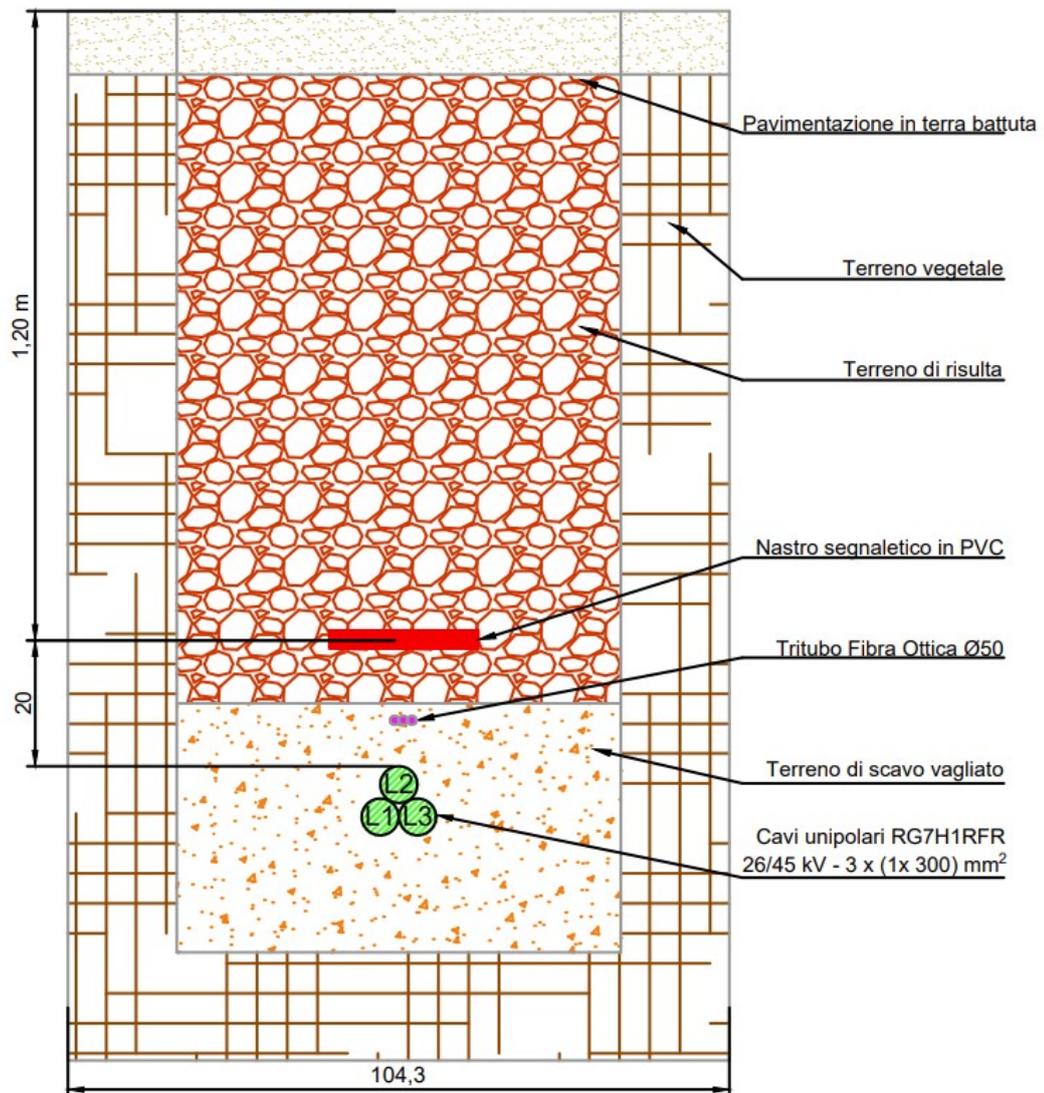
Applicando la metodologia di calcolo prevista dalla Norma CEI 211-4 “*Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche*”, è stata calcolata l'induzione magnetica generata dalle linee durante l'esercizio.

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:

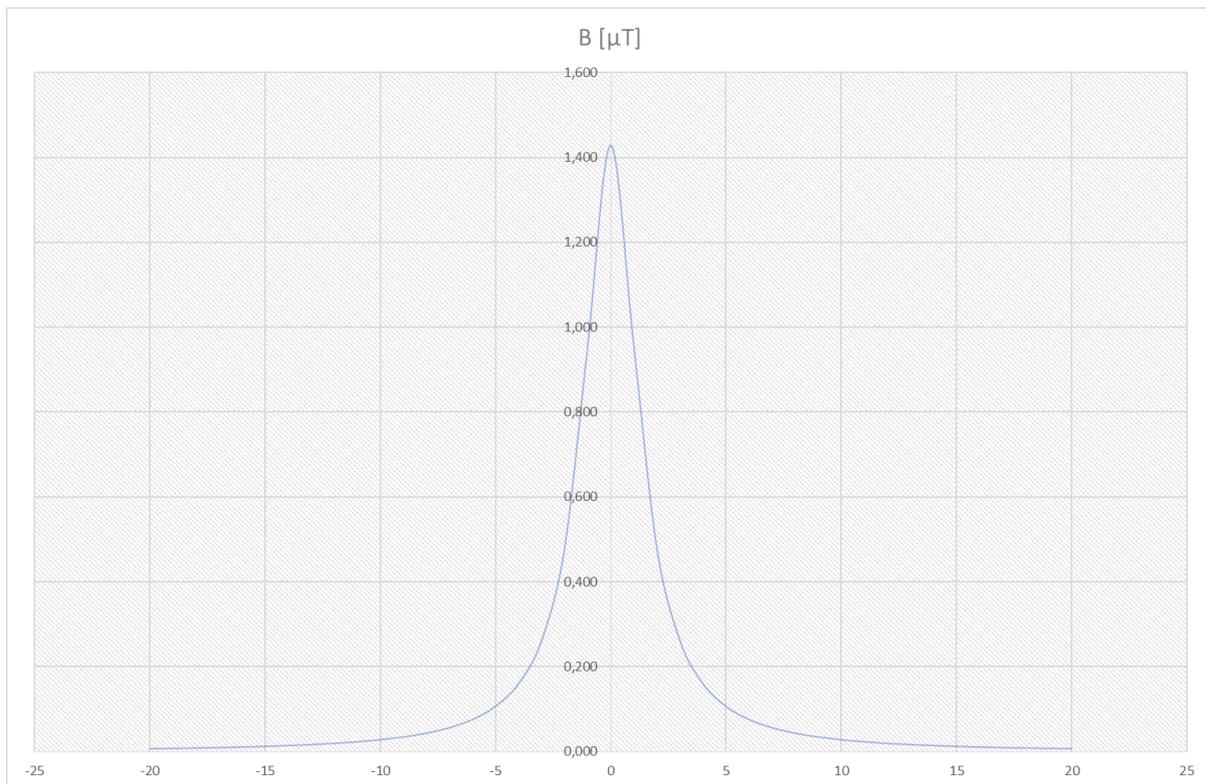
- tutti i conduttori sono stati considerati rettilinei, orizzontali, di lunghezza infinita e paralleli tra loro;
- le correnti sono state considerate concentrate negli assi centrali dei conduttori;
- non sono state considerate le correnti indotte negli schermi;
- il terreno è stato considerato perfettamente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

In funzione del particolare di posa, come nel dettaglio di seguito:



*Figura 12: particolare di posa linea a 36 kV di interconnessione ai quadri delle cabine di conversione-trasformazione*

I risultati ottenuti vengono mostrati nelle figure seguenti:



**Figura 13: Induzione magnetica generata durante l'esercizio dalla linea 36 kV n° 1 da 300 mm<sup>2</sup>; fasi disposte a trifoglio, I =241 A circa, profondità di posa 1,40 m**

L'analisi dei grafici sopra rappresentati, mostra che la linea elettrica da 300 mm<sup>2</sup> genera, durante l'esercizio, a livello del suolo sulla verticale del cavo, un valore di induzione magnetica inferiore all'obiettivo di qualità di 3μT fissato dal D.P.C.M. 8 luglio 2003. Bisogna inoltre considerare che essa si sviluppa 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 rischio per la salute.

### 3.4 Dorsale a 36 kV di collegamento con la Sezione a 36 kV della nuova Stazione Elettrica di Trasformazione

Come riscontrabile dallo schema elettrico unifilare, l'impianto di produzione verrà collegato in antenna a 36 kV con una nuova stazione elettrica (SE) di trasformazione 150/36 kV della RTN da inserire in entra - esce alla linea RTN a 150 kV "San Salvo - Montecilfone", previa realizzazione dell'elettrodotto RTN 380 kV "Foggia - Larino - Gissi", di cui al Piano di Sviluppo Terna.

È stata considerata una profondità di posa pari a 1,40 m, come si può evincere dal particolare di posa:

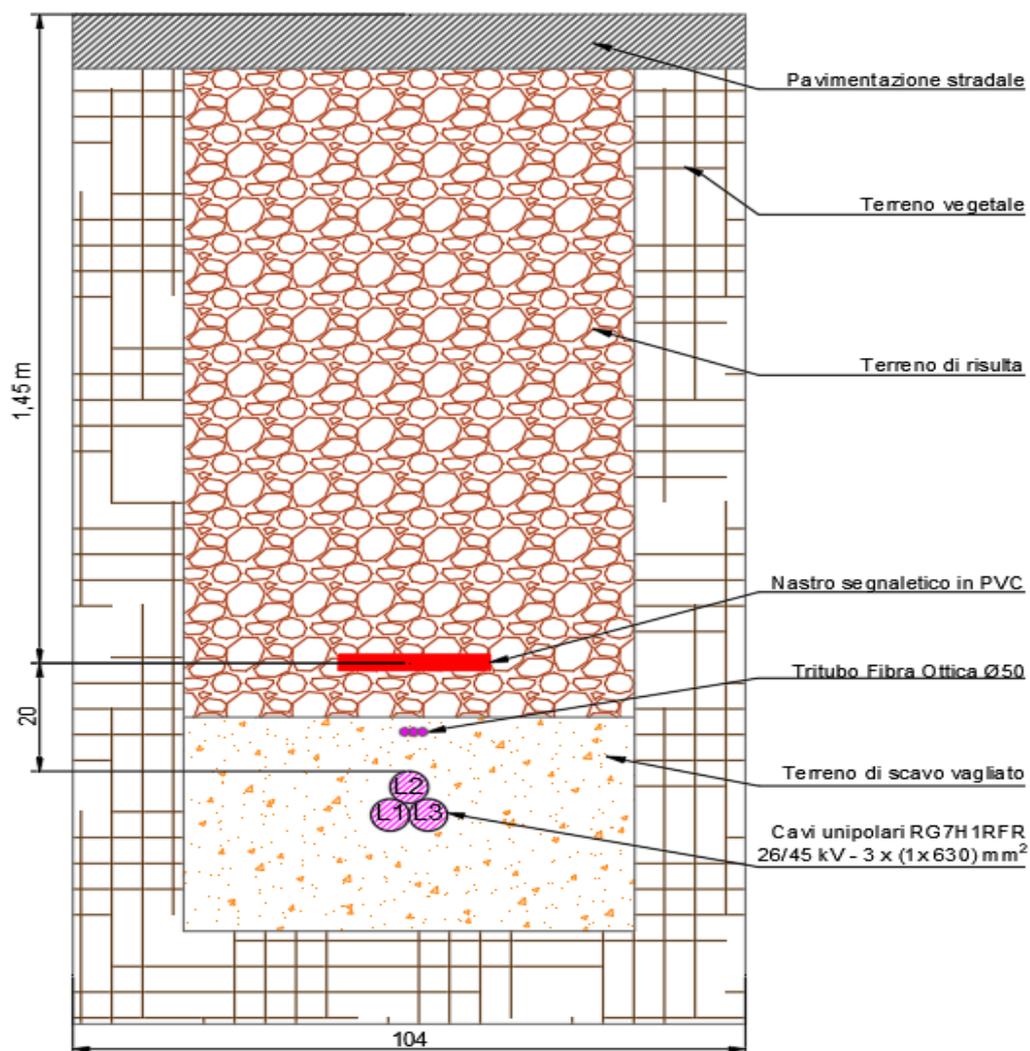
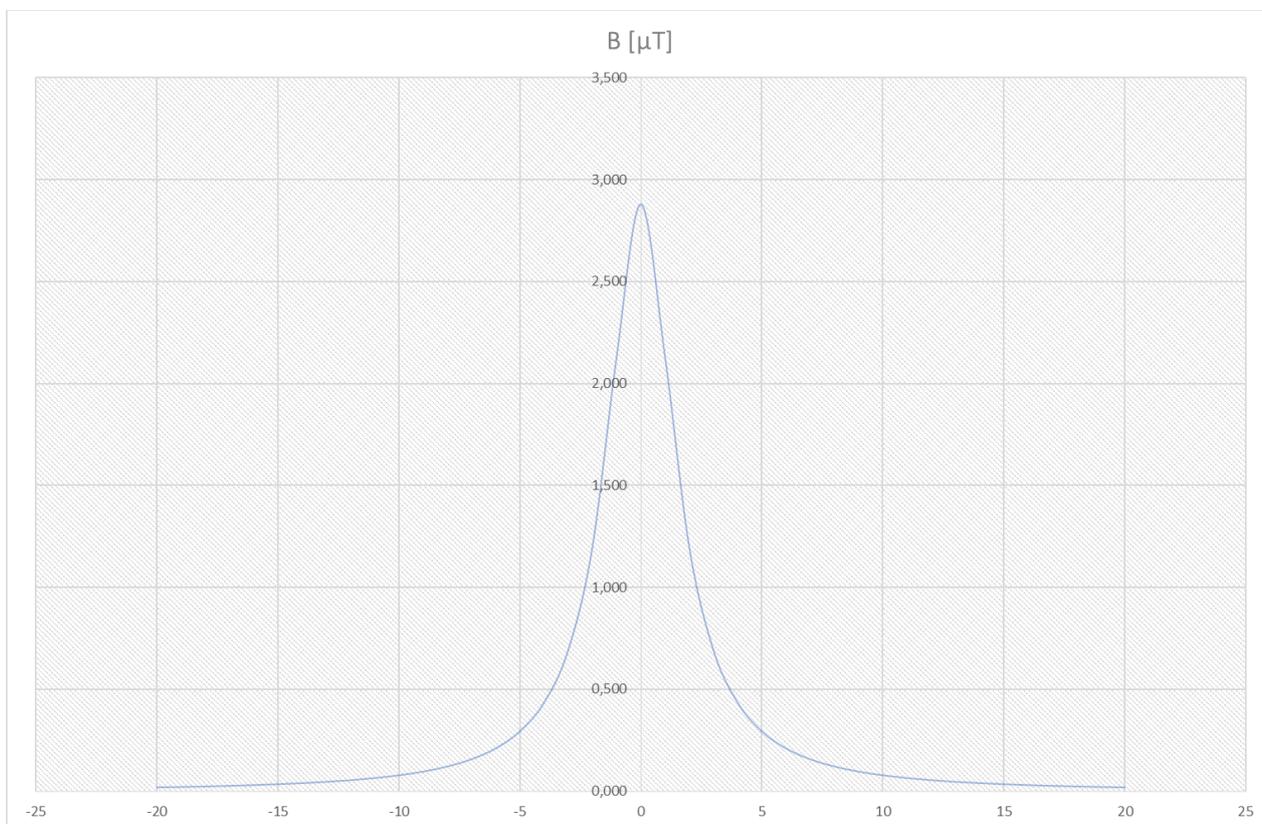


Figura 14: particolare di posa dorsale 36 kV di collegamento con la Sottostazione Elettrica Terna ;

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 durante l’esercizio, ottenendo il risultato rappresentato in figura 16:



**Figura 15: Induzione magnetica generata durante l'esercizio dalla dorsale 36 kV terna da 630 mm<sup>2</sup> di collegamento con la Stazione Elettrica di Trasformazione Terna; I = 482 A circa, profondità di posa 1,65 m**

L’analisi del grafico sopra rappresentato, mostra che la dorsale a 36 kV di collegamento con la Stazione Elettrica Terna genera, durante l’esercizio, a livello del suolo sulla verticale del cavo, un valore di induzione magnetica inferiore all’obiettivo di qualità di 3μT fissato dal D.P.C.M. 8 luglio 2003. Inoltre bisogna considerare che essa si sviluppa in un sito dove non è prevista la permanenza di persone per un tempo superiore a 4 ore giornaliere.

Ciò nonostante, in fase di progettazione esecutiva si potranno adottare provvedimenti di mitigazione del campo magnetico, ad esempio l’utilizzo di schermi ferromagnetici opportunamente dimensionati.

## 4. Conclusioni

Alla luce dei calcoli eseguiti, non si riscontrano problematiche relative all'impatto elettromagnetico generato dalle infrastrutture elettriche costituenti l'impianto di produzione, 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;
- le DPA delle cabine di conversione e trasformazione rientrano nei confini di pertinenza dell'impianto fotovoltaico;
- l'induzione magnetica generata dalle linee a 36 kV interne al campo risulta inferiore all'obiettivo di qualità;
- l'induzione magnetica generata dalla dorsale a 36 kV di collegamento con la Stazione Elettrica Terna, risulta inferiore all'obiettivo di qualità.

Ciò nonostante, a lavori ultimati si potranno eseguire delle prove in sito che dimostrino l'esattezza dei calcoli e delle assunzioni fatte ed adottare opportuni interventi di mitigazione qualora i livelli di emissione dovessero risultare superiori agli obiettivi di qualità fissati dal D.P.C.M. 8 luglio 2003.