



REGIONE SICILIANA
 PROVINCIA DI RAGUSA
 COMUNE DI CHIARAMONTE GULFI



PROGETTO DI UN IMPIANTO AGRO-BIO-FOTOVOLTAICO INTEGRATO AD UN VIGNETO A TENDONE E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE DA REALIZZARE NEL COMUNE DI CHIARAMONTE GULFI (RG) IN CONTRADA MAZZARRONELLO, AL FOGLIO. 129 P.LLE 6,8, 16, 19, 87, 178, 179, 180, 186, 187, 188, 193, 194, 197, 200, 201, 202, 308, 394, 395, 397, 399, 626, 634, 636, 669, 10, 69, 287, 299, 300, 712, 713, 185, DI POTENZA PARI A **63.158,76 kWp** DENOMINATO "**MAZZARRONELLO HV - VIGNETICA**"

PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE TECNICA - CAMPI ELETTROMAGNETICI



**IMPIANTO
 AGRIVOLTAICO
 AVANZATO**

**LAOR
 (Land Area
 Occupation Ratio)
 24,5%**

LIV. PROG.	COD. PRATICA TERNA	CODICE ELABORATO	TAVOLA	DATA	SCALA
PD	202102524	VIGNETICA_B29	-	14.09.2023	-

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO

RICHIEDENTE E PRODUTTORE

HF SOLAR 9 S.r.l.

Viale Francesco Scaduto n°2/D - 90144 Palermo (PA)

ENTE

FIRMA RESPONSABILE

PROGETTAZIONE

HORIZONFIRM

Ing. D. Siracusa
 Ing. A. Costantino
 Ing. C. Chiaruzzi
 Ing. G. Schillaci
 Ing. G. Buffa
 Ing. M.C. Musca

Arch. M. Gullo
 Arch. S. Martorana
 Arch. F. G. Mazzola
 Arch. A. Calandrino
 Arch. G. Vella
 Dott. Agr. B. Miciluzzo

HORIZONFIRM S.r.l. - Viale Francesco Scaduto n°2/D - 90144 Palermo (PA)

PROGETTISTA INCARICATO

FIRMA DIGITALE PROGETTISTA



FIRMA OLOGRAFA E TIMBRO
 PROGETTISTA

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

“Mazzarronello HV - Vignetica”

Codice di Rintracciabilità “202102524”

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

Progetto definitivo

Potenza del generatore fotovoltaico = 63.158,76 kWp

Potenza nominale impianto = 50.000 kW

Potenza in immissione concessa = 50.000 kW

Sommario

1 Premessa.....	1
2 Riferimenti Normativi	6
3 Descrizione generale dell'impianto.....	7
4 Valutazione previsionale dei campi elettromagnetici.....	17
4.1 Moduli Fotovoltaici.....	17
4.2 Cabine elettriche trasformazione dell'energia elettrica prodotta.....	18
4.2.1 Procedura di calcolo adottata.....	18
4.2.1.1 Sorgente puntiforme	19
4.2.1.2 Sorgenti filiformi rettilinei.....	20
4.2.2 Individuazione delle sorgenti di emissione e calcolo della DPA.....	21
4.2.3 Calcolo della fascia di rispetto secondo il DM 29/05/2008.....	24
4.3 Linee elettriche 36 kV interne al campo.....	27
4.4 Dorsale a 36 kV di collegamento con la Sezione a 36 kV della Stazione Elettrica di Trasformazione di Chiamonte Gulfi.....	32
5 Conclusioni.....	33

1 Premessa

Il progetto in esame prevede la realizzazione di un impianto Agro-bio-fotovoltaico integrato ad un vigneto a tendone, da realizzare nel territorio comunale di Chiaramonte Gulfi (RG) in Contrada Mazzarronello - Località Trappetazzo, su un lotto di terreno distinto al N.C.T. Foglio 129, p.lle 6, 8, 16, 19, 87, 178, 179, 180, 186, 187, 188, 193, 194, 197, 200, 201, 202, 308, 394, 395, 397, 399, 626, 634, 636, 669, 10, 69, 287, 299, 300, 712, 713, 185, avente una **potenza di picco**, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva, pari a **63.158,76 kWp**.

Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate e dallo schema elettrico unifilare, il generatore fotovoltaico è stato suddiviso in **n° 10 sottocampi fotovoltaici**, ove per sottocampo fotovoltaico si intende la parte di impianto fotovoltaico che si connette in maniera distinta alla sezione di raccolta dell'impianto di Utenza attraverso linee di sottocampo, le cui potenze sono quelle di seguito indicate:

- Sottocampo fotovoltaico n° 1, $P_{tot} = 6.321,84 \text{ kWp}$;
- Sottocampo fotovoltaico n° 2, $P_{tot} = 6.321,84 \text{ kWp}$;
- Sottocampo fotovoltaico n° 3, $P_{tot} = 6.321,84 \text{ kWp}$;
- Sottocampo fotovoltaico n° 4, $P_{tot} = 6.321,84 \text{ kWp}$;
- Sottocampo fotovoltaico n° 5, $P_{tot} = 6.321,84 \text{ kWp}$;
- Sottocampo fotovoltaico n° 6, $P_{tot} = 6.321,84 \text{ kWp}$;
- Sottocampo fotovoltaico n° 7, $P_{tot} = 6.321,84 \text{ kWp}$;
- Sottocampo fotovoltaico n° 8, $P_{tot} = 6.321,84 \text{ kWp}$;
- Sottocampo fotovoltaico n° 9, $P_{tot} = 6.321,84 \text{ kWp}$;
- Sottocampo fotovoltaico n° 10, $P_{tot} = 6.262,20 \text{ kWp}$.



Figura 1: - Inquadramento territoriale su ortofoto – suddivisione sottocampi

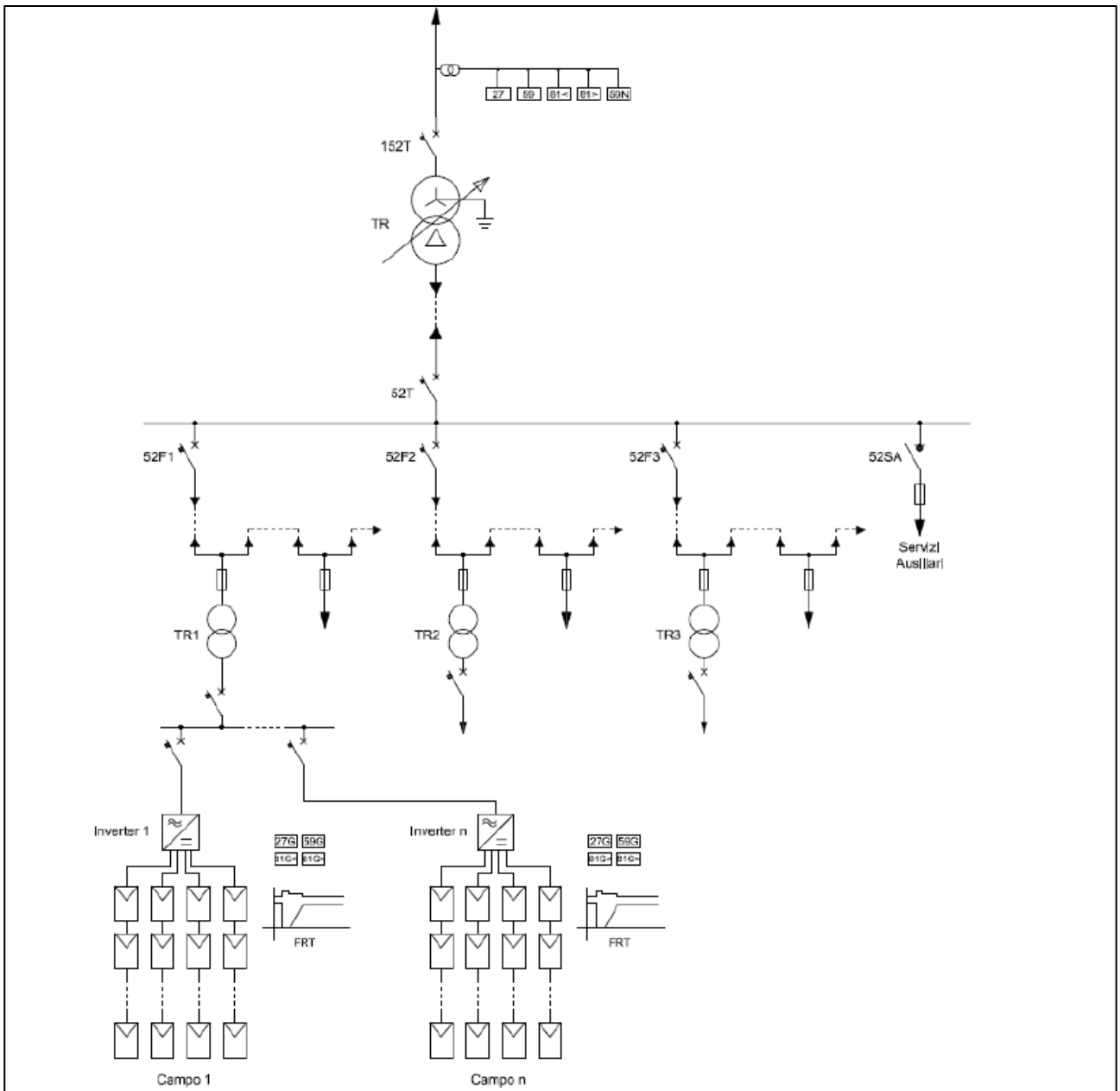


Figura 2: schema tipico di una centrale fotovoltaica con indicazione dei sottocampi fotovoltaici costituenti il generatore fotovoltaico

Lo schema di connessione alla Rete, prescritto dal Gestore della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale con preventivo di connessione ricevuto in data 07/02/2022 ed identificato con Codice Pratica 202102524 prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 36 kV con la futura sezione a 36 kV della Stazione Elettrica di Trasformazione 380/220/150/36 kV della RTN di Chiamonte Gulfi, previo ampliamento della stessa, mediante una dorsale a 36 kV in cavo interrato su tracciato di pertinenza stradale pubblica.

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 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 tipico di inserimento in antenna di un impianto di produzione con la sezione a 36 kV di una Stazione Elettrica della RTN:

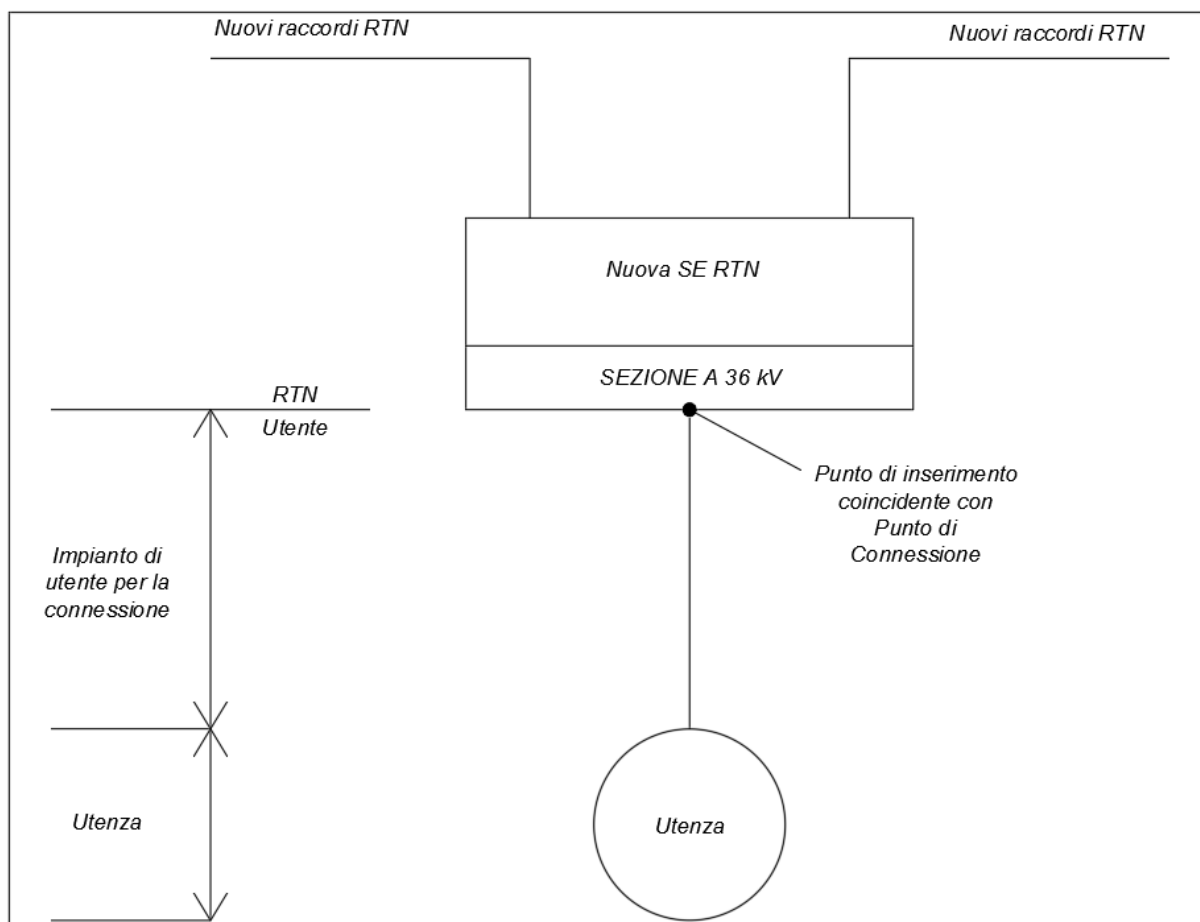


Figura 3: inserimento in antenna di un impianto di produzione con la sezione a 36 kV di una Stazione Elettrica di Trasformazione

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)¹, 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.

¹ 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.

2 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”.

3 Descrizione generale dell'impianto

L'impianto di produzione di energia elettrica oggetto dell'iniziativa intrapresa dalla Società “**HF SOLAR 9 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 **63.158,76 kWp** e, conformemente a quanto prescritto dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale con preventivo di connessione del 07/02/2022 Codice Pratica 202102524, verrà collegato in antenna a 36 kV con la futura sezione a 36 kV della Stazione Elettrica di Trasformazione 380/220/150/36 kV di Chiaramonte Gulfi, mediante una dorsale in cavo interrato il cui tracciato si sviluppa su strada di pertinenza pubblica:



Figura 4: inquadramento territoriale area di impianto su ortofoto, con indicazione del tracciato della dorsale in cavo interrato a 36 kV di collegamento con il futuro potenziamento in satellite a 36 kV della Stazione Elettrica di Chiaramonte Gulfi

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, tenendo conto dei distanziamenti da mantenere tra le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento (che influiscono sulla producibilità energetica) e garantire adeguati spazi per la conduzione dell'attività agricola, degli ingombri delle Cabine Elettriche di Conversione e Trasformazione dell'energia elettrica prodotta e della Cabina di Raccolta.

Per la composizione del campo di generazione, limitatamente a questa fase della progettazione, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici “Mysolar Bifacciali da 710 Wp” costituiti da 132 celle in silicio monocristallino i quali, al fine di massimizzare la producibilità energetica, verranno montati su strutture di tipo sub verticale.

SPECIFICATIONS (STC*)					
Module Type	MS690N-HJTGB	MS695N-HJTGB	MS700N-HJTGB	MS705N-HJTGB	MS710N-HJTGB
	STC	STC	STC	STC	STC
Maximum Power (Pmax)	690Wp	695Wp	700Wp	705Wp	710Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41,80V	41,95V	42,10V	42,25V	42,40V
Maximum Power Current (Imp)	16,51A	16,57A	16,63A	16,68A	16,75A
Open-circuit Voltage (Voc)	49,82V	49,95V	50,13V	50,29V	50,44V
Short-circuit Current (Isc)	17,31A	17,37A	17,43A	17,49A	17,55A
Module Efficiency STC (%)	22,21%	22,37%	22,53%	22,69%	22,86%
Operating Temperature (°C)	-40°C ~ +85°C				
Maximum System Voltage	1500VDC (IEC)				
Maximum Series Fuse Rating	30A				
Power Tolerance	0 ~ +6W				
Temperature Coefficients of Pmax	-0,260%/°C				
Temperature Coefficients of Voc	-0,240%/°C				
Temperature Coefficients of Isc	0,040%/°C				
Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	42,30±2°C				

REAR SIDE POWER GAIN (BIFACIAL OUTPUT, FOR 700W)						
Power Gain	5%	10%	15%	20%	25%	30%
Maximum Power (Pmax)	735Wp	770Wp	805Wp	840Wp	875Wp	910Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	42,10V	42,10V	42,10V	42,10V	42,10V	42,10V
Maximum Power Current (Imp)	17,45A	18,28A	19,12A	19,95A	20,78A	21,62A
Open-circuit Voltage (Voc)	50,13V	50,13V	50,13V	50,22V	50,22V	50,22V
Short-circuit Current (Isc)	18,30A	19,17A	20,04A	20,92A	21,78A	22,65A

NMOT* (Nominal Module Operating Temperature):
Irradiance 800W/sqm, Ambient Temperature 20°C, AM 1.5, Wind Speed 1m/s

*Power measurement tolerance: -/+3%

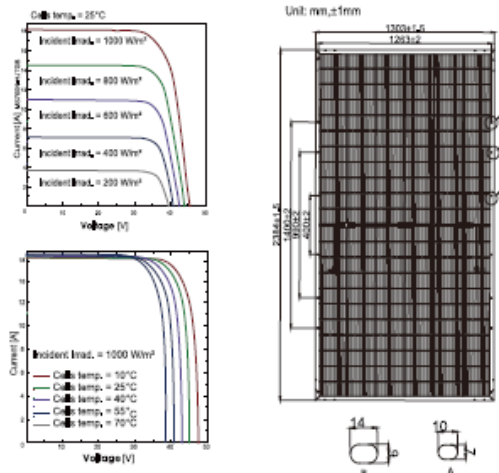
Mechanical Characteristics

Cell Type	N-type HJT 210*210mm
No. of cells	132 (6*22)
Dimensions	2384*1303*35mm (±1mm)
Weight	38.80KG ±2%
Glass	2.0mm Anti-Reflection Coating, High Transmission, Tempered Glass
Frame	Anodized aluminum alloy
Junction Box	IP68 Rated, 3 diodes
Cable & Connector	4mm ² cable: +1.4m/-1.4m or +0.3m/-0.3m or Customized, MC4 compatible

Packaging Info

[Two panels = One stack]

31pcs/pallet, 558pcs/40HQ Container



Mysolar reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice due to continuous innovation and product improvement. Please be kindly noted installation of Mysolar solar modules shall be done by professional skilled people. Please read the installation manual carefully before using Mysolar solar panels.

Mysolar is a Mambot company and brand. Mysolar and Mambot are trademarks of Mambot Manufacturing USA Inc.

Mambot Manufacturing USA Inc.

www.mambot.com Tel: 001 302 428 9888 sales@mambot.com Head Office: Orange St. #600, Wilmington, New Castle, 19899, Delaware, USA

Mysolar Manufacturing (Shanghai) Co., Ltd.

www.mysolar.com www.mambot.com/mysolar Tel: 0086 21 621 47369 North Part, 21ST Fl, No.1, LN1040, Caoyang Rd, Puduo Dist, Shanghai, P.R.C.

File Version: Mysolar2022NOV_GOLD_HJT132

Figura 5: Datasheet indicativo dei pannelli utilizzati in fase di progettazione del layout

Si specifica che in fase di realizzazione dell'impianto verranno utilizzati moduli commerciabili di tipo TIER 1.

Per ridurre i costi di investimento e manutenzione, si è scelto di adottare inverter di tipo centralizzati **SMA SUNNY CENTRAL 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
Input (DC)			
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 kmil, 2 x 400 mm ²	2 x 800 kmil, 2 x 400 mm ²	2 x 800 kmil, 2 x 400 mm ²
Integrated zone monitoring	○	○	○
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A		
Output (AC)			
Nominal AC power at cos φ = 1 (at 35°C / at 50°C)	2500 kVA / 2250 kVA	2750 kVA / 2500 kVA	3000 kVA / 2700 kVA
Nominal AC power at cos φ = 0.8 (at 35°C / at 50°C)	2000 kW / 1800 kW	2200 kW / 2000 kW	2400 kW / 2160 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom}$ = 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 ¹⁾	550 V / 440 V to 660 V	600 V / 480 V to 690 V	655 V / 524 V to 721 V ¹⁾
AC power frequency		50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ¹¹⁾		> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ¹¹⁾		● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited ○ 1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited	
Efficiency			
Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ³⁾ / CEC efficiency ³⁾	98.6% / 98.3% / 98.0%	98.7% / 98.5% / 98.5%	98.8% / 98.6% / 98.5%
Protective Devices			
Input-side disconnection point		DC load-break switch	
Output-side 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		○ / ○	
Insulation monitoring		○	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)		IP65 / IP34 / IP34	
General Data			
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)		
Weight	< 3400 kg / < 7496 lb		
Self-consumption (max. ⁴⁾ / partial load ⁵⁾ / average ⁶⁾)	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W		
Self-consumption (standby)	< 370 W		
Internal auxiliary power supply	Integrated 8.4 kVA transformer		
Operating temperature range ⁷⁾	-25 to 60°C / -13 to 140°F		
Noise emission ⁷⁾	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 ⁸⁾ 1000 m / 2000 m / 3000 m	● / ○ / ○ (earlier temperature-dependent derating)		
Fresh air consumption	6500 m ³ /h		
Features			
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, Cat5)		
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004		
Supply transformer for external loads	○ (2.5 kVA)		
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, BDEW-MSRL, IEEI1547, 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
<p>1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion</p> <p>2) Efficiency measured without internal power supply</p> <p>3) Efficiency measured with internal power supply</p> <p>4) Self-consumption at rated operation</p> <p>5) Self-consumption at < 75% Pn at 25°C</p> <p>6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% Pn at 35°C</p> <p>7) Sound pressure level at a distance of 10 m</p> <p>8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.</p> <p>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).</p> <p>10) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA.</p> <p>11) Depending on the DC voltage</p>			

Figura 6: datasheet 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:

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

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

Quest'ultima può essere calcolata con la seguente espressione:

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

dove

- $U_{oc} (25^{\circ}\text{C})$ è la tensione a vuoto del modulo in condizioni standard il cui valore viene dichiarato dal costruttore;
- β 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_{MPPT} la tensione del modulo in corrispondenza del punto di massima potenza, dichiarata dal costruttore.

Ai fini del corretto coordinamento occorre verificare che:

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

dove $U_{MPPT \text{ MAX INVERTER}}$ 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 W/m^2 ,
- temperatura θ_{\max} pari a $70\text{-}80^\circ\text{C}$.

e può essere calcolata con la seguente espressione:

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

dove:

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

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

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

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

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

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

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

La massima corrente di stringa è calcolabile nel seguente modo:

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

dove:

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

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 10 sottocampi fotovoltaici, aventi le potenze di seguito elencate:

- Sottocampo fotovoltaico n° 1, $P_{\text{tot}} = 6.321,84 \text{ kWp}$;
- Sottocampo fotovoltaico n° 2, $P_{\text{tot}} = 6.321,84 \text{ kWp}$;
- Sottocampo fotovoltaico n° 3, $P_{\text{tot}} = 6.321,84 \text{ kWp}$;
- Sottocampo fotovoltaico n° 4, $P_{\text{tot}} = 6.321,84 \text{ kWp}$;
- Sottocampo fotovoltaico n° 5, $P_{\text{tot}} = 6.321,84 \text{ kWp}$;
- Sottocampo fotovoltaico n° 6, $P_{\text{tot}} = 6.321,84 \text{ kWp}$;
- Sottocampo fotovoltaico n° 7, $P_{\text{tot}} = 6.321,84 \text{ kWp}$;

- Sottocampo fotovoltaico n° 8, $P_{tot} = 6.321,84 \text{ kWp}$;
- Sottocampo fotovoltaico n° 9, $P_{tot} = 6.321,84 \text{ kWp}$;
- Sottocampo fotovoltaico n° 10, $P_{tot} = 6.262,20 \text{ kWp}$.

per una potenza complessiva **di 63.158,76 kWp**.

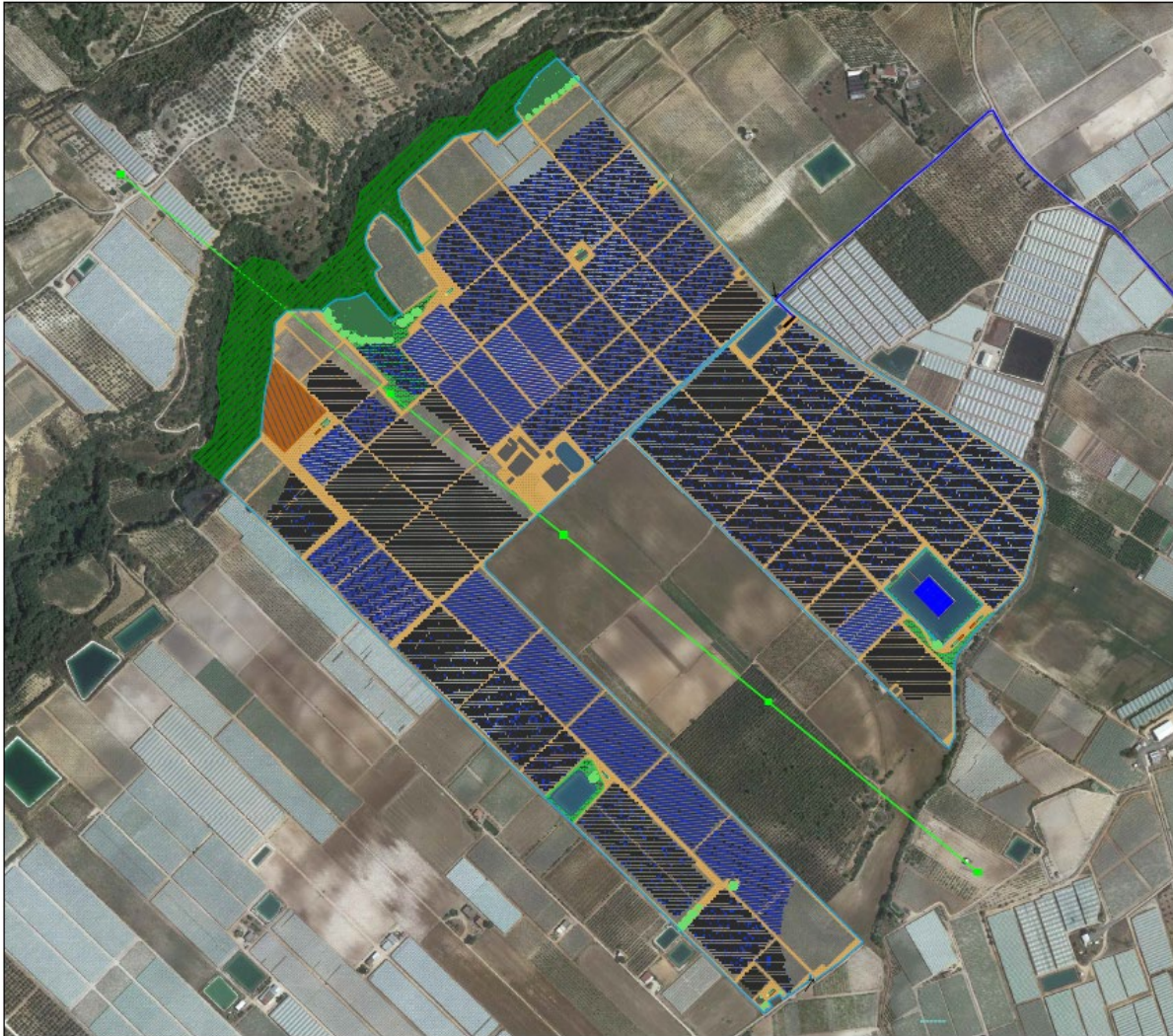


Figura 7: inquadramento territoriale area di impianto su ortofoto

Per ciascun sottocampo fotovoltaico è previsto un “**locale di Conversione e Trasformazione dell’energia elettrica prodotta**” di tipo **container**, di dimensioni pari a 9,40 x 4 m, premesso che la scelta potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva.

Le cabine elettriche verranno interconnesse tra loro in entra-esci a mezzo di linee elettriche in cavo interrato elettrificate a 36 kV e collegate al quadro elettrico generale installato all’interno della **cabina di raccolta**. In particolare, è prevista la realizzazione di n° 4 linee le quali interconnettono le cabine elettriche di trasformazione previste secondo l’ordine di seguito indicato:

- **Linea n° 1**, ARE4H5EX 3x(1x300) mm², interconnette le cabine di trasformazione n° 1, 2, 3 e 4;
- **Linea n° 2**, ARE4H5EX 3x(1x185) mm², interconnette le cabine di trasformazione n° 5 e 6;
- **Linea n° 3**, ARE4H5EX 3x(1x185) mm², interconnette le cabine di trasformazione n° 7 e 8;
- **Linea n° 4**, ARE4H5EX 3x(1x185) mm², interconnette le cabine di trasformazione n° 9 e 10.

Per una maggiore comprensione di quanto descritto, si riporta lo schema a blocchi dell'impianto, rimandando alle tavole di progetto allegate per maggiori dettagli in merito.

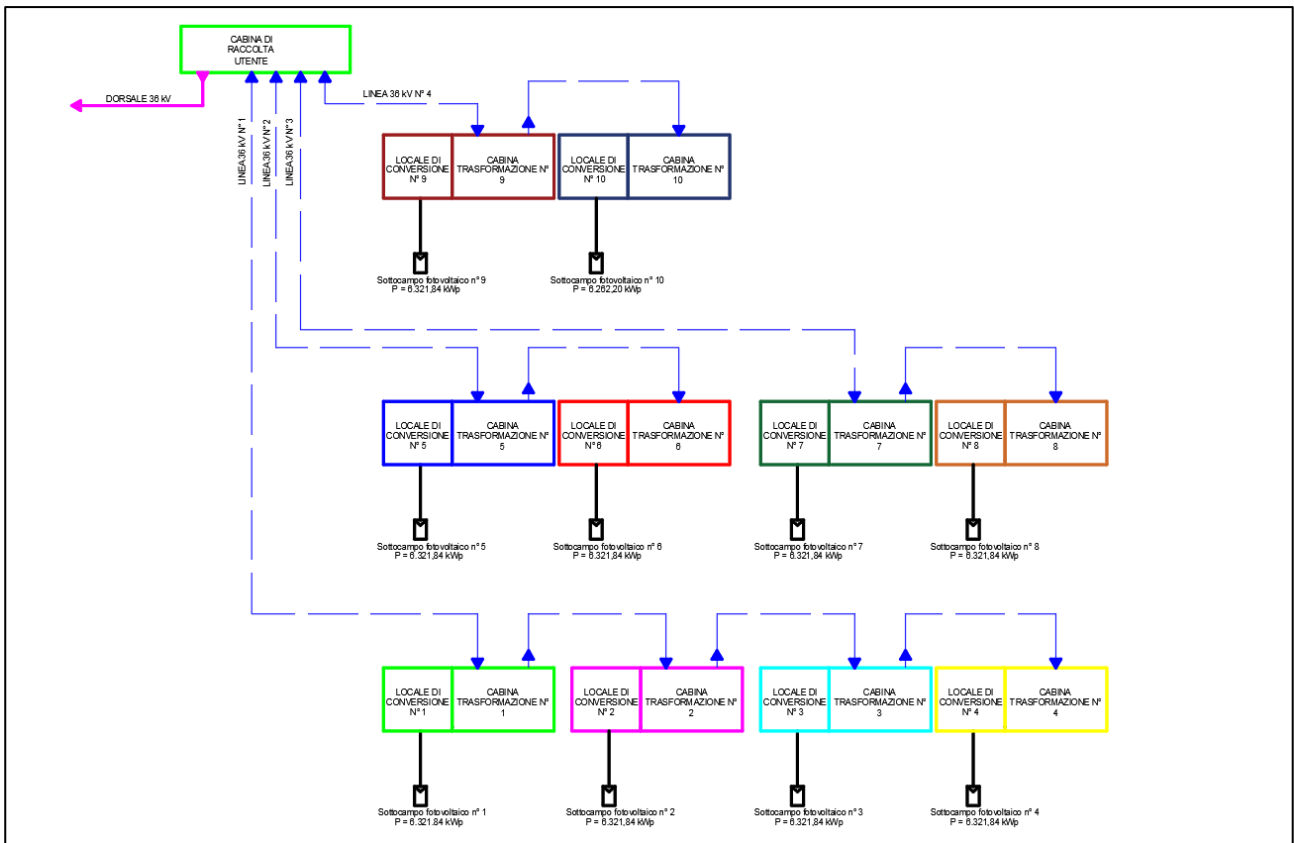


Figura 8: schema a blocchi dell'impianto

Dalla cabina di raccolta, posizionata in prossimità dell'area di accesso al sito, partirà una dorsale a 36 kV in cavo interrato in formazione 2x[3x(1x630)] mm², la quale consentirà di collegare l'impianto di produzione con la futura sezione a 36 kV della Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) di Chiamonte Gulfi.

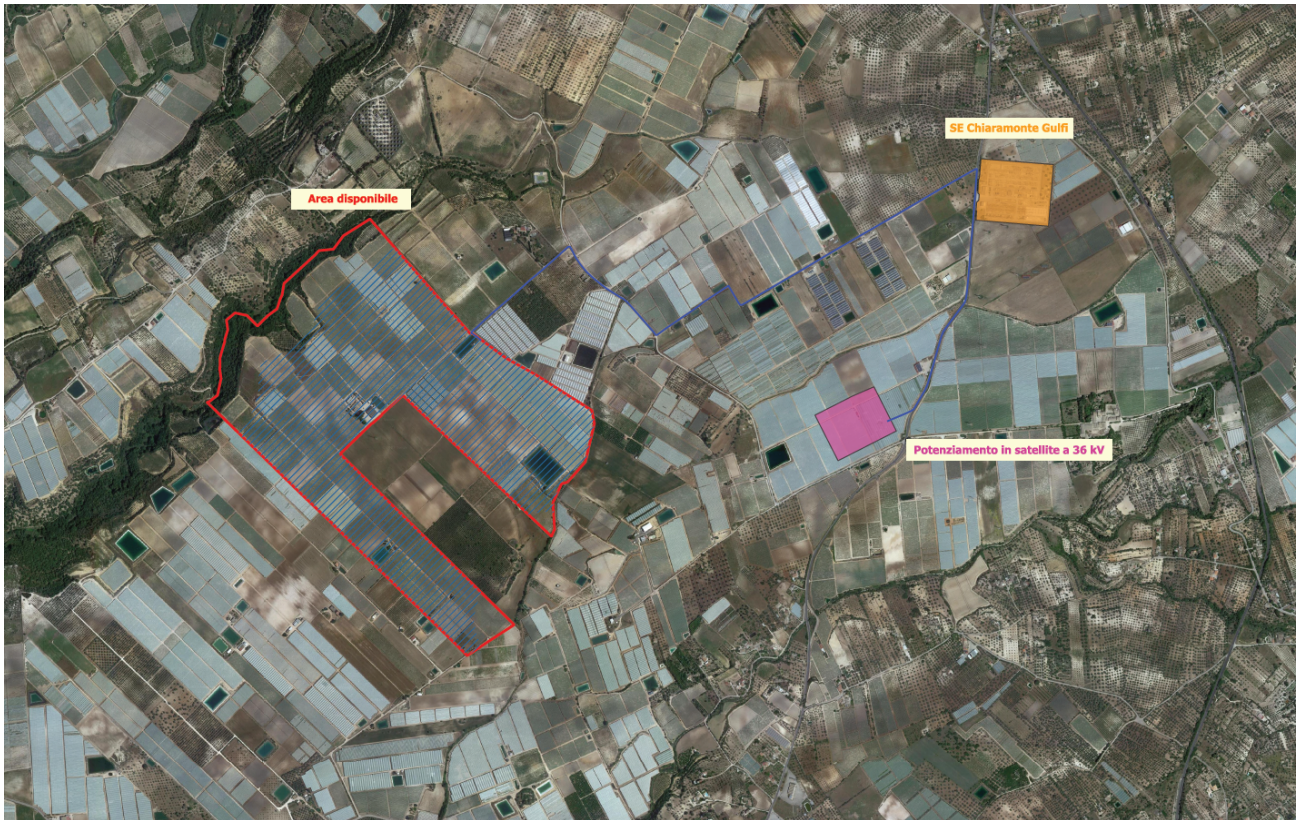


Figura 9: inquadramento territoriale su ortofoto dell'area di impianto, con indicazione del tracciato della dorsale in cavo interrato a 36 kV di collegamento con il futuro potenziamento del satellite a 36 kV della Stazione Elettrica di Trasformazione di Chiamonte Gulfi



Figura 10: stazione elettrica di trasformazione di Chiamonte Gulfi

4 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 Utenza² 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 la Stazione Elettrica di Trasformazione di Chiaramonte Gulfi.

I risultati ottenuti, vengono riportati nei successivi paragrafi.

4.1 Moduli Fotovoltaici

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

Nel momento in cui vengono esposti alla radiazione solare, grazie all'effetto fotovoltaico, producono energia in corrente continua e pertanto i campi da loro generati, essendo stazionari, non rientrano nell'ambito dell'applicazione del D.P.C.M. 8 Luglio 2003. Dal punto di vista della protezione dei lavoratori che opereranno sull'impianto, bisogna considerare che le stringhe fotovoltaiche generano durante l'esercizio in condizioni STC (irraggiamento pari a 1000 W/m^2 , temperatura ambiente pari a 25°C , Air Mass 1,5) correnti inferiori a 100 A pertanto, 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).

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

4.2 Cabine elettriche trasformazione dell'energia elettrica prodotta

Per ciascun sottocampo fotovoltaico, verrà realizzata una cabina elettrica di conversione e trasformazione dell'energia elettrica prodotta, all'interno della quale saranno installati i quadri elettrici di media e bassa tensione, i gruppi di conversione dell'energia elettrica e il trasformatore di potenza, la cui funzione è quella di innalzare la tensione del campo di generazione al valore del punto di inserimento in rete. Le cabine scelte in fase di progettazione definitiva, sono monoblocchi di tipo container di dimensioni pari a 9,40 x 4 m, premettendo 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.

4.2.1 Procedura di calcolo adottata

Dato che le cabine scelte non sono 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), la procedura di calcolo prescritta dal DM 29/05/2008, in prima analisi, non può essere applicata.

Le sorgenti di campo presenti all'interno delle cabine sono di diverso tipo, alcune semplici da analizzare, altre di più difficile rappresentazione. Tuttavia, ai fini della valutazione delle emissioni generate durante l'esercizio dalle apparecchiature ivi contenute, sono state considerate alcune configurazioni elementari, in cui scomporre idealmente l'impianto, a mezzo delle quali è possibile definire i principali parametri elettrici e geometrici da cui dipende il campo magnetico generato da un impianto reale.

Le configurazioni elementari prese in considerazione sono le seguenti:

- la “*sorgente puntiforme*” cioè di piccole dimensioni rispetto alle distanze di interesse, schematizzata a mezzo di una spira circolare percorsa da corrente;

- la “*sorgente sistema di conduttori*” costituita da conduttori paralleli singoli, in coppia e in terna.

La sorgente puntiforme intende simulare apparecchiature o componenti di apparecchiature, mentre il sistema di conduttori in diverse configurazioni rappresenta i diversi tipi di percorsi di conduttori e cavi presenti nell’impianto.

4.2.1.1 Sorgente puntiforme

Una sorgente di campo magnetico può essere considerata puntiforme quando le dimensioni del suo circuito elettrico sono piccole se paragonate alla distanza tra la sorgente e la regione di spazio in cui si considera il campo.

Una sorgente puntiforme può essere schematizzata con una spira di raggio R (m) percorsa da una corrente I (A):

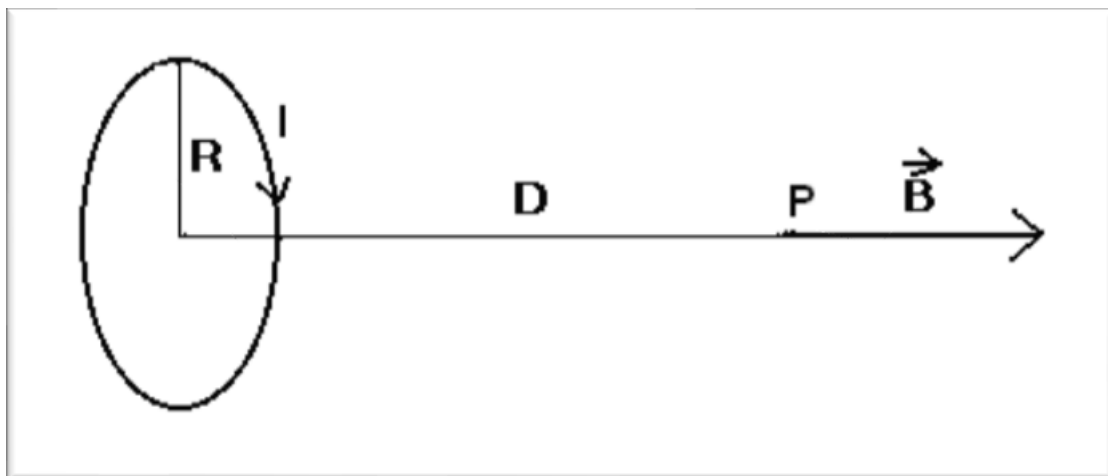


Figura 11: rappresentazione di una sorgente puntiforme di campo magnetico a mezzo di una spira circolare percorsa da corrente

A frequenza industriale (50 Hz) ai fini del calcolo del campo magnetico generato dalla spira, si può ricorrere alla legge di Biot e Savart, la quale porta alla seguente formula analitica per l’induzione magnetica B (T) nel punto P alla distanza D (m) dal centro della spira lungo l’asse passante per tale centro e ortogonale al piano della spira:

$$B(\mu T) = \frac{\pi}{5} \cdot \frac{I \cdot R^2}{D^3}$$

Figura 12: formula per il calcolo dell'induzione magnetica generata da una spira circolare percorsa da corrente in un punto P a distanza D dal centro della spira lungo l'asse passante per tale centro e ortogonale al piano della spira

dove:

- R è il raggio della spira (m);
- I è la corrente che la percorre (A);
- D è la distanza dal punto di esplorazione (m).

4.2.1.2 Sorgenti filiformi rettilinei

Le sorgenti filiformi rettilinei che si riscontrano in una cabina elettrica di trasformazione sono fondamentalmente sistemi trifase di conduttori percorsi da un sistema di correnti normalmente equilibrato. Per una linea trifase percorsa da un sistema di correnti equilibrato, l'intensità del campo magnetico ad una distanza D dal centro di tale sistema può essere calcolato con le formule approssimate di seguito riportate:

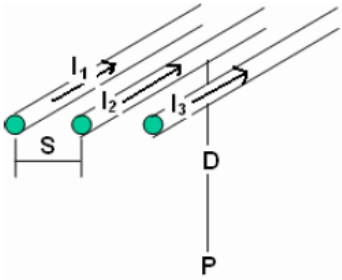
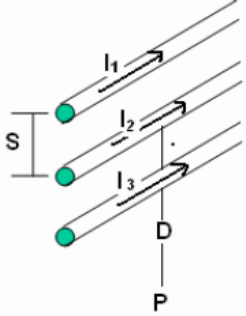
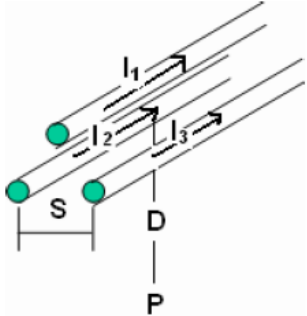
a) Terna trifase di conduttori in piano	b) Terna trifase di conduttori in verticale	c) Terna trifase di conduttori a triangolo
		
$B(\mu T) = 0,2 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{I S}{D D}$		$B(\mu T) = 0,1 \cdot \sqrt{6} \cdot \frac{I S}{D D}$

Figura 13: formule approssimate per il calcolo dell'induzione magnetica prodotta da un sistema trifase di conduttori rettilinei disposti tra loro parallelamente e percorsi da una terna di correnti (I_1, I_2, I_3) equilibrate e simmetriche

4.2.2 Individuazione delle sorgenti di emissione e calcolo della DPA

Ai fini del calcolo delle Distanze di Prima Approssimazione delle cabine elettriche di conversione e trasformazione, sono state considerate le seguenti sorgenti di emissione:

- quadri elettrici di bassa tensione;
- gruppi di conversione DC/AC;
- trasformatore di potenza;
- quadro elettrico a 36 kV;
- cavi elettrici di BT;
- cavi elettrici a 36 kV.

e quali verranno disposte come rappresentato in figura 15:

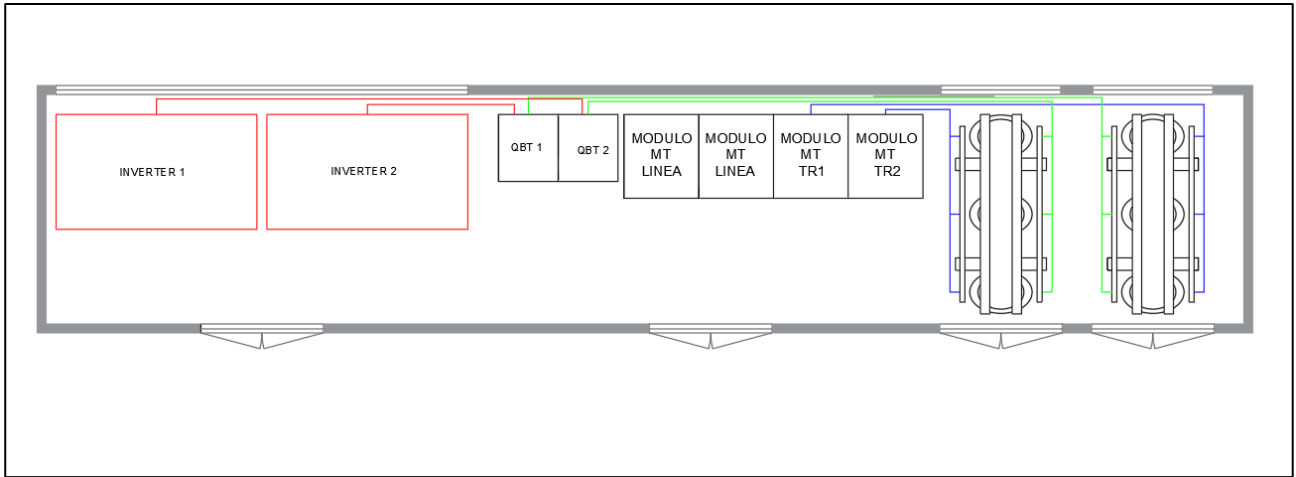


Figura 14: layout cabina elettrica di conversione e trasformazione con rappresentazione delle apparecchiature ivi contenute

Considerando che l'impianto verrà esercitato in corrente alternata a frequenza industriale, ciascuna delle sorgenti di emissione verrà percorsa da un sistema trifase di corrente supposte equilibrate:

$$i_1(t) = I_{\max} \text{sen } \omega t$$

$$i_2(t) = I_{\max} \text{sen } (\omega t - 120^\circ)$$

$$i_3(t) = I_{\max} \text{sen } (\omega t - 240^\circ)$$

dove i valori efficaci delle correnti considerate ai fini del calcolo sono quelli di seguito riportati:

Quadri elettrici di bassa tensione³

Corrente nominale = 2664 A

Cavi elettrici di bassa tensione⁴

Corrente nominale = 2664 A

Gruppi di conversione dell'energia elettrica⁵

Corrente nominale = 2624 A

³ Cautelativamente è stato considerato un valore pari alla somma delle correnti di stringa dei sottocampi sottesi al quadro BT;

⁴ Cautelativamente è stato considerato un valore pari alla corrente nominale del quadro BT;

⁵ È stato considerato il valore dichiarato dal Costruttore;

Trasformatori di potenza⁶

Corrente nominale = 2624 A

Quadro elettrico 36 kV⁷

Corrente nominale = 81 A

Cavi elettrici a 36 kV⁸

Corrente nominale = 81 A

Per la valutazione del campo magnetico generato durante l'esercizio, i trasformatori di potenza, i quadri elettrici e i gruppi di conversione, sono stati schematizzati a mezzo di una "sorgente puntiforme", mentre i cavi elettrici di bassa tensione e a 36 kV sono stati assimilati a delle "sorgenti filiformi" (terna trifase di conduttori disposti in piano) e, per tenere conto della contemporanea presenza di più sorgenti, è stato applicato il "principio di sovrapposizione degli effetti".

Applicando il procedimento sopra descritto, è stata determinata la "Distanza di Prima Approssimazione" ovvero la distanza in pianta sul livello del suolo, da tutte le pareti della cabina stessa, oltre la quale l'induzione magnetica assume valori inferiori all'obiettivo di qualità fissato dal D.P.C.M. 8 luglio 2003 pari a $3\mu\text{T}$:

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

⁶ Cautelativamente è stato considerato un valore pari alla corrente nominale dell'avvolgimento di bassa tensione del trasformatore.

⁷ Cautelativamente è stato considerato un valore pari alla corrente nominale dell'avvolgimento di alta tensione del trasformatore.

⁸ Cautelativamente è stato considerato un valore pari alla corrente nominale dell'avvolgimento di alta tensione del trasformatore

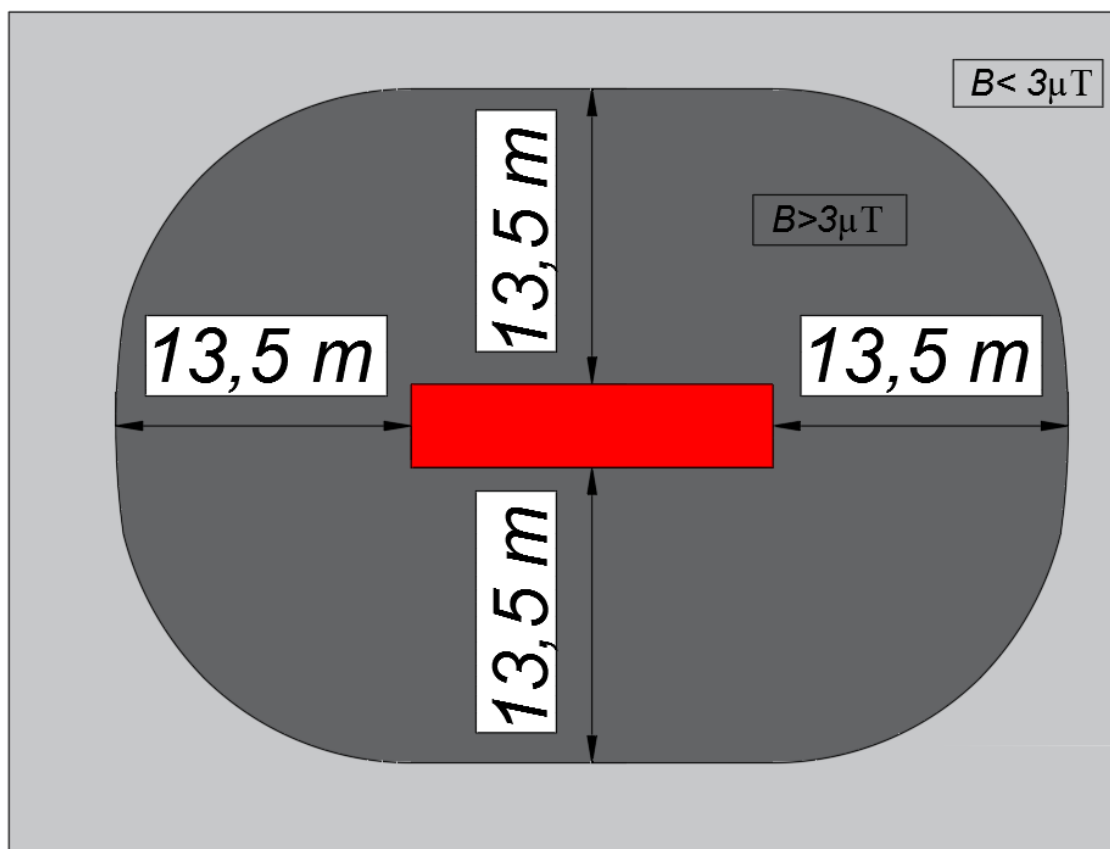


Figura 15: indicazione della DPA delle cabine elettriche di conversione e trasformazione dell'energia elettrica prodotta calcolata con la procedura descritta

4.2.3 Calcolo della fascia di rispetto 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 aperto⁹.

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.

⁹ 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.

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].

Ciascuna cabina di trasformazione, risulta equipaggiata con un trasformatore di potenza da 5000 kVA dotato di n° 2 avvolgimenti di bassa tensione distinti, aventi un rapporto di trasformazione nominale pari a 36kV/0,55kV. Conseguentemente, le correnti nominali degli avvolgimenti di bassa tensione da prendere in considerazione ai fini del calcolo della Dpa secondo la procedura prevista dal DM 19 maggio 2008, valgono:

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

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

Considerando che ciascuna fase BT sarà costituita da **5 cavi unipolari da 400 mm² 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*:

Formazione	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Spessore medio guaina	Ø esterno max	Resistenza elettrica max a 20°C	Peso indicativo cavo	Portata di corrente A					
							n° x mm ²	mm	mm	mm	mm	Ω/km
K = 1	K = 1,5	K = 1	K = 1,5									
1 x 1,5	1,5	0,7	1,4	6,7	13,3	43	24	20	26	24	23	21
1 x 2,5	2,0	0,7	1,4	7,2	7,98	54	33	28	34	31	29	27
1 x 4	2,5	0,7	1,4	7,8	4,95	68	45	37	43	40	38	35
1 x 6	3,0	0,7	1,4	8,4	3,30	91	58	48	55	51	48	44
1 x 10	4,0	0,7	1,4	9,4	1,91	140	80	66	73	68	64	59
1 x 16	5,0	0,7	1,4	10,4	1,21	190	107	88	96	89	83	77
1 x 25	6,2	0,9	1,4	12,2	0,780	280	141	117	124	115	108	100
1 x 35	7,4	0,9	1,4	13,6	0,554	370	176	144	150	139	131	121
1 x 50	8,9	1,0	1,4	15,4	0,386	510	216	175	186	173	162	150
1 x 70	10,5	1,1	1,4	17,3	0,272	700	279	222	229	212	199	184
1 x 95	12,2	1,1	1,5	19,4	0,206	905	342	269	270	250	234	217
1 x 120	13,8	1,2	1,5	21,4	0,161	1140	400	312	312	289	271	251
1 x 150	15,4	1,4	1,6	23,8	0,129	1420	464	355	356	330	310	287
1 x 185	16,9	1,6	1,6	26,0	0,106	1725	533	417	401	371	349	323
1 x 240	19,5	1,7	1,7	29,2	0,0801	2360	634	490	471	436	409	379
1 x 300	23,0	1,8	1,8	32,0	0,0641	2820	736	-	533	493	463	429
1 x 400	26,5	2,0	1,9	36,5	0,0486	3700	868	-	621	575	540	500
1 x 500 (*)	28,5	2,2	2,1	37,1	0,0384	4605	998	-	705	650	610	560
1 x 630 (*)	33,0	2,4	2,3	42,2	0,0287	6125	1151	-	823	762	716	663

Figura 16: scheda tecnica cavi 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 183 mm circa pertanto, applicando la (1), si ottiene una DPA, arrotondata al mezzo metro superiore, pari a:

$$DPA = 12,5 m$$

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.

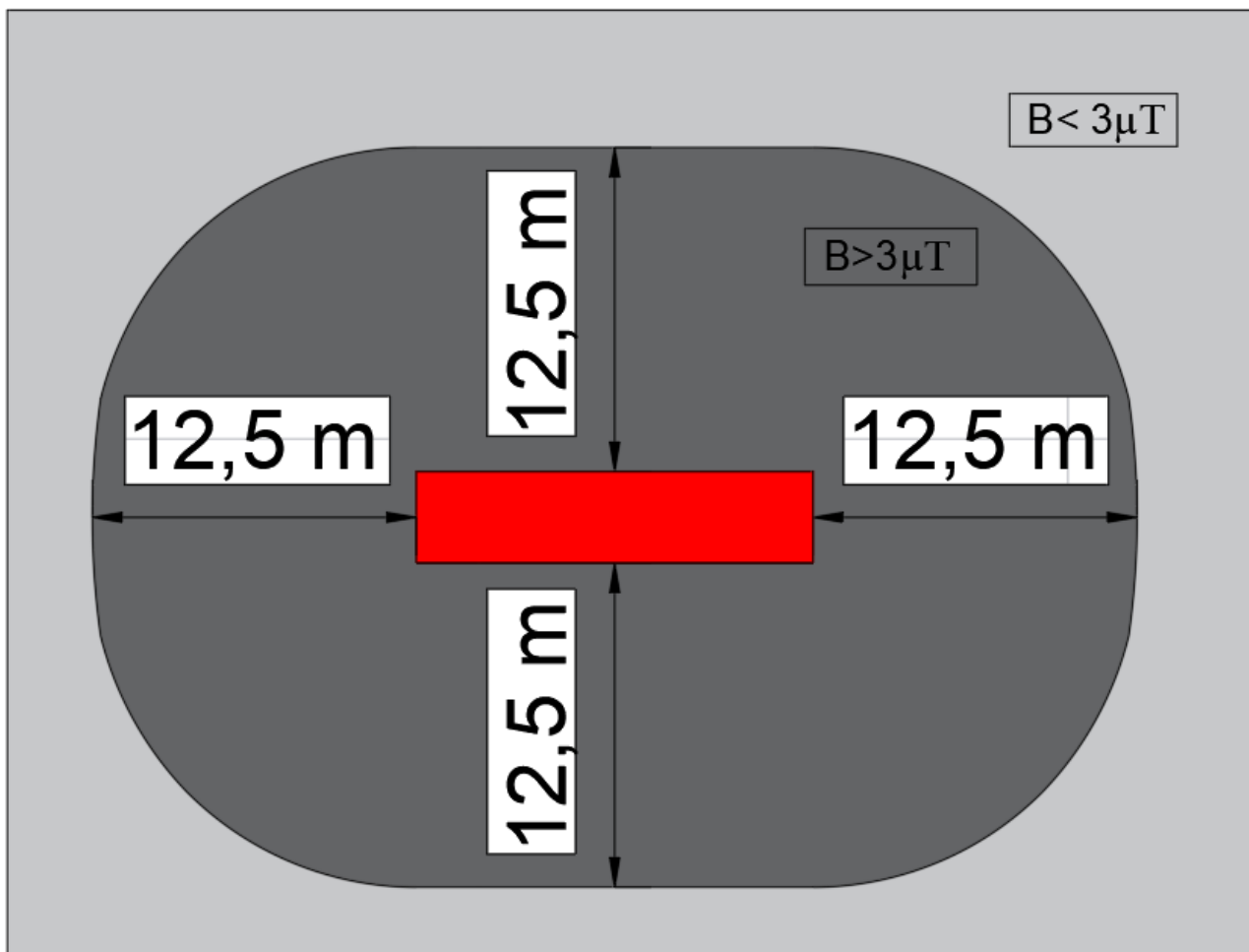


Figura 17: indicazione della DPA delle cabine elettriche di conversione e trasformazione dell'energia elettrica prodotta valutata applicando la procedura prevista dal DM 29 maggio 2008

4.3 Linee elettriche 36 kV interne al campo

Come descritto nella relazione tecnica generale, è prevista la realizzazione di n° 4 linee elettriche 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.

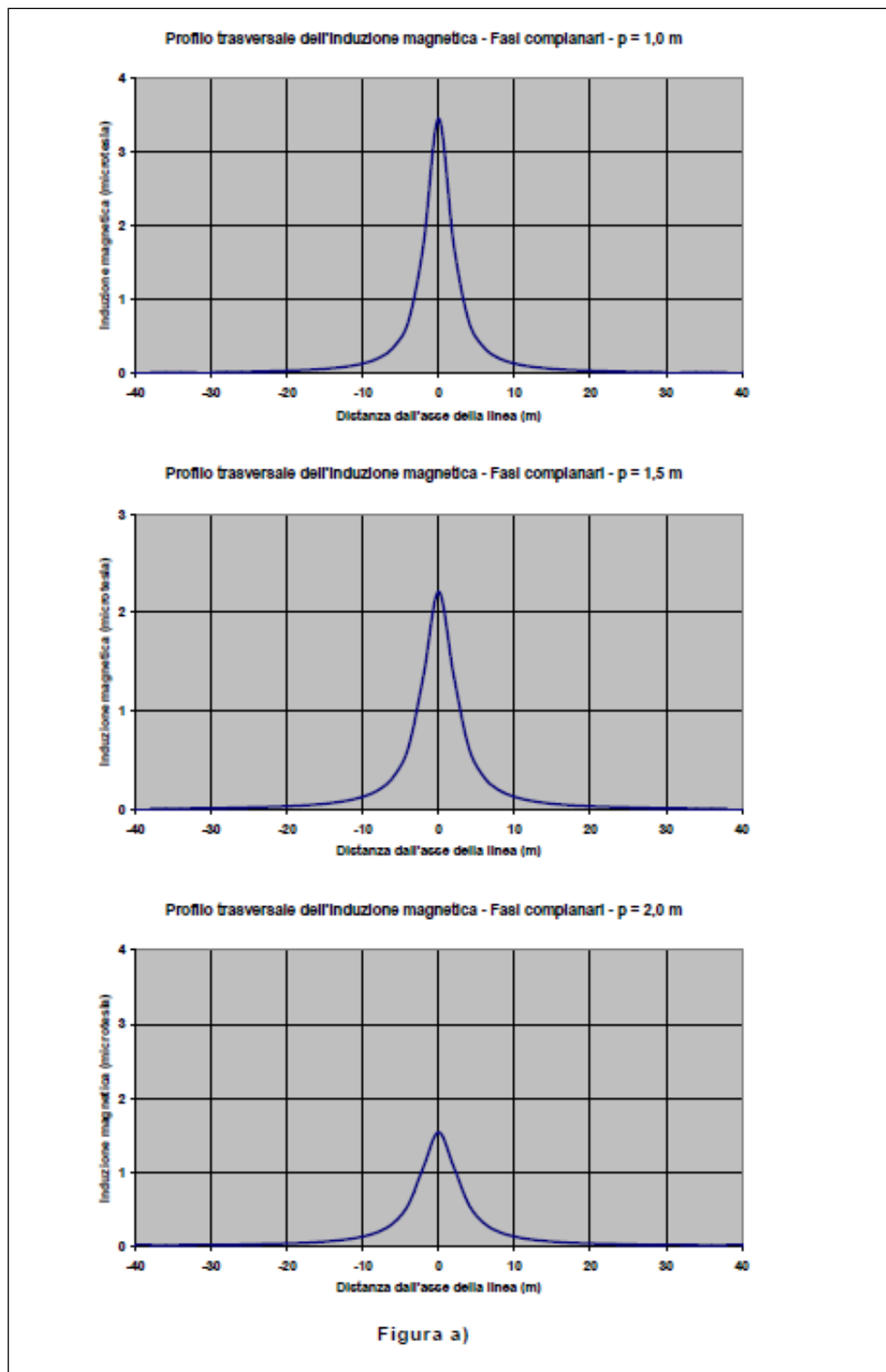


Figura 18: andamento del Campo Induzione Magnetica generata a livello del suolo sulla verticale del cavo – linea trifase con conduttori distanziati di 0,20 m posati rispettivamente a 1,00 m, 1,50 m e 2,00 m di profondità, paralleli tra loro e alla superficie di calpestio; corrente di ogni fase pari a 200 A.

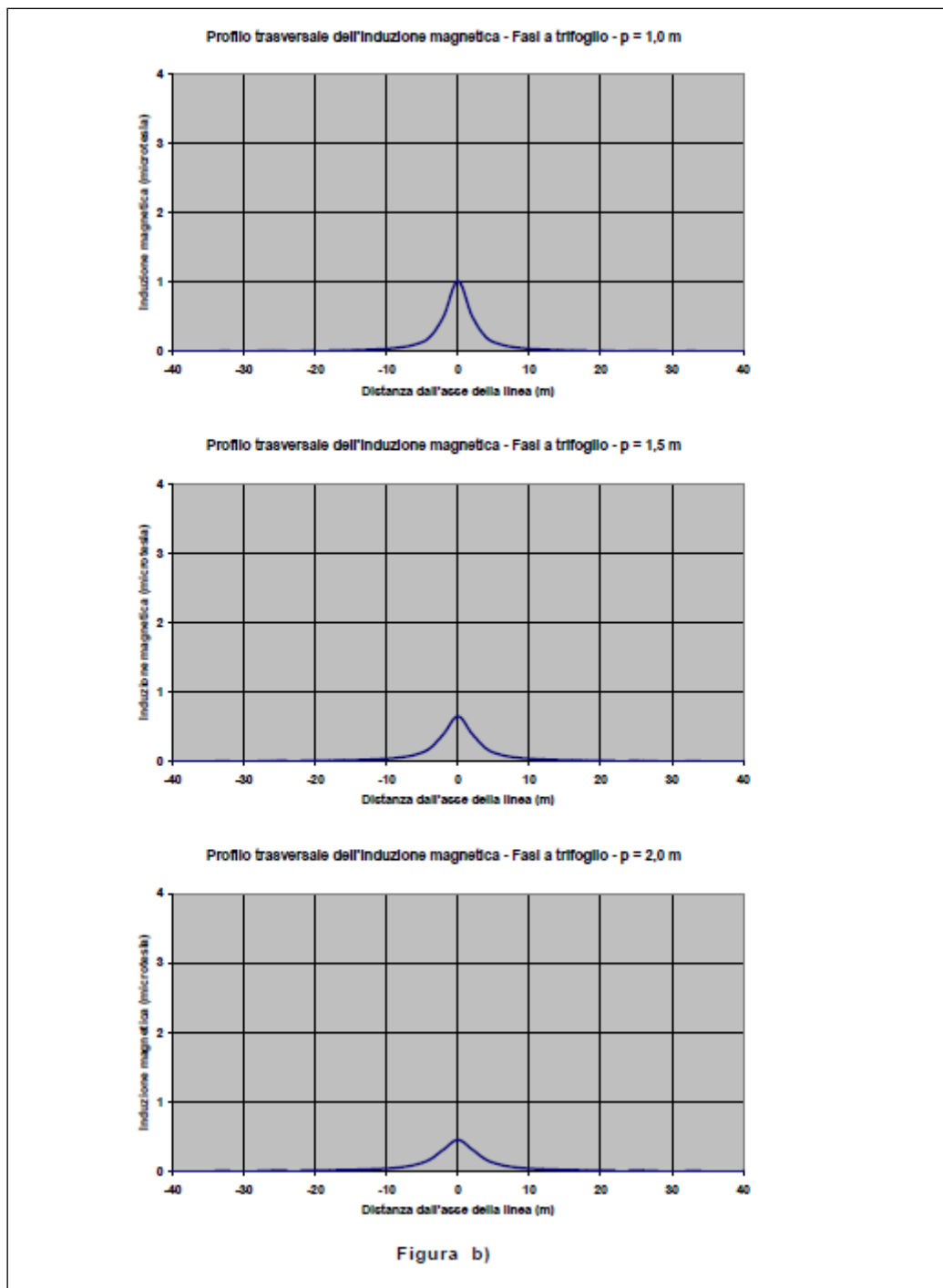


Figura 19: andamento del Campo Induzione Magnetica generata a livello del suolo sulla verticale del cavo – linea trifase con conduttori distanziati di 0,50 m posati rispettivamente a 1,00 m, 1,50 m e 2,00 m di profondità, paralleli tra loro e alla superficie di calpestio; corrente di ogni fase pari a 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.

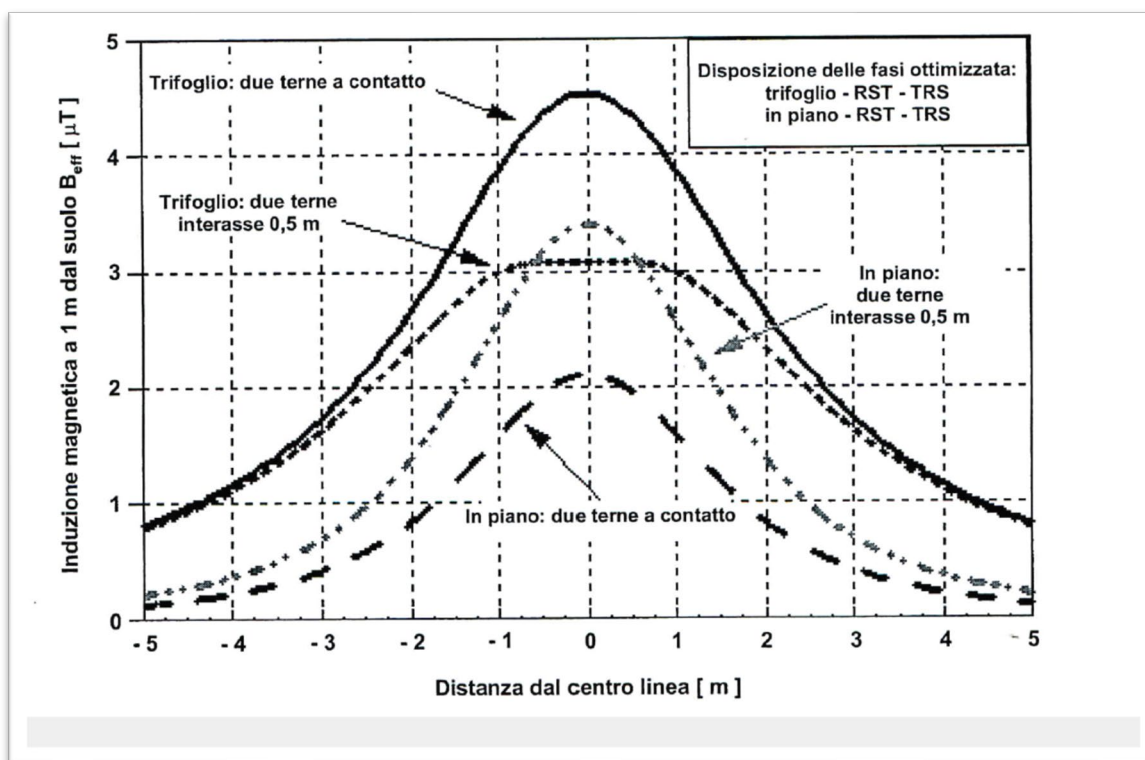


Figura 20: Confronto tra i profili laterali dell'induzione magnetica a 1 m da terra di due terne poste rispettivamente a trifoglio e in piano a contatto, $I=1000$; profondità di posa= 1,2 m; diametro cavi 100 mm

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 delle linee elettriche a 36 kV si è scelto di utilizzare cavi ad elica visibile ARE4H5EX adatti per posa interrata. Ai sensi della normativa tecnica vigente in materia, l'utilizzo di cavi ad elica visibile fa sì che l'obiettivo di qualità di $3\mu T$ fissato dal D.P.C.M. 08/07/2003 venga raggiunto già a brevissima distanza dall'asse del cavo stesso ($50\div 80$ cm), grazie alla ridotta distanza tra le fasi e alla loro continua trasposizione dovuta alla cordatura. Inoltre, considerando che la profondità di posa minima 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 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" pubblicata da e-distribuzione:*

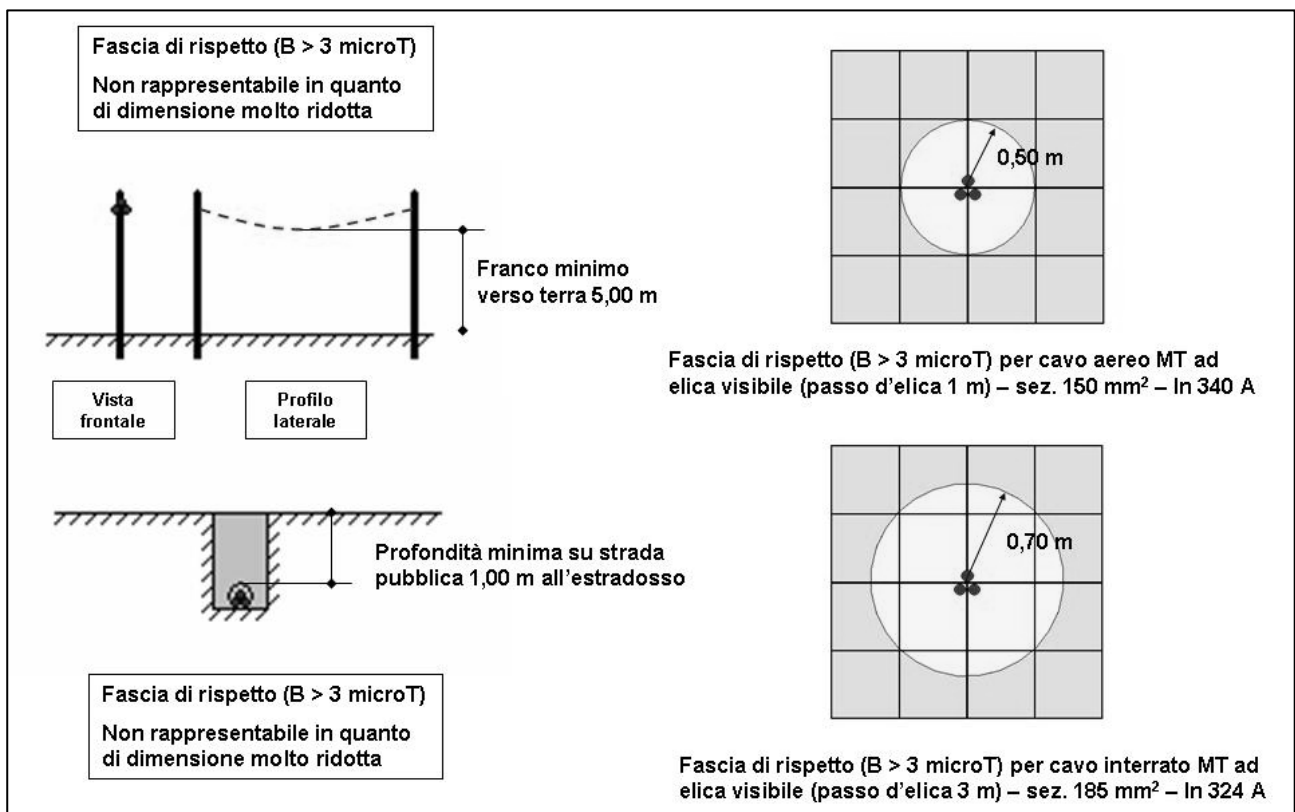


Figura 21: curve di livello dell'induzione magnetica generata da cavi cordati ad elica – calcoli effettuati con il modello tridimensionale "Elico" della piattaforma "EMF Tools", che tiene conto del passo d'elica

4.4 Dorsale a 36 kV di collegamento con la Sezione a 36 kV della Stazione Elettrica di Trasformazione di Chiaramonte Gulfi

L'impianto di produzione verrà collegato in antenna con la futura sezione a 36 kV della Stazione Elettrica di Trasformazione 380/220/150/36 kV di Chiaramonte Gulfi, a mezzo di una dorsale in cavo cordato ARE4H5EX adatto per posa interrata.

*Ai sensi della normativa tecnica vigente in materia, l'utilizzo di cavi ad elica visibile fa sì che l'obiettivo di qualità di $3\mu T$ fissato dal D.P.C.M. 08/07/2003 venga raggiunto già a brevissima distanza dall'asse del cavo stesso ($50\div 80$ cm), grazie alla ridotta distanza tra le fasi e alla loro continua trasposizione dovuta alla cordatura. Inoltre, considerando che la stessa si sviluppa su strada di pertinenza pubblica e che la profondità di posa prevista è di 1,40 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.***

5 Conclusioni

Alla luce dei calcoli eseguiti, non si riscontrano particolari 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;
- le linee elettriche a 36 kV verranno realizzate in cavo cordato pertanto, ai sensi della normativa tecnica vigente, non è necessario definire una fascia di rispetto in quanto l'obiettivo di qualità è rispettato ovunque.

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.