



REGIONE PUGLIA
PROVINCIA DI FOGGIA
COMUNI DI LUCERA e TROIA



PROGETTO IMPIANTO SOLARE AGRI-VOLTAICO DA
REALIZZARE NEL COMUNE DI LUCERA (FG) LOCALITA'
MONTARATRO, E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE NEL
COMUNE DI TROIA, DI POTENZA PARI A **75.490,24 kWp**,
DENOMINATO "LUCERA"

PROGETTO DEFINITIVO

Valutazione previsionale dei campi elettromagnetici



livello prog.	Codice Pratica STMG	N° elaborato	DATA	SCALA
PD	202000419	WUM6CC6_A20	22.03.2022	

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
1	28/02/2024	Aggiornamento della soluzione di connessione			

RICHIEDENTE E PRODUTTORE



ENTE

PROGETTAZIONE



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

Arch. A. Calandrino Ing. D. Siracusa
Arch. S. Martorana Ing. A. Costantino
Arch. F. G. Mazzola Ing. C. Chiaruzzi
Arch. G. Vella Ing. G. Schillaci
Dott. Agr. B. Miciluzzo Ing. G. Buffa
Dott. Biol. M. Casisa Ing. M.C. Musca



Il Progettista

Il Progettista

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

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

Progetto definitivo

Sommario

Premessa	1
1. Riferimenti Normativi.....	4
2. Descrizione generale dell'impianto	5
2.1 Plot 1.....	6
2.2 Plot 2.....	13
3. Valutazione previsionale dei campi elettromagnetici.....	22
3.1 Moduli Fotovoltaici.....	23
3.2 Cabine elettriche di conversione e trasformazione dell'energia elettrica prodotta.....	23
3.2.1 Procedura di calcolo adottata	24
3.2.2 Individuazione delle sorgenti di emissione e calcolo della DPA.....	26
3.2.3 Calcolo della fascia di rispetto secondo il DM 29/05/2008.....	29
3.3 Linee elettriche di media tensione interne al campo.....	32
3.4 Dorsale a 30 kV di collegamento con la Sottostazione Elettrica di Utenza MT/AT.....	37
3.5 Sottostazione Elettrica di Utenza MT/AT	38
3.6 Elettrodotto AT 150 kV.....	40
5. Conclusioni	42

1. 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 **“HF SOLAR 7 S.r.l.”** intende realizzare nel territorio comunale di **Lucera (FG)**.

Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate, ed a cui si rimanda per maggiori dettagli, l'impianto di produzione risulta costituito da due sezioni denominate **“Plot 1 da 51.890,16 kWp”** e **“Plot 2 da 23.600,08 kWp”** per una potenza complessiva di **75.490,24 kWp**, le quali verranno realizzate in località Montaratro su lotti di terreno distinti al N.T.C. di Lucera Foglio 149, p.lle 313, 295, 56, 57, 58, 93, 94, 60, 67, 72, 274, 296, 316, 353, 356, 315, 70, 71, 373, 355, e F. 150 p.lle 32, 33, 34, 57 e 140.



Figura 1: inquadramento territoriale area di impianto con indicazione delle due sezioni di generazione

Lo schema di connessione alla Rete, prescritto dal Gestore della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale con preventivo di connessione ricevuto in data 17/06/2020 ed identificato con Codice Pratica 202000419, prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 150 kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica di Trasformazione a 380/150 kV denominata **“Troia”**.

Ai sensi dell'art. 21 dell'allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i. dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, il nuovo elettrodotto in antenna a 150 kV per il collegamento della centrale di produzione alla Stazione Elettrica della RTN, costituisce **Impianto di Utenza per la Connessione**, mentre lo Stallo Arrivo Produttore a 150 kV nella suddetta Stazione costituisce **Impianto di Rete per la Connessione**. La restante parte di impianto, a valle dell'Impianto di Utenza per la Connessione, si configura, ai sensi della Norma CEI 0-16, come **Impianto di Utenza**.

Per una maggiore comprensione di quanto descritto, viene riportato lo schema di principio di inserimento in antenna a 150 kV su Stazione Elettrica RTN esistente:

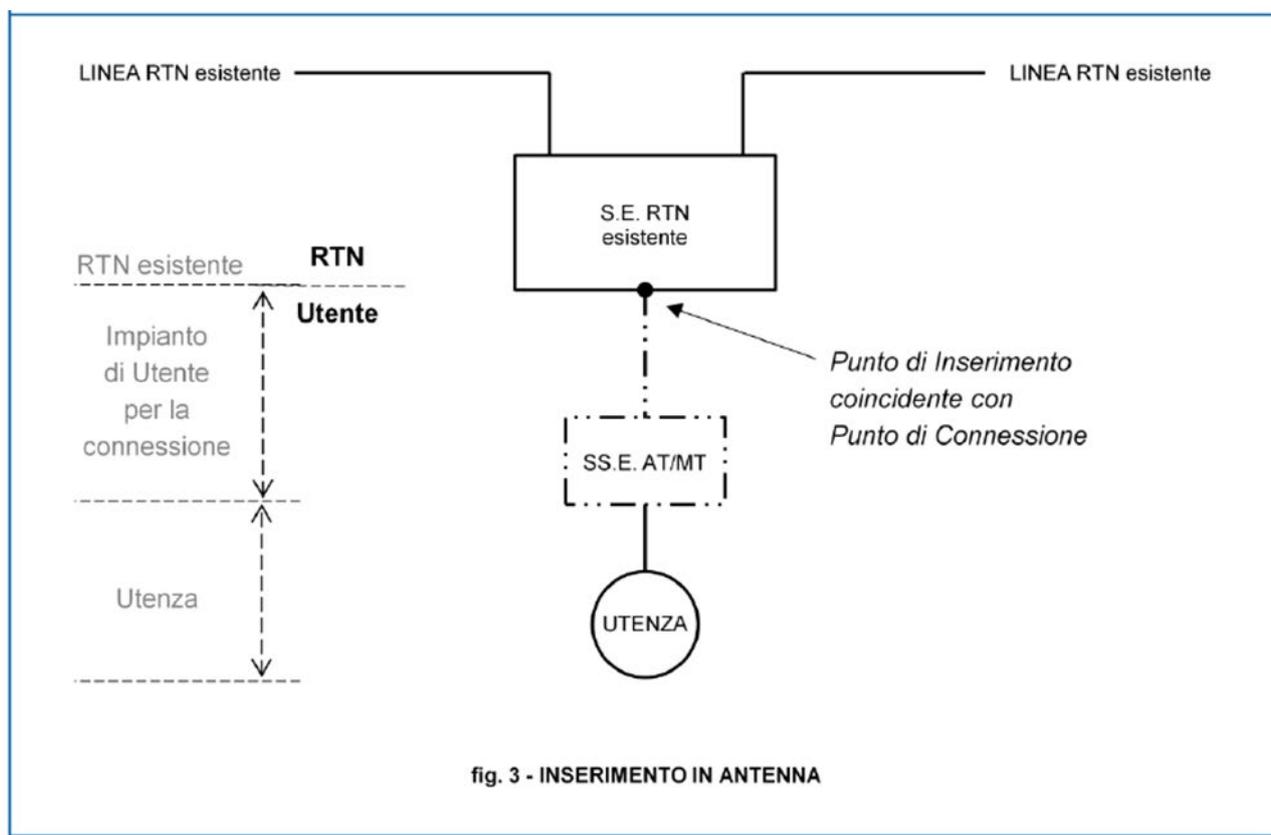


Figura 2: schema di principio inserimento di un impianto di produzione in antenna con la sezione a 150 kV di una Stazione Elettrica esistente

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 μ T**) per la protezione da possibili effetti a breve termine;
- il **valore di attenzione** (**10 μ T**) e l'obiettivo di qualità (**3 μ T**) 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 SOALR 7 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 **75.490,24 kWp** e, conformemente a quanto prescritto dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale verrà collegato in antenna a 150 kV con un futuro ampliamento della Stazione Elettrica di Trasformazione 380/150kV della RTN denominata "Troia".

Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate, l'impianto di produzione risulta suddiviso in due sezioni denominate rispettivamente **"Plot 1 da 51.890,16 kWp"** e **"Plot 2 da 23.600,08 kWp"** le quali saranno realizzate nel territorio comunale di **Lucera (FG)**, in località Montaratro su lotti di terreno distinti al N.T.C. di Lucera Foglio 149, p.lle 313, 295, 56, 57, 58, 93, 94, 60, 67, 72, 274, 296, 316, 353, 356, 315, 70, 71, 373, 355, e Foglio 150 p.lle 32, 33, 34, 57 e 140.



Figura 3: inquadramento territoriale su ortofoto dell'area di impianto con indicazione delle due sezioni di impianto (Plot 1 e Plot 2)

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

3.1 Plot 1

La sezione di generazione denominata “Plot 1” ha una potenza di picco, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva, pari a **51.890,16 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 “*Trina Solar Bifacciali da 670 Wp*” i quali, al fine di massimizzare la producibilità energetica, verranno montati su strutture di tipo tracker PVH da 56 e 84 moduli.

ELECTRICAL DATA (STC)							
Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	635	640	645	650	655	660	670
Power Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5						
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	37.1	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	17.15	17.19	17.23	17.27	17.31	17.35	17.39
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	44.9	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	18.21	18.26	18.31	18.35	18.40	18.45	18.50
Module Efficiency η_m (%)	20.4	20.6	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4

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

Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)							
Total Equivalent power - P_{MAX} (Wp)	680	685	690	696	701	706	712
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	37.1	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	18.35	18.39	18.44	18.48	18.52	18.56	18.60
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	44.9	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	19.48	19.54	19.59	19.63	19.69	19.74	19.79
Irradiance ratio (rear/front)	10%						

Power Bifaciality 70±5%

ELECTRICAL DATA (NOCT)							
Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	480	484	488	492	495	499	504
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	34.6	34.7	34.9	35.1	35.2	35.4	35.7
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	13.90	13.94	13.98	14.01	14.05	14.10	14.20
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	42.3	42.5	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	14.67	14.71	14.75	14.79	14.83	14.87	14.95

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

MECHANICAL DATA	
Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1303×35 mm (93.86×51.30×1.38 inches)
Weight	38.7 kg (85.3 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	35mm(1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EV02 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS		MAXIMUM RATINGS	
NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)	Operational Temperature	-40~+85°C
Temperature Coefficient of P_{MAX}	-0.34%/°C	Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.25%/°C		1500V DC (UL)
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.04%/°C	Max Series Fuse Rating	35A

WARRANTY		PACKAGING CONFIGURATION	
12 year Product Workmanship Warranty		Modules per box:	31 pieces
30 year Power Warranty		Modules per 40' container:	558 pieces
2% first year degradation			
0.45% Annual Power Attenuation			

(Please refer to product warranty for details)

Figura 4: scheda tecnica moduli fotovoltaici

Per ridurre i costi di investimento e manutenzione, si è scelto di adottare inverter di tipo centralizzati **SMA SUNNY CENTRAL da 3.000 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	o	o	o
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 $\varphi = 1$ (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 ¹⁾¹⁰⁾	550 V / 440 V to 660 V	600 V / 480 V to 690 V	655 V / 524 V to 721 V ¹¹⁾
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 ¹⁰⁾		> 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 ⁴⁾	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		o / o	
Insulation monitoring		o	
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 / 62.8 inch)		
Weight	< 3400 kg / < 7496 lb		
Self-consumption (max. ⁶⁾ / partial load ⁷⁾ / average ⁸⁾)	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W		
Self-consumption (standby)	< 370 W		
Internal auxiliary power supply	Integrated 8.4 kVA transformer		
Operating temperature range ⁹⁾	-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 ⁹⁾ 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, 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
<p>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% P_n at 25°C 6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% P_n 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</p>			

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:

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

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].

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 ***14 sottocampi fotovoltaici***, le cui potenze sono quelle di seguito elencate:

- Sottocampo fotovoltaico n°1, da 3.695,72 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°2, da 3.695,72 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°3, da 3.695,72 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°4, da 3.695,72 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°5, da 3.695,72 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°6, da 3.695,72 kWp;

- Sottocampo fotovoltaico n°7, da 3.695,72 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°8, da 3.695,72 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°9, da 3.695,72 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°10, da 3.695,72 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°11, da 3.695,72 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°12, da 3.695,72 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°13, da 3.695,72 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°14, da 3.845,8 kWp.

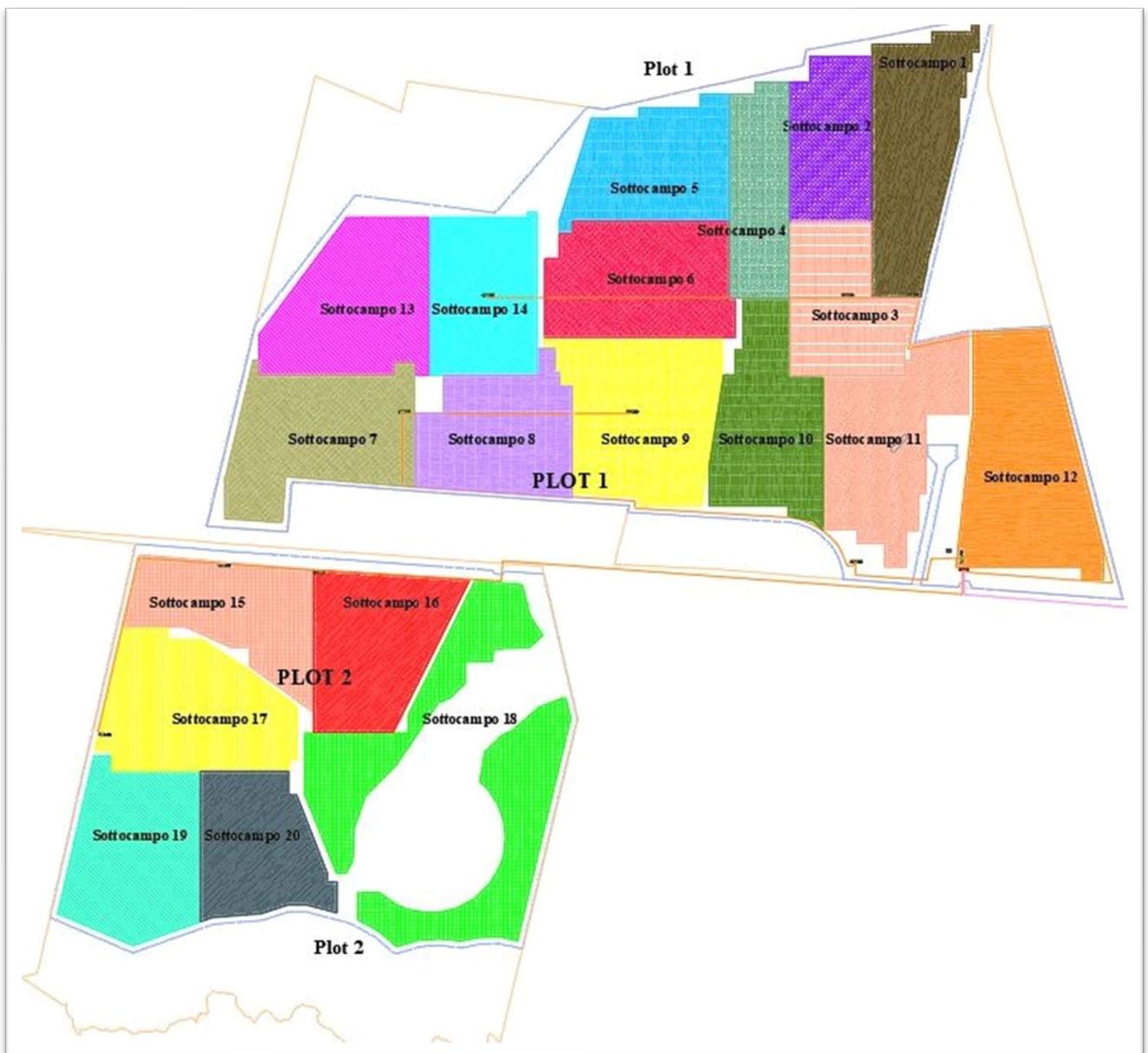


Figura 6: rappresentazione dei sottocampi delle due sezioni di generazione – a nord la suddivisione del Plot 1

Per limitare l'occupazione del suolo e ridurre l'impatto ambientale, si è scelto di realizzare n° 7 “**locali di Conversione e Trasformazione dell'energia elettrica prodotta**” (i quali saranno a servizio dei sottocampi di seguito elencati) e n° 7 **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;
- Locale di conversione e trasformazione n° 7: sottocampo 13 e sottocampo 14;

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-esci a mezzo di linee elettriche in cavo cordato ad elica visibile elettrificate a 30 kV e collegate al quadro elettrico generale installato all'interno della **cabina di raccolta**. In particolare, è prevista la realizzazione di n° 2 linee come di seguito indicato:

- Linea n° 1 – ARE4H5EX 3x(1x500) mm², interconnette le cabine di trasformazione n° 1, 2, 3 e 4;
- Linea n° 2 – RG7H1RFR 3x(1x300) mm², interconnette le cabine di trasformazione n° 5, 6 e 7.

3.2 Plot 2

La sezione di generazione denominata “**Plot-2**” ha una potenza di picco, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva, pari a **23.600,08 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, tenendo conto dei distanziamenti da mantenere tra i filari di tracker 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 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 “*Trina Solar Bifacciali da 670 Wp*” costituiti da 132 celle in silicio monocristallino i quali, al fine di massimizzare la producibilità

ELECTRICAL DATA (STC)								MECHANICAL DATA				
Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	635	640	645	650	655	660	665	670	Solar Cells	Monocrystalline		
Power Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5								No. of cells	132 cells		
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	37.1	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3	38.5	Module Dimensions	2384×1303×35 mm (93.86×51.30×1.38 inches)		
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	17.15	17.19	17.23	17.27	17.31	17.35	17.39	17.43	Weight	38.7 kg (85.3 lb)		
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	44.9	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1	46.3	Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass		
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	18.21	18.26	18.31	18.35	18.40	18.45	18.50	18.55	Encapsulant material	POE/EVA		
Module Efficiency η_m (%)	20.4	20.6	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4	21.6	Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)		
<small>STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: ±3%.</small>												
Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)												
Total Equivalent power - P_{MAX} (Wp)	680	685	690	696	701	706	712	717	Frame	35mm(1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy		
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	37.1	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3	38.5	J-Box	IP 68 rated		
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	18.35	18.39	18.44	18.48	18.52	18.56	18.60	18.63	Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Length can be customized		
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	44.9	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1	46.3	Connector	MC4 EVO2/ TS4*		
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	19.48	19.54	19.59	19.63	19.69	19.74	19.79	19.84	<small>*Please refer to regional datasheet for specified connector.</small>			
Irradiance ratio (rear/front)	10%											
<small>Power bifaciality:70±5%.</small>												
ELECTRICAL DATA (NOCT)								TEMPERATURE RATINGS		MAXIMUM RATINGS		
Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	480	484	488	492	495	499	504	508	NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)	Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	34.6	34.7	34.9	35.1	35.2	35.4	35.6	35.7	Temperature Coefficient of P_{MAX}	-0.34%/°C	Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	13.90	13.94	13.98	14.01	14.05	14.10	14.16	14.20	Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.25%/°C	1500V DC (UL)	
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	42.3	42.5	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4	43.6	Temperature Coefficient of I_{SC}	0.04%/°C	Max Series Fuse Rating	35A
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	14.67	14.71	14.75	14.79	14.83	14.87	14.91	14.95				
<small>NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.</small>												
WARRANTY								PACKAGING CONFIGURATION				
12 year Product Workmanship Warranty								Modules per box: 31 pieces				
30 year Power Warranty								Modules per 40' container: 558 pieces				
2% first year degradation												
0.45% Annual Power Attenuation												
<small>(Please refer to product warranty for details)</small>												

Figura 7: scheda tecnica moduli fotovoltaici

Per ridurre i costi di investimento e manutenzione, si è scelto di adottare inverter di tipo centralizzati **SMA SUNNY CENTRAL da 3.000 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	o	o	o
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 $\cos \varphi = 1$ (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 ^{1) 9)}	550 V / 440 V to 660 V	600 V / 480 V to 690 V	655 V / 524 V to 721 V ⁹⁾
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 ¹⁰⁾		> 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		o / o	
Insulation monitoring		o	
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 ⁶⁾	-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	● / o / o (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, 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 IEE1547, 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% P_n at 25°C</p> <p>6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% P_n 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 8: 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:

5. *la massima tensione del generatore fotovoltaico deve essere inferiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter;*
6. *la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter;*
7. *la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter;*
8. *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].

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 allegata 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 **6 sottocampi fotovoltaici**, le cui potenze sono quelle di seguito elencate:

- Sottocampo fotovoltaico n°15, da 3.939,6 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°16, da 3.939,6 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°17, da 3.939,6 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°18, da 3.939,6 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°19, da 3.939,6 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°20, da 3.902,08 kWp.

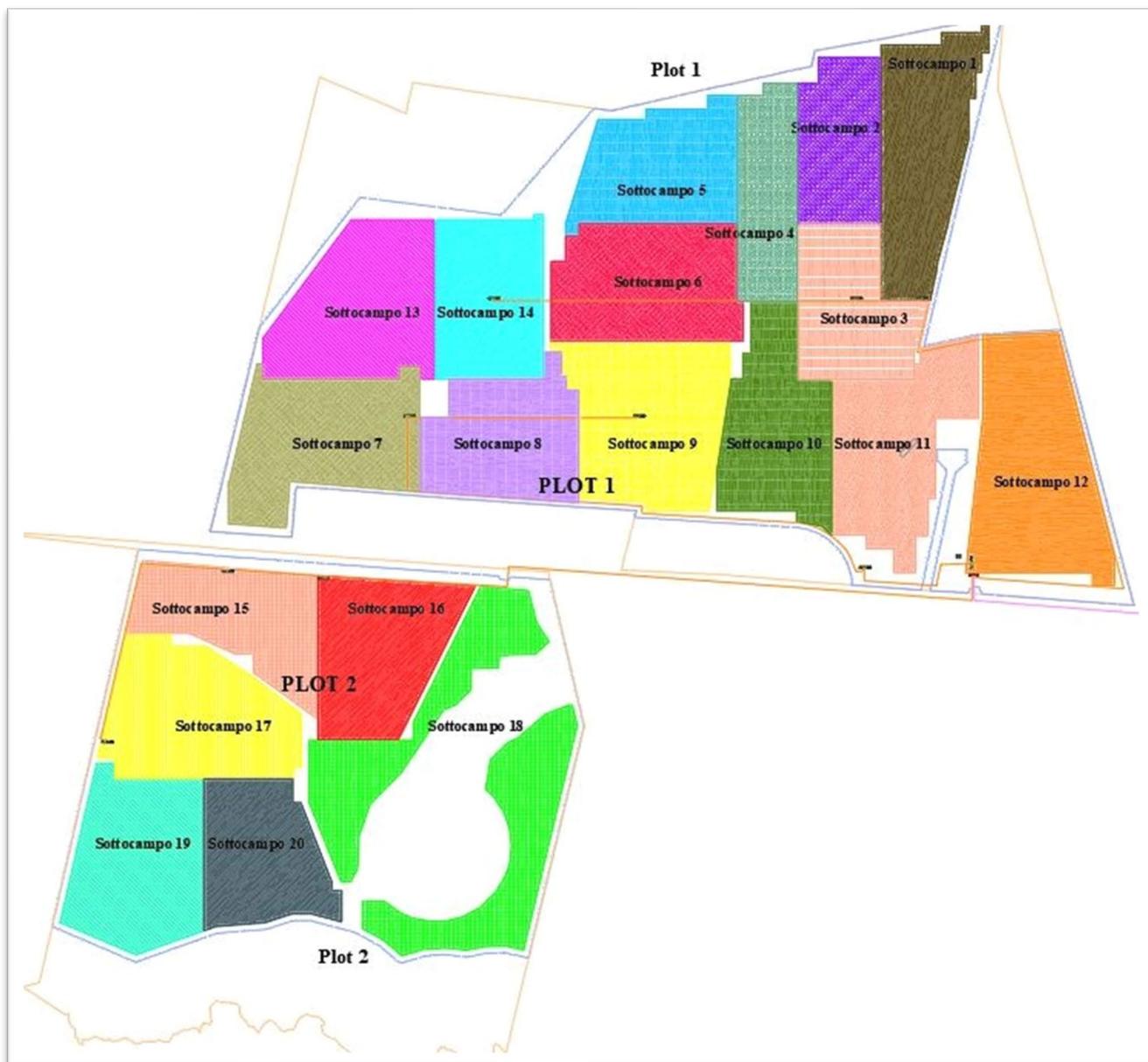


Figura 9: indicazione dei sottocampi fotovoltaici delle due sezioni di generazione – a sud la suddivisione del Plot 2

Per limitare l’occupazione del suolo e ridurre l’impatto ambientale, si è scelto di realizzare n° “3 locali di Conversione e Trasformazione dell’energia elettrica prodotta”, i quali saranno a servizio dei sottocampi di seguito elencati, e n° 3 locali per l’installazione dei trasformatori servizi ausiliari:

- Locale di conversione e trasformazione n° 8: sottocampo 15 e sottocampo 16;
- Locale di conversione e trasformazione n° 9: sottocampo 17 e sottocampo 18;
- Locale di conversione e trasformazione n° 10: sottocampo 19 e sottocampo 20;

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-esci a mezzo di una linea elettrica in cavo cordato ad elica visibile $3 \times (1 \times 300) \text{ mm}^2$ e collegate al quadro elettrico generale installato all'interno della Cabina di raccolta.

Dal quadro elettrico generale, installato all'interno della Cabina di Raccolta, verrà derivata una dorsale in cavo cordato ad elica visibile in formazione $2 \times [3 \times (1 \times 630)] \text{ mm}^2$ che consentirà di collegare l'impianto di produzione con la Sottostazione Elettrica di Utenza MT/AT.

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 30 kV interne al campo;
- dorsale a 30 kV di collegamento con la Sottostazione Elettrica di Utenza MT/AT;
- Sottostazione Elettrica di Utenza MT/AT;
- Elettrodotto AT a 150 kV di collegamento con la SE RTN.

I risultati ottenuti, vengono riportati nei successivi paragrafi.

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

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.

Considerando che la corrente generata dalle stringhe in condizioni STC (irraggiamento pari a 1000 W/m², 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).

4.2 Cabine elettriche di conversione e trasformazione dell'energia elettrica prodotta

L'impianto di produzione di energia elettrica da fonte energetica rinnovabile che la Società "**HF SOLAR 7 S.r.l.**" intende realizzare nel territorio comunale di Lucera (FG) in località Montaratro, è stato suddiviso in **20 sottocampi fotovoltaici**, per ciascuno dei quali è previsto l'utilizzo di un gruppo di un gruppo di conversione e trasformazione dedicato.

Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate, è prevista la realizzazione di n° **10 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.

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):

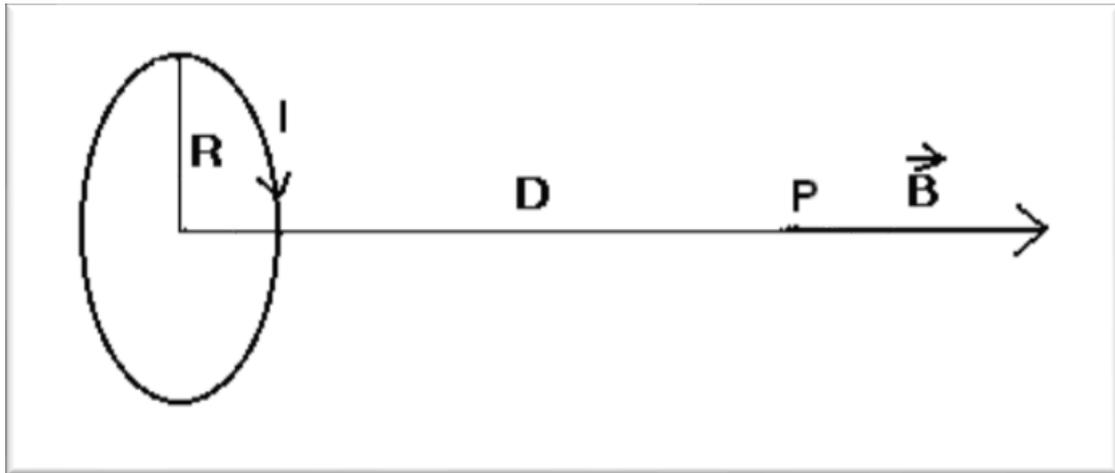


Figura 10: rappresentazione di una sorgente puntiforme di campo magnetico a mezzo di una spira circolare percorsa da corrente

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 11: 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:

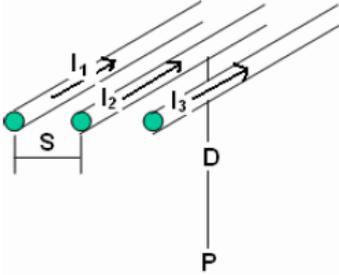
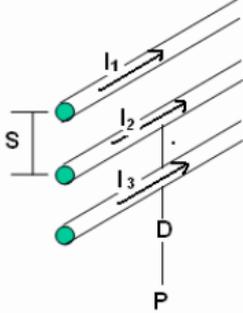
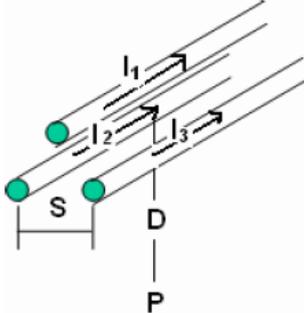
a) Terna trifase di conduttori in piano	b) Terna trifase di conduttori in verticale	c) Terna trifase di conduttori a triangolo
		
$B(\mu T) = 0,2 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{I S}{D D}$		$B(\mu T) = 0,1 \cdot \sqrt{6} \cdot \frac{I S}{D D}$

Figura 12: 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, è necessario individuare le sorgenti di emissione presenti all'interno delle stesse.

Il layout di cabina, prevede la presenza delle apparecchiature di seguito elencate:

- quadri elettrici di bassa tensione;
- gruppi di conversione DC/AC;
- trasformatori di potenza;

- quadro elettrico a 30 kV;
- cavi elettrici di BT;
- cavi elettrici a 30 kV.

La cui disposizione è quella rappresentata in figura 13:

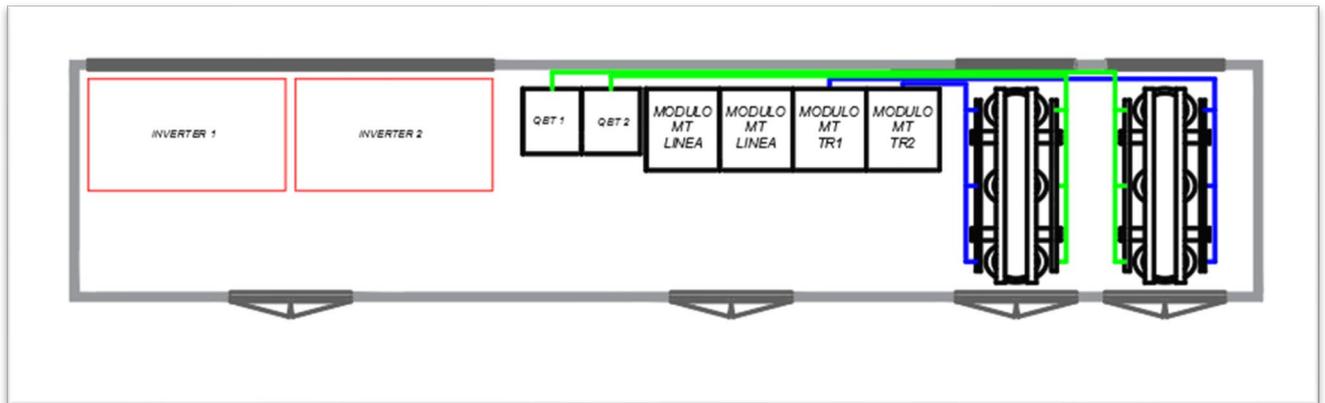


Figura 13: layout cabina elettrica di conversione e trasformazione con rappresentazione della disposizione delle apparecchiature ivi contenute

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:

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

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

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

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

Quadri elettrici di bassa tensione³

Corrente nominale = 3660 A

Cavi elettrici di bassa tensione⁴

Corrente nominale = 3660 A

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

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

Gruppi di conversione dell'energia elettrica⁵

Corrente nominale = 2646 A

Trasformatori di potenza⁶

Corrente nominale = 2777 A

Quadro elettrico 30 kV⁷

Corrente nominale = 122 A

Cavi elettrici a 30 kV⁸

Corrente nominale = 61 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 30 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 **3μT**:

$$DPA = 15 m$$

⁵ È stato considerato il valore dichiarato dal Costruttore;

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 somma delle correnti nominali degli avvolgimenti di media tensione dei trasformatori.

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

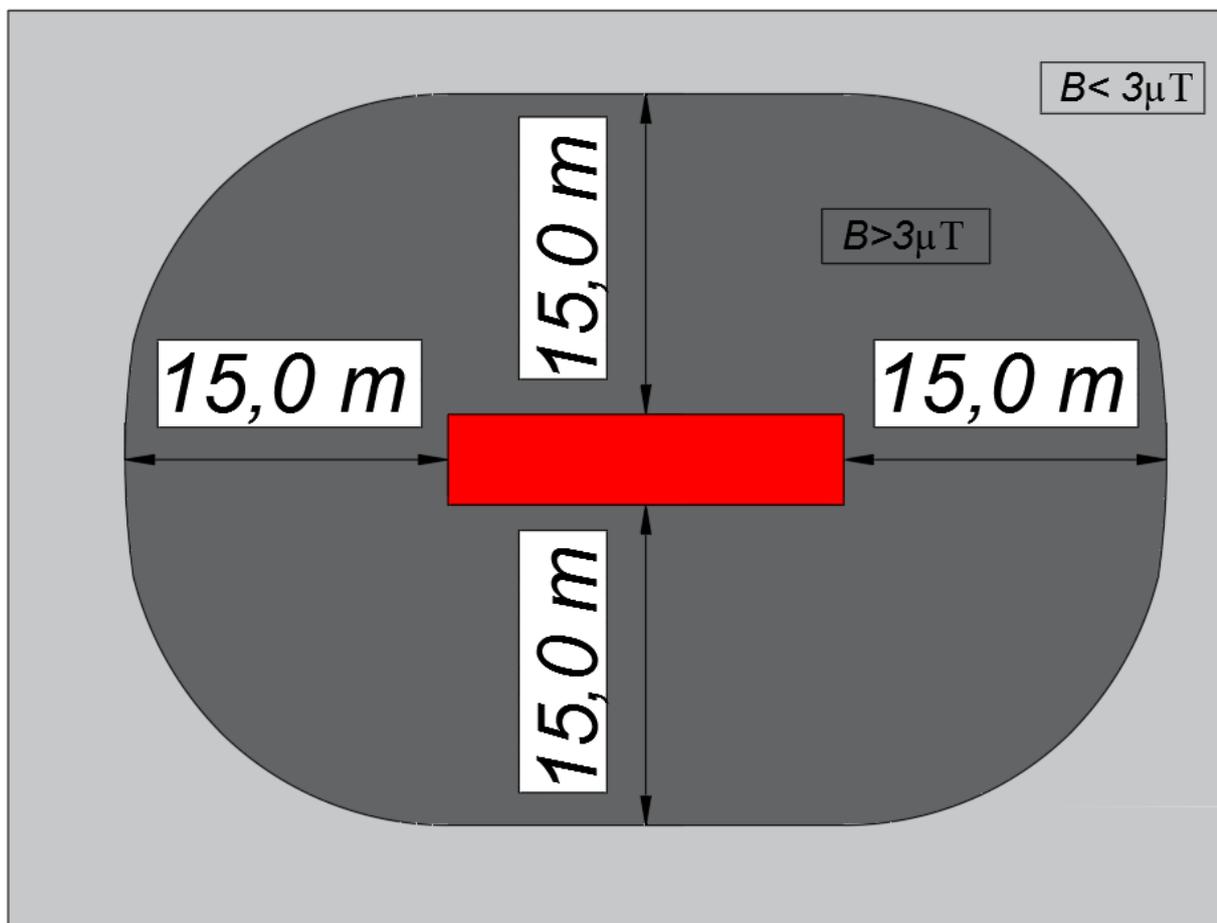


Figura 14: indicazione della DPA delle cabine elettriche di conversione e trasformazione dell'energia elettrica prodotta calcolata con la procedura descritta

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

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.

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 3150 kVA aventi un rapporto di trasformazione nominale pari a 0,655 kV/30 kV. Pertanto, 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:

$$I_{BT \text{ trafo } 1} = 2777 \text{ A}$$

$$I_{BT \text{ trafo } 2} = 2777 \text{ A}$$

Considerando che ciascuna fase BT sarà costituita da **6 cavi unipolari da 500 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	kg/km	in aria a 30°C	in tubo in aria a 30°C	interrato a 20°C		tubo interrato a 20°C	
																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 15: 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 222,6 mm circa pertanto, applicando la (1), si ottiene una DPA, arrotondata al mezzo metro superiore, pari a:

$$DPA = 14 \text{ m}$$

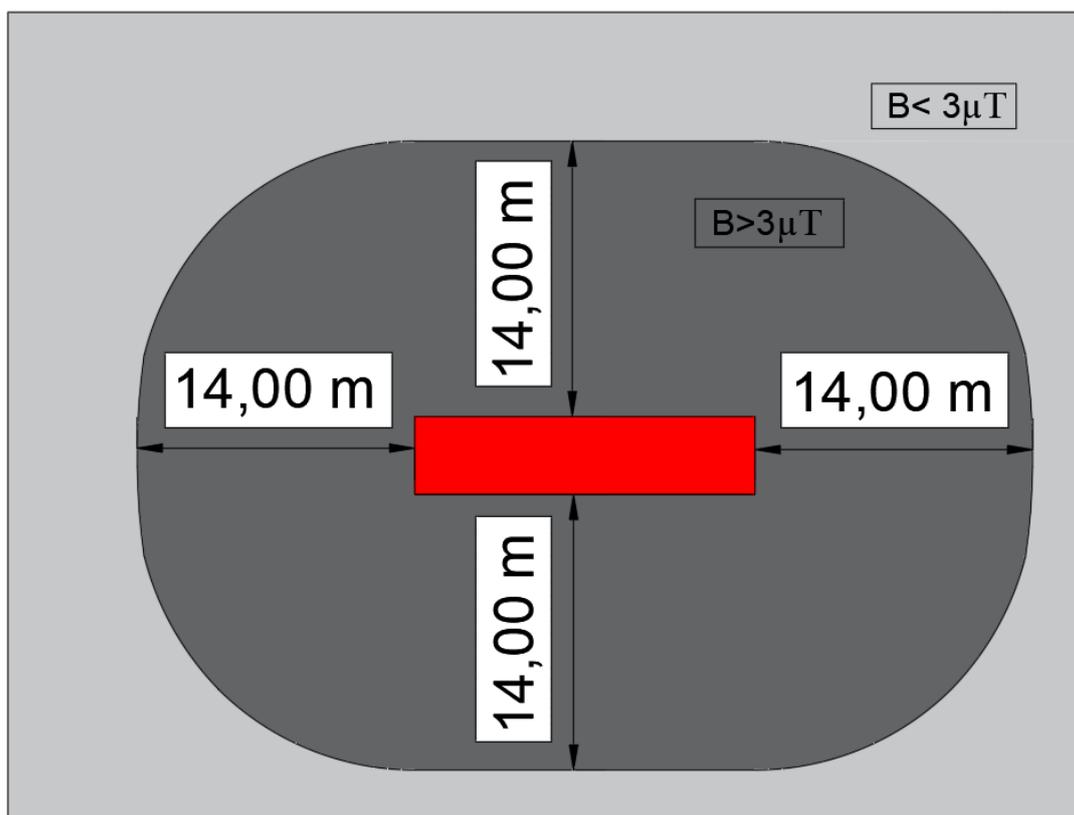


Figura 16: indicazione della DPA delle cabine elettriche di conversione e trasformazione dell'energia elettrica prodotta valutata applicando la procedura prevista dal DM 29 maggio 2008

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.

4.3 Linee elettriche di media tensione interne al campo

Come descritto nella relazione tecnica generale, è prevista la realizzazione di n° 3 linee elettriche di campo, a mezzo delle quali le cabine elettriche di trasformazione verranno interconnesse in entra-esci e collegate al quadro elettrico generale 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.

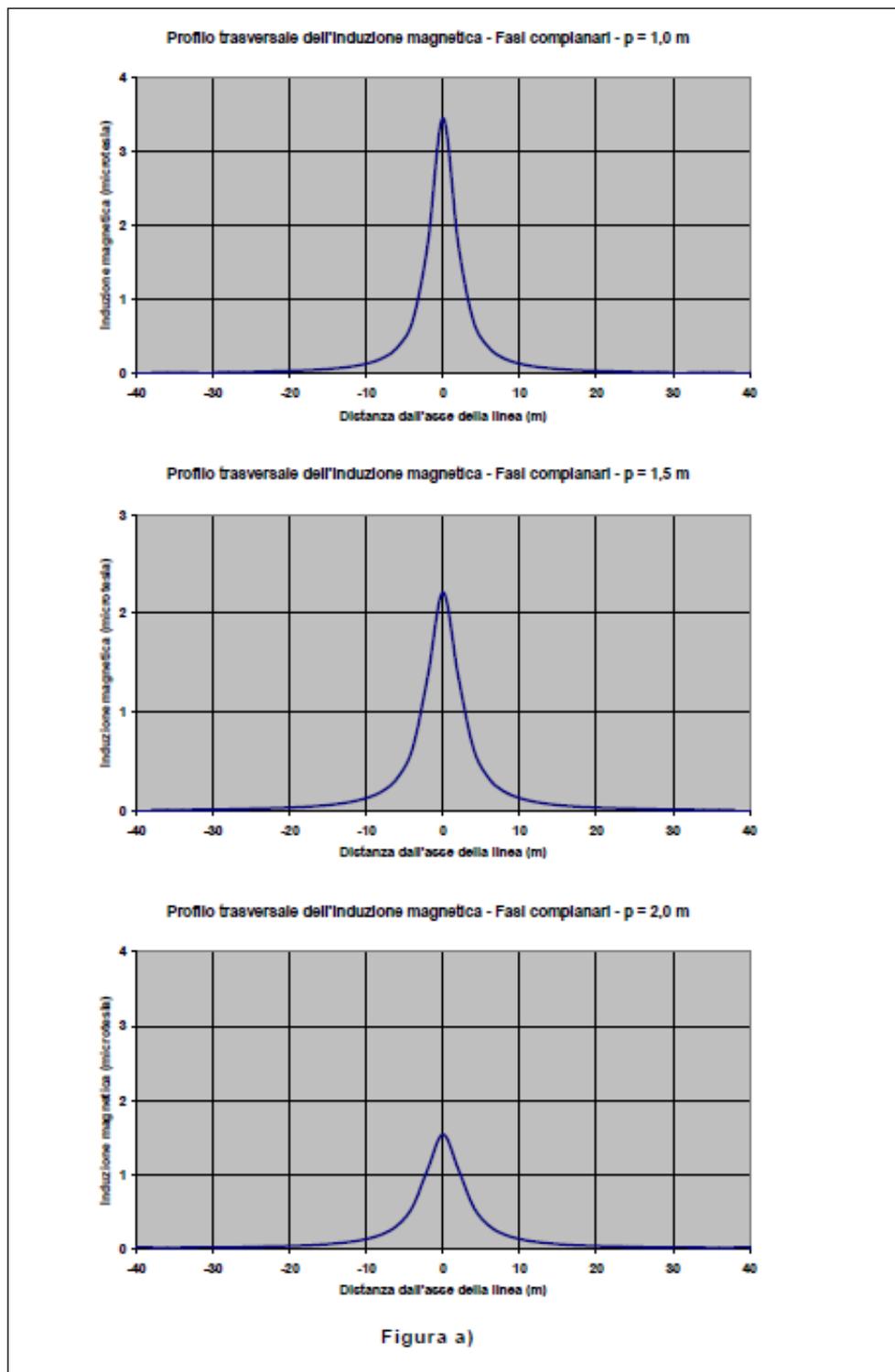


Figura 17: andamento del Campo Induzione Magnetica generata a livello del suolo sulla verticale del cavo – linea trifase con conduttori distanziati di 0,20 m posati rispettivamente a 1,00 m, 1,50 m e 2,00 m di profondità, paralleli tra loro e alla superficie di calpestio; corrente di ogni fase pari a 200 A.

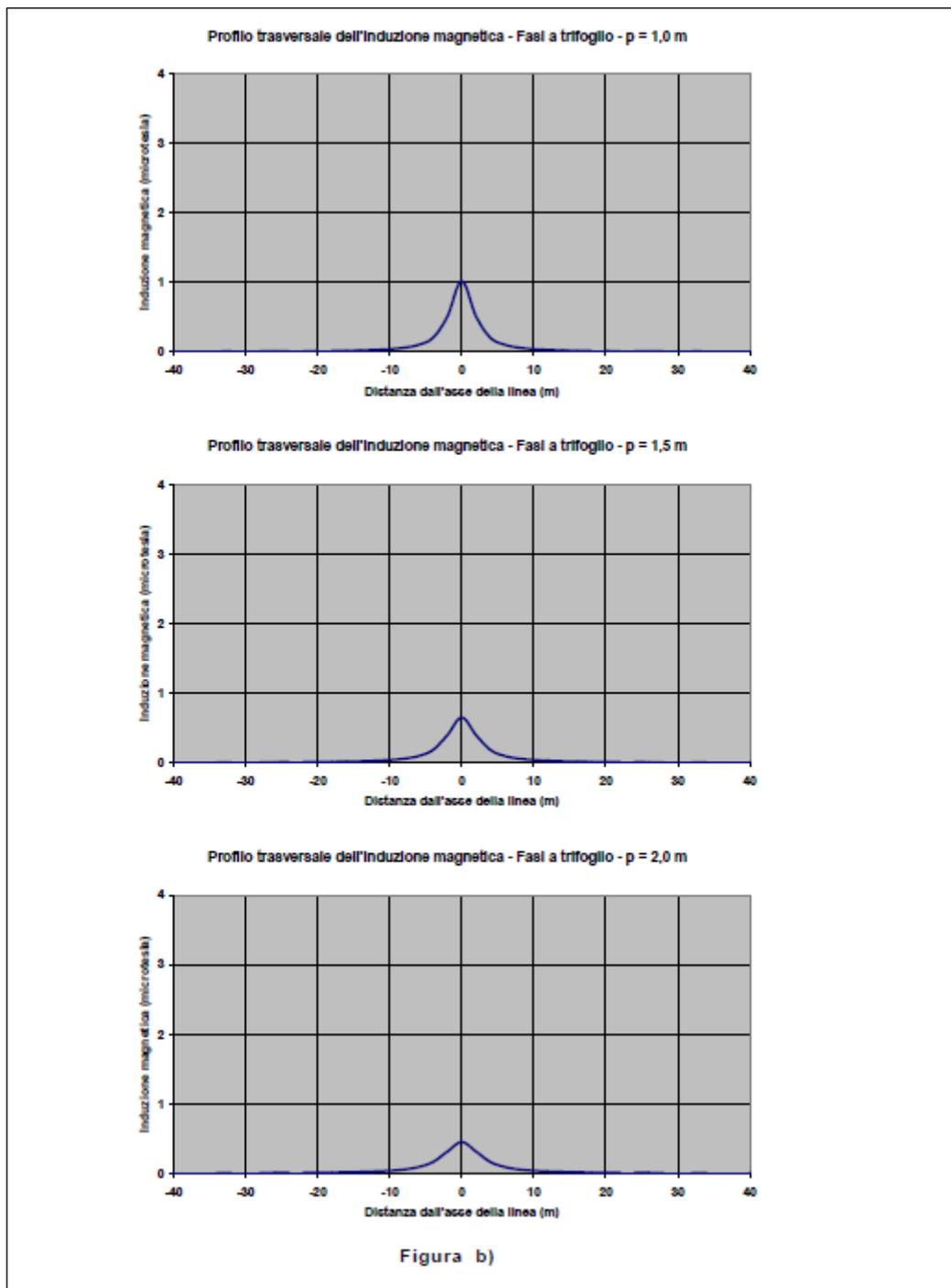


Figura 18: andamento del Campo Induzione Magnetica generata a livello del suolo sulla verticale del cavo – linea trifase con conduttori distanziati di 0,50 m posati rispettivamente a 1,00 m, 1,50 m e 2,00 m di profondità, paralleli tra loro e alla superficie di calpestio; corrente di ogni fase pari a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

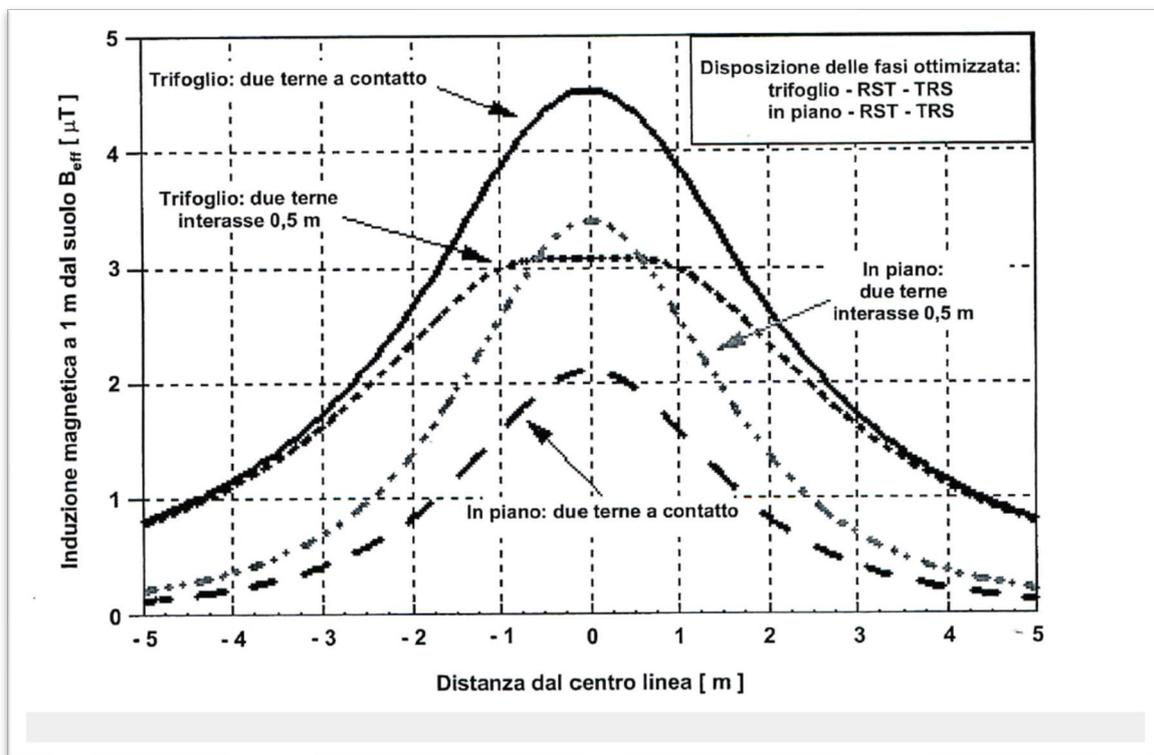


Figura 19: Confronto tra i profili laterali dell'induzione magnetica a 1 m da terra di due terne poste rispettivamente a trifoglio e in piano a contatto, $I=1000$; profondità di posa= 1,2 m; diametro cavi 100 mm

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

In fase di progettazione definitiva, per la realizzazione degli elettrodotti di media tensione si è scelto di utilizzare cavi cordati ad elica visibile adatti per posa interrata:

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

CARATTERISTICHE DIMENSIONALI

Nome	Diametro del conduttore [mm]	Diametro sull'isolante [mm]	Diametro esterno [mm]	Peso approssimativo [kg/km]
ARE4H5E(X) 18/30 kV 50 mm ² SK1	8,2	24,2	36,8	1010
ARE4H5E(X) 18/30 kV 70 mm ² SK1	9,8	25,8	38,4	1130
ARE4H5E(X) 18/30 kV 95 mm ² SK1	11,5	26,5	39,2	1210
ARE4H5E(X) 18/30 kV 120 mm ² SK1	13,1	27,5	40,2	1310
ARE4H5E(X) 18/30 kV 150 mm ² SK1	14,3	28,5	41,3	1410
ARE4H5E(X) 18/30 kV 185 mm ² SK1	16,0	30,2	43,1	1570
ARE4H5E(X) 18/30 kV 240 mm ² SK1	18,5	32,7	45,7	1820
ARE4H5E(X) 18/30 kV 300 mm ² SK1	20,7	34,9	48	2060
ARE4H5E(X) 18/30 kV 400 mm ² SK1	23,5	37,7	50,9	2390
ARE4H5E(X) 18/30 kV 500 mm ² SK1	26,5	40,9	54,3	2820
ARE4H5E(X) 18/30 kV 630 mm ² SK1	30,0	45,0	58,6	3390

Figura 20: cavi ARE4H5EX adatti per posa interrata

Ai sensi della Normativa tecnica vigente in materia, l'utilizzo di cavi ad elica fa sì che l'obiettivo di qualità di 3μT fissato dal D.P.C.M. 8 luglio 2003, venga raggiunto a livello del suolo sulla verticale del cavo e nelle condizioni limite di portata (circa 80 cm) pertanto, per questa tipologia di cavi, non è necessario definire una fascia di rispetto.

4.4 Dorsale a 30 kV di collegamento con la Sottostazione Elettrica di Utenza MT/AT

Come riscontrabile dallo schema elettrico unifilare, l'impianto di produzione verrà collegato in antenna con la Sottostazione Elettrica di Utenza a mezzo di una dorsale in cavo cordato ad elica in formazione $2 \times [3 \times (1 \times 630)] \text{ mm}^2$.

Dato che la dorsale si sviluppa all'esterno dell'area di impianto, al fine di ridurre l'entità del campo generato durante l'esercizio a livello del suolo sulla verticale del cavo, è stata considerata una profondità di posa pari a 1,40 m distanziando le due terne di 80 cm:

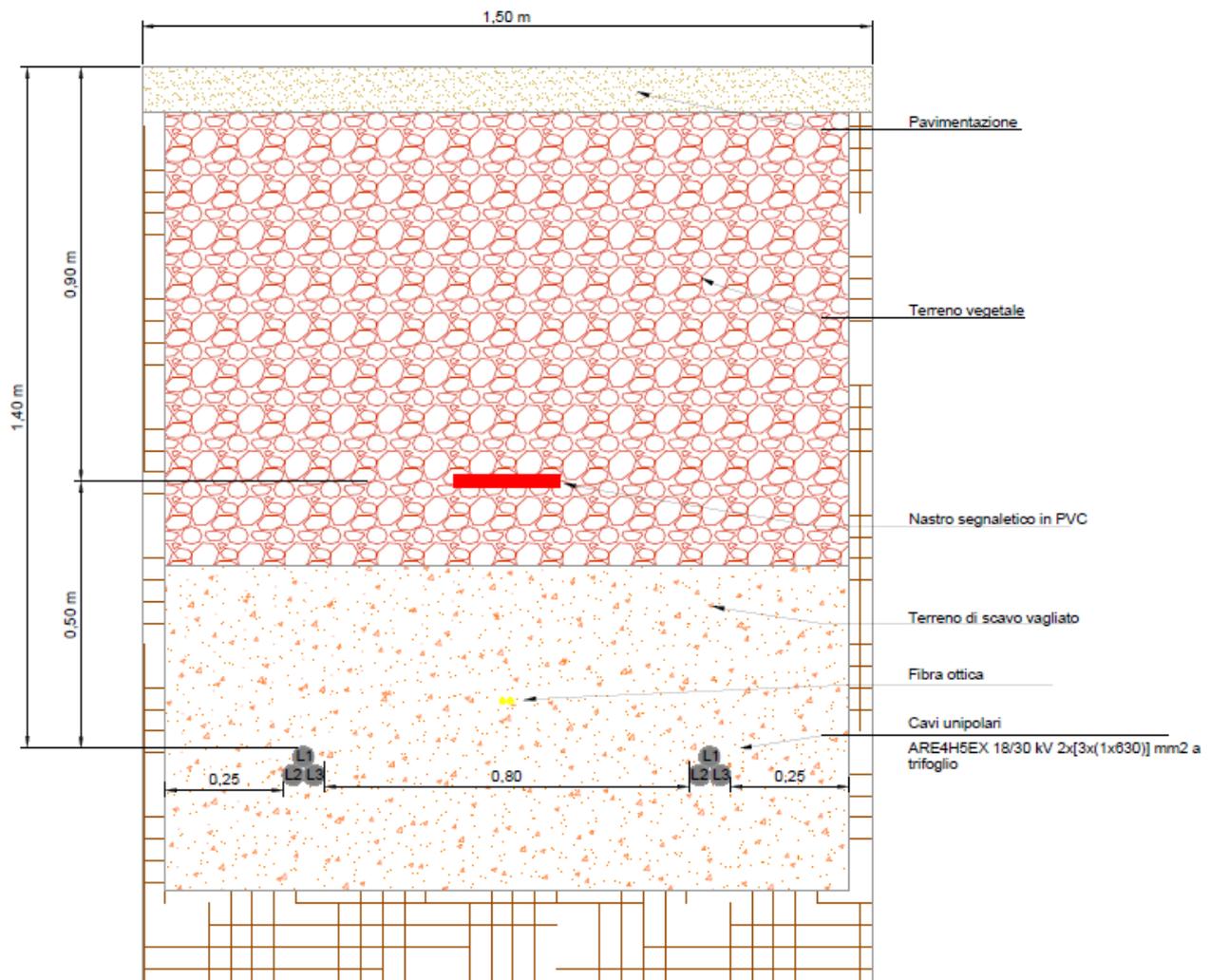


Figura 21: particolare di posa dorsale 30 kV di collegamento con la Sottostazione Elettrica di Utenza

Ai sensi della Normativa tecnica vigente in materia, l'utilizzo di cavi ad elica fa sì che l'obiettivo di qualità di $3\mu T$ fissato dal D.P.C.M. 8 luglio 2003, venga raggiunto a livello del suolo sulla verticale del cavo e nelle condizioni limite di portata (circa 80 cm) pertanto, per questa tipologia di cavi, non è necessario definire una fascia di rispetto.

4.5 Sottostazione Elettrica di Utenza MT/AT

Al fine di innalzare la tensione del campo di generazione al valore del punto di inserimento in rete, verrà realizzata una Sottostazione Elettrica di Utenza MT/AT il cui layout elettromeccanico prevede un singolo stallo di trasformazione da 72 MVA isolato in aria.

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

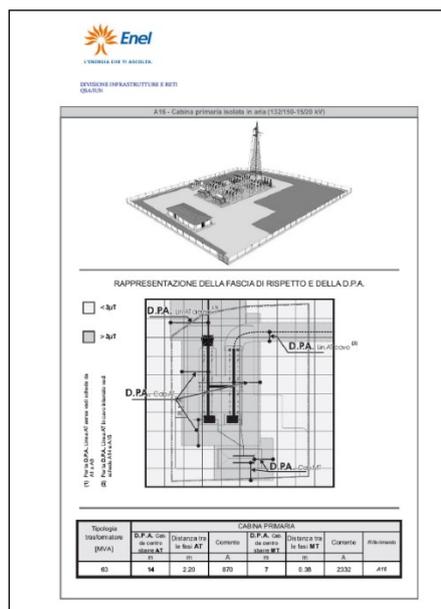


Figura 22: DPA Cabine Primarie Enel equipaggiate con n° 2 trasformatori da 63 MVA

Ciò nonostante, ai fini del calcolo della DPA è stata applicata la procedura di calcolo proposta dalla Norma CEI 106-11 **“Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003”** la quale prevede delle formule analitiche approssimate che permettono il calcolo immediato dell'induzione magnetica. Tali formule derivano dalla considerazione che l'induzione magnetica generata da un sistema di conduttori di lunghezze infinita e tra di loro paralleli, può essere espresso dalla scomposizione in serie della legge di Biot-Savart e

che, per punti relativamente lontani dai conduttori, quali quelli di interesse per la valutazione delle fasce di rispetto di 3 μT lo sviluppo in serie può essere troncato al primo termine, con una approssimazione tanto più accettabile tanto più elevata è la distanza dai conduttori. Con questa approssimazione le curve di isolivello dell'induzione magnetica sono delle circonferenze aventi per centro il centro geometrico dei conduttori.

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

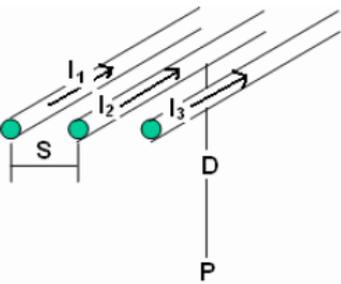
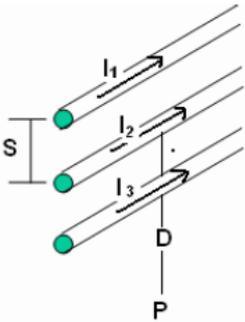
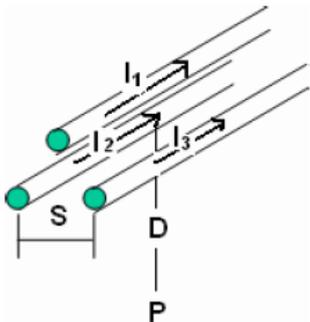
a) Terna trifase di conduttori in piano	b) Terna trifase di conduttori in verticale	c) Terna trifase di conduttori a triangolo
		
$B(\mu\text{T}) = 0,2 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{I S}{D D}$		$B(\mu\text{T}) = 0,1 \cdot \sqrt{6} \cdot \frac{I S}{D D}$

Figura 23: Campo Magnetico H e Induzione Magnetica B prodotti nel punto P da linee elettriche trifase

Per il calcolo dell'Induzione Magnetica, sono stati considerati i seguenti dati di progetto:

- altezza delle sbarre: 7,50 m;
- distanza tra le sbarre: 2,20 m;
- valore efficace di corrente: 1250 A;
- valore efficace di tensione: 150 kV.

Applicando la formula semplificata prevista dalla Norma CEI citata, è stata calcolata l'Induzione Magnetica in corrispondenza della superficie del suolo al di sotto del sistema di sbarre, ottenendo:

$$B = 17 \mu\text{T}$$

a cui corrisponde una Distanza di Prima Approssimazione di 18 m. La DPA pertanto rientra nei confini di pertinenza dell'impianto.

4.6 Elettrodotto AT 150 kV

La Sottostazione Elettrica di Utenza verrà collegata in antenna a 150 kV sul futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) 380/150 kV della RTN denominata "Troia", a mezzo di un elettrodotto in cavo interrato elettrificato a 150 kV, costituito da una terna di cavi unipolari Al 3x(1x1600) mm² disposti a trifoglio, ad una profondità di posa non inferiore a 1,60 m.

Per la valutazione del Campo Induzione Magnetica generato durante l'esercizio, è stata applicata la procedura di calcolo descritta dalla Norma CEI 211-4 "**Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche**", adottando le seguenti ipotesi di lavoro:

- Tipologia di cavi: unipolari;
- Sigla del cavo: ARE4H1H5E 150 kV;
- Formazione: 3x1x1600 mm²;
- Tipologia di posa: interrata;
- Modalità di posa: a trifoglio;
- Profondità di posa: 1,6 m.

Ai fini del calcolo è stata considerata la portata in regime permanente, così come definita nella Norma CEI 11-17:

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

Per il cavo in esame, assumendo una portata di corrente pari a **1000 A**, si ottiene il seguente grafico dell'Induzione Magnetica:

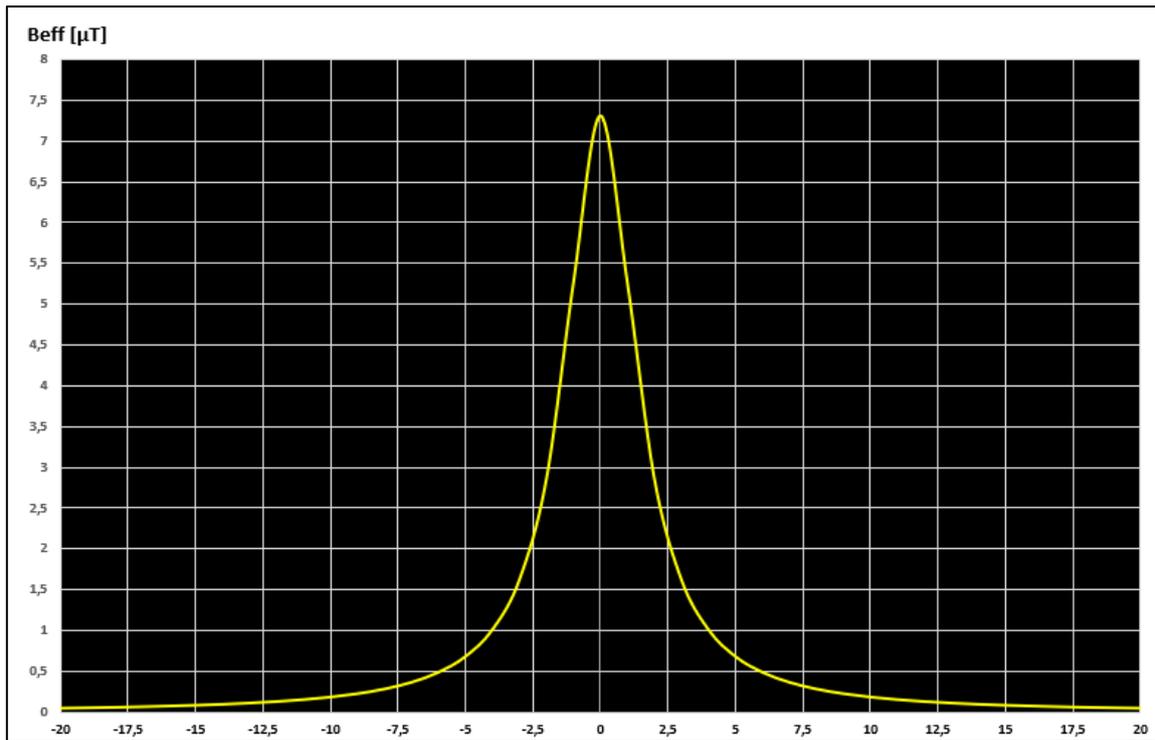


Figura 24: Induzione Magnetica generata dal cavo durante l'esercizio, valutata lungo l'asse della linea in corrispondenza della superficie del suolo

a cui corrisponde una DPA di 2,50 m.

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;
- l'induzione magnetica generata dalle linee elettriche di media tensione a 30 kV risulta inferiore all'obiettivo di qualità di 3 μ T fissato dal DPCM 8 luglio 2003, dato che in fase di progettazione definitiva si è scelto di utilizzare cavi cordati ad elica visibile;
- la DPA della Sottostazione Elettrica di Utenza rientra nei confini di pertinenza dell'impianto;
- la DPA dell'elettrodotto AT di collegamento con al Stazione Elettrica della RTN, è pari a 2,50 m.

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.