

REGIONE BASILICATA
 PROVINCIA DI POTENZA
 COMUNE DI VENOSA



PROGETTO DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO E DELLE RELATIVE
 OPERE DI CONNESSIONE DA REALIZZARE NEL
 COMUNE DI VENOSA IN LOCALITÀ BOREANO
 DI POTENZA PARI A 19.996,20 kWp (19.993,87 kW IN IMMISSIONE)
 DENOMINATO "AGRIVOLTAICO VENOSA BOREANO"

PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE TECNICA CAMPI ELETTROMAGNETICI



livello prog.	Cod.	tipo doc.	N° elaborato	N° foglio	Tot. fogli	NOME FILE	DATA	SCALA
PD	202102255	R	A20			AGRIVEN_A20	20/12/2022	-

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO

PROPONENTE:

EDISON RINNOVABILI S.P.A.
 Foro Buonaparte 31 - 20121 Milano (MI)
 P.IVA n. 12921540154 / REA MI-1595386



TIMBRO ENTE

PROGETTAZIONE:



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



FIRMA DIGITALE PROGETTISTA

FIRMA PROGETTISTA

*Impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare
fotovoltaica da connettere alla Rete Elettrica di
Trasmissione Nazionale RTN
denominato “Agrivoltaico Venosa Boreano”*

Codice di Rintracciabilità STMG 202102255

Progetto Definitivo

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

Definizioni	3
1 Premessa	1
2 Riferimenti Normativi	4
3 Descrizione generale dell'impianto	5
4 Valutazione previsionale dei campi elettromagnetici	13
4.1 Moduli Fotovoltaici	13
4.2 Cabine elettriche di trasformazione dell'energia elettrica prodotta	14
4.2.1 Individuazione delle sorgenti di emissione di campo magnetico	15
4.2.1.1 Calcolo del campo induzione magnetica generata dai trasformatori	17
4.2.1.2 Calcolo del campo magnetico generato dalle vie cavi	17
4.2.1.3 Induzione magnetica generata dalle cabine elettriche di trasformazione	18
4.2.3 Calcolo della fascia di rispetto attorno la cabina di conversione e trasformazione secondo il DM 29/05/2008	19
5 Linea elettrica a 36 kV interne al campo	22
6 Dorsale a 36 kV di collegamento con la Sezione a 36 kV della nuova Stazione Elettrica di Trasformazione	28
7 Conclusioni	30

Definizioni

Ai fini del presente documento si applicano le definizioni riportate nel Glossario della “Norma CEI 0-16 – Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”. Nel presente elenco si riportano alcune di esse opportunamente integrate.

Campo fotovoltaico

Insieme di tutte le stringhe fotovoltaiche di un sistema dato.

Centrale fotovoltaica

Insieme di uno o più campi fotovoltaici e di tutte le infrastrutture e apparecchiature richieste per collegare gli stessi alla rete elettrica ed assicurarne il funzionamento.

Impianto di rete per la connessione

La porzione di impianto per la connessione compresa tra il punto di inserimento sulla rete esistente e il punto di connessione.

Impianto di utenza per la connessione

La porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione, rimangono di competenza del Richiedente.

Modulo fotovoltaico

Il più piccolo insieme di celle fotovoltaiche interconnesse e protette dall'ambiente circostante.

Potenza di picco

Il dato di potenza nominale presente solo per gli impianti fotovoltaici. È definita come la potenza istantanea (espressa in kWp) erogata da un pannello fotovoltaico in determinate condizioni standard, cioè con irraggiamento di 1000 W/m², temperatura ambiente di 25 °C, posizione del sole a 1,5 AM.

Sottocampo fotovoltaico

Le parti del campo fotovoltaico che si connettono in maniera distinta alla sezione di media tensione attraverso linee di sottocampo

1 Premessa

La presente relazione tecnica è parte integrante del Progetto Definitivo di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica, che la Società Edison Rinnovabili S.p.A. intende realizzare nel territorio comunale di Venosa (PZ) in località Boreano, su lotti di terreno distinti al N.T.C. Foglio 16, p.lle 213, 215, 254, 256, 257, 259, 260, ed ha per oggetto la valutazione dei campi elettromagnetici generati durante l'esercizio dalle apparecchiature ed infrastrutture di utenza ai fini della valutazione dell'esposizione umana.

Come deducibile dalle tavole di progetto allegate, l'impianto di produzione ha una **potenza di picco**, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva, **pari a 19.996,20 kWp** e, conformemente a quanto prescritto dal Gestore della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale RTN con preventivo di connessione alla rete STMG del 21/04/2022 codice pratica 202102255, verrà collegato in antenna a 36 kV su una futura Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 380/150/36 kV da inserire in entra-esce sulla linea RTN a 380 kV "Melfi 380 – Genzano 380".

Per una maggiore comprensione di quanto descritto, viene riportato lo schema di principio di inserimento in antenna a 36 kV su Stazione Elettrica RTN esistente:

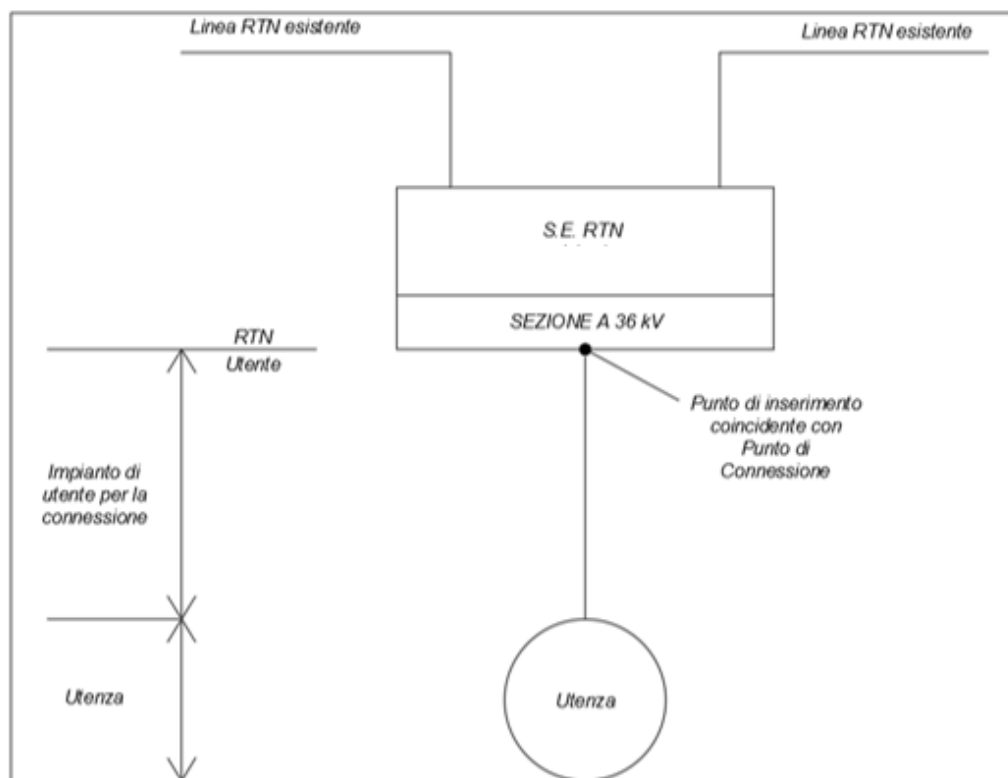


Figura 1: schema di principio inserimento di un impianto di produzione in antenna con la sezione a 36 kV di una Stazione Elettrica RTN

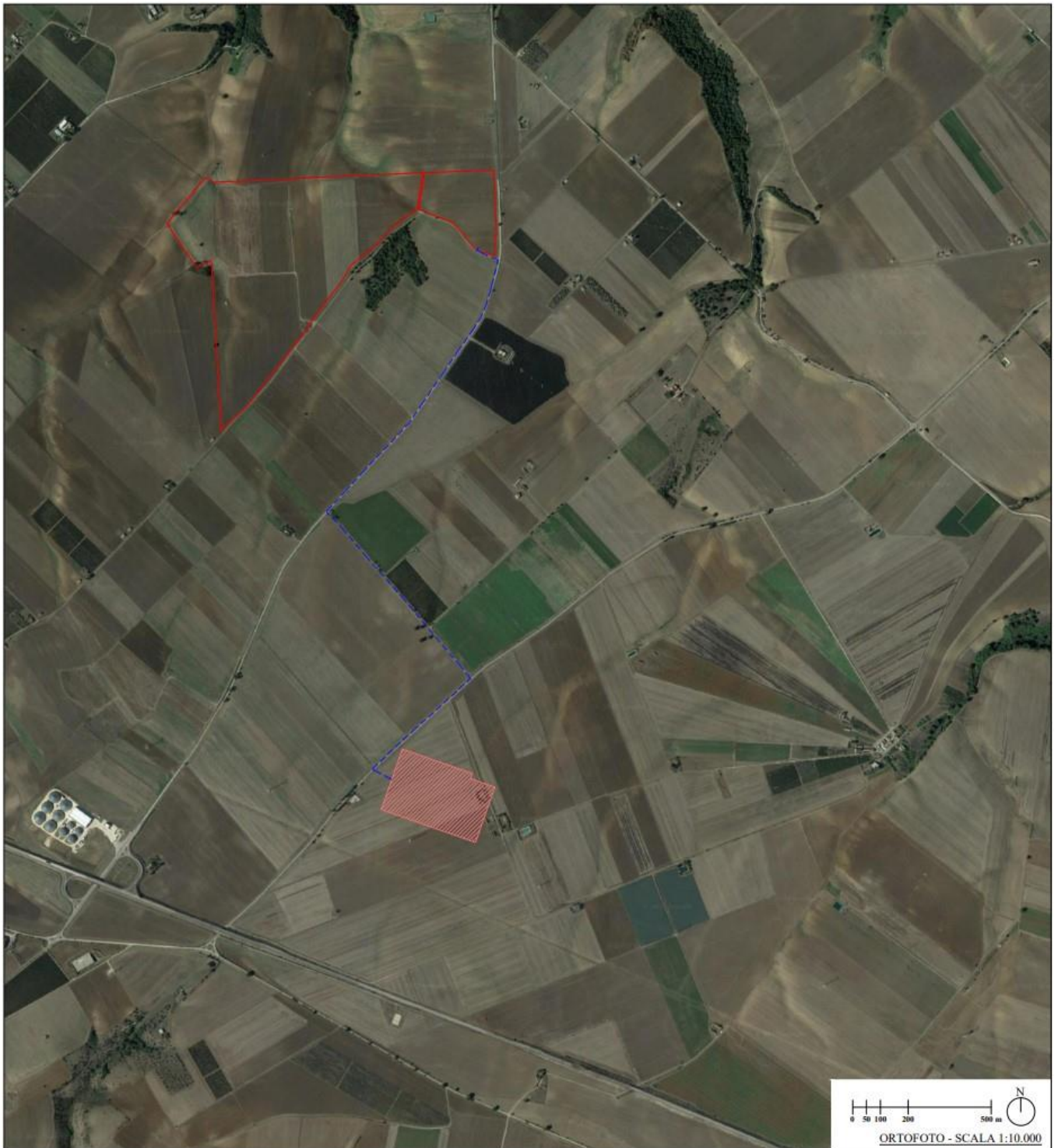


Figura 2: inquadramento territoriale dell'aria di impianto su ortofoto, con indicazione del tracciato della dorsale a 36 kV di collegamento con la futura SE Terna

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 “**Edison Rinnovabili S.p.A.**”, ha una potenza di picco, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva, pari a **19.996,20 kWp** e, conformemente a quanto prescritto dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale con preventivo di connessione del 21/04/2022 codice pratica 202102255, verrà collegato in antenna a 36 kV su una futura Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 380/150/36 kV da inserire in entra-esce sulla linea RTN a 380 kV “Melfi 380 – Genzano 380”.

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 sulla 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, di proprietà dell'Utente, costituisce, ai sensi della Norma CEI 0-16 e dell'Allegato A.68 del Codice di Rete del Gestore, l'**Impianto di Utenza**.

Per una maggiore comprensione di quanto sopra descritto, di seguito viene riportato lo schema tipico di un impianto di produzione collegato in antenna con una Stazione Elettrica della RTN:

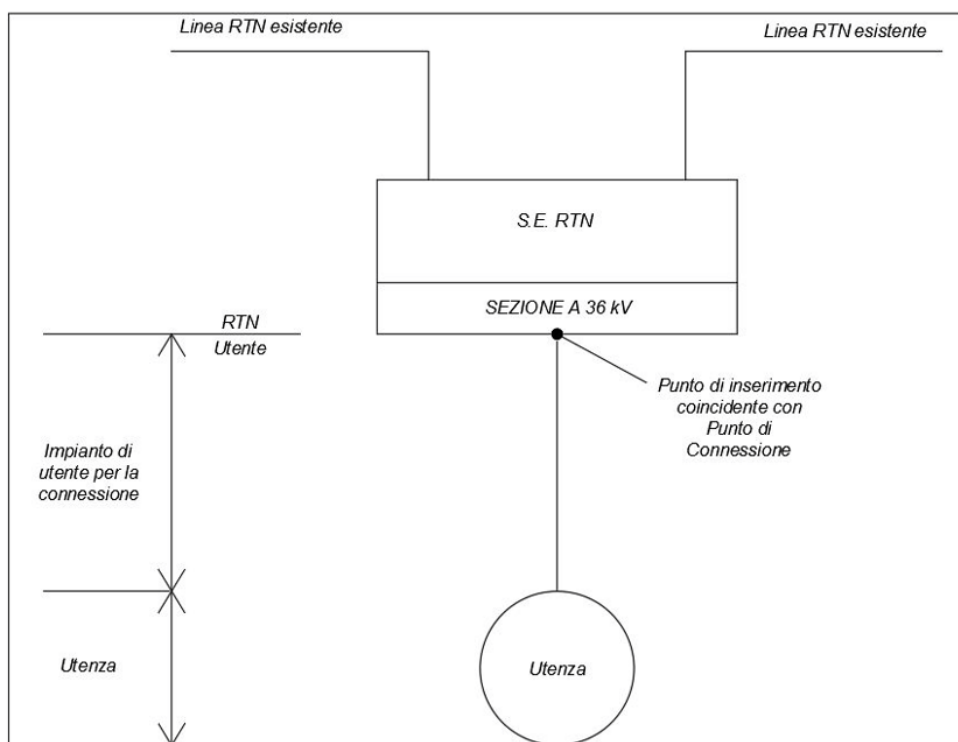


Figura 3: schema di principio impianto di produzione collegato in antenna con la sezione a 36 kV di una Stazione Elettrica RTN

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

Per la realizzazione del campo di generazione, in questa fase della progettazione, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici **da 700 Wp di tipo bifacciali** i quali verranno montati su strutture di supporto di tipo fisse, e inverter centralizzati da 2500 kVA SMA.

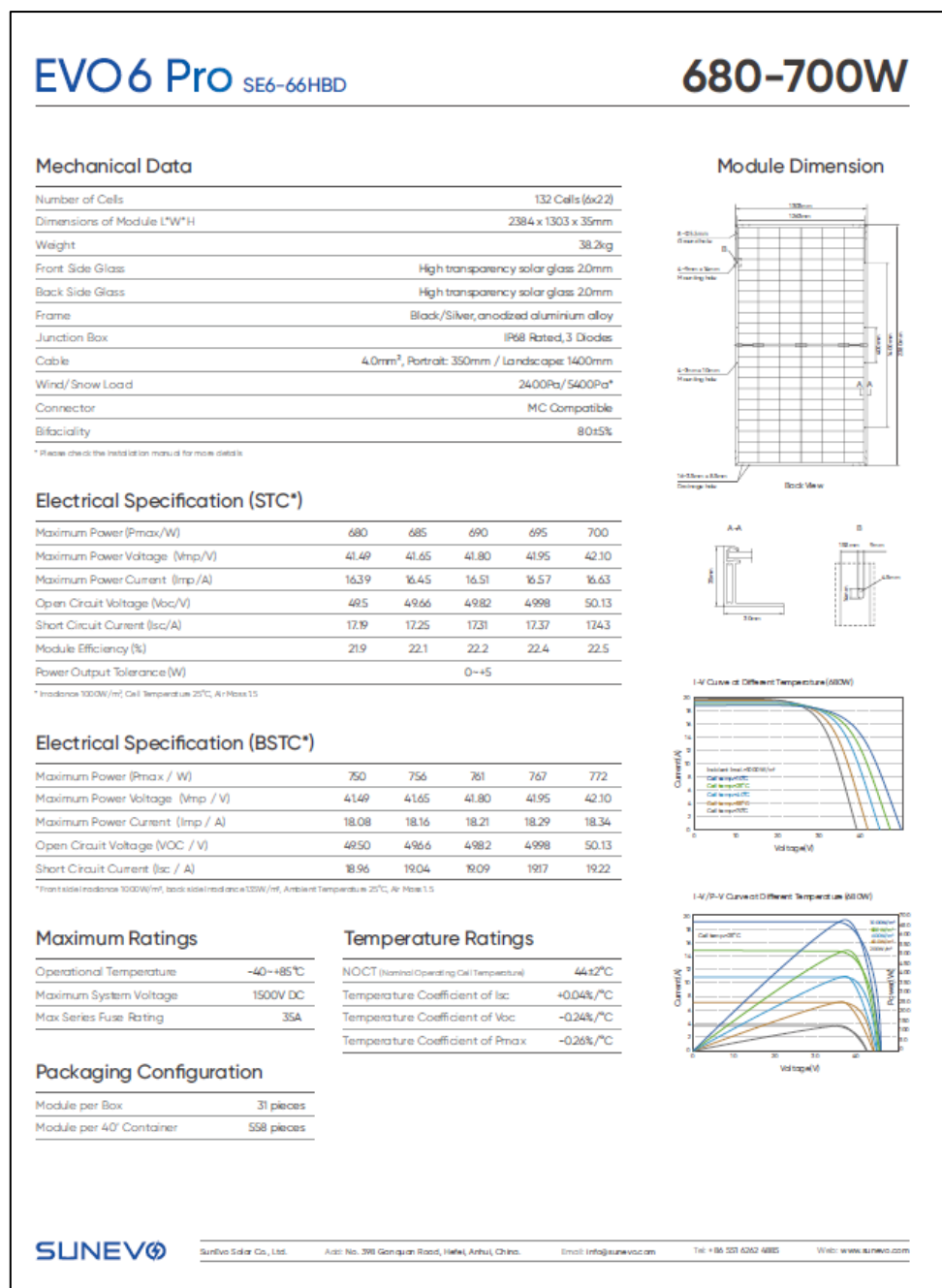


Figura 4: scheda tecnica dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva

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 kcmil, 2 x 400 mm ²	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²	2 x 800 kcmil, 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 $I_{AC, max}$ = 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 63 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio of the AC terminals ¹⁾		> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ¹⁾		● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited ○ 1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited	
Efficiency			
Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ²⁾ / CEC efficiency ³⁾	98.6% / 98.3% / 98.0%	98.7% / 98.5% / 98.5%	98.8% / 98.6% / 98.5%
Protective Devices			
Inputside disconnection point		DC load-break switch	
Outputside 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 ⁸⁾	-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 ¹⁾ 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	○ (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 CISPR 11, CISPR 22		
EMC standards	EN55011:2017, EN 55022, IEC/EN 610004-4, IEC/EN 610004-2, 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	SC2500-EV-10	SC2750-EV-10	SC3000-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 5: scheda tecnica inverter centralizzati SMA

Definito il layout di impianto di impianto e la tipologia di inverter da utilizzare, il numero di moduli della stringa e il numero di stringhe da collegare in parallelo, sono stati determinati coordinando opportunamente le caratteristiche dei moduli fotovoltaici con quelle degli inverter scelti, rispettando le seguenti 4 condizioni:

1. *la massima tensione del generatore fotovoltaico deve essere inferiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter;*
2. *la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter;*
3. *la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter;*
4. *la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter.*

Per la verifica delle suddette condizioni sono state applicate le formule di seguito riportate.

Verifica della condizione 1 (massima tensione del generatore FV non superiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico è la tensione a vuoto di stringa calcolata alla minima temperatura di funzionamento dei moduli, in genere assunta pari a:

- - 10° C per le zone fredde;
- 0° C per le zone meridionali e costiere.

La tensione massima del generatore fotovoltaico alla minima temperatura di funzionamento dei moduli si calcola con la seguente espressione:

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

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

- $U_{\text{oc}}(25^\circ\text{C})$ 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:

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

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:

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

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 $1000W/m^2$,
- temperatura θ_{max} pari a $70-80^\circ C$.

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/m².

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 il layout di impianto prevede l'utilizzo di strutture di supporto di tipo fisse, la verifica delle quattro precedenti condizioni è stata condotta ipotizzando di realizzare stringhe ***fotovoltaiche da 27 moduli, ottenendo esito positivo.***

Come riscontrabile dallo schema elettrico unifilare (a cui si rimanda per una maggiore comprensione di quanto descritto) l'impianto è stato suddiviso in ***n° 8 sottocampi fotovoltaici*** aventi le potenze di seguito indicate:

- Sottocampo fotovoltaico n° 1 da 2494,8 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 2: da 2494,8 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 3: da 2494,8 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 4: da 2532,6 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 5: da 2494,8 kWp;

- Sottocampo fotovoltaico n° 6: da 2494,8 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 7: da 2494,8 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 8: da 2494,8 kWp.

Per ciascun sottocampo fotovoltaico, è previsto l'utilizzo di un trasformatore di potenza BT/AT, a mezzo del quale la tensione del campo di generazione, verrà innalzata al valore del punto di inserimento in rete (36 kV). Questi verranno installati all'interno di appositi locali di trasformazione ed interconnessi tra loro in entra-esce e collegati al quadro elettrico generale a 36 kV di interfaccia con la rete a mezzo di una linea elettrica a 36 kV in cavo interrato. Quanto descritto, viene rappresentato nello schema a blocchi sotto riportato:

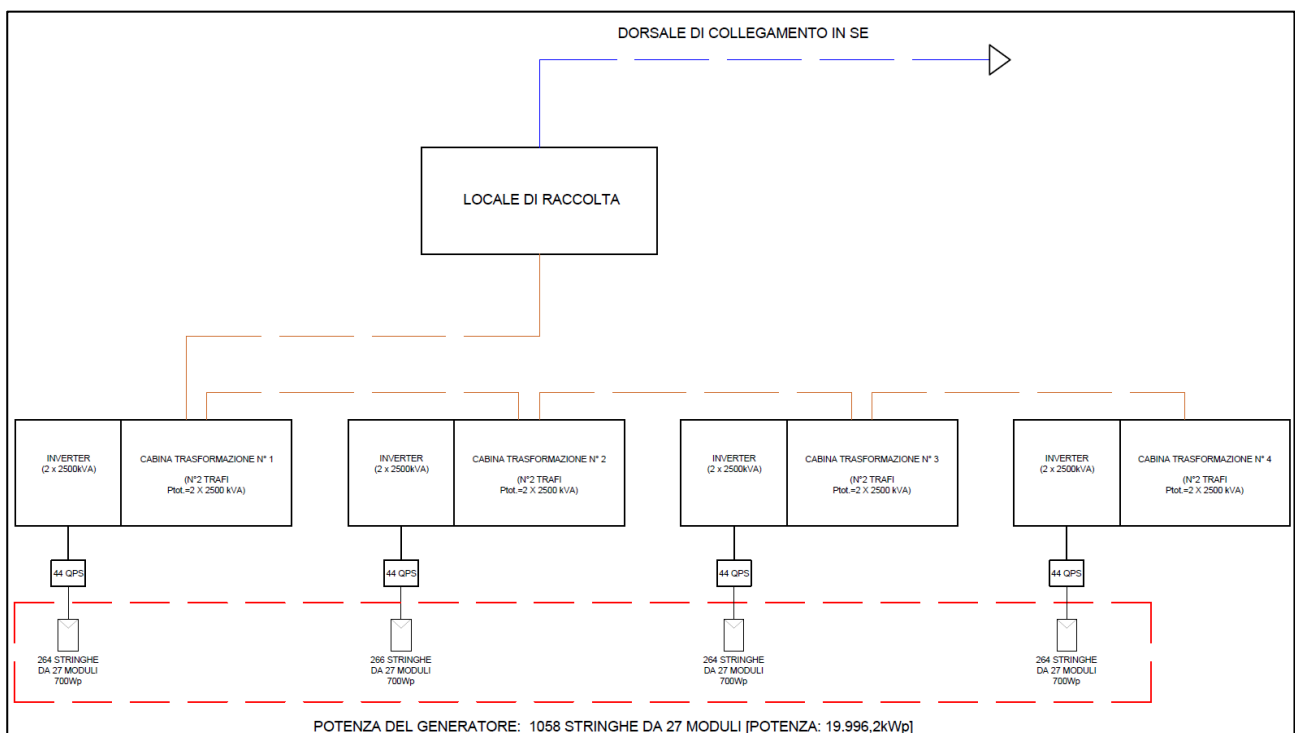


Figura 6: schema a blocchi dell'impianto fotovoltaico

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 Utente² 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 trasformazione;
- linee elettriche a 36 kV interne al campo;
- dorsale a 36 kV di collegamento con la Stazione Elettrica di Trasformazione SE 380/150/36 kV di Montemilone.

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 27 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).

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

4.2 Cabine elettriche di trasformazione dell'energia elettrica prodotta

Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate, è prevista la realizzazione di n° 4 cabine elettriche di conversione/trasformazione di tipo Container Hi-Cube 40', ciascuna delle quali sarà equipaggiata con n° 2 trasformatori di potenza con avvolgimenti inglobati sottovuoto da 2500 kVA:



Figura 7: trasformatori di potenza 0,55 kV/36 kV con avvolgimenti inglobati sottovuoto

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 Individuazione delle sorgenti di emissione di campo magnetico

All'interno delle cabine elettriche di trasformazione, le principali sorgenti di emissione sono quelle di seguito elencate:

- *trasformatori di potenza;*
- *vie cavi o condotti sbarre in bassa tensione.*

Per quanto riguarda i trasformatori, la maggior parte delle emissioni di campo magnetico attorno al trasformatore sono dovute alle correnti che percorrono gli avvolgimenti. Esse generano flussi magnetici le cui linee di forza si richiudono prevalentemente attraverso il nucleo magnetico (flusso utile) e all'esterno del nucleo magnetico (flusso disperso). Il contributo del trasformatore al campo magnetico di cabina è dovuto al flusso disperso che genera un campo magnetico definito vagante:

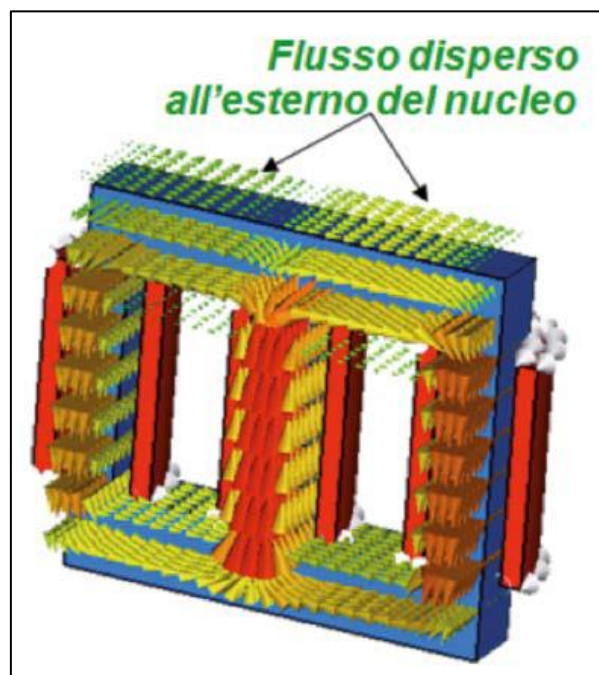


Figura 8: rappresentazione del flusso utile e flusso disperso generato da un trasformatore di potenza durante l'esercizio

Per distanze dal trasformatore comprese tra 1 m e 10 m, l'induzione magnetica prodotta durante l'esercizio può essere calcolata con la seguente formula:

$$B = 5 \frac{U_{cc}}{6} \sqrt{\frac{S_r}{630}} \left(\frac{3}{a}\right)^{2,8}$$

dove:

- U_{cc} è la tensione di cortocircuito percentuale;
- S_r è la potenza apparente nominale (kVA);
- a è la distanza dal trasformatore (m).

Il contributo maggiore al campo magnetico vagante, essendo proporzionale alla corrente, è dovuto ai cavi o condotti sbarre BT. Ai fini della valutazione previsionale del campo magnetico generato, è possibile avvalersi delle formule riportate nella Norma CEI 106-12 “Guida pratica ai metodi e criteri di riduzione dei campi magnetici prodotti dalle cabine elettriche”:

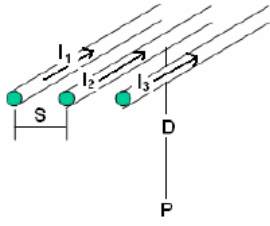
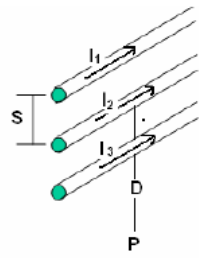
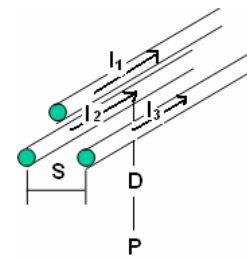
a) Terna trifase di conduttori in piano	b) Terna trifase di conduttori in verticale	c) Terna trifase di conduttori a triangolo
		
$B(\mu T) = 0,2 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{I S}{D D}$		$B(\mu T) = 0,1 \cdot \sqrt{6} \cdot \frac{I S}{D D}$

Figura 9: formule approssimate per il calcolo dell’induzione magnetica prodotta da un sistema trifase di conduttori rettilinei disposti tra di loro parallelamente e percorsi da una terna di correnti (I_1, I_2, I_3) equilibrate e simmetriche

I risultati di calcolo ottenuti, vengono riportati nei successivi paragrafi.

4.2.1.1 Calcolo del campo induzione magnetica generata dai trasformatori

I trasformatori di potenza BT/AT scelti in fase di progettazione definitiva, sono del tipo a secco con avvolgimenti inglobati sotto vuoto, hanno una potenza nominale di 2500 kVA ed una tensione di cortocircuito percentuale pari al 6%:



Figura 10: trasformatori di potenza del tipo a secco con avvolgimenti inglobati sotto vuoto

Applicando la formula di calcolo esposta al paragrafo precedente, è stata determinata l'induzione magnetica all'interno del locale cabina (a 2 m di distanza dal trasformatore) e all'esterno del locale cabina (a 8 m di distanza dal trasformatore), ottenendo i risultati di seguito riportati:

$$B_1 (2 \text{ m}) = 31 \mu\text{T}$$

$$B_2 (8 \text{ m}) = 0,64 \mu\text{T}$$

All'interno del locale cabina, a 2 m di distanza dal trasformatore, l'induzione magnetica risulta superiore all'obiettivo di qualità di $3 \mu\text{T}$ fissato dal D.P.C.M. 8 luglio 2003. Tuttavia, bisogna considerare che le cabine elettriche non saranno presidiate e che gli interventi di manutenzione ordinaria/straordinaria verranno eseguiti ad impianto fermo. Diversamente, all'esterno del locale cabina, l'induzione magnetica risulta inferiore all'obiettivo di qualità di $3 \mu\text{T}$.

4.2.1.2 Calcolo del campo magnetico generato dalle vie cavi

Tenendo conto del numero di conduttori costituenti ciascuna fase di bassa tensione, della loro sezione e disposizione, applicando le formule di calcolo proposte dalla Norma CEI 106-12, è stata calcolata

l'induzione magnetica all'interno e all'esterno del locale cabina (2 m e 8 m rispettivamente), ottenendo i risultati di seguito riportati:

$$B_1 (2 \text{ m}) = 37,5 \mu\text{T}$$

$$B_2 (8 \text{ m}) = 2,34 \mu\text{T}$$

All'interno del locale cabina, a 2 m di distanza dalle vie cavi, l'induzione magnetica risulta superiore all'obiettivo di qualità di $3 \mu\text{T}$ fissato dal D.P.C.M. 8 luglio 2003. Tuttavia, bisogna considerare che le cabine elettriche non saranno presidiate e che gli interventi di manutenzione ordinaria/straordinaria verranno eseguiti ad impianto fermo. Diversamente, all'esterno del locale cabina, l'induzione magnetica risulta inferiore all'obiettivo di qualità di $3 \mu\text{T}$.

4.2.1.3 Induzione magnetica generata dalle cabine elettriche di trasformazione

Per il calcolo del campo magnetico generato dalle cabine di trasformazione, è stato applicato il *principio di sovrapposizione degli effetti*, tenendo conto dei contributi offerti delle due diverse tipologie di sorgenti di emissione. Sommando, cautelativamente, i valori efficaci di campo, si ottengono i seguenti risultati:

$$B_{1\text{tot}} (2 \text{ m}) = 68,5 \mu\text{T}$$

$$B_{2\text{tot}} (8 \text{ m}) = 2,98 \mu\text{T}$$

All'interno delle cabine, l'induzione magnetica risulta superiore all'obiettivo di qualità fissato dal D.P.C.M. 8 luglio 2003. Tuttavia, bisogna considerare, che le cabine non saranno presidiate e gli interventi di manutenzione verranno effettuati ad impianto fermo. Diversamente, all'esterno delle cabine, il valore di campo risulta inferiore al valore limite stabilito dalla Normativa vigente in materia, pertanto non si configurano rischi di esposizione per la popolazione.

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

Nonostante le cabine elettriche di conversione e trasformazione scelte in fase di progettazione definitiva non siano classificabili come standard (box con dimensioni mediamente di 4 x 2,4 m e altezze di 2,4 e 2,7 m equipaggiati con trasformatore da 250-400-630 kVA), poiché la disposizione delle apparecchiature ivi contenute è analoga a quella delle Cabine Elettriche di Distribuzione di proprietà di e-distribuzione, è stata determinata la Distanza di Prima Approssimazione applicando la procedura di calcolo definita dal Decreto Ministeriale 29 maggio 2008. Attualmente infatti il calcolo della DPA per le cabine fuori standard rimane un problema aperto³.

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

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

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

dove:

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

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

³ 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.

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

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

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

Considerando che ciascuna fase BT sarà costituita da **6 cavi unipolari da 240 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*:

Numero conduttori	Sezione nominale	Diametro indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Diametro est. indicativo di produzione	Peso indicativo del cavo	Resistenza elettrica a 20°C	Portate di corrente	
							20°C Interrato	30° In tubo o in aria
Cores number	Cross section	Approx conductor diameter	Insulation medium thickness	Approx external production diameter	Approx cable weight	Electric resistance at 20°C	Current carrying capacities	
(N°)	(mm ²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ohm/km)	20°C In ground	30° In air or pipe
Unipolare / Single core								
1x	1.5	1.6	0.7	6.05	51	13.3	21	20
1x	2.5	2	0.7	6.50	63	7.98	27	28
1x	4	2.6	0.7	7.15	82	4.95	35	37
1x	6	3.4	0.7	7.50	101	3.3	44	48
1x	10	4.4	0.7	7.99	152	1.91	59	66
1x	16	5.7	0.7	9.10	211	1.21	77	88
1x	25	6.9	0.9	10.40	301	0.78	100	117
1x	35	8.1	0.9	11.70	396	0.554	121	144
1x	50	9.8	1	14.05	556	0.386	150	175
1x	70	11.6	1.1	15.90	761	0.272	184	222
1x	95	13.3	1.1	17.59	991	0.206	217	269
1x	120	15.1	1.2	19.90	1219	0.161	259	312
1x	150	16.8	1.4	22.01	1517	0.129	287	355
1x	185	18.6	1.6	24.20	1821	0.106	323	417
1x	240	21.4	1.7	26.88	2366	0.0801	379	490
1x	300	23.9	1.8	31.70	2947	0.0641	429	-
1x	400	27.5	2	35.10	3870	0.0486	541	-

Figura 11: 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 165 mm circa pertanto, applicando la (1), si ottiene una DPA, arrotondata al mezzo metro superiore, pari a:

$$DPA = 12 \text{ m}$$

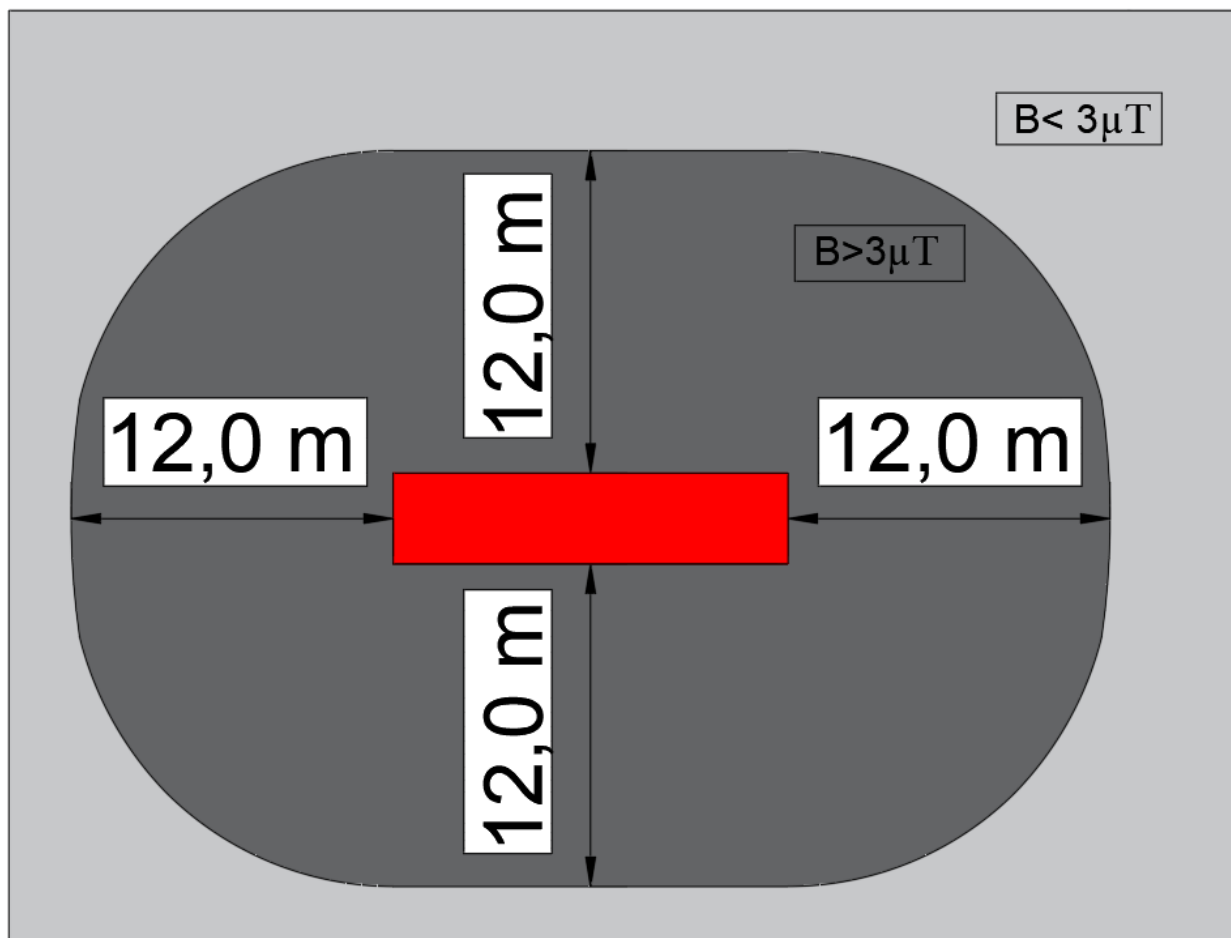


Figura 12: indicazione della DPA delle cabine elettriche di conversione e trasformazione dell'energia elettrica prodotta valutata applicando la procedura prevista dal DM 29 maggio 2008

5 Linea elettrica a 36 kV interne al campo

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

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.

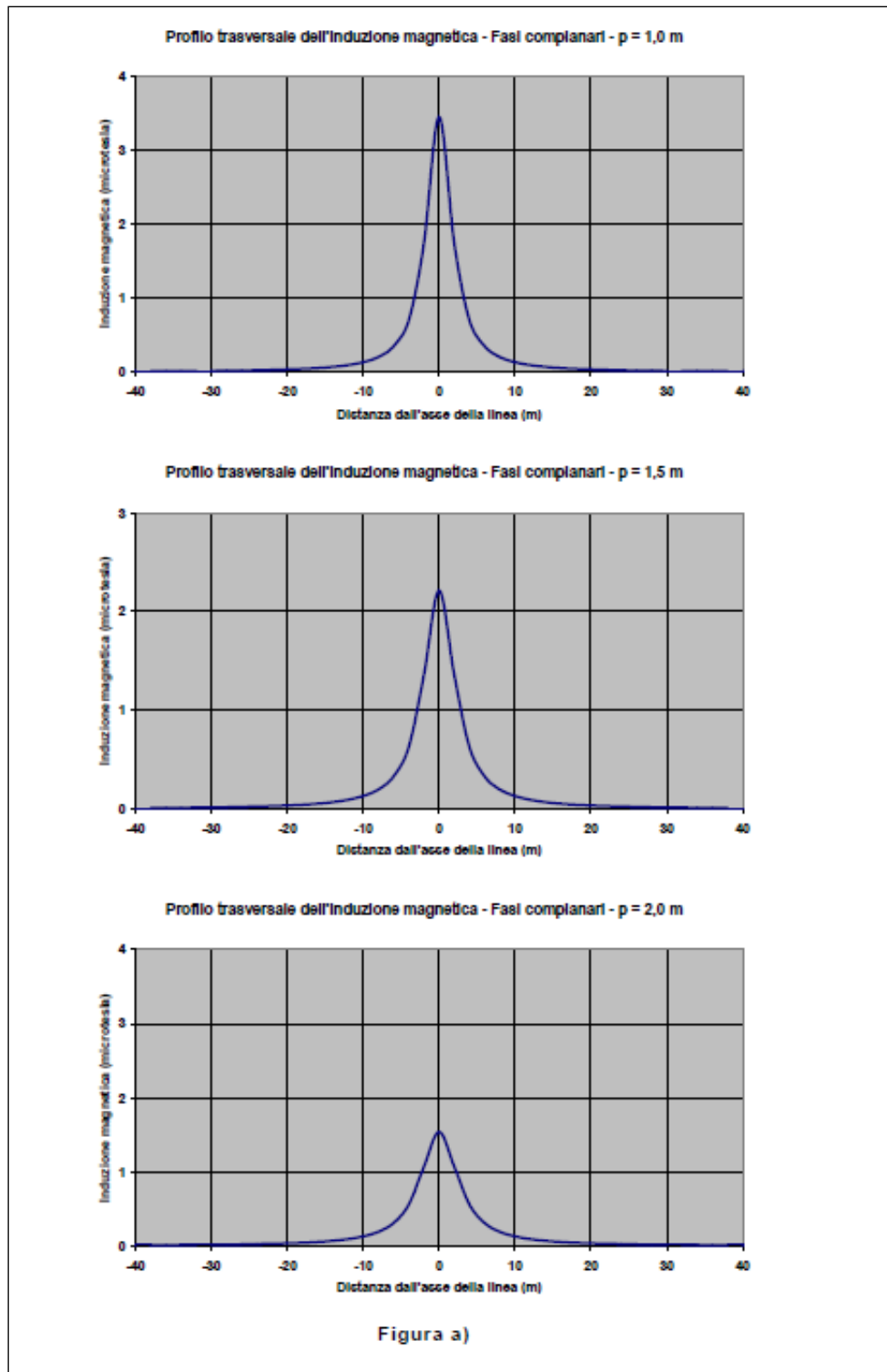


Figura 13: andamento del Campo Induzione Magnetica generata a livello del suolo sulla verticale del cavo – linea trifase con conduttori distanziati di 0,20 m posati rispettivamente a 1,00 m, 1,50 m e 2,00 m di profondità, paralleli tra loro e alla superficie di calpestio; corrente di ogni fase pari a 200 A.

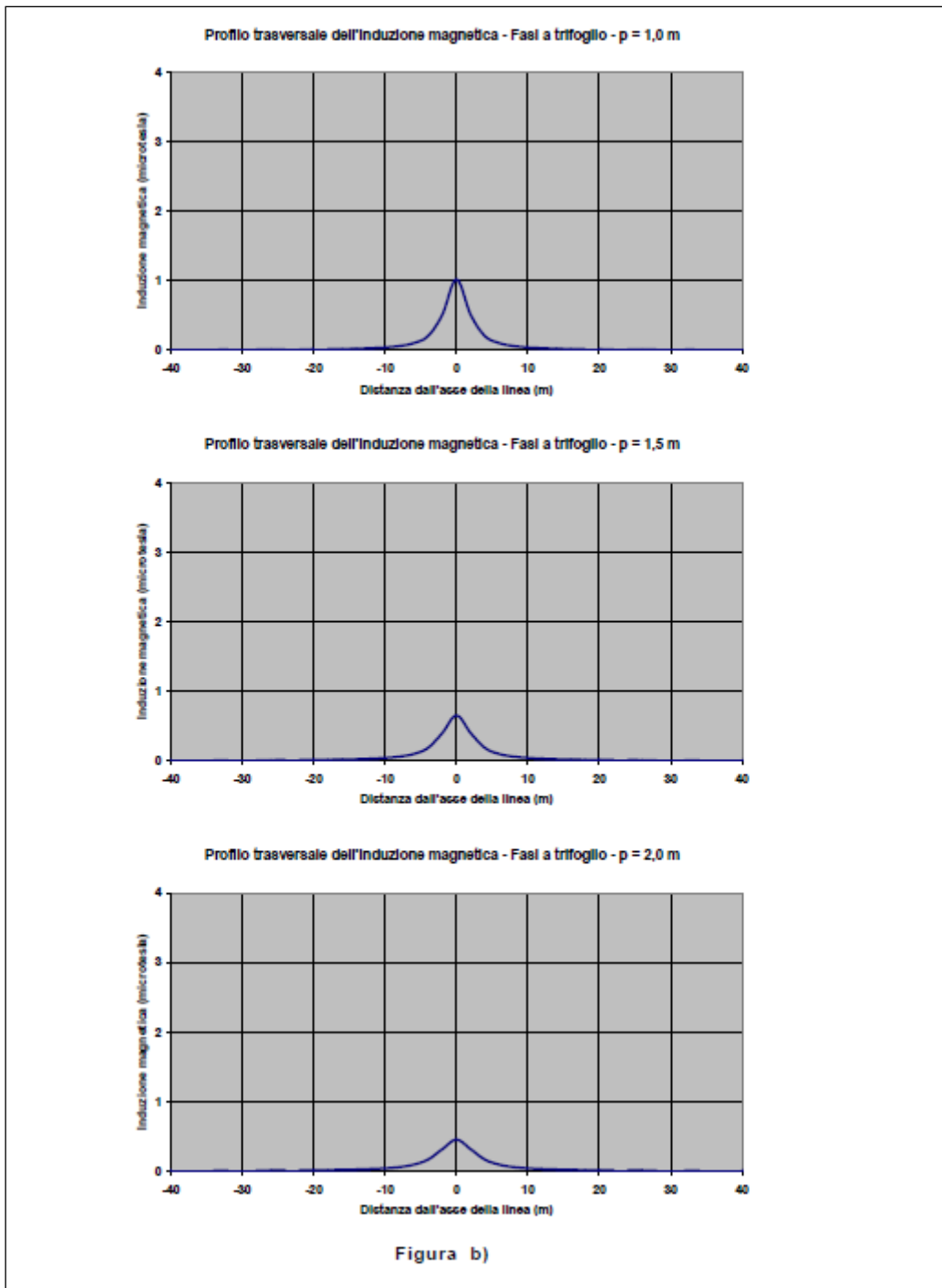


Figura 14: andamento del Campo Induzione Magnetica generata a livello del suolo sulla verticale del cavo – linea trifase con conduttori distanziati di 0,50 m posati rispettivamente a 1,00 m, 1,50 m e 2,00 m di profondità, paralleli tra loro e alla superficie di calpestio; corrente di ogni fase pari a 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.

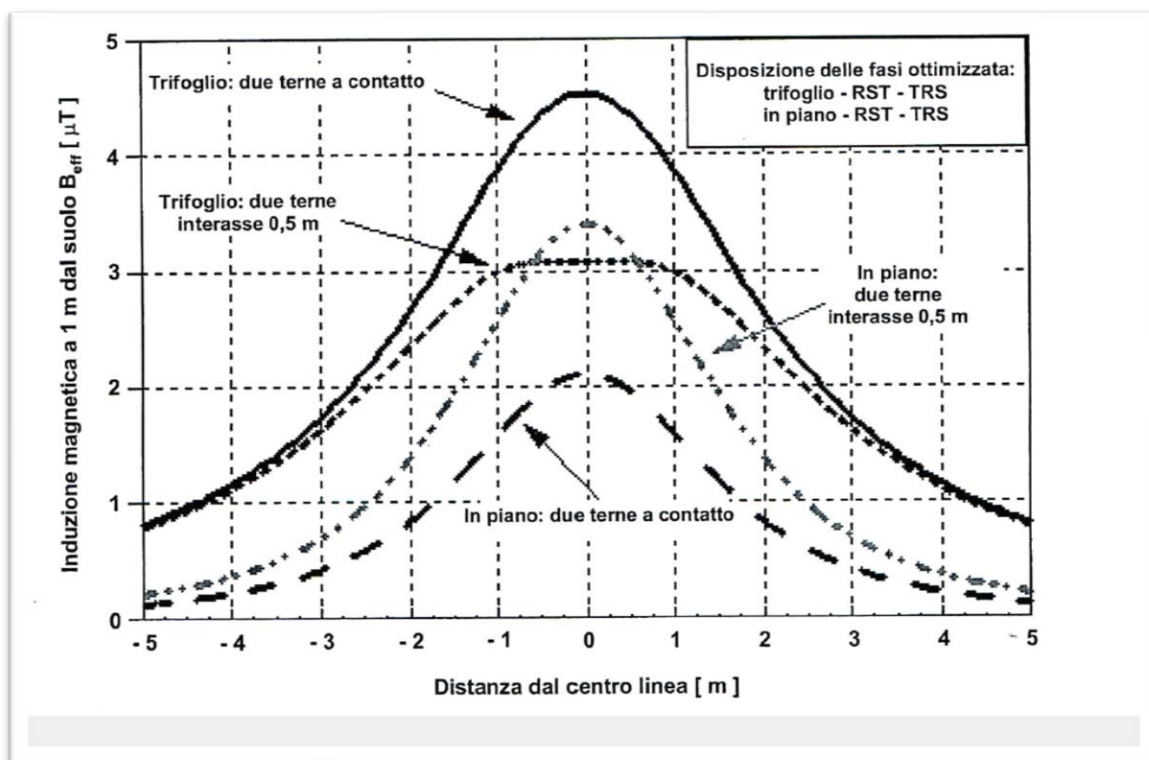


Figura 15: Confronto tra i profili laterali dell'induzione magnetica a 1 m da terra di due terne poste rispettivamente a trifoglio e in piano a contatto, $I=1000$; profondità di posa= 1,2 m; diametro cavi 100 mm

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


In fase di progettazione definitiva, per la realizzazione degli elettrodotti a 36 kV si è scelto di utilizzare cavi unipolari RG7H1R EPRO-SETTE adatti per posa interrata, in formazione 3x(1x400) mm²:

MEDIA TENSIONE / MEDIUM VOLTAGE

Energia - Applicazioni terrestri e/o eoliche
Power - Ground and/or wind farm applications

RG7H1R EPRO-SETTE™

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



<p>Norma di riferimento CEI 20-13 (IEC 60840 per 26/45 kV)</p> <p>Descrizione del cavo Anima Conduttore a corda rotonda compatta di rame rosso Semiconduttivo interno Elastomerico estruso (solo per cavi con tensione ≥ 6/10 kV) Isolante Mescola di gomma ad alto modulo G7 Semiconduttivo esterno Elastomerico estruso (solo per cavi con tensione ≥ 6/10 kV) pelabile a freddo Schermatura A filo di rame rosso Guaina PVC, di qualità Rz, colore rosso Marcatura PRYSMIAN (sigla sito produttivo) RG7H1R <tensione> <sezione> <anno></p> <p>Applicazioni I cavi possono essere forniti con caratteristiche di: - non propagazione dell'incendio e ridotta emissione di sostanze corrosive - ridottissima emissione di fumi opachi e gas tossici e assenza di gas corrosivi (AFUMEX)</p> <p>Accessori idonei Terminali ELTI (pag. 122), ELTI-1C (pag. 123), ELTO-1C (pag. 126), STI RR (pag. 130), STI GT (pag. 132), STE GT (pag. 134), FMCS 250 (pag. 136), FMCE (pag. 138), FMCTS-400 (pag. 140), FMCTXs-630/C (pag. 144) Giunti ECOSPEED™ (pag. 148), RETRACFIT (pag. 150)</p>	<p>Standard CEI 20-13 (IEC 60840 for 26/45 kV)</p> <p>Cable design Core Compact stranded bare copper conductor Inner semi-conducting layer Extruded elastomeric compound (only for rated voltage ≥ 6/10 kV) Insulation High module rubber compound, G7 type Outer semi-conducting layer Extruded cold strippable elastomeric compound (only for rated voltage ≥ 6/10 kV) Screen Bare copper wire Sheath PVC, type Rz; colour red Marking PRYSMIAN (production site label) RG7H1R <rated voltage> <cross-section> <year></p> <p>Applications Cables can be supplied with the following characteristics: - fire retardant and with low emission of corrosive substances - low emission of opaque smoke and toxic gases and without corrosive gases (AFUMEX)</p> <p>Suitable accessories Terminations ELTI (pag. 122), ELTI-1C (pag. 123), ELTO-1C (pag. 126), STI RR (pag. 130), STI GT (pag. 132), STE GT (pag. 134), FMCS 250 (pag. 136), FMCE (pag. 138), FMCTS-400 (pag. 140), FMCTXs-630/C (pag. 144) Joints ECOSPEED™ (pag. 148), RETRACFIT (pag. 150)</p>
---	---


TEMPERATURA
FUNZIONAMENTO /
OPERATING
TEMPERATURE

90°C


TEMPERATURA
CORTOCIRCUITO /
SHORT-CIRCUIT
TEMPERATURE

250°C

CEI 20-13
EN 60840



REGOLU
REGUL



Condizioni di posa / Laying conditions







TEMPERATURA MIN. DI POSA -0°C / MIN. LAYING TEMPERATURE -0°C	CANALE INTERATO / BURIED TRUSS	TUBO INTERATO / BURIED DUCT	ASSA LIBERA / OPEN AIR	DIRITTO / DIRECTLY BURIED	INTERATO CON PROTEZIONE / BURIED WITH PROTECTION
					

Figura 16: cavi RG7H1R adatti per posa interrata

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

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

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

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

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

Il risultato ottenuto, viene rappresentato nella figura seguente:

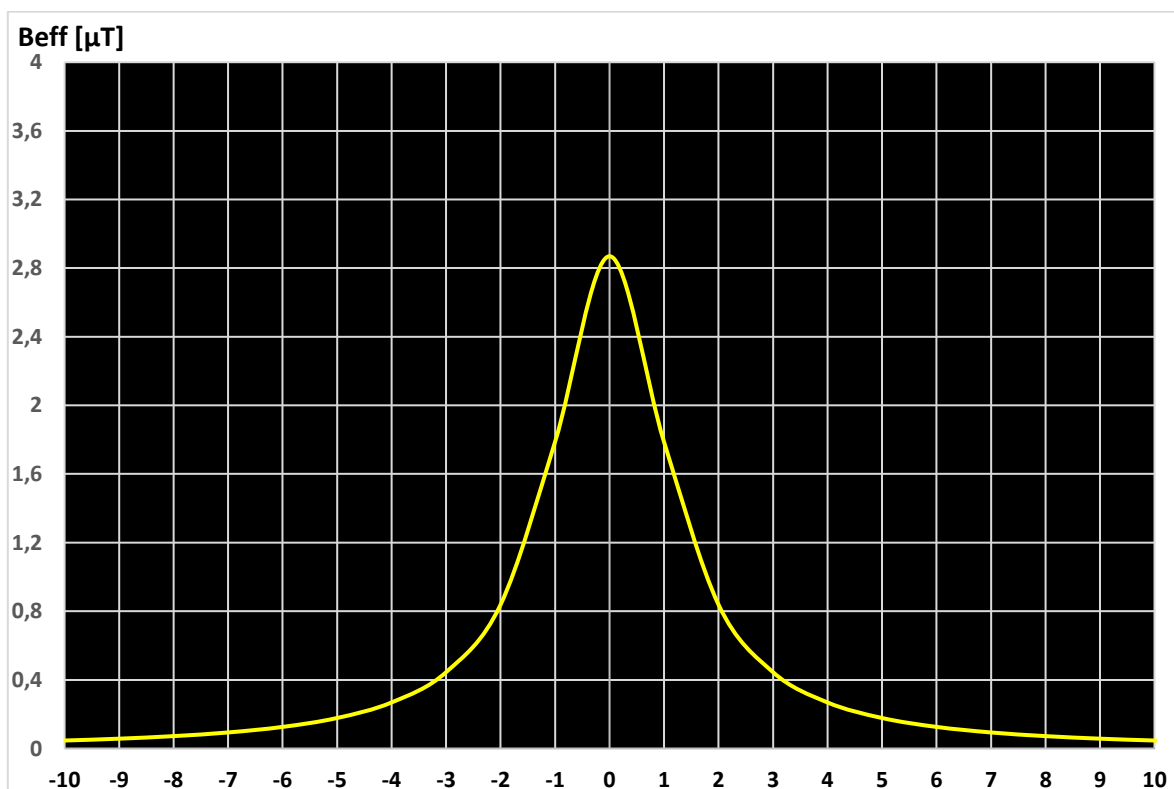


Figura 17: induzione magnetica generata dalla linea a 36 kV interna al campo durante l’esercizio valutata in corrispondenza della superficie del suolo lungo l’asse della linea; $I = 325$ A, fasi disposte a trifoglio, profondità di posa pari a 1,25 m.

Il grafico sopra rappresentato, mostra che l'induzione magnetica generata durante l'esercizio dalla linea a livello del suolo sulla verticale del cavo, un valore di induzione magnetica inferiore all'obiettivo di qualità di $3\mu\text{T}$ fissato dal D.P.C.M. 8 luglio 2003.

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

L'impianto di produzione di energia elettrica, verrà collegato in antenna con la sezione a 36 kV della futura Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) 380/150/36 kV della RTN, a mezzo di una linea elettrica a 36 kV in cavo interrato, opportunamente dimensionata in funzione della potenza da trasmettere e verificata dal punto di vista della sollecitazione termica prodotta in occasione di guasto.

Come deducibile dalla relazione tecnica di "*dimensionamento cavi e verifica della caduta di tensione*", essa verrà realizzata utilizzando cavi unipolari RG7H1R adatti per posa interrata.

Per la valutazione del valore di induzione magnetica generata durante l'esercizio, analogamente a quanto fatto per la linea di campo, 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*", considerando una profondità di posa pari a $1,40\text{ m}^4$ ed una corrente di impiego corrispondente alla massima potenza in immissione in rete, ottenendo il risultato rappresentato nella figura seguente:

⁴ Per la dorsale, considerando che essa si sviluppa all'esterno dell'area di impianto, al fine di limitare il valore dell'induzione magnetica in corrispondenza di potenziali recettori sensibili, è stata aumentata la profondità di posa rispetto a quella prevista per la linea di campo.

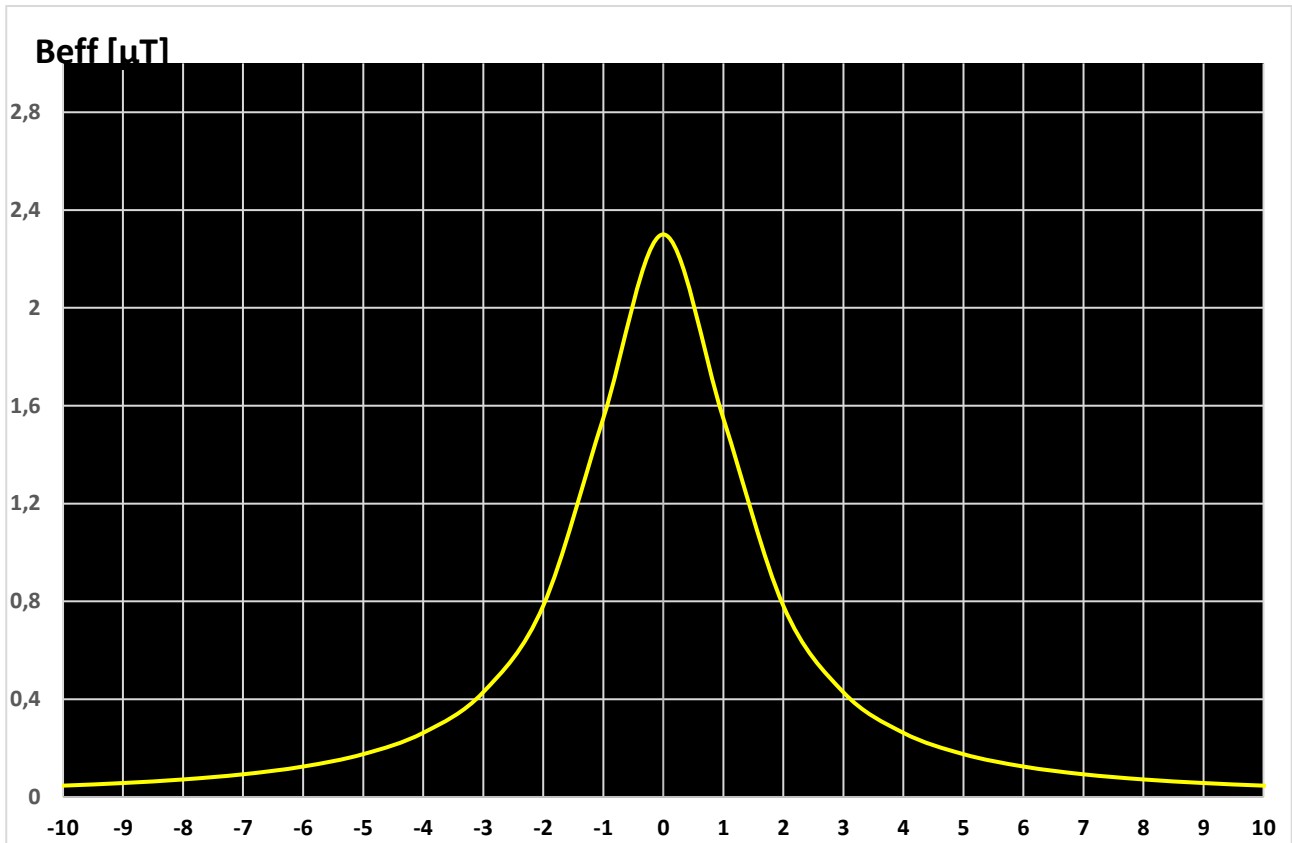


Figura 18: induzione magnetica generata dorsale a 36 kV di collegamento con la SE Terna durante l'esercizio valutata in corrispondenza della superficie del suolo lungo l'asse della linea; $I = 325 A$, fasi disposte a trifoglio, profondità di posa pari a 1,40 m

Anche in questo caso, l'induzione magnetica massima risulta inferiore al valore limite di legge ($3\mu T$).

7 Conclusioni

Alla luce dei calcoli eseguiti, non si riscontrano problematiche relative all'impatto elettromagnetico generato dalle infrastrutture elettriche costituenti l'impianto di produzione, infatti:

- i moduli fotovoltaici non generano campi variabili nel tempo, di conseguenza non sono applicabili le prescrizioni del D.P.C.M. 8 luglio 2003;
- le DPA delle cabine di conversione e trasformazione rientrano nei confini di pertinenza dell'impianto fotovoltaico;
- l'induzione magnetica generata dalla linea a 36 kV interna al campo risulta inferiore all'obiettivo di qualità;
- l'induzione magnetica generata dalla dorsale a 36 kV di collegamento con la Stazione Elettrica Terna, risulta inferiore all'obiettivo di qualità.

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