

**RICCIA - TUFARA
- GAMBATESA**

REGIONE MOLISE

**PROVINCIA DI
CAMPOBASSO**

**IMPIANTO EOLICO DA 55 MW COMPOSTO DA N. 10
AEROGENERATORI RICADENTI NEI COMUNI DI RICCIA,
TUFARA E GAMBATESA IN PROVINCIA DI CAMPOBASSO,
CON RELATIVE OPERE ED INFRASTRUTTURE**

PROGETTO DEFINITIVO

**VALUTAZIONE PREVENTIVA DEI CAMPI
ELETTROMAGNETICI**

Proponente:

EN.IT s.r.l.
Via Antonio Locatelli n.1
37122 Verona
P.IVA 04642500237
www.enitspa.it
enitsrl@pec.enitspa.it

Progettazione:

WH Group s.r.l.
Via A. Locatelli n.1 - 37122 Verona (VR)
P.IVA 12336131003
ingegneria@enitgroup.eu

Ing. Antonio Tartaglia



Spazio riservato agli Enti:

File: 2022030_6.1_ValutazioneCampiElettromagnetici		Cod. 2022030	Scala: ---		
6.1	Rev.	Data	Descrizione	Redatto	Approvato
	00	24/07/2023	Prima emissione	A. Tartaglia	S.M. Caputo

WH Group s.r.l. | Via A. Locatelli n.1 - 37122 Verona (VR) – P.IVA 12336131003 | ingegneria@enitgroup.eu

INDICE

1	DESCRIZIONE SINTETICA DELL'INTERVENTO IN PROGETTO	4
2	DATI DI PROGETTO	6
3	PROGETTO DELL'OPERA.....	8
3.1	Localizzazione dell'impianto	8
3.2	Caratteristiche generali della centrale eolica	11
3.3	Tipologia di aerogeneratore.....	12
3.4	Cabine di consegna	14
3.5	Infrastrutture e opere civili	14
3.5.1	<i>Strade di accesso e viabilità di servizio.....</i>	<i>14</i>
3.5.2	<i>Cavidotti</i>	<i>15</i>
3.5.3	<i>Fondazioni aerogeneratore</i>	<i>16</i>
3.5.4	<i>Piazzole aerogeneratore</i>	<i>17</i>
3.6	Alimentazione ausiliari.....	17
3.7	Descrizione fasi di realizzazione delle opere.....	18
4	GENERALITÀ SULLE EMISSIONI ELETTROMAGNETICHE	19
5	NORMATIVA VIGENTE	20
5.1	Legislazione italiana	20
5.2	Normativa italiana CEI.....	22
6	VALUTAZIONE PREVENTIVA DEI CAMPI ELETTRICI E MAGNETICI.....	23
6.1	Applicazione della normativa sulla tutela della popolazione.....	23
6.2	Criteri di valutazione	23
6.3	Elettrodotti a MT interrati	25
6.4	Valutazione analitica dei campi magnetici generati dagli elettrodotti.....	25
6.4.1	<i>Caso 1: n. 2 terne di cavi MT 185 mm² interrati</i>	<i>27</i>
6.4.2	<i>Caso 2: n. 2 terne di cavi MT 400 mm² interrati</i>	<i>28</i>
6.4.3	<i>Caso 3: n. 2 terne di cavi MT 630 mm² interrati</i>	<i>28</i>
6.4.4	<i>Caso 4: n. 1 linea in cavo AT</i>	<i>29</i>
6.4.5	<i>Considerazioni.....</i>	<i>31</i>
7	CONCLUSIONI.....	31

Indice delle figure

Figura 1 – Inquadramento della centrale eolica in progetto	6
Figura 2 – Inquadramento dell'impianto eolico su confini comunali	10
Figura 3 – Le opere in progetto sono localizzate al confine tra il bacino del fiume Volturno e quello del fiume Fortore. 11	
Figura 4 – Esempio di installazione di turbina eolica.....	12
Figura 5 – Tipico dell'aerogeneratore in progetto, con dimensioni di ingombro (2022030_ElaboratoGrafico_9.13)	13
Figura 6 - Schema tipo cavo 150 kV	29
Figura 7 - Sezione tipo	30
Figura 8 - Mappa verticale induzione magnetica (B) sezione tipo con indicazione della DPA I = 835 A.....	30

I DESCRIZIONE SINTETICA DELL'INTERVENTO IN PROGETTO

La relazione ha lo scopo di descrivere le emissioni di campi magnetici, elettrici ed elettromagnetici generati durante l'esercizio dell'impianto eolico e definire la compatibilità dell'impianto con i limiti normativi di esposizione e tutela della popolazione nonché permettere la verifica di compatibilità ed interferenza dell'impianto con eventuali impianti elettrici ed elettronici presenti in zona. Nel § 2. si riportano alcune generalità sulle emissioni elettromagnetiche degli impianti elettrici, nel § 3. si illustrano i riferimenti legislativi e normativi in materia di emissioni elettromagnetiche. Il § 4. contiene la valutazione preventiva dei campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici per le aree limitrofe interessate dal progetto e la relativa verifica di conformità dell'opera alla legislazione vigente in materia di esposizione della popolazione. Il § 5. contiene le conclusioni finali sulla base delle risultanze espresse nei paragrafi precedenti.

Tutta la progettazione della centrale di conversione dell'energia eolica in energia elettrica e le relative opere ed infrastrutture connesse e necessarie, è stata sviluppata utilizzando tecnologie ad oggi disponibili sul mercato europeo; dal momento della progettazione definitiva alla realizzazione potranno cambiare le tecnologie e le caratteristiche delle componenti principali, ma resteranno invariate le caratteristiche complessive e principali dell'intero impianto in termini di potenza massima di produzione, occupazione del suolo e ingombri.

La disposizione delle turbine eoliche è stata valutata tenendo in considerazione sia la componente paesaggistica e ambientale (minore impatto ambientale) che quella tecnica (migliore resa energetica a parità di costi dell'impianto).

I principali condizionamenti alla base delle scelte progettuali sono legati ai seguenti aspetti:

- ❖ normativa in vigore;
- ❖ presenza di risorse ambientali e paesaggistiche;
- ❖ vincoli territoriali ed urbanistici;
- ❖ salvaguardia ed efficienza degli insediamenti;
- ❖ presenza di infrastrutture (rete elettrica di trasmissione, viabilità, etc.) e di altri impianti;
- ❖ orografia e caratteristiche del territorio, soprattutto in funzione della producibilità eolica;
- ❖ efficienza e innovazione tecnologica.

Il progetto prevede una potenza complessiva di 55 MW, articolata in 10 aereogeneratori, 5 da 5 MW e 5 da 6 MW.

Insieme agli aereogeneratori, le opere e le infrastrutture connesse oggetto del presente procedimento autorizzativo sono:

- ❖ Le piazzole nelle vicinanze dell'aereogeneratore per l'installazione e la futura manutenzione delle torri;

- ❖ Le viabilità di accesso agli aereogeneratori;
- ❖ Doppio cavidotto interrato di MT (30 kV) di collegamento degli aereogeneratori per una lunghezza totale di scavo pari a 27,70 km, ricadenti nel comune di Cercemaggiore, Riccia, Tufara e Gambatesa, in provincia di Campobasso e nel comune di Castelpagano, in provincia di Benevento;
- ❖ L'ubicazione di due nuove Sotto Stazioni Elettriche Utente MT/AT;
- ❖ La realizzazione di due linee AT tra le stesse nuove Sotto Stazioni Elettriche Utente MT/AT e la indicata Stazione Elettrica di smistamento TERNA.

La realizzazione delle opere dovrà essere preceduta da approvazione da parte della Committenza e dalla presentazione della documentazione necessaria l'autorizzazione e l'esecuzione delle opere stesse, nonché dalla redazione di progetto esecutivo. L'impianto dovrà essere eseguito nel rispetto di tutte le prescrizioni tecniche nel seguito indicate, nonché nel totale rispetto delle disposizioni legislative, regolamentari e normative vigenti, quando siano applicabili, anche se non direttamente richiamate all'interno della presente relazione.

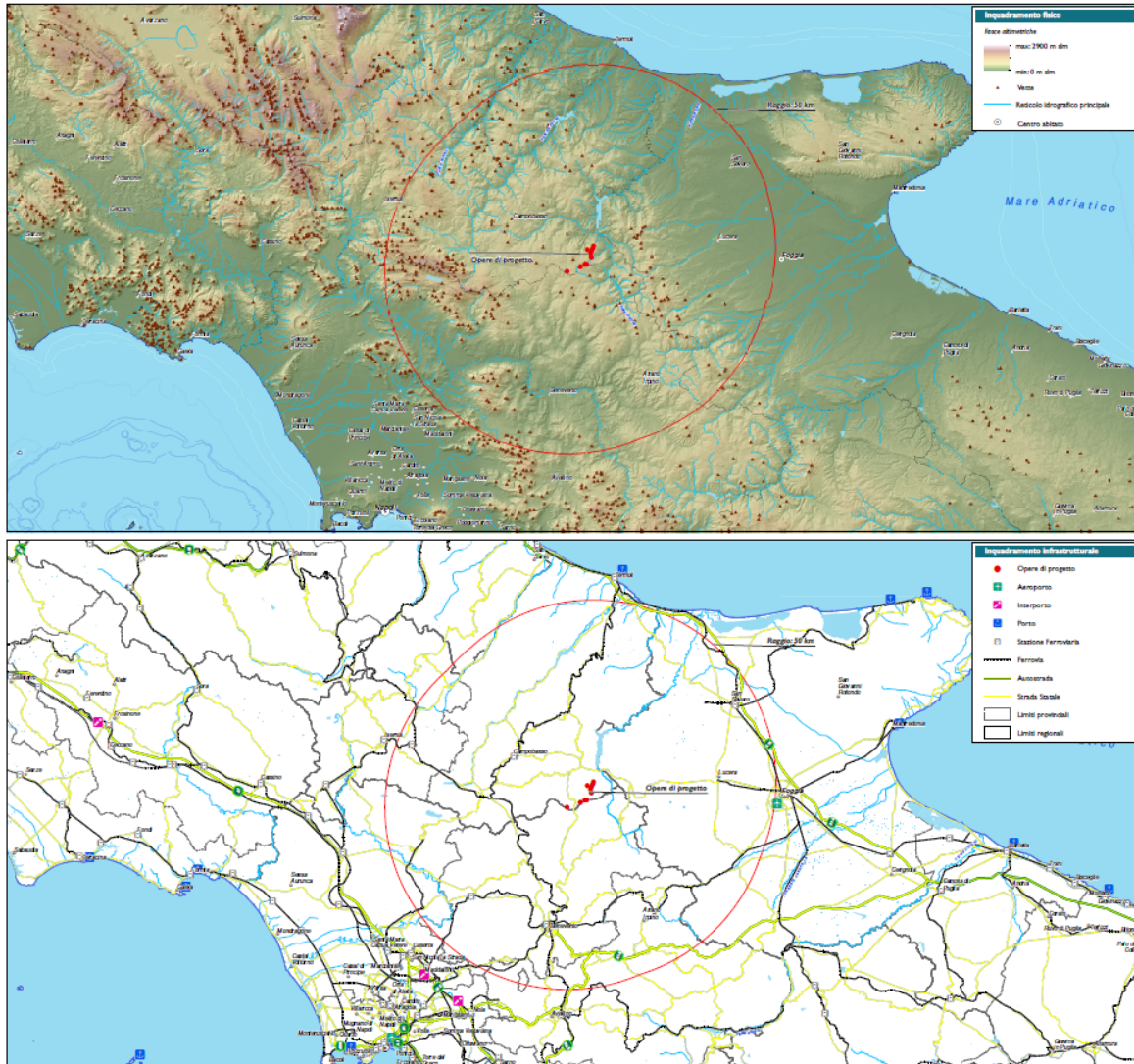


Figura 1 – Inquadramento della centrale eolica in progetto

2 DATI DI PROGETTO

Proponente	EN.IT s.r.l.
Sede legale	Via Antonio Locatelli n.1 37122 Verona (VR) enitsrl@pec.enitspa.it P.IVA 04642500237
SITO	
Ubicazione delle WTG	Comune di Riccia (CB) Comune di Tufara (CB) Comune di Gambatesa (CB)
Uso	Terreno agricolo

Proponente	EN.IT s.r.l.					
Dati catastali delle WTG		<i>Comune</i>	<i>Foglio</i>	<i>P.IIa</i>		
	<i>WTG 1</i>	Gambatesa	38	128		
	<i>WTG 2</i>	Tufara	11	203		
	<i>WTG 3</i>	Gambatesa	40	153		
	<i>WTG 4</i>	Gambatesa	44	208		
	<i>WTG 5</i>	Gambatesa	42	61		
	<i>WTG 6</i>	Tufara	26	6		
	<i>WTG 7</i>	Tufara	35	154		
	<i>WTG 8</i>	Tufara	35	170		
	<i>WTG 9</i>	Riccia	66	133		
	<i>WTG 10</i>	Riccia	70	214		
Localizzazione delle WTG		<i>Geografiche WGS84</i>		<i>WGS84 UTM33T</i>		<i>Quota slm (m)</i>
		<i>LAT</i>	<i>LONG</i>	<i>E</i>	<i>N</i>	
	<i>WTG 1</i>	41,494661	14,924939	493734.686	4593674.210	718,604
	<i>WTG 2</i>	41.489.847	14,9221	493497.150	4593045.941	771,625
	<i>WTG 3</i>	41,484289	14,91735	493100.135	4592523.299	836,924
	<i>WTG 4</i>	41,477006	14,915214	492921.023	4591714.922	879,561
	<i>WTG 5</i>	41,486847	14,904992	492068.764	4592808.345	654,594
	<i>WTG 6</i>	41,468703	14,985523	498791.128	4590789.766	792,209
	<i>WTG 7</i>	41,450292	14,903161	491911.371	4588750.231	933,054
	<i>WTG 8</i>	41,449353	14,896953	491392.714	4588646.583	974,372
	<i>WTG 9</i>	41,432122	14,838669	486520.815	4586741.066	917,741
<i>WTG 10</i>	41,445242	14,882431	490179.103	4588191.734	774,043	
DATI TECNICI						
Potenza nominale dell'impianto	55 MW					
Tipo di intervento richiesto:	Nuovo impianto			SI		
	Trasformazione			SI		

Proponente	EN.IT s.r.l.	
	Ampliamento	NO
Dati del collegamento elettrico	Descrizione della rete di collegamento	MT neutro isolato
	Tensione nominale (Un)	Trasporto 30.000 V Consegna 36.000 V
	Vincoli della Società Distributrice da rispettare	Normativa TERNA
Misura dell'energia	Contatore proprio nel punto di consegna per misure GSE, UTF. Contatore proprio e UTF sulla MT per la misura della produzione	
Punto di Consegna	Nuove stazioni di trasformazione su linea "Campobasso CP – Castelpagano"	

3 PROGETTO DELL'OPERA

3.1 Localizzazione dell'impianto

Il presente progetto è finalizzato alla costruzione di una centrale eolica per la produzione di energia elettrica da ubicarsi nel Comune di Riccia, Tufara e Gambatesa, e con l'installazione delle opere ed infrastrutture connesse (cabine elettriche di consegna, rete elettrica interrata a 30 kV, strade di accesso alle WTG in fase di cantiere e di esercizio).

In particolare, 2 aereogeneratori sorgeranno nel comune di Riccia, 4 aerogeneratore nel comune di Tufara e 4 aerogeneratore nel comune di Gambatesa.

La centrale eolica catastalmente è così identificabile:

<i>ID</i>	<i>Comune</i>	<i>Foglio</i>	<i>P.Ile</i>
WTG1	Gambatesa	38	128
WTG2	Tufara	11	203
WTG 3	Gambatesa	40	153
WTG4	Gambatesa	44	208
WTG5	Gambatesa	42	61
WTG6	Tufara	26	6
WTG7	Tufara	35	154

WTG8	Tufara	35	170
WTG9	Riccia	66	133
WTG10	Riccia	70	214

Per garantire l'accesso alle WTG saranno realizzate delle nuove strade brecciate ed alcuni adeguamenti alla viabilità esistente. Infine, durante la fase di cantiere saranno realizzate delle strade e delle piazzole temporanee.

Facendo riferimento agli elaborati grafici di inquadramento allegati, segue una tabella con indicazione delle coordinate (UTM/WGS84 - Fuso 33) e dimensioni verticali degli aerogeneratori che costituiscono l'impianto eolico:

	<i>Altezza mozzo (m)</i>	<i>Diametro rotore (m)</i>	<i>Potenza (MW)</i>	<i>Est</i>	<i>Nord</i>	<i>Quota slmm (m)</i>
WTG1	125	150	5.00	493734.686	4593674.210	718,604
WTG2	125	150	5.00	493497.150	4593045.941	771,625
WTG 3	125	150	5.00	493100.135	4592523.299	836,924
WTG4	125	150	5.00	492921.023	4591714.922	879,561
WTG5	125	150	5.00	492068.764	4592808.345	654,594
WTG6	125	150	6.00	498791.128	4590789.766	792,209
WTG7	125	150	6.00	491911.371	4588750.231	933,054
WTG8	125	150	6.00	491392.714	4588646.583	974,372
WTG9	125	150	6.00	486520.815	4586741.066	917,741
WTG10	125	150	6.00	490179.103	4588191.734	774,043

Tabella 1 – Localizzazione e principali caratteristiche degli aerogeneratori

A seguire un inquadramento del layout dell'impianto, in cui sono mostrate le posizioni degli aerogeneratori.

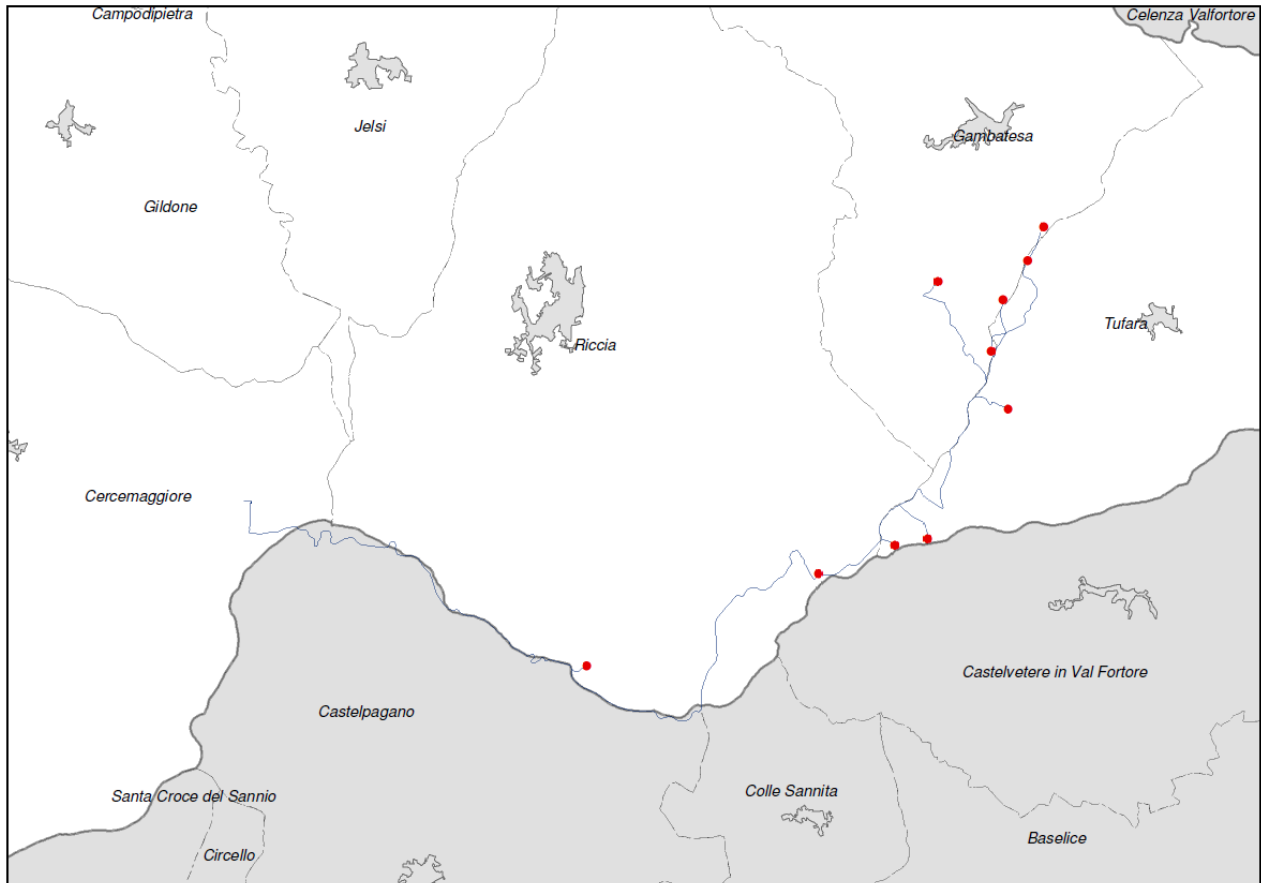


Figura 2 – Inquadramento dell’impianto eolico su confini comunali

Il Molise, come le altre regioni adriatiche, comprende una fascia montana interna che fa parte della dorsale appenninica, una parte centrale collinare e una pianeggiante in prossimità della costa. È solcato da due corsi d’acqua che la percorrono longitudinalmente: il Biferno e il Trigno.

Le opere in progetto sono localizzate al confine tra il bacino del fiume Volturno e quello del fiume Fortore, in un’area caratterizzata dalla presenza di torrenti minori, canali di scolo e linee di impluvio che disegnano un articolato reticolo idrografico.

La copertura del suolo prevalente sono territori agricoli, boschi e vegetazione rada o assente, con una quota media di 750 m s.l.m.

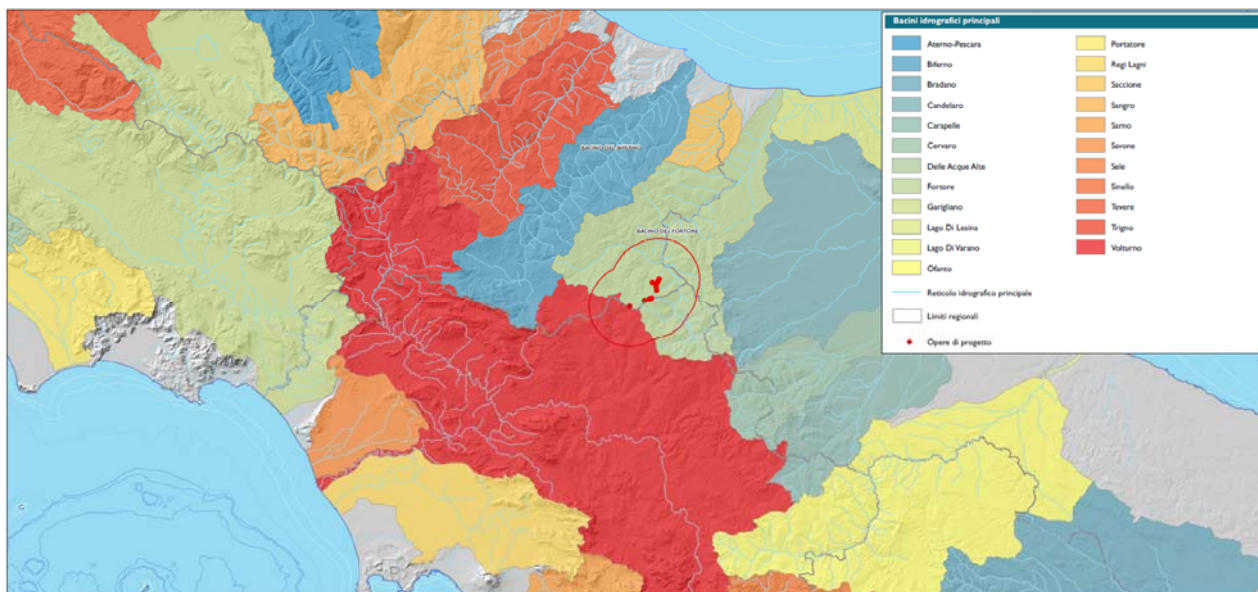


Figura 3 – Le opere in progetto sono localizzate al confine tra il bacino del fiume Volturno e quello del fiume Fortore

3.2 Caratteristiche generali della centrale eolica

La potenza installabile, considerando l'impianto composto da 10 macchine, 5 con potenza pari a 5 MW e 5 da 6 MW, risulta essere di 55 MW. Il sistema, quindi, sarà composto dai seguenti elementi principali:

- ❖ Vani tecnici di trasformazione interni alle torri degli aerogeneratori;
- ❖ Quadri elettrici MT;
- ❖ Cabine di consegna.

Per la sua realizzazione sono quindi da prevedersi le seguenti opere ed infrastrutture.

Opere Civili:

- ❖ Realizzazione della viabilità di servizio interna all'impianto;
- ❖ Adeguamento/ampliamento della rete viaria esistente nel sito;
- ❖ Realizzazioni dei cavidotti di utenza e di connessione;
- ❖ Esecuzione dei plinti di fondazione delle macchine eoliche;
- ❖ Realizzazione delle piazzole degli aerogeneratori;
- ❖ Posa in opera delle cabine di consegna alla rete del distributore.



Figura 4 – Esempio di installazione di turbina eolica

Opere impiantistiche:

- ❖ Installazione degli aerogeneratori;
- ❖ Esecuzione dei collegamenti elettrici in cavidotti interrati tra i singoli aerogeneratori e tra gli aerogeneratori e le cabine di consegna dell'energia elettrica prodotta.

3.3 Tipologia di aerogeneratore

Gli aerogeneratori costituenti il parco eolico in oggetto hanno tutti lo stesso numero di pale (tre), la stessa altezza e il medesimo senso di rotazione. La scelta del modello di aerogeneratore da acquistarsi sarà effettuata dopo l'ottenimento della Autorizzazione Unica, per mezzo di procedura competitiva negoziata o di gara Europea.

Non è infatti possibile né sensato scegliere oggi il modello esatto di aerogeneratore, in considerazione dei seguenti fattori:

- ❖ la politica aziendale del Proponente impone di scegliere i fornitori sul mercato tramite selezioni competitive o gare;
- ❖ la innovazione tecnologica del settore è tale che nel giro di 1-2 anni molti modelli usciranno dal mercato a vantaggio di nuovi modelli più efficienti;
- ❖ la innovazione di processo è tale che ogni anno si assiste ad una diminuzione di prezzo a parità di prestazione; scegliere perciò il modello oggi implicherebbe la rinuncia a godere del risparmio economico ottenibile fra qualche anno;

Alla luce di ciò, per redigere il Progetto, ed in cascata lo Studio di Impatto Ambientale, è stato perciò scelto un "Aerogeneratore di Progetto". Il tipo di turbina utilizzato è la Vestas

V 150 con altezza del mozzo di 125 metri ed il diametro del rotore di 150 metri ed è contraddistinto dalle seguenti dimensioni e caratteristiche tecniche:

- ❖ Potenza nominale 5 MW e 6 MW
- ❖ Numero di pale 3
- ❖ Diametro rotore 150 m
- ❖ Altezza del mozzo 125 m
- ❖ Velocità del vento di cut-in 3 m/s
- ❖ Velocità del vento di cut-out 25 m/s
- ❖ Generatore Asincrono
- ❖ Tensione 690 V

Ciascuna torre sarà dotata di un proprio trasformatore 30 kV / 690 V, al fine di consentire il trasporto dell'energia verso le cabine utente ad un livello di tensione superiore, minimizzando così le perdite per effetto Joule.

Per l'architettura dell'aerogeneratore e le dimensioni caratteristiche si rimanda all'Elaborato Grafico 2022030_9.13_TipicoAerogeneratore.

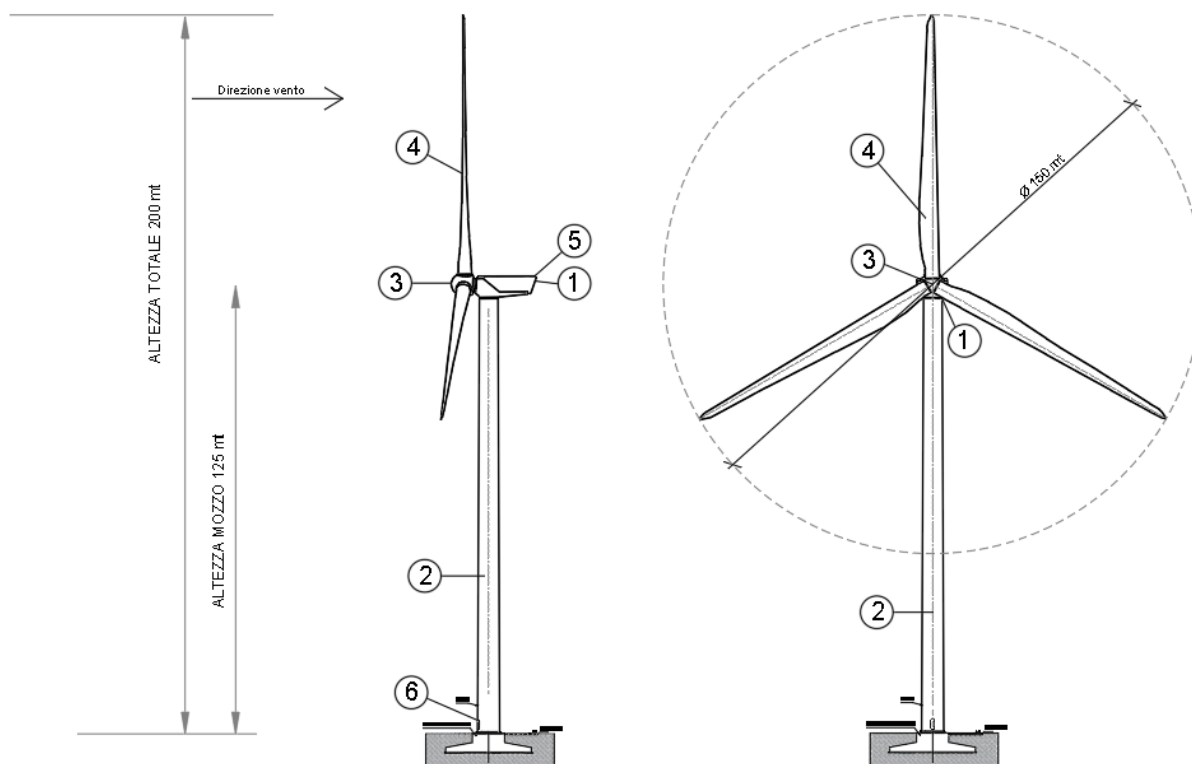


Figura 5 – Tipico dell'aerogeneratore in progetto, con dimensioni di ingombro (2022030_ElaboratoGrafico_9.13)

3.4 Cabine di consegna

A seguito di apposita richiesta di connessione, la Società En.It Italia srl ha ottenuto e successivamente accettato le due Soluzioni Tecniche Minime Generale (STMG):

- ❖ Codice Pratica n. **202002069** di potenza pari a **30 MW**;
- ❖ Codice Pratica n. **202002223** di potenza pari a **25 MW**.

L'impianto eolico sarà collegato in antenna a 36 kV con due nuove stazioni di elettriche di trasformazione 30/36 kV di utenza, sulla futura stazione di RTN da inserire in entrata sulla linea RTN a 150 kV "Campobasso CP - Castelpagano"; nelle cabine utente la tensione verrà innalzata dalla M.T. a 30 kV (tensione di esercizio dell'impianto di produzione) alla A.T. a 36 kV (tensione di consegna lato TERNA S.p.A.).

Le Sotto Stazioni Elettriche Utente (SSEU) di trasformazione MT/AT previste in progetto hanno la duplice funzione di:

- ❖ raccogliere l'energia prodotta dagli aerogeneratori del parco eolico mediante la rete di cavidotti,
- ❖ convertire la stessa energia da MT ad AT,

Il tutto finalizzato alla consegna in AT dell'energia prodotta dal parco eolico alla stazione elettrica del gestore TERNA S.p.A.

Come detto, il sistema realizzato per il trasferimento dell'energia prodotta dagli aerogeneratori per la connessione alla Rete Nazionale prevede:

- ❖ l'ubicazione di due nuove Sotto Stazioni Elettriche Utente MT/AT,
- ❖ la realizzazione di una linea AT tra le stesse nuove Sotto Stazione Elettrica Utente MT/AT e la indicata Stazione Elettrica di smistamento TERNA.

Nella SSEU MT/AT vengono individuate le seguenti aree:

- ❖ Area Locali Tecnici MT;
- ❖ Area Trasformatore/i;
- ❖ Area Locali Tecnici AT;
- ❖ Area Libera brecciata.

Per ulteriori particolari e ingombri si rimanda alla lettura della allegata documentazione progettuale.

3.5 Infrastrutture e opere civili

3.5.1 Strade di accesso e viabilità di servizio

Per quanto possibile sarà utilizzata la viabilità già esistente, al fine di minimizzare gli effetti derivanti dalla realizzazione sia delle opere di accesso così come di quelle per l'allacciamento alla rete di trasmissione nazionale. La creazione di nuove strade è limitata alle zone dove non è presente alcun tipo di viabilità fruibile e/o adeguabile, portando allo sviluppo della nuova viabilità di accesso tra le strade esistenti e/o adeguate e le piazzole di servizio degli aerogeneratori. Nel caso di adeguamento di strade esistenti e/o di creazione di strade nuove, la larghezza normale della strada in rettilineo fra i cigli estremi (cunette escluse) sarà fissata in almeno 5 m.

La viabilità di servizio, come detto, cerca di ripercorrere il più possibile la viabilità esistente e i collegamenti tra le singole parti dell'impianto saranno fatti in modo da non determinare un consumo di suolo, ripercorrendo i confini catastali.

Il sito è raggiungibile mediante strade come rappresentato nell'Elaborato 2022030_1.12_Planimetria Accessi Stradali.

L'attuale ipotesi di ubicazione degli aerogeneratori tiene quindi in debito conto sia delle strade principali di accesso, che delle strade secondarie.

Ove necessario saranno previsti adeguamenti del fondo stradale e/o allargamenti temporanei della sede stradale della viabilità esistente, per tutto il percorso che conduce all'impianto.

In corrispondenza dell'accesso dalle SS e in tutti i tratti di accesso alle turbine, sono stati previsti dei raccordi con lo scopo di rendere il raggio di curvatura idoneo all'accesso dei mezzi eccezionali.

I tratti di nuova viabilità di progetto sono limitati a circa 5,5 km.

3.5.2 Cavidotti

L'intervento è previsto nel territorio dei Riccia, Tufara e Gambatesa (CB) e il punto di allaccio alla rete TERNA è nel comune di Cercemaggiore (CB). Nell'individuazione del tracciato del cavidotto di connessione alla soluzione individuata dalla STMG, si è cercato di impiegare il medesimo tracciato della viabilità interna per quanto concerne la connessione tra le turbine. Per il tratto di cavidotto di collegamento tra l'impianto e le cabine di consegna è stato ipotizzato di seguire la viabilità pubblica, evitare centri abitati e minimizzare l'occupazione di nuovi terreni non interessati da altre opere riguardanti l'impianto.

La distanza tra le cabine di consegna e l'aerogeneratore più vicino sarà pari a circa 4,8 km in linea d'aria, comporterà la realizzazione di un cavidotto MT di utenza di connessione tra le WTG e il punto di connessione. In particolare, il cavidotto interrato di MT (30 kV) di collegamento degli aerogeneratori avrà una lunghezza pari a 25.619 m per la STMG cod.202002223 e una lunghezza di 21.098 m per la STMG cod.202002069, ricadente nel comune di Cercemaggiore, Riccia, Tufara e Gambatesa, in provincia di Campobasso e nel comune di Castelpagano, in provincia di Benevento.

Per ottimizzare le opere di scavo e l'occupazione, è stato infatti ipotizzato di impiegare un unico scavo condiviso da più linee fino al punto di connessione; pertanto, i cavidotti saranno caratterizzati da un diverso numero di terne a seconda del tratto considerato.

Sono stati inoltre previsti degli attraversamenti sia di tipo "TOC" che di tipo "a staffaggio" in corrispondenza di corsi d'acqua. L'attraversamento di tipo TOC è una tecnica di trivellazione con controllo attivo della traiettoria, per la posa di infrastrutture sotterranee senza scavo.

3.5.3 Fondazioni aerogeneratore

Dal punto di vista strutturale assume grande rilevanza la struttura di fondazione: esiste una diversa situazione di carichi statici e dinamici sulla fondazione e sull'aerogeneratore, sia per la presenza di una maggiore risorsa eolica in quota, che per una maggiore frequenza di fulminazione. Fondamentale è la scelta del grado di rigidità trasferibile alla fondazione nei confronti di quello dell'aerogeneratore: una rigidità troppo elevata, può indurre vincoli al comportamento dell'aerogeneratore, mentre un assetto troppo elastico potrebbe abbassare la frequenza naturale del complesso a valori non corretti per la stabilità.

Alcuni aspetti indispensabili da esaminare nel dimensionamento di una struttura di fondazione:

- ❖ caratteristiche del terreno di fondazione: composizione stratigrafica, capacità portante degli strati interessati dalla fondazione, tipologia di terreno, andamento orografico;
- ❖ velocità/direzioni del vento ed altezza delle rilevazioni effettuate, valori del vento estremo;
- ❖ effetti prodotti dalla macchina eolica: momento flettente, taglio e forza verticale;
- ❖ criteri di calcolo: riguardano le condizioni di carico e relativi coefficienti di sicurezza:
 - forze ambientali + peso proprio;
 - forze di esercizio + peso proprio;
 - la più gravosa fra le condizioni suddette + forze ambientali;
- ❖ materiale strutturale;
- ❖ protezione superficiale della struttura: gli effetti da contrastare possono essere lo scouring (rimozione del terreno o di altro materiale di accumulo dalle aree di contatto con la fondazione), e la corrosione soprattutto delle parti metalliche;
- ❖ fenomeni di fatica.

Dalle indagini geologiche e geotecniche condotte in situ, che hanno consentito di ottenere la caratterizzazione geotecnica del terreno, in considerazione della classe sismica dei comuni in oggetto ed in riferimento alle forze agenti sulla struttura torre - aerogeneratore, è previsto l'impiego di fondazioni in CLS armato il cui calcolo e reale dimensionamento sarà subordinato ai parametri di sismicità ed alle caratteristiche geotecniche del terreno rilevate da indagini puntali che saranno eseguite in fase di progettazione esecutiva.

Il plinto di fondazione, su cui poggerà la base della torre di sostegno, sarà realizzato in c.a. con la definizione di una armatura in ferro. La parte centrale sarà costituita da un concio che sarà annegato nel calcestruzzo e a cui sarà ancorata la sezione inferiore della torre tubolare tramite tirafondi. Essi risulteranno completamente interrati alla profondità tale da consentire il riposizionamento di un adeguato strato di materiale terroso in modo da assicurare la ricostruzione e l'impiego del suolo.

È previsto l'impiego di fondazioni in CLS armato a platea circolare, il cui calcolo sarà subordinato ai parametri di sismicità ed alle caratteristiche geotecniche del terreno rilevate da indagini puntali, da effettuarsi in fase di progetto esecutivo.

3.5.4 Piazzole aerogeneratore

In fase di cantiere e di realizzazione dell'impianto sarà necessario approntare delle piazzole di montaggio degli aerogeneratori, prossime a ciascuna fondazione, dedicate al posizionamento delle gru ed al montaggio di ognuno dei 10 aerogeneratori costituenti il parco eolico.

Per impostare correttamente la progettazione delle piazzole si è analizzato nel dettaglio i pesi e le dimensioni di ogni componente dei potenziali modelli di aerogeneratore da utilizzare, le tipologie e dimensioni di gru necessarie e conseguenti dimensioni minime necessarie per le piazzole.

Nello specifico le piazzole di cantiere sono state dimensionate per consentire l'utilizzo di una gru tralicciata la quale oltre la piazzola di montaggio, necessita di una pista di 120 metri circa, rettilinea e contigua alla piazzola, sulla quale distendere il braccio tralicciato per effettuarne il montaggio, e di un'ulteriore piazzola su cui posizionare 2 autogru secondarie necessarie al montaggio e sollevamento del braccio.

Le piazzole di montaggio così definite, da installarsi in aree non pianeggianti, verranno realizzate con piani di posa adattati alle pendenze del terreno di ciascuna piazzola con l'obiettivo di minimizzare i movimenti terra (sterri e rilevati) necessari per la realizzazione delle stesse.

Sono state ipotizzate due tipologie di piazzola di montaggio, con stoccaggio parziale e assemblaggio in due fasi e con stoccaggio totale e assemblaggio in una fase. La scelta tra le due tipologie di montaggio sarà effettuata in fase di progettazione esecutiva e gli elaborati del presente progetto, nonché il piano particellare di esproprio sono stati redatti in via prudenziale nell'ipotesi di ingombro massimo (stoccaggio totale e assemblaggio in una fase).

Le dimensioni della piazzola di montaggio sono state fissate in relazione alle specifiche tecniche della turbina. Tali dimensioni sono suddivise in zone dedicate allo stoccaggio pale, zone a 2kg/cm^2 e zone a 3kg/cm^2 , caratterizzazione derivante dalla differente capacità portante del terreno e dal differente impiego dello stesso tra movimentazioni dei materiali e stoccaggio e zona di installazione della gru principale.

Al termine dei lavori, saranno rimosse le piazzole di montaggio e mantenute solo quelle di tipo definitivo, finalizzate a garantire la gestione e manutenzione dell'impianto durante la vita utile.

3.6 Alimentazione ausiliari

L'alimentazione dei servizi ausiliari sarà derivata direttamente dal trasformatore MT/BT a cui sarà installato un trafo 690/400 e farà capo al quadro generale ausiliari (QAUX) che alimenterà:

- ❖ gli impianti ausiliari del locale tecnico;
- ❖ l'impianto di videocontrollo ed il relativo impianto di illuminazione.

3.7 Descrizione fasi di realizzazione delle opere

La realizzazione dell'intervento proposto può suddividersi nelle seguenti aree di intervento non necessariamente contemporaneamente attivate:

- ❖ apertura a predisposizione cantiere;
- ❖ interventi sulla viabilità esistente, al fine di rendere possibile il transito dei mezzi speciali per il trasporto degli elementi dell'aerogeneratore;
- ❖ realizzazione della pista d'accesso alla piazzola, che dalla viabilità interpodereale esistente consenta il transito dei mezzi di cantiere, per il raggiungimento dell'area d'installazione dell'aerogeneratore;
- ❖ realizzazione della piazzola per l'installazione dell'aerogeneratore;
- ❖ scavi a sezione larga per la realizzazione della fondazione di macchina e scavi a sezione ristretta per la messa in opera dei cavidotti;
- ❖ realizzazione delle fondazioni di macchina;
- ❖ installazione aerogeneratori;
- ❖ realizzazione cabine elettriche di sezionamento;
- ❖ messa in opera dei cavidotti interrati;
- ❖ realizzazione cabine utente di consegna
- ❖ realizzazione della connessione elettrica d'impianto alla rete elettrica nazionale gestita da Terna SpA.

Di seguito si riporta una possibile suddivisione delle fasi di lavoro:

- ❖ predisposizione del cantiere attraverso i rilievi sull'area e picchettamento delle aree di intervento;
- ❖ apprestamento delle aree di cantiere;
- ❖ realizzazione delle piste d'accesso all'area di intervento dei mezzi di cantiere;
- ❖ livellamento e preparazione delle piazzole;
- ❖ modifica della viabilità esistente fino alla finitura per consentire l'accesso dei mezzi di trasporto delle componenti degli aerogeneratori;
- ❖ realizzazione delle fondazioni in piazzola (scavi, casseforme, armature, getto cls, disarmi, riempimenti);
- ❖ montaggio aerogeneratore;
- ❖ montaggio impianto elettrico aerogeneratore;
- ❖ posa cavidotto in area piazzola e pista di accesso;
- ❖ finitura piazzola e pista;
- ❖ preparazione area cabine di sezionamento (livellamento, scavi e rilevati);
- ❖ fondazioni cabine elettriche;

- ❖ montaggio cabine elettriche di consegna;
- ❖ messa in opera cavidotti interrati interni: opere edili compresa la risoluzione di eventuali interferenze;
- ❖ messa in opera cavidotti interrati interni: opere elettriche;
- ❖ impianto elettrico cabine di consegna;
- ❖ posa cavidotti di collegamento tra le cabine di consegna e la CP MT/AT;
- ❖ collaudi di impianto elettrico generazione e trasformazione;
- ❖ opere di ripristino e mitigazione ambientale;
- ❖ conferimento inerti provenienti dagli scavi e dai movimenti terra;
- ❖ posa terreno vegetale per favorire recupero situazione preesistente.

4 GENERALITÀ SULLE EMISSIONI ELETTROMAGNETICHE

I campi elettromagnetici consistono di onde elettriche (E) e magnetiche (H) che viaggiano insieme. Esse si propagano alla velocità della luce, e sono caratterizzate da una frequenza ed una lunghezza d'onda.

I campi ELF (Extremely Low Frequency) sono definiti come quelli di frequenza fino a 300 Hz. A frequenze così basse corrispondono lunghezze d'onda in aria molto grandi e in situazioni pratiche, il campo elettrico e quello magnetico agiscono in modo indipendente l'uno dall'altro e vengono misurati e valutati separatamente.

I campi elettrici sono prodotti dalle cariche elettriche. Essi governano il moto di altre cariche elettriche che vi siano immerse. La loro intensità viene misurata in volt al metro (V/m) o in chilovolt al metro (kV/m). Quando delle cariche si accumulano su di un oggetto, fanno sì che cariche di segno uguale od opposto vengano, rispettivamente, respinte o attratte. L'intensità di questo effetto viene caratterizzata attraverso la tensione, misurata in volt (V). A ogni dispositivo collegato ad una presa elettrica, anche se non acceso, è associato un campo elettrico che è proporzionale alla tensione della sorgente cui è collegato. L'intensità dei campi elettrici è massima vicino al dispositivo e diminuisce con la distanza. Molti materiali comuni, come il legno ed il metallo, costituiscono uno schermo per questi campi.

I campi magnetici sono prodotti dal moto delle cariche elettriche, cioè dalla corrente. Essi governano il moto delle cariche elettriche. La loro intensità si misura in ampere al metro (A/m), ma è spesso espressa in termini di una grandezza corrispondente, l'induzione magnetica, che si misura in tesla (T), millitesla (mT) o microtesla (μ T). Ad ogni dispositivo collegato ad una presa elettrica, se il dispositivo è acceso e vi è una corrente circolante, è associato un campo magnetico proporzionale alla corrente fornita dalla sorgente cui il dispositivo è collegato. I campi magnetici sono massimi vicino alla sorgente e diminuiscono con la distanza. Essi non vengono schermati dalla maggior parte dei materiali di uso comune, e li attraversano facilmente.

Ai fini dell'esposizione umana alle radiazioni non ionizzanti, considerando le caratteristiche fisiche delle grandezze elettriche in gioco in un impianto fotovoltaico (tensioni fino a 30.000 V, correnti continue o alternate a frequenza di 50 Hz) i campi elettrici e magnetici sono da

valutarsi separatamente perché disaccoppiati.

5 NORMATIVA VIGENTE

5.1 Legislazione italiana

In materia di prevenzione dai rischi di esposizione delle lavoratrici, dei lavoratori e della popolazione ai campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici il riferimento legislativo è costituito dalla legge quadro n. 36 del 22 febbraio 2001.

La legge 36, all'art. 4 comma 2, rimanda ad un successivo decreto attuativo la definizione dei limiti di esposizione, i valori di attenzione e gli obiettivi di qualità, le tecniche di misurazione e rilevamento dell'inquinamento elettromagnetico. Di fondamentale importanza risulta l'art. 3 della legge che riporta le definizioni:

- ❖ *elettrodotta*: è l'insieme delle linee elettriche, delle sottostazioni e delle cabine di trasformazione;
- ❖ *esposizione dei lavoratori e delle lavoratrici*: è ogni tipo di esposizione dei lavoratori e delle lavoratrici che, per la loro specifica attività lavorativa, sono esposti a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici;
- ❖ *esposizione della popolazione*: è ogni tipo di esposizione ai campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici, ad eccezione dell'esposizione di cui alla lettera f) e di quella intenzionale per scopi diagnostici o terapeutici;
- ❖ *limite di esposizione*, è il valore di campo elettrico, magnetico ed elettromagnetico, considerato come valore di immissione, definito ai fini della tutela della salute da effetti acuti, che non deve essere superato in alcuna condizione di esposizione della popolazione e dei lavoratori;
- ❖ *valore di attenzione*, è il valore di campo elettrico, magnetico ed elettromagnetico, considerato come valore di immissione, che non deve essere, superato negli ambienti abitativi, scolastici e nei luoghi adibiti a permanenze prolungate. Esso costituisce misura di cautela ai fini della protezione da possibili effetti a lungo termine e deve essere raggiunto nei tempi e nei modi previsti dalla legge;
- ❖ *obiettivi di qualità* sono:
 - i criteri localizzativi, gli standard urbanistici, le prescrizioni e le incentivazioni per l'utilizzo delle migliori tecnologie disponibili, indicati dalle leggi regionali secondo le competenze definite dall'articolo 8;
 - i valori di campo elettrico, magnetico ed elettromagnetico, definiti dallo Stato secondo le previsioni di cui all'articolo 4, comma 1, lettera a), ai fini della progressiva miticizzazione dell'esposizione ai campi medesimi.

Il DPCM 8 luglio 2003 attua quanto previsto dalla legge quadro riguardo alla "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". Agli articoli 3 e 4 esso stabilisce i seguenti limiti:

- ❖ *Limite di esposizione:* **100 μT** per l'induzione magnetica e **5 kV/m** per il campo elettrico.
- ❖ *Valore di attenzione:* nelle aree gioco per l'infanzia, in ambienti abitativi, in ambienti scolastici e nei luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore giornaliere, **10 μT** per l'induzione magnetica, da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio dell'elettrodotto;
- ❖ *Obiettivo di qualità:* nella progettazione, di nuovi elettrodotti in corrispondenza di aree gioco per l'infanzia, di ambienti abitativi, di ambienti scolastici e di luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore ... (omissis)...., ai fini della progressiva minimizzazione dell'esposizione ai campi elettrici e magnetici generati dagli elettrodotti operanti alla frequenza di 50 Hz, è fissato l'obiettivo di qualità di **3 μT per il valore** dell'induzione magnetica, da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio.

In base all'art. 5 le tecniche di misurazione da adottare sono quelle indicate dalla norma CEI 211-6 prima edizione e successivi aggiornamenti. Inoltre, il sistema agenziale APAT-ARPA dovrà determinare le procedure di misura e valutazione, con l'approvazione del Ministero dell'Ambiente, per la determinazione del valore di induzione magnetica utile ai fini della verifica del non superamento del valore di attenzione e dell'obiettivo di qualità. Per la verifica delle disposizioni di cui agli articoli 3 e 4, oltre alle misurazioni e determinazioni di cui sopra, il sistema agenziale APAT-ARPA può avvalersi di metodologie di calcolo basate su dati tecnici e storici dell'elettrodotto.

Dal campo di applicazione del DPCM è espressamente esclusa, invece, l'applicazione dei limiti, valori di attenzione e obiettivi di qualità di cui sopra ai lavoratori esposti ai campi per ragioni professionali (*art. 1 comma 2*).

Inoltre, in base all'art. 1 comma 3 per tutte le sezioni di impianto non incluse nella definizione di *elettrodotto* o che sono esercite con frequenze diverse dai 50 Hz, fino a 100 kHz, si applicano i limiti della **raccomandazione del Consiglio dell'Unione Europea del 12 luglio 1999**, pubblicata nella G.U.C.E. n. 199 del 30 luglio 1999. In particolare, andrà rispettato, se applicabile nei confronti della popolazione, per la sezione in corrente continua il limite di riferimento per induzione magnetica di **40.000 μT** .

L'art. 6 del DPCM 8/7/03 recita:

- ❖ "Per la determinazione delle fasce di rispetto si dovrà fare riferimento all'obiettivo di qualità di cui all'art. 4 [...]"
- ❖ "L'APAT, sentite le ARPA, definirà la metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto ai fini delle verifiche delle autorità competenti".

Per quanto riguarda la determinazione delle fasce di rispetto riferite agli elettrodotti sia aerei che interrati, il Ministero dell'Ambiente ha comunicato con lettera prot. DSA/2004/25291 del 15 novembre 2004, che "a metodica da usarsi per la determinazione provvisoria delle fasce di rispetto pertinenti ad una o più linee elettriche aeree o interrate che insistono sulla medesima porzione di

territorio può compiersi come segue:

[...]

- ❖ Le linee possono essere schematizzate così come prevede la norma CEI211-4 "Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche", cap. 4.1. Il calcolo può essere eseguito secondo l'algoritmo definito al cap. 4.3.
- ❖ Si calcolano le regioni di spazio definite dal luogo delle superfici di isocampo di induzione magnetica pari a $3 \mu T$ in termini di valore efficace.
- ❖ Le proiezioni verticali a livello del suolo di dette superfici determinano le fasce di rispetto. Le relative dimensioni, espresse in metri, possono essere arrotondate all'intero più vicino"

5.2 Normativa italiana CEI

La costruzione ed esercizio della centrale elettrica, così come riportato negli elaborati tecnici di progetto, sarà eseguita secondo le norme di legge e le norme tecniche del CEI nonché, per la parte di connessione alla rete, secondo le disposizioni normative di Terna e di E-Distribuzione S.p.a.

La valutazione dei campi elettrici e magnetici a frequenza industriale è invece argomento della Norma CEI 211-4 "*Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche*", dalla quale sono state tratte tutte le ipotesi di calcolo. In particolare:

- ❖ tutti i conduttori costituenti la linea (sia i conduttori attivi sia i conduttori di guardia) sono considerati rettilinei, orizzontali, di lunghezza infinita e paralleli tra di loro; in base a queste ipotesi, si trascura la componente longitudinale dell'induzione magnetica; nella realtà, i conduttori suddetti si dispongono secondo una catenaria, ma la componente longitudinale non supera in genere il 10% delle altre componenti del campo, per cui:
- ❖ l'errore che si commette, nel calcolo della risultante, è certamente inferiore, in percentuale, a questo valore;
- ❖ i conduttori sono considerati di forma cilindrica, con diametro costante disposti a fascio di 3 per fase; si suppone che la distanza tra i singoli conduttori a uguale potenziale sia piccola rispetto alla distanza tra i conduttori a diverso potenziale;
- ❖ si suppone inoltre che i conduttori appartenenti ad un fascio siano uguali tra di loro e che, in una sezione normale del fascio, i loro centri giacciono su una circonferenza (circonferenza circoscritta al fascio); in base a queste ipotesi, si sostituisce al fascio di sub-conduttori un conduttore unico di opportuno diametro equivalente;
- ❖ il suolo è considerato piano, privo di irregolarità, perfettamente conduttore dal punto di vista elettrico, perfettamente trasparente dal punto di vista magnetico;
- ❖ si trascura l'influenza sulla distribuzione del campo dei tralicci stessi, di piloni di sostegno, degli edifici, della vegetazione e di qualunque altro oggetto che si trovi

nell'area interessata, ovvero si calcola il campo imperturbato.

Le ipotesi suddette permettono di ridurre il calcolo del campo ad un problema piano, essendo, in questo caso, la distribuzione stessa uguale su qualunque sezione normale all'asse longitudinale della linea. A parità di altri fattori, l'accuratezza dei dati forniti è ovviamente tanto maggiore quanto più le condizioni reali sono aderenti a quelle sopra elencate.

La guida CEI 106-11 "Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (art. 6) - Parte 1: Linee elettriche aeree e in cavo" costituisce l'applicazione delle formule fornite dalla guida CEI 211-4 ai diversi tipi di elettrodotti, quindi anche interrati. A sufficiente distanza dalla terna di conduttori, la superficie su cui l'induzione assume lo stesso valore (superficie isolivello) ha con buona approssimazione la forma di un cilindro avente come asse la catenaria ideale passante per il baricentro dei conduttori. La sezione trasversale di tale cilindro è una circonferenza. Prendendo in considerazione il valore di $3 \mu\text{T}$, si può calcolare il raggio della corrispondente circonferenza, che costituisce la fascia di rispetto.

6 VALUTAZIONE PREVENTIVA DEI CAMPI ELETTRICI E MAGNETICI

6.1 Applicazione della normativa sulla tutela della popolazione

Per tutto ciò che attiene la valutazione dei campi magnetici ed elettrici all'interno dell'impianti eolici, essendo l'accesso alla centrale ammesso esclusivamente a personale lavoratore autorizzato, non trova applicazione il DPCM 8 luglio 2003.

Essendo le zone direttamente confinanti con l'impianto di rete non adibite né ad una permanenza giornaliera (inferiore alle 4 ore giornaliere) né a zone gioco per l'infanzia/abitazioni scuole, vanno verificati esclusivamente i limiti di esposizione. Non trovano applicazione, per le stesse motivazioni, gli obiettivi di qualità del DPCM 8 luglio 2003.

Rimane comunque inteso che i limiti esposti dal DPCM si applicano esclusivamente alla parte esterna della centrale e relativamente ai campi magnetici prodotti da correnti di frequenza 50 Hz.

6.2 Criteri di valutazione

Al contrario delle linee elettriche, per le quali è ormai consolidato un metodo di calcolo preventivo dei campi magnetici ed elettrici, per le cabine elettriche e per tutti i sistemi non assimilabili alle linee elettriche, a causa delle geometrie complesse, non è agevole determinare gli andamenti dei campi elettrici e magnetici con modelli matematici, ma a valle di considerazioni preventive di massima, in caso di dubbio si deve procedere direttamente alle misure in campo.

In particolare, è stato più volte dimostrato da misure sperimentali condotte in tutta Italia dal sistema agenziale ARPA sulle cabine MT/BT della Distribuzione, che i campi elettrici

all'esterno delle cabine a media tensione risultano essere abbondantemente inferiori ai limiti di legge.

Per quanto concerne invece i campi magnetici è necessario identificare nella centrale eolica le possibili sorgenti emmissive e le loro caratteristiche. Una prima sorgente emmissiva è rappresentata dal generatore eolico e dai relativi cavidotti di collegamento.

Per quanto concerne la sezione in corrente alternata le principali sorgenti emmissive sono l'inverter, le sbarre di bassa tensione dei quadri generali BT, i trasformatori elevatori e gli elettrodotti in alta, media, bassa tensione.

Non si considerano importanti per la verifica dei limiti di esposizione, considerando che tali impianti sono chiusi all'interno degli aereogeneratori, questi locali non prevedono la presenza di lavoratori se non per il tempo strettamente necessario alle operazioni di manutenzione, i seguenti componenti:

- ❖ i cavi a media tensione e le sbarre dei quadri di media tensione, segregati nelle cabine MT, non accessibili al pubblico;
- ❖ i cavi di bassa tensione tra il trasformatore e gli inverter considerando che le diverse fasi saranno in posa ravvicinata in cunicolo interrato all'interno delle cabine o comunque all'interno dell'impianto.

Si ricorda a tal proposito che il valore di campo magnetico generato da un sistema elettrico trifase simmetrico ed equilibrato in un punto dello spazio è estremamente dipendente dalla distanza esistente tra gli assi dei conduttori delle tre fasi. Per assurdo, infatti, se i tre conduttori coincidessero nello spazio, il campo magnetico esterno risulterebbe nullo per qualsiasi valore della corrente circolante nei conduttori. Per questo motivo il problema dei campi magnetici è poco sentito nelle reti di bassa e media tensione in cavo dove gli spessori degli isolanti sono molto contenuti permettendo alle tre fasi di essere estremamente ravvicinate tra loro se non addirittura inserite nello stesso cavo multipolare (bassa tensione).

La valutazione dei campi generati dal trasformatore parte da dati sperimentali su una taglia e tipo standard di trasformatore MT/BT per poi essere estesa con le dovute approssimazioni alla varia gamma di tipologie e potenze. Si riporta in tabella l'induzione magnetica prodotta da due trasformatori MT/BT isolati in resina della potenza rispettivamente di 400 e 1000 kVA e tensione di corto circuito 4% e 6% rispettivamente.

Potenza trasformatore	Distanza dal trasformatore					
	1 m	2 m	3 m	5 m	7 m	10 m
400 kVA	57,57 μ T	8,27 μ T	2,66 μ T	0,64 μ T	0,25 μ T	0,09 μ T
1000 kVA	136,53 μ T	19,60 μ T	6,30 μ T	1,51 μ T	0,59 μ T	0,22 μ T

I valori ottenuti sono compatibili con la legislazione sia all'interno che all'esterno della centrale. Pertanto, considerando anche una sovrapposizione degli effetti in un punto

esterno alla centrale il valore di induzione magnetica determinato dalle varie sorgenti in condizioni di funzionamento a potenza nominale sarà di molto inferiore al limite di esposizione.

6.3 Elettrodotti a MT interrati

Come si evince dalle tavole allegate l'elettrodotto interrato si sviluppa principalmente su terreno agricolo di proprietà privata o su strade pubbliche extraurbane e quindi non attraversa zone abitate; sono del tutto assenti fabbricati residenziali nella zona interessata.

Le linee direttamente interrate sono costituite da terne trifase costituite da cavi unipolari intrecciati ad elica visibile, conduttori in alluminio isolati in XLPE, sigla commerciale ARG7H1R 18/30 kV, di sezione 50/185 mm²; ove sono presenti più terne che viaggiano parallelamente, esse sono disposte affiancate in piano a distanza di 40 cm l'una dall'altra.

I tratti di cavi di sezione superiore a 300 mm² che, non potendo essere del tipo cordato ad elica visibile, sono oggetto, secondo la normativa vigente di valutazione dei campi magnetici

In tali tratti si è scelto di utilizzare cavi unipolari in alluminio aventi sezione 630 mm², con isolamento in polietene reticolato (XLPE), schermo a fili di rame rosso, guaina in PVC e con un diametro esterno di 58 mm.

La corrente nominale come risulta dai data-sheet dei costruttori è superiore alla corrente massima di tratta.

A scopo cautelativo i calcoli per la determinazione della DPA sono stati eseguiti con il valore massimo di corrente ammissibile dal cavo.

6.4 Valutazione analitica dei campi magnetici generati dagli elettrodotti

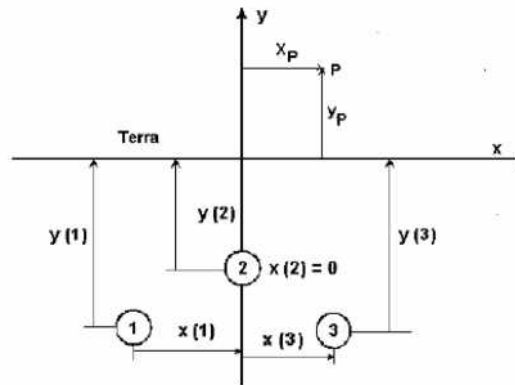
La valutazione è effettuata nei riguardi dell'elettrodotto interrato presente progetto, considerando i casi di posa più gravosi, ma senza portare in conto la presenza di eventuali linee elettriche interrate o aeree già esistenti.

Per quanto riguarda i campi elettrici prodotti dagli elettrodotti interrati, essi sono trascurabili grazie allo schermo dei cavi atterrato ad entrambe le estremità e all'effetto schermante del terreno stesso.

Per quanto riguarda la generazione di campi magnetici, si trova che la disposizione a trifoglio dei cavi unipolari consente di avere valori di induzione assai ridotti, grazie alla possibilità di avvicinare i conduttori. Infatti, i campi magnetici, interagendo tra loro, si attenuano a vicenda. Si ricorda infatti che il valore di campo magnetico generato da un sistema elettrico trifase simmetrico ed equilibrato in un punto dello spazio è estremamente dipendente dalla distanza esistente tra gli assi dei conduttori delle tre fasi. Per assurdo, infatti, se i tre conduttori coincidessero nello spazio il campo magnetico esterno risulterebbe nullo per qualsiasi valore della corrente circolante nei conduttori.

Ai sensi della norma CEI 211-4 "Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche", assumendo le ipotesi semplificative già esposte nel paragrafo

3.2, è possibile calcolare l'induzione magnetica, in termini di valore efficace, ricorrendo alla legge di Biot- Savart ridotta al caso bidimensionale, per un generico punto del piano, mediante le seguenti formule per le componenti spaziali (fasoriali) dell'induzione magnetica, quale contributo delle correnti nei diversi conduttori.



$$B_x = \frac{\mu_0}{2\pi} \sum_i I_i \left[\frac{y_i - y}{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2} \right]$$

$$B_y = \frac{\mu_0}{2\pi} \sum_i I_i \left[\frac{x - x_i}{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2} \right]$$

$$B = \sqrt{B_x^2 + B_y^2}$$

Estendendo il calcolo ad una serie di punti su una retta orizzontale ad una quota fissata rispetto al suolo, si ricava il profilo dell'induzione magnetica in funzione della distanza dall'asse della linea interrata. In corrispondenza del punto centrale si rileva il valore massimo del campo magnetico; pertanto, avendo fissato come valore di riferimento per la fascia di rispetto quello di 3 μT , è possibile calcolare la fascia di rispetto da applicare all'elettrodotto e quindi la DPA (Distanza di Prima Approssimazione), secondo quanto già esposto nel paragrafo 3.2.

Nel calcolo in oggetto si è tenuto conto anche dell'effetto di "polarizzazione ellittica" del campo magnetico (descritto nell'appendice della norma CEI 211-4), dovuto alla presenza delle tre sorgenti costituite dai tre cavi della linea trifase. Si è quindi valutata l'induzione magnetica corrispondente al semiasse maggiore dell'ellisse di polarizzazione.

I dati geometrici di calcolo si deducono dalle sezioni di scavo o sezione linea aerea nei vari casi analizzati.

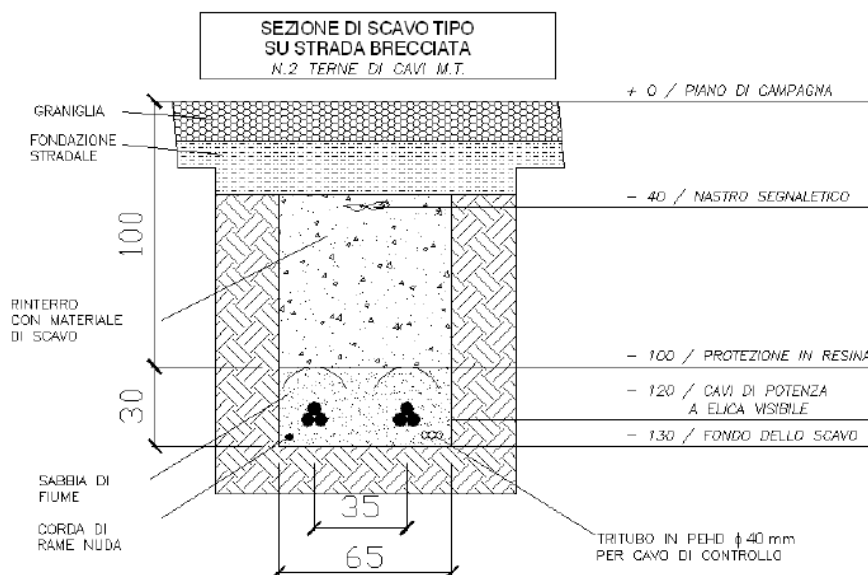
Si sottolinea che, ai sensi della comunicazione del Ministero dell'Ambiente già citata, la profondità di posa dei cavi non è influente ai fini del calcolo della fascia di rispetto, mentre è importante il numero e la disposizione dei conduttori nello scavo.

Si precisa che i valori di corrente inseriti nei calcoli sono superiori a quelli massimi di esercizio dell'impianto eolico.

Inoltre, si deve osservare che i cavi cordati ad elica di media tensione sono costituiti da cavi unipolari avvolti reciprocamente a spirale, quindi la ridotta distanza tra le fasi e la loro

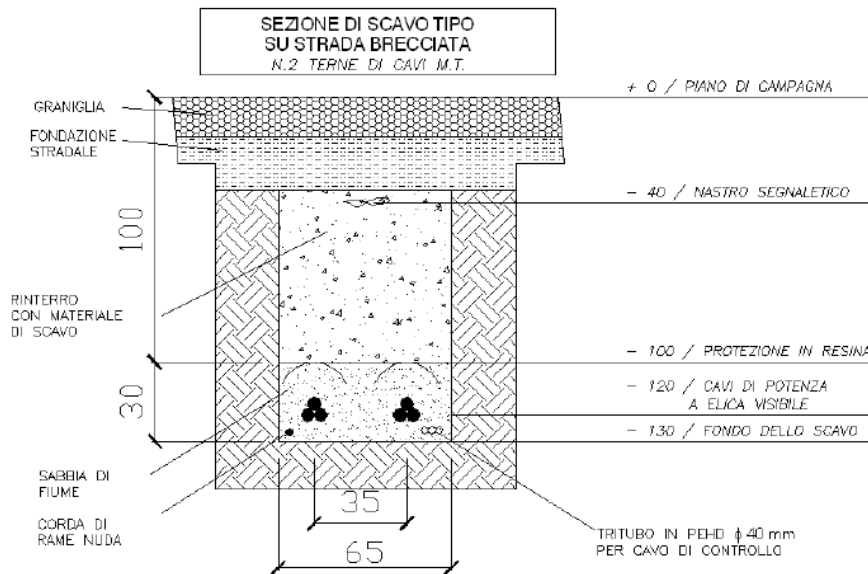
continua trasposizione, dovuta alla cordatura, fa sì che l'obiettivo di qualità di $3 \mu\text{T}$, anche nelle condizioni di "portata nominale", venga raggiunto già a brevissima distanza (50+80 cm) dall'asse del cavo stesso. I calcoli sono comunque stati effettuati considerando la semplice posa a trifoglio, ipotesi a favore della sicurezza e realistica nei casi di cavi se sezione superiore a 400 mm^2 .

6.4.1 Caso I: n. 2 terne di cavi MT 185 mm^2 interrati



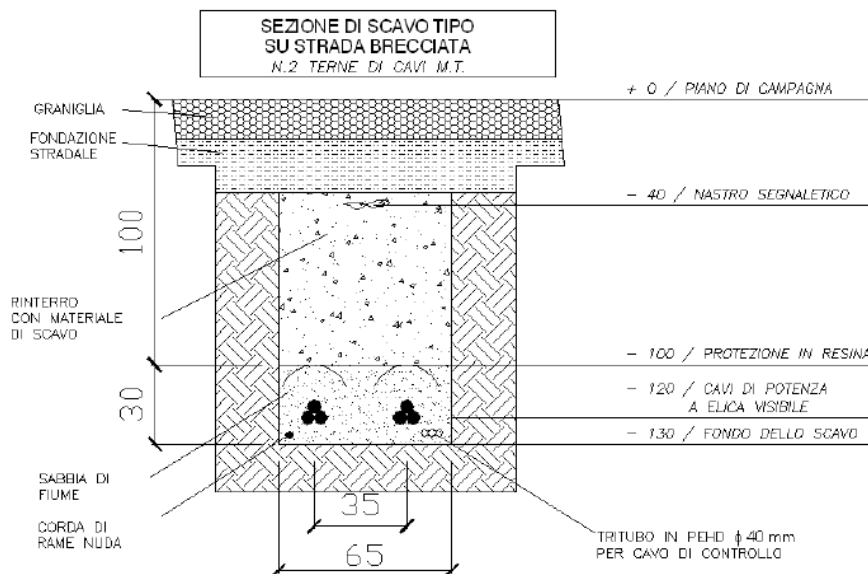
- ❖ Sezione cavi: 185 mm^2
- ❖ Portata termica del cavo in regime ciclico, in base alle condizioni più gravose: 427 A. Applicando le formule su descritte e con i dati in nostro possesso, si è calcolata la distanza di rispetto entro cui il valore di induzione magnetica supera i $3 \mu\text{T}$, valore dettato dalla normativa oggi in vigore. Nello specifico si è ottenuta una **distanza di rispetto** di circa **1,50 m** dall'asse longitudinale della linea.

6.4.2 Caso 2: n. 2 terne di cavi MT 400 mm² interrati



- ❖ Sezione cavi: 400 mm²
- ❖ Portata termica del cavo in regime ciclico, in base alle condizioni più gravose: 417 A. Applicando le formule su descritte e con i dati in nostro possesso, si è calcolata la distanza di rispetto entro cui il valore di induzione magnetica supera i 3 µT, valore dettato dalla normativa oggi in vigore. Nello specifico si è ottenuta una **distanza di rispetto** di circa **1,50 m** dall'asse longitudinale della linea.

6.4.3 Caso 3: n. 2 terne di cavi MT 630 mm² interrati



- ❖ Sezione cavi: 630 mm²
- ❖ Portata termica del cavo in regime ciclico, in base alle condizioni più gravose: 703

A. Applicando le formule su descritte e con i dati in nostro possesso, si è calcolata la distanza di rispetto entro cui il valore di induzione magnetica supera i $3 \mu\text{T}$, valore dettato dalla normativa oggi in vigore. Nello specifico si è ottenuta una **distanza di rispetto** di circa **2,50 m** dall'asse longitudinale della linea.

6.4.4 Caso 4: n. 1 linea in cavo AT

Il collegamento in cavo 36 kV tra la stazione 30/36 kV e la stazione 36/380 kV di TERNA, deve trasportare una potenza di 30 MW e quindi è interessato da una corrente nominale di 482 A.

Lo schema tipo del cavo in alta tensione è il seguente:

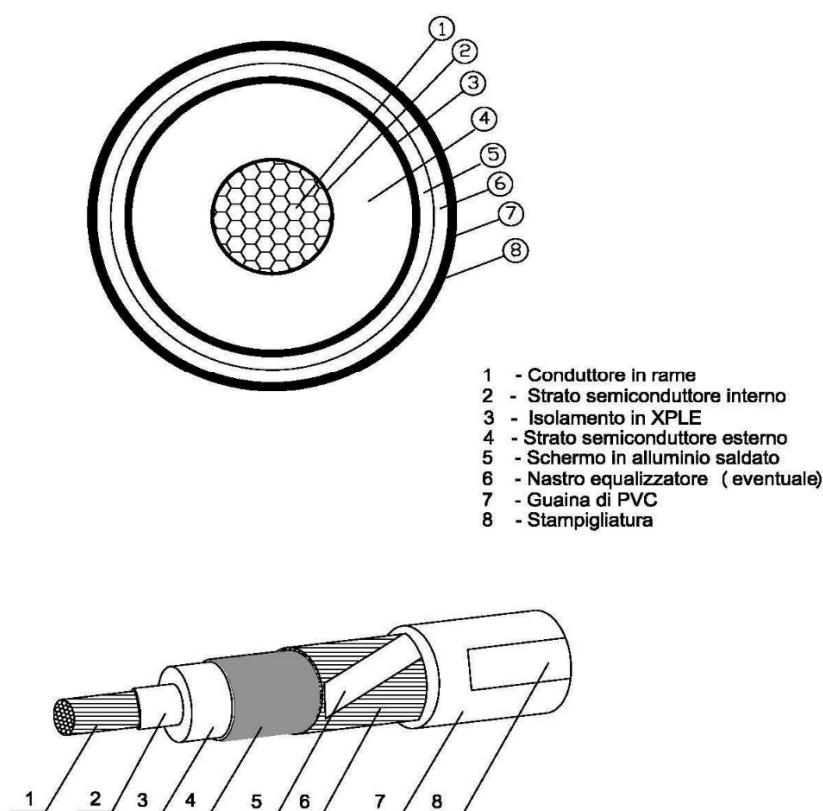


Figura 6 - Schema tipo cavo 150 kV

Il cavo sarà posato lungo il tracciato, in configurazione a trifoglio con cavi a contatto, con schermi collegati con il sistema "cross bonding", temperatura del conduttore non superiore a 90° , profondità di posa 1,50 m, temperatura del terreno 20°C , resistività termica del terreno $1,5^\circ\text{Cxm/W}$.

Con le ipotesi di cui sopra, pur essendo la corrente massima prevista per l'intero parco di 482 A, il calcolo dei campi magnetici è stato effettuato considerando la corrente nominale in regime permanente, per ciascun cavo, sia pari a 835 A secondo quanto previsto dalle norme CEI.

Il tracciato del cavo presenterà pertanto la seguente sezione di posa riportata schematicamente in figura 1 per il valore di corrente di 835 A e la profondità di posa di 1,5 m.

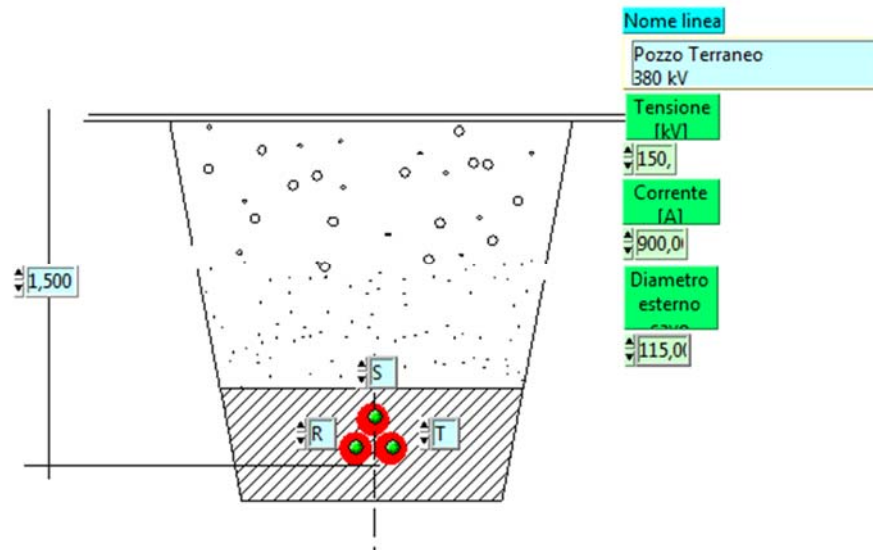


Figura 7 - Sezione tipo

Con la suddetta geometria e parametri di posa e con i valori elettrici di massimo carico abbiamo i seguenti andamenti del campo magnetico:

La mappa verticale dell'induzione magnetica è la seguente:

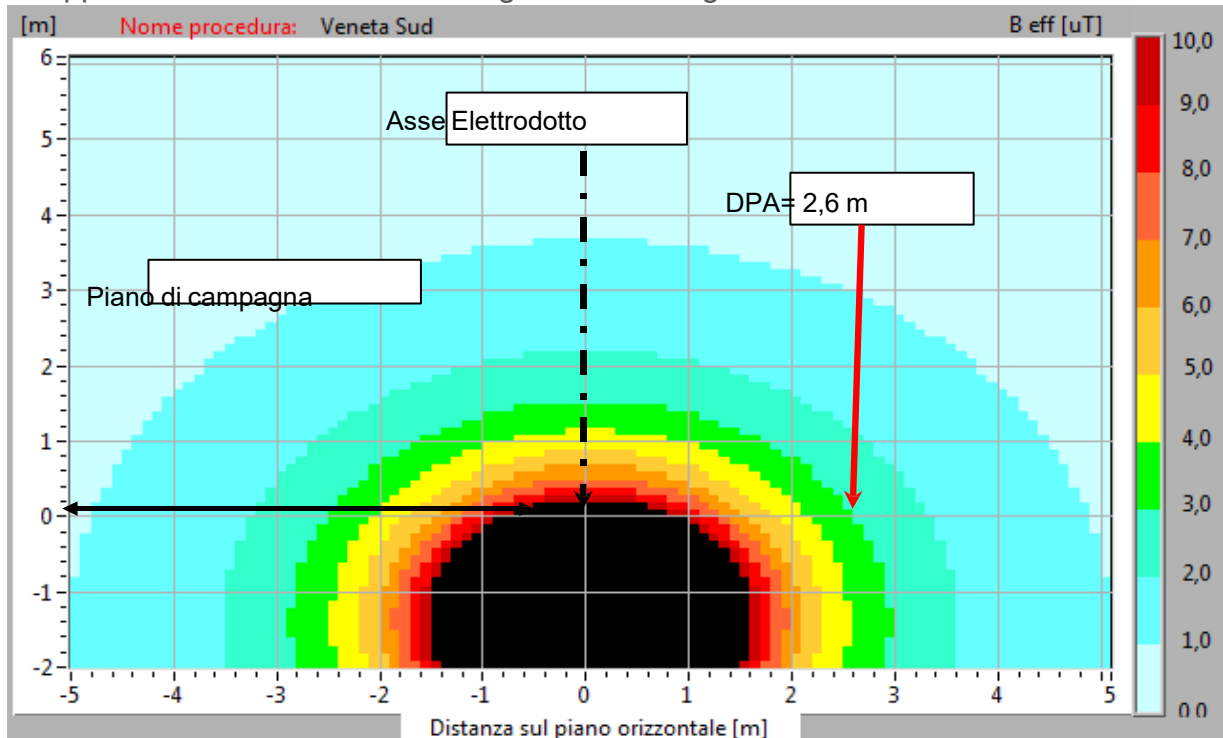


Figura 8 - Mappa verticale induzione magnetica (B) sezione tipo con indicazione della DPA
I = 835 A

Dal grafico si riscontra che valori di campo magnetico a quota terreno (1,5 m) in asse linea vale 12 μT mentre a quota 1 metro sul piano terreno, vale sempre in asse cavo 4,5 μT comunque inferiore al limite di esposizione pari a 100 μT .

Si osserva inoltre che il valore di induzione magnetica maggiori di 3 μT (rosso) sono solo entro la distanza di 2,60 m a sinistra e a destra da tale asse e pertanto la fascia di rispetto per tutto questo tratto vale 6 m quindi +/-3 m centrata in asse linea (arrotondamento per eccesso della DPA)

6.4.5 Considerazioni

Si ribadisce che le correnti utilizzate nei calcoli per il nuovo impianto, ai sensi della normativa vigente, sono ben maggiori delle correnti di impiego valutate in condizioni di potenza nominale dell'impianto. Inoltre la scelta di sezioni dei cavi (e quindi portate) elevate ha anche lo scopo di ridurre le cadute di tensione sulle linee, a fronte di correnti di esercizio ridotte rispetto alla portata del cavo stesso.

A seguito dei sopralluoghi effettuati si è riscontrato che le fasce di rispetto calcolate sono sempre rispettate, considerando il fatto che sono del tutto assenti edifici ad uso residenziale o similare vicini alla viabilità lungo la quale saranno interrate le linee a MT.

Come già detto nei paragrafi precedenti, si è verificato che i limiti di esposizione sono sempre verificati, così come sono sempre verificati gli obiettivi di qualità.

Inoltre, considerando che la mediana sulle 24 ore dei valori di corrente che percorrono tutte le sezioni di impianto sono molto minori al valore nominale, l'impatto elettromagnetico ai sensi della legge italiana è nullo.

7 CONCLUSIONI

A seguito delle valutazioni preventive eseguite, tenendo sempre presente le dovute approssimazioni conseguenti alla complessità geometrica della sorgente emissiva e precisando che le simulazioni dei paragrafi precedenti riguardano solo le opere elettriche di progetto, si presume che l'opera proposta, per le sue caratteristiche emissive e per l'ubicazione scelta, sarà conforme alla normativa italiana in tema di protezione della popolazione dagli effetti dei campi elettromagnetici, magnetici ed elettrici. Successivamente alla realizzazione ed entrata in esercizio dell'impianto, il rispetto dei limiti di esposizione, se necessario, potrà essere verificato e confermato con misure dirette in campo. Inoltre, considerando che la mediana sulle 24 ore dei valori di corrente che percorrono tutte le sezioni di impianto sono molto inferiori a quelle di progetto, **l'impatto elettromagnetico ai sensi della legge italiana è nullo.**