

---

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA  
PRODUZIONE DI ENERGIA MEDIANTE LO SFRUTTAMENTO DEL VENTO  
NEL TERRITORIO COMUNALE DI TUSCANIA E VITERBO (VT)  
POTENZA NOMINALE 129,6 MW

**PROGETTO DEFINITIVO - SIA**

---

PROGETTAZIONE E SIA

ing. Fabio PACCAPELO

ing. Andrea ANGELINI

ing. Antonella Laura GIORDANO

ing. Francesca SACCAROLA

COLLABORATORI

dr.ssa Anastasia AGNOLI

ing. Giulia MONTRONE

STUDI SPECIALISTICI

IMPIANTI ELETTRICI

ing. Roberto DI MONTE

GEOLOGIA

geol. Matteo DI CARLO

ACUSTICA

ing. Antonio FALCONE

NATURA E BIODIVERSITÀ

BIOPHILIA - dr. Gianni PALUMBO dr. Michele BUX

STUDIO PEDO-AGRONOMICO

dr. Gianfranco GIUFFRIDA

ARCHEOLOGIA

ARSARCHEO - dr. archeol. Andrea RICCHIONI dr. archeol. Gabriele MONASTERO

INTERVENTI DI COMPENSAZIONE E VALORIZZAZIONE

arch. Gaetano FORNARELLI

arch. Andrea GIUFFRIDA

---

**PD.R. ELABORATI DESCRITTIVI**

**R.1 Relazione descrittiva**

REV.	DATA	DESCRIZIONE
------	------	-------------




## INDICE

<b>1</b>	<b>DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO</b>	<b>1</b>
1.1	FINALITÀ DELL'INTERVENTO	1
1.2	DESCRIZIONE E LIVELLO QUALITATIVO DELL'OPERA	1
<b>2</b>	<b>CONTESTO NORMATIVO DI RIFERIMENTO</b>	<b>2</b>
2.1	PRINCIPALI NORME COMUNITARIE	2
2.2	PRINCIPALI NORME NAZIONALI	2
2.3	LEGISLAZIONE REGIONALE E NORMATIVA TECNICA, PRINCIPALI RIFERIMENTI	3
<b>3</b>	<b>PROFILO LOCALIZZATIVO DEL PROGETTO</b>	<b>4</b>
3.1	PRINCIPALI CARATTERISTICHE DELL'AREA DI PROGETTO	4
3.2	ASPETTI GEOLOGICI ED IDROGEOLOGICI DELL'AREA	9
3.3	CAVIDOTTO: INTERFERENZE ED INTERAZIONI	14
<b>4</b>	<b>PROFILO PRESTAZIONALE DEL PROGETTO</b>	<b>18</b>
4.1	PRINCIPALI CARATTERISTICHE DEL PROGETTO	18
4.1.1	<i>Aerogeneratori</i>	18
4.1.2	<i>Coordinate Aerogeneratori</i>	19
4.1.3	<i>Fondazioni</i>	19
4.1.4	<i>Piazzole di montaggio</i>	22
4.1.5	<i>Trincee e cavidotti</i>	23
4.1.6	<i>Cabina di Raccolta/Smistamento</i>	24
4.1.7	<i>Sistema di Accumulo Elettrochimico di Energia</i>	24
4.1.8	<i>Sottostazione elettrica di elevazione MT/AT 30/150 kV e consegna in AT</i>	25
4.1.9	<i>Trasporti eccezionali</i>	26
4.1.10	<i>Strade e piste di cantiere</i>	26
4.1.11	<i>Regimazione idraulica</i>	27
4.1.12	<i>Ripristini</i>	27
4.1.13	<i>Sintesi dei principali dati di progetto</i>	27
4.2	PROGETTAZIONE ESECUTIVA	28
4.2.1	<i>Scelta aerogeneratori</i>	28
4.2.2	<i>Calcoli strutture</i>	28
4.2.3	<i>Dimensionamento elettrico</i>	28
4.2.4	<i>Cronoprogramma esecutivo</i>	29
<b>5</b>	<b>COSTI E BENEFICI</b>	<b>30</b>
5.1	BENEFICI LOCALI E GLOBALI	30
5.1.1	<i>Benefici locali – in fase di costruzione</i>	30
5.1.2	<i>Benefici locali – nel tempo e periodici</i>	30
5.1.3	<i>Mancate emissioni (benefici globali)</i>	31
5.1.4	<i>Strategia Energetica Nazionale</i>	31
5.1.5	<i>Piano di Energia e Clima 2030 (PNIEC)</i>	32
5.2	COSTI/EMISSIONI	34



<b>5.2.1</b>	<b><i>Residui ed emissioni per la costruzione dei componenti di impianto</i></b>	<b>34</b>
<b>5.2.2</b>	<b><i>Residui ed emissioni nella fase di realizzazione dell'impianto</i></b>	<b>34</b>
<b>5.2.3</b>	<b><i>Residui ed emissioni nella fase di esercizio dell'impianto</i></b>	<b>34</b>
<b>5.3</b>	<b>INQUINAMENTO E DISTURBI AMBIENTALI</b>	<b>35</b>



## 1 DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO

### 1.1 FINALITÀ DELL'INTERVENTO

Scopo del progetto è la realizzazione di un "Parco Eolico" per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (vento) e l'immissione dell'energia prodotta, attraverso un'opportuna connessione, nella Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

La presente relazione è, quindi, relativa all'iniziativa di installazione ed esercizio di un impianto eolico e relative opere accessorie di connessione alla RTN nei Comuni di Tuscania e Viterbo (VT), della potenza complessiva di 129,6 MW. Il parco eolico consta di n. 18 aerogeneratori, di potenza unitaria fino a 7,2 MW, con altezza al tip della pala pari a 236 m.

Stante quanto sopra, negli elaborati e nelle specifiche tecniche recate dal presente progetto si fa riferimento, a titolo esemplificativo e per esigenze di valutazione e progettazione, ad un layout costituito da n. 18 WTG tipo EnVentus V172-7.2, con potenza unitaria pari a 7,2 MW, altezza al mozzo pari a 150 m e diametro rotorico pari a 172 m, per una potenza complessiva di 129,6 MW.

### 1.2 DESCRIZIONE E LIVELLO QUALITATIVO DELL'OPERA

I principali componenti dell'impianto sono:

- i generatori eolici installati su torri tubolari in acciaio, con fondazioni in c.a.;
- le linee elettriche in cavo interrate, con tutti i dispositivi di trasformazione di tensione e sezionamento necessari;
- la Sottostazione di Trasformazione e connessione (SSE) alla Rete di Nazionale, ovvero tutte le apparecchiature (interruttori, sezionatori, TA, TV, ecc.) necessari alla realizzazione della connessione elettrica dell'impianto.

L'energia elettrica prodotta in c.a. dagli aerogeneratori installati sulle torri, viene prima trasformata a 30 kV (da un trasformatore all'interno di ciascun aerogeneratore) e quindi immessa in una rete in cavo a 30 kV (interrata) per il trasporto alla SSE, dove subisce una ulteriore trasformazione di tensione (30/150 kV) prima dell'immissione nella Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) gestita da TERNA.

Opere accessorie, e comunque necessarie per la realizzazione del parco eolico, sono le strade di collegamento e accesso (piste), nonché le aree realizzate per la costruzione delle torri (aree lavoro gru o semplicemente piazzole). Terminati i lavori di costruzione, strade e piazzole sono ridotte nelle dimensioni (con ripristino dello stato dei luoghi) ed utilizzate in fase di manutenzione dell'impianto.

In relazione alle caratteristiche plano-altimetriche, al numero ed alla tipologia di torri e generatori eolici da installare, **n. 18 aerogeneratori** della potenza unitaria di 7.2 MW, per una potenza complessiva di **129,6 MW**, si stima una produzione totale lorda pari a circa 350.000,00 MWh/anno, con un valore netto pari a circa 290.310 MWh/anno.

Tutte le componenti dell'impianto sono progettate per un periodo di vita utile di 30 anni, senza la necessità di sostituzioni o ricostruzioni di parti. Un impianto eolico tipicamente è autorizzato all'esercizio, dalla Regione Lazio, per 20 anni. Dopo tale periodo si prevede lo smantellamento dell'impianto ed il ripristino delle condizioni preesistenti in tutta l'area, ivi compresa la distruzione (parziale) e l'interramento sino ad un 1 m di profondità dei plinti di fondazione.

Tutto l'impianto e le sue componenti, incluse le strade di comunicazione all'interno del sito, saranno progettati e realizzati in conformità a leggi e normative vigenti.



## 2 CONTESTO NORMATIVO DI RIFERIMENTO

### 2.1 PRINCIPALI NORME COMUNITARIE

I principali riferimenti normativi in ambito comunitario sono:

- Direttiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio, del settembre 2001, sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.
- Direttiva 2006/32/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 5 aprile 2006, concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante l'abrogazione della Direttiva 93/76/CE del Consiglio.
- Direttiva 2009/28/CEE del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.

### 2.2 PRINCIPALI NORME NAZIONALI

In ambito nazionale, i principali provvedimenti che riguardano la realizzazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili o che la incentivano sono:

- D.P.R. 12 aprile 1996. Atto di indirizzo e coordinamento per l'attuazione dell'art. 40, comma 1, della legge n. 146/1994, concernente disposizioni in materia di valutazione di impatto ambientale.
- D.Lgs n. 112/98. Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle Regioni ed agli Enti Locali, in attuazione del Capo I della Legge 15 marzo 1997, n. 59.
- D.Lgs n. 16 marzo 1999 n. 79. Recepisce la direttiva 96/92/CE e riguarda la liberalizzazione del mercato elettrico nella sua intera filiera: produzione, trasmissione, dispacciamento, distribuzione e vendita dell'energia elettrica, allo scopo di migliorarne l'efficienza.
- D.Lgs n. 29 dicembre 2003 n. 387. Recepisce la direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità. Prevede fra l'altro misure di razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative per impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile.
- D.Lgs n. 152/2006 e s.m.i. Norme in materia ambientale
- D.Lgs n. 115/2008 Attuazione della Direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della Direttiva 93/76/CE.
- Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili (direttiva 2009/28/CE) approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico in data 11 giugno 2010.
- D.M. 10 settembre 2010 Ministero dello Sviluppo Economico. Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. Definisce le regole per la trasparenza amministrativa dell'iter di autorizzazione nell'accesso al mercato dell'energia; regola l'autorizzazione delle infrastrutture connesse e, in particolare, delle reti elettriche; determina i criteri e le modalità di inserimento degli impianti nel paesaggio e sul territorio, con particolare riguardo agli impianti eolici (Allegato 4 Impianti eolici: elementi per il corretto inserimento degli impianti nel paesaggio).
- D.Lgs 3 marzo 2011 n. 28. Definisce strumenti, meccanismi, incentivi e quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi fino al 2020 in materia di



energia da fonti rinnovabili, in attuazione della direttiva 2009/28/CE e nel rispetto dei criteri stabiliti dalla legge 4 giugno 2010 n. 96.

- SEN Novembre 2017. Strategia Energetica Nazionale – documento per consultazione. Il documento è stato approvato con Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico e Ministro dell'Ambiente del 10 novembre 2017.

### **2.3 LEGISLAZIONE REGIONALE E NORMATIVA TECNICA, PRINCIPALI RIFERIMENTI**

Con legge regionale 23 novembre 2006, n. 18, la Regione Lazio ha delegato alle Amministrazioni Provinciali il rilascio dell'Autorizzazione Unica di cui all'articolo 12 del D.Lgs n. 387/2003.

Con delibera di Giunta Regionale 18 luglio 2008 n. 517 pubblicata sul BUR del 7/10/2008 n. 37, sono state approvate le linee guida per lo svolgimento del procedimento unico, relativo alla installazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile.

Nel giugno 2022, la Regione Lazio ha approvato la D.G.R. n. 390 che stabilisce le linee guida per individuare le aree non idonee alla realizzazione di impianti alimentati da Fonti Energetiche Rinnovabili.

Inoltre, gli impianti e le reti di trasmissione elettrica saranno realizzati in conformità alle normative CEI vigenti in materia, alle modalità di connessione alla rete previste dal GSE e da TERNIA, con particolare riferimento alla Norma CEI 0-16, Regole tecniche di connessione per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica.

Per quanto concerne gli aspetti di inquadramento territoriale e urbanistico del progetto, i principali riferimenti sono:

- PTRP Piano Territoriale Paesaggistico Regionale;
- PTCP Piano Territoriale Provinciale di Viterbo;
- Piano Regolatore Generale di Viterbo;
- Piano Regolatore Generale di Tuscania.



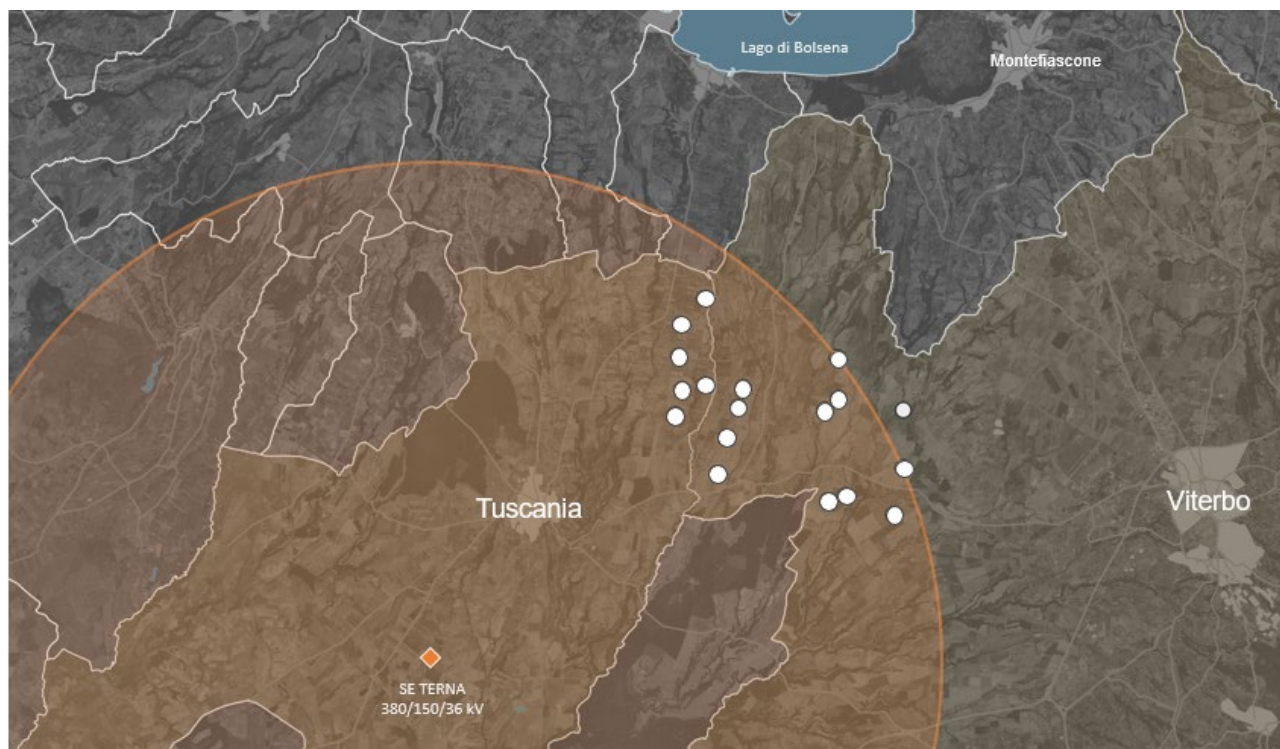
### 3 PROFILO LOCALIZZATIVO DEL PROGETTO

#### 3.1 PRINCIPALI CARATTERISTICHE DELL'AREA DI PROGETTO

Il progetto di Parco Eolico prevede la realizzazione di n. 18 aerogeneratori posizionati in un'area agricola nel territorio comunale di Tuscania e Viterbo (VT). Rispetto all'area di impianto gli abitati più vicini sono:

- Comune di Viterbo 5,2 km a est;
- Comune di Tuscania (VT) 4 km a sud ovest;
- Comune di Marta (VT) 5 km a nord;
- Comune di Montefiascone (VT) 7 km a nord.

Inoltre, la distanza dal Lago di Bolsena è di 6,5 km direzione nord e dalla costa tirrenica è di circa 28 km in direzione sud ovest.

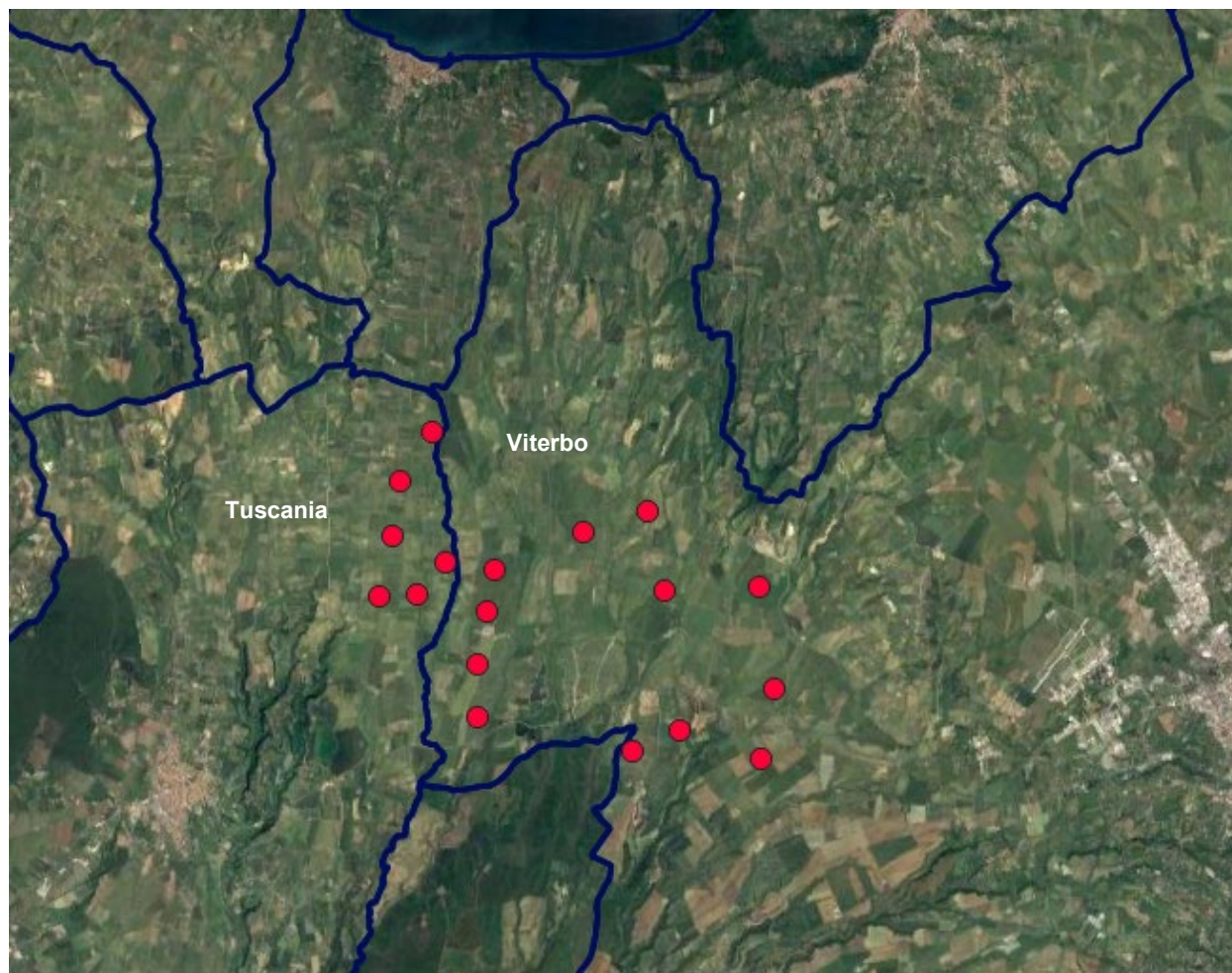


*Inquadramento di area vasta*

L'impianto eolico sarà connesso alla Rete di Trasmissione Nazionale in antenna a 150 kV sul futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) a 380/150 kV della RTN denominata "Tuscania" nel Comune di Tuscania in località Campo Villano, come da STMG fornita da Terna con nota del 14/03/2023 prot. P20230028796 e accettata in data 16/05/2023. Il nuovo elettrodotto in antenna a 150 kV costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 150 kV nella suddetta stazione costituisce impianto di rete per la connessione. All'interno della Sottostazione di Trasformazione la tensione viene innalzata da 30 kV (tensione nominale del sistema di rete di raccolta tra i vari aerogeneratori e dell'elettrodotto di vettoriamento) a 150 kV e da qui con collegamento in cavo interrato AT si collegherà sullo stallo di consegna AT presso la SE RTN. I cavidotti in media tensione dei sei sottocampi di progetto sono previsti interrati e confluiranno nella cabina di elevazione 150/30 kV.

L'area di intervento propriamente detta si colloca a cavallo dei Comuni di Viterbo (n. 12 pale) e di Tuscania (n. 6 pale), occupando un'area di circa 28 kmq, e individuata dalle seguenti viabilità: S.P. n. 2 a sud, SP12 a ovest, S.P. 7 a nord est.





*Inquadramento del parco eolico su ortofoto*

L'area di intervento rientra nel sistema strutturale ed unità geografica del "Complesso Vulcanico Laziale e della Tuscia", in particolare dei Monti Volsini. Dal punto di vista geologico, si riporta l'inquadramento dell'area interessata dall'opera nella Carta Geologica d'Italia in scala 1:50.000 del Progetto C.A.R.G. Foglio 344 "Tuscania".

Tutti gli aerogeneratori e le opere elettriche ricadono in aree a seminativo.

Il trasporto degli aerogeneratori nell'area di installazione avverrà con l'ausilio di mezzi eccezionali provenienti, molto probabilmente, dal porto di Civitavecchia, secondo il seguente percorso: uscita dal Porto di Civitavecchia, procedere in direzione nordovest su E840, prendere raccordo Civitavecchia – Viterbo/E40, entra in SS 1/E80, uscita Tarquinia, prendere la SP3 e Via Fabio Filzi/SP2 fino all'area del parco eolico.

L'accesso alle aree del sito sarà oggetto di studio dettagliato in fase di redazione del progetto esecutivo.

Il progetto è stato elaborato nel rispetto puntuale del sistema delle linee guida e di indirizzo regionali di individuazione delle aree non idonee per la realizzazione di impianti alimentati da FER (D.G.R. 390/2022).

La definizione del layout progettuale è stata condotta escludendo queste aree "non idonee" e individuando le aree potenzialmente idonee alla realizzazione dei suddetti impianti eolici, in relazione ad altri fattori quali:

- Velocità media del vento;
- Analisi di producibilità del sito;
- Vicinanza dell'impianto con rete elettrica nazionale, in modo da minimizzare gli impatti derivanti dalla realizzazione di nuove linee di distribuzione/trasmissione interconnessione e di nuove Stazioni elettriche;



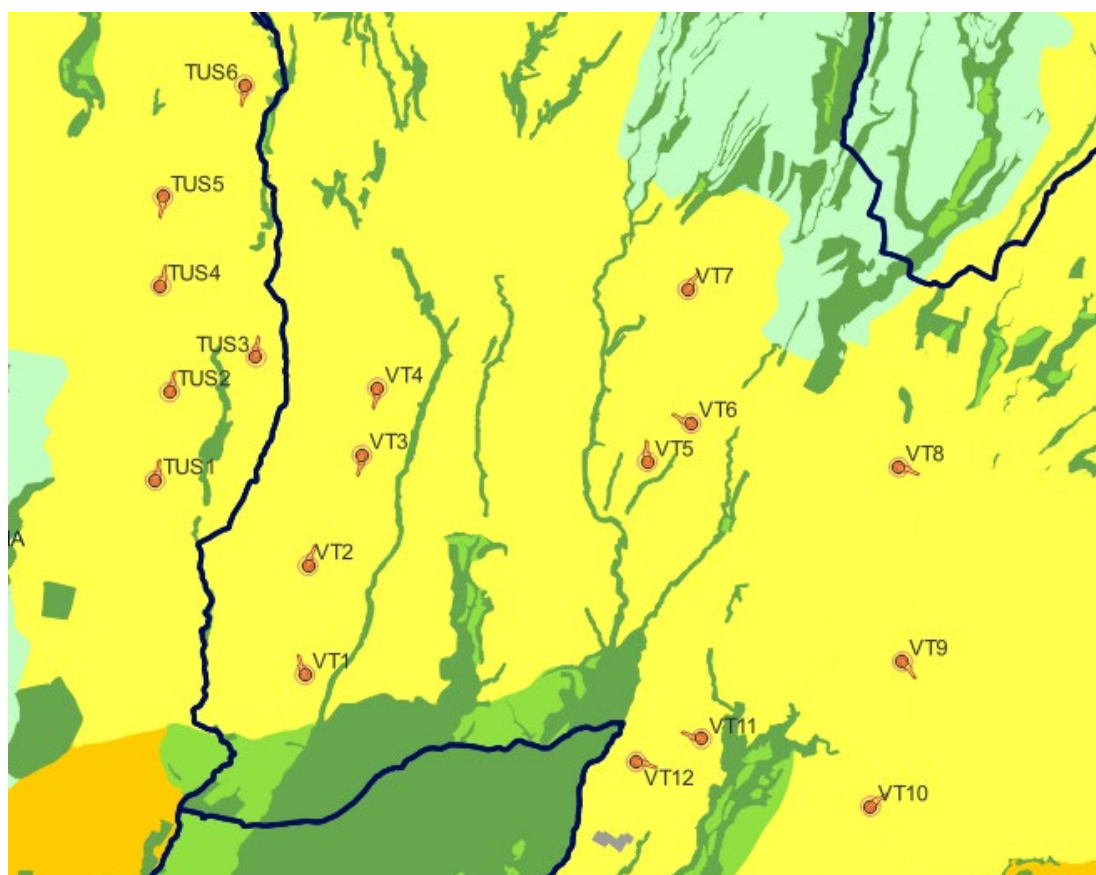


- Presenza di viabilità idonea alla realizzazione e gestione del parco eolico, in modo da limitare la costruzione di nuove strade.

Lo studio condotto ha portato alla designazione delle aree nei Comuni di Tuscania e Viterbo.

Per quanto attiene il Piano Territoriale Paesaggistico Regionale (PTPR), l'impianto eolico in progetto rientra nella categoria 6 "Uso Tecnologico", e più precisamente nella sottocategoria 6.4 "Impianti per la produzione di energia di tipo verticale con grande impatto territoriale, compresi gli impianti per cui è richiesta l'Autorizzazione Unica di cui alla parte II, articolo 10 delle "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", allegate D.lgs. 10 settembre 2010".

Dall'analisi della Tavola A del P.T.P.R., di cui è rappresentato uno stralcio nella figura seguente, risulta che l'area oggetto di intervento è classificabile come Paesaggio Agrario di Valore, ed è priva di vincoli dichiarativi e ricognitivi.



- Acqua
- Paesaggio Agrario di Continuità
- Paesaggio Agrario di Continuità
- Paesaggio Agrario di Rilevante Valore
- Paesaggio Agrario di Valore
- Paesaggio degli Insediamenti in Evoluzione
- Paesaggio degli Insediamenti Urbani
- Paesaggio dei Centri e Nuclei Storici
- Paesaggio Naturale
- Paesaggio Naturale di Continuità
- Paesaggio Naturale di Continuità
- Paesaggio Naturale Agrario
- Parchi, ville e giardini storici
- Paesaggio dell'Insediamento Storico Diffuso

Stralcio Tav. A del PTPR – Sistema del paesaggio agrario



Più in generale, nel P.T.P.R. ogni “Paesaggio” prevede una specifica disciplina di tutela e di uso che si articola in tre tabelle: A), B) e C). Nella tabella A) vengono definite le componenti elementari dello specifico paesaggio, gli obiettivi di tutela e miglioramento della qualità del paesaggio, i fattori di rischio e gli elementi di vulnerabilità. Nella tabella B) vengono definiti gli usi compatibili rispetto ai valori paesaggistici e le attività di trasformazione consentite con specifiche prescrizioni di tutela ordinate per uso e per tipi di intervento; per ogni uso e per ogni attività il PTPR individua, inoltre, obiettivi generali e specifici di miglioramento della qualità del paesaggio. Nella tabella C) vengono definite generali disposizioni regolamentari con direttive per il corretto inserimento degli interventi per ogni paesaggio e le misure e gli indirizzi per la salvaguardia delle componenti naturali geomorfologiche ed architettoniche.

L’art. 26 delle NTA suddivide la regolamentazione degli interventi sul Paesaggio Agrario di Valore secondo le tabelle sopra descritte, di cui si riportano di seguito alcune parti in relazione alle opere di progetto.

<b>Tab. A) Paesaggio agrario di valore - Definizione delle componenti del paesaggio e degli obiettivi di qualità paesistica</b>		
<b>Componenti del paesaggio ed elementi da tutelare</b>	<b>Obiettivi di tutela e miglioramento della qualità del paesaggio</b>	<b>Fattori di rischio ed elementi di vulnerabilità del paesaggio</b>
Seminativi di media e modesta estensione  Colture tipiche o specializzate permanenti (vigneti frutteti, oliveti castagneti, noccioleti)  Vivai  Colture orticole Centri rurali utilizzabili anche per lo sviluppo di attività complementari	mantenimento della vocazione agricola mediante individuazione di interventi di valorizzazione anche in relazione ad uno sviluppo sostenibile: - sviluppo prodotti locali di qualità - sviluppo agriturismo - creazione di strutture per la trasformazione e commercializzazione - valorizzazione energia rinnovabile - formazione e qualificazione professionale rafforzamento delle città rurali come centri di sviluppo regionale e promozione del loro collegamento in rete Recupero e riqualificazione delle aree compromesse e degradate al fine di reintegrare i valori preesistenti anche mediante - ricoltivazione e riconduzione a metodi di coltura tradizionali - contenimento e riorganizzazione spaziale degli agglomerati urbani esistenti - attenta politica di localizzazione e insediamento - modi di utilizzazione del suolo compatibili con la protezione Tutela e valorizzazione delle architetture rurali	modificazioni dell’assetto fondiario, agricolo e colturale  Suddivisione e Frammentazione  modificazioni dei caratteri strutturanti il territorio agricolo  Riduzione di suolo agricolo dovuto a espansioni urbane o progressivo abbandono dell’uso agricolo  Intensità di sfruttamento agricolo  Modificazioni della funzionalità ecologica, idraulica e dell’equilibrio idrogeologico, inquinamento del suolo  Intrusione di elementi estranei o incongrui con i caratteri peculiari compositivi, percettivi e simbolici quali discariche e depositi , capannoni industriali, torri e tralicci



Tabella B) Paesaggio agrario di valore - Disciplina delle azioni/trasformazioni e obiettivi di tutela		
Tipologie di interventi di trasformazione per uso		Obiettivo specifico di tutela/disciplina
6	Uso tecnologico	Promozione dell'uso agrario e dei metodi coltivazione tradizionali nonché la diffusione di tecniche innovative e/o sperimentali.
6.1	infrastrutture e impianti anche per pubblici servizi che comportino trasformazione permanente del suolo inedificato (art. 3 lettera e.3 del DPR 380/2001) comprese infrastrutture per il trasporto dell'energia o altro di tipo lineare (elettrdoti, metanodotti, acquedotti)	Sono consentite, nel rispetto della morfologia dei luoghi. Le reti possibilmente devono essere interrato; la relazione paesaggistica deve prevedere la sistemazione paesistica dei luoghi post operam e la realizzazione degli interventi è subordinata alla contestuale sistemazione paesistica prevista.
6.4	Impianti per la produzione di energia di tipo verticale con grande impatto territoriale compresi gli impianti per cui è richiesta l'autorizzazione Unica di cui alla parte II, articolo 10 delle "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", allegate al d.lgs. 10 settembre 2010.	Sono consentiti gli impianti eolici anche di grande dimensione. La relazione paesaggistica dovrà fornire gli elementi per la valutazione di compatibilità paesaggistica in particolare in relazione dell'assetto percettivo, scenico e panoramico e prevedere adeguate misure di mitigazione.

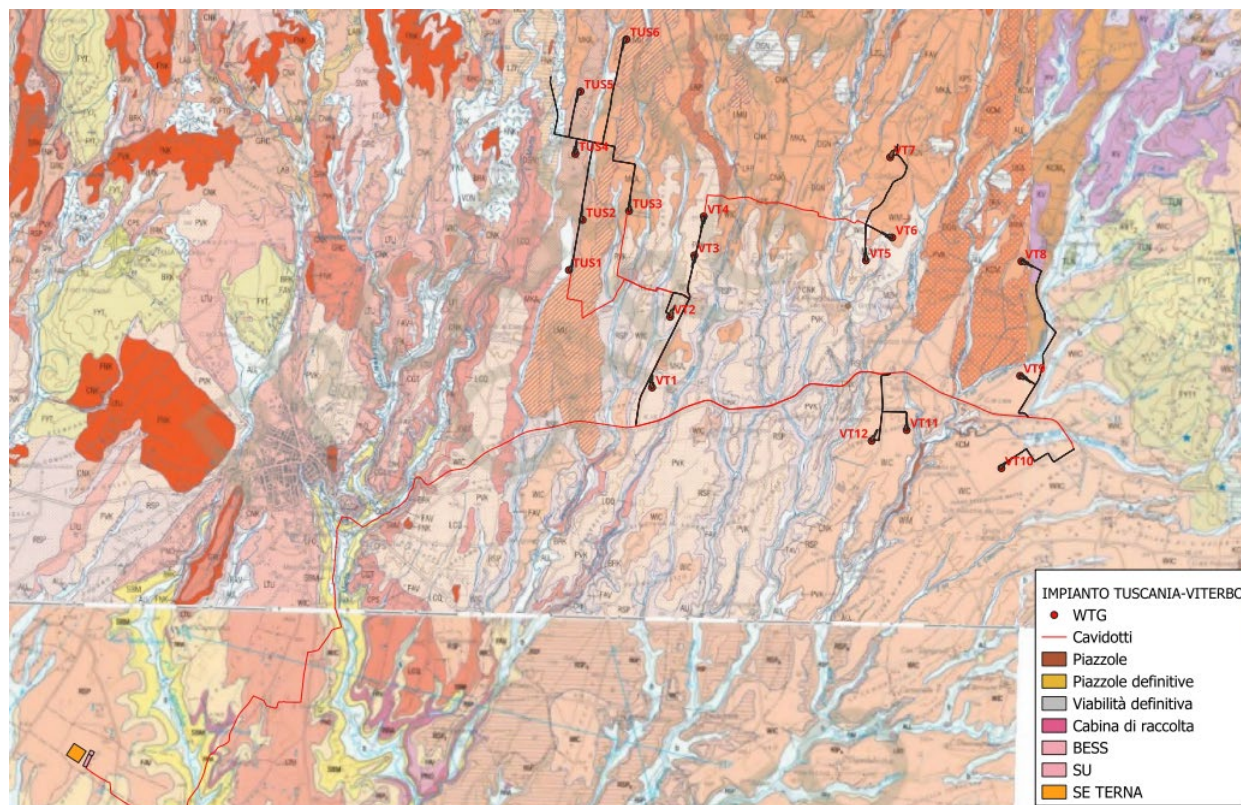
Tabella C Paesaggio agrario di valore - norma regolamentare		
Elementi del paesaggio		norma regolamentare
3	Vegetazione antropica	
3.3	alberature di margini stradali	Conservazione e rafforzamento alberature di pregio esistenti lungo i margini stradali. I progetti di nuove strade o di adeguamento delle strade esistenti devono prevedere una adeguata alberatura dei margini
4	Morfologia del terreno	
4.1	scavi e sbancamenti e consolidamento del terreno	In caso di sbancamenti strettamente necessari per le trasformazioni previste dalle presenti norme, occorre prevedere adeguate opere di sistemazione paesaggistica dei luoghi.
4.2	movimenti di terra e modellamenti del terreno	In caso di modellamento del suolo, terrazzamenti, sterri, muri di sostegno strettamente necessari per le trasformazioni previste dalle presenti norme occorre provvedere alla sistemazione delle scarpate sia naturali, sia artificiali mediante l'inerbimento e/o la cespugliatura al fine di favorire il loro consolidamento e una efficace difesa del suolo.



Da quanto sopra si evince che, come riportato al punto 6.4 della Tabella A allegata al PTRP, nelle aree individuate è **consentita l'installazione di impianti eolici**, secondo le procedure delle norme vigenti in materia, previo accertamento in sede di autorizzazione paesaggistica delle compatibilità con i valori riconosciuti del contesto agrario ed alla realizzazione di misure ed opere di mitigazione degli effetti ineliminabili sul paesaggio e di miglioramento della qualità del contesto rurale.

### 3.2 ASPETTI GEOLOGICI ED IDROGEOLOGICI DELL'AREA

La superficie interessata dallo studio ricade nei **Fogli 344 – 345 - 354** della Carta Geologica d'Italia in scala 1:50.000 (Tuscania/Viterbo/Tarquinia) redatta dal Progetto CARG.



*Inquadramento impianto su carta geologica 1: 50.000 Fogli 344-345 e354 Aerogeneratori nel comune di Viterbo e Tuscania e opere connesse, SSE nel comune di TUSCANIA*

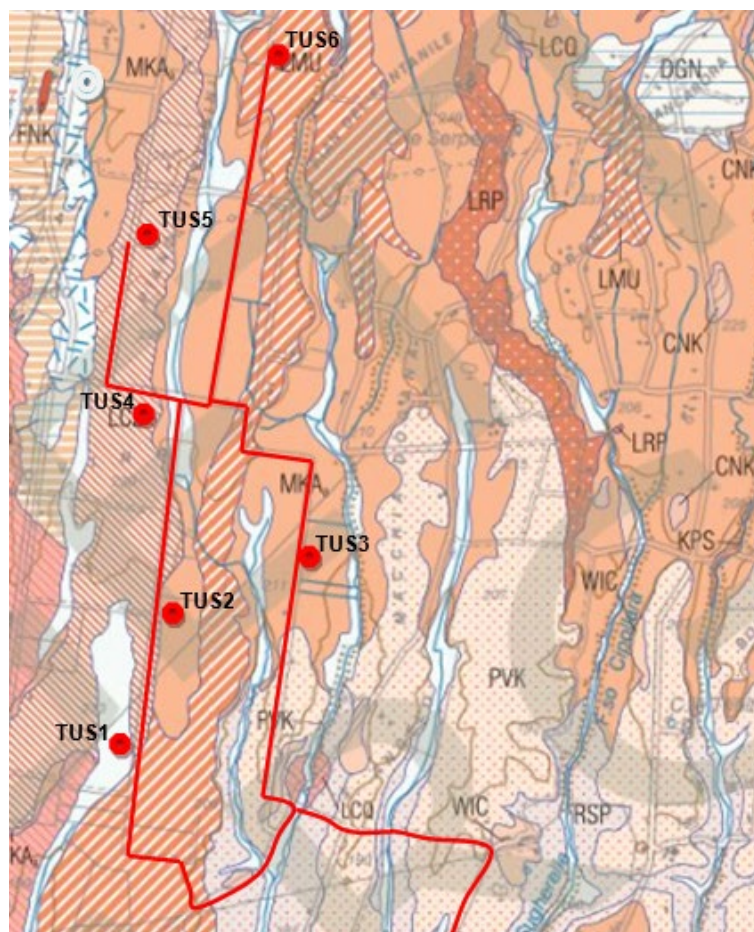
In sintesi, gli aerogeneratori del Parco Eolico siti nel comune di Tuscania e Viterbo insistono su terreni come di seguito specificato:

- L'Aerogeneratore **TUS1** ricade su terreni alluvionali (**AU<sub>b</sub>**) costituiti essenzialmente da limi, sabbie e argille con intercalazioni ghiaiose, a volte, con orizzonti torbosi.
- Gli aerogeneratori **TUS2** e **TUS3** ricadono su terreni costituiti essenzialmente da banchi di lapilli con inclusi litici lavici, alternati a depositi cineritici (**MKA<sub>a</sub>**).
- Gli aerogeneratori **TUS4** e **TUS5** ricadono su terreni costituiti essenzialmente da banchi di lapilli con inclusi litici lavici, alternati a depositi cineritici (**MKA<sub>a</sub>**), all'interno del banco soprattutto negli strati più superficiali si rinvengono dei livelli di lava compatta di colore grigio scuro (**LCZ**) con spessori di ordine metrico.
- L'Aerogeneratore **TUS6** ricade su terreni (**LMU**) costituiti essenzialmente da lave compatte, a volte vacuolari di colore grigio piombo dello spessore dell'ordine 2-10 metri



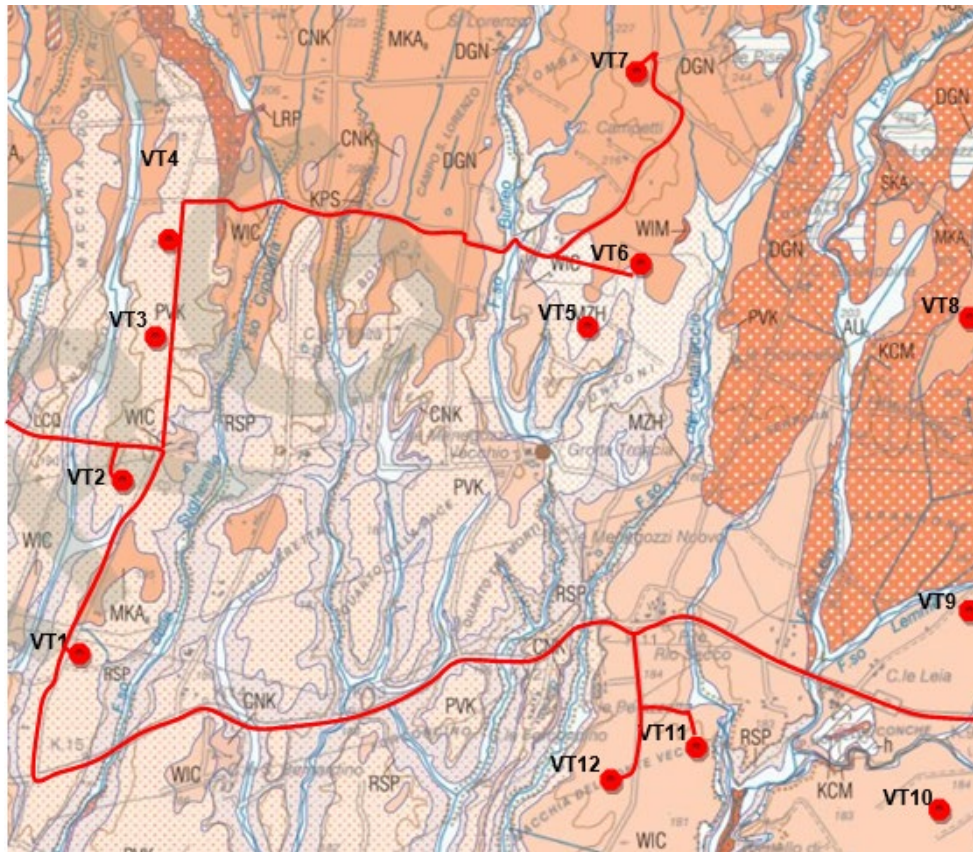
- Gli Aerogeneratori **VT1, VT2, VT3 e VT4** ricadono su terreni appartenenti all'Unità di Pian di Vico (**PVK**) costituiti essenzialmente da depositi vulcanoclastici secondari poco coerenti con granulometria assimilabile ad una sabbia grossolana sciolta, dello spessore dell'ordine 2-3 metri
- L'**Aerogeneratore VT5** ricade su terreni appartenenti alla Formazione di Canino (**MZH**) costituiti essenzialmente da lave compatte di colore grigio scuro
- Gli **Aerogeneratori VT6, VT7 e VT8** ricadono su terreni appartenenti alla Formazione di Canino (**CNK**) costituiti essenzialmente da depositi massivi incoerenti contenenti pomici di vario colore con inclusi litici di natura lavica dello spessore dell'ordine alcune decine di metri.
- Gli **Aerogeneratori VT9, VT10, VT11 e VT12** ricadono su terreni appartenenti all'Unità del Tufo Rosso a Scorie Nere (**WIC**) costituiti essenzialmente da depositi massivi provenienti da colate piroclastiche incoerenti di colore bruno-rossastra dello spessore dell'ordine 10-15 metri.

Localmente la parte sommitale delle aree dove insistono gli aerogeneratori è profondamente pedogenizzata e tutte queste unità sopra descritte poggiano sulla UNITA' di POGGIO TERZOLO (**PTZ**) costituita da argille sabbiose a luoghi con cristalli di gesso, con spessore massimo dei 40-50 metri, che a sua volta poggia sul FLYSCH DELLA TOLFA (**FYT**) costituito da alternanze di calcareniti, calcari marnosi, argille e silt, che rappresenta il substrato profondo dell'intera area oggetto di studio di base.

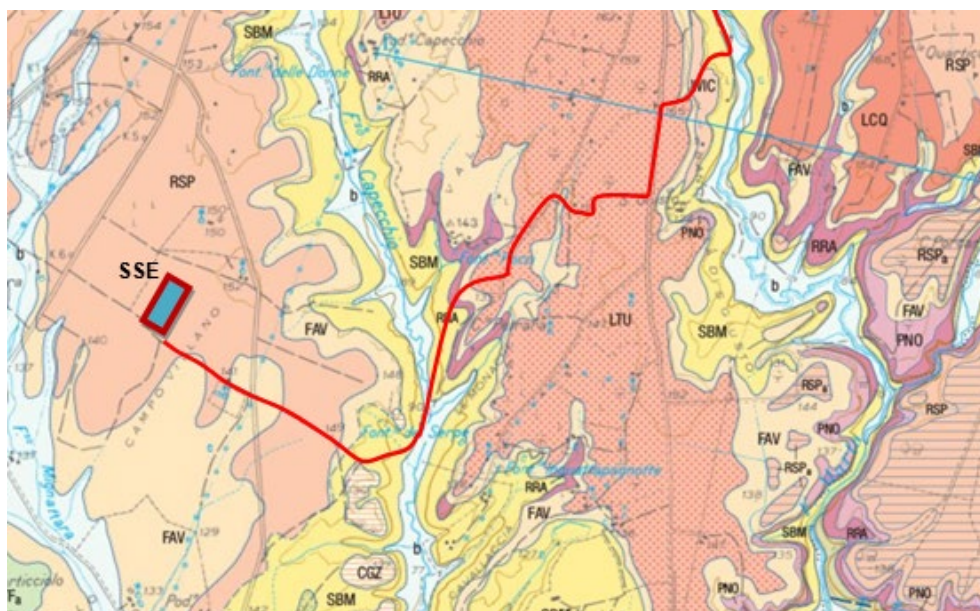


DETTAGLIO Inquadramento impianto su carta geologica 1: 50.000 Foglio 344 Aerogeneratori nel comune di TUSCANIA





DETTAGLIO Inquadramento impianto su carta geologica 1: 50.000 Foglio 344 Aerogeneratori siti nel comune di VITERBO



Inquadramento cavidotto e Sottostazione Elettrica su carta geologica 1: 50.000 Foglio 354

Per quanto attiene l'**idrologia ed idrogeologia**, il territorio della Regione Lazio è suddiviso in tre aree idrograficamente distinte di competenza di altrettante "Autorità di Bacino".

- Autorità di Bacino del fiume Tevere (Bacino nazionale);
- Autorità di Bacino del fiume Fiora (Bacino interregionale);



- Autorità di Bacino Regionale, che include i bacini idrografici minori che si sviluppano interamente nel territorio regionale (Arrone, Marta e lago di Bolsena, Mignone)

I corsi d'acqua che scorrono nel territorio della provincia di Viterbo hanno quasi tutti carattere giovanile, torrentizio con un reticolo arborescente che si origina con andamento centrifugo all'intorno dei laghi di Bolsena e Vico, fatta eccezione per quelli di primo e secondo ordine (in base alla Legge 152/99).

La linea che va dal Lago di Bracciano al Lago di Bolsena passando per il Lago di Vico rappresenta lo spartiacque che separa i due grandi gruppi di corsi d'acqua ovvero quelli appartenenti alla destra orografica del bacino del Tevere e quelli che sfociano direttamente nel Mar Tirreno e che fanno parte dei bacini idrografici del Fiume Fiora, del Torrente Arrone, del Fiume Mignone. Del bacino idrografico del Fiume Tevere fa parte il Fiume Treja. Un sottosistema si forma sulla destra orografica del bacino del Tevere ed è formato da una serie di affluenti di secondo, terzo, quarto e quinto ordine che si sviluppano dalla confluenza del Rio Fratta alla confluenza del Torrente Rigo con il Tevere stesso.

Molti dei corsi d'acqua più importanti appaiono drenare falde acquifere sospese, lungo contatti stratigrafici, generalmente tra ignimbriti. Le valli impostate nei complessi vulcanici sono generalmente strette, con versanti ripidi provvisti di cornice alla sommità quali sono ad esempio i corsi del Marta, del Timone, del Rio Vicano. Le valli si aprono invece nei tratti in cui i corsi d'acqua interessano le formazioni sedimentarie.

Il **bacino idrografico del fiume Marta**, a cui appartiene l'area di intervento, copre una notevole frazione del territorio provinciale. Il fiume Marta si origina dal Lago di Bolsena e scorre su un territorio per lo più pianeggiante e a vocazione agricola. La qualità delle sue acque è influenzata, non soltanto dagli scarichi domestici dei centri abitati che attraversa (Tuscania e Tarquinia), ma anche dagli sversamenti più o meno diretti conseguenti alle attività industriali che insistono all'interno del suo bacino, quali industrie alimentari e zootecniche. Il Marta, considerato il suo breve corso, presenta una qualità ambientale fortemente influenzata dai suoi affluenti.

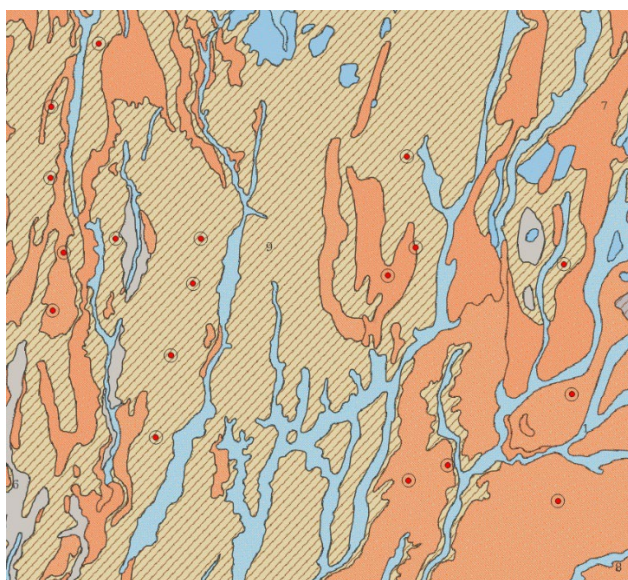
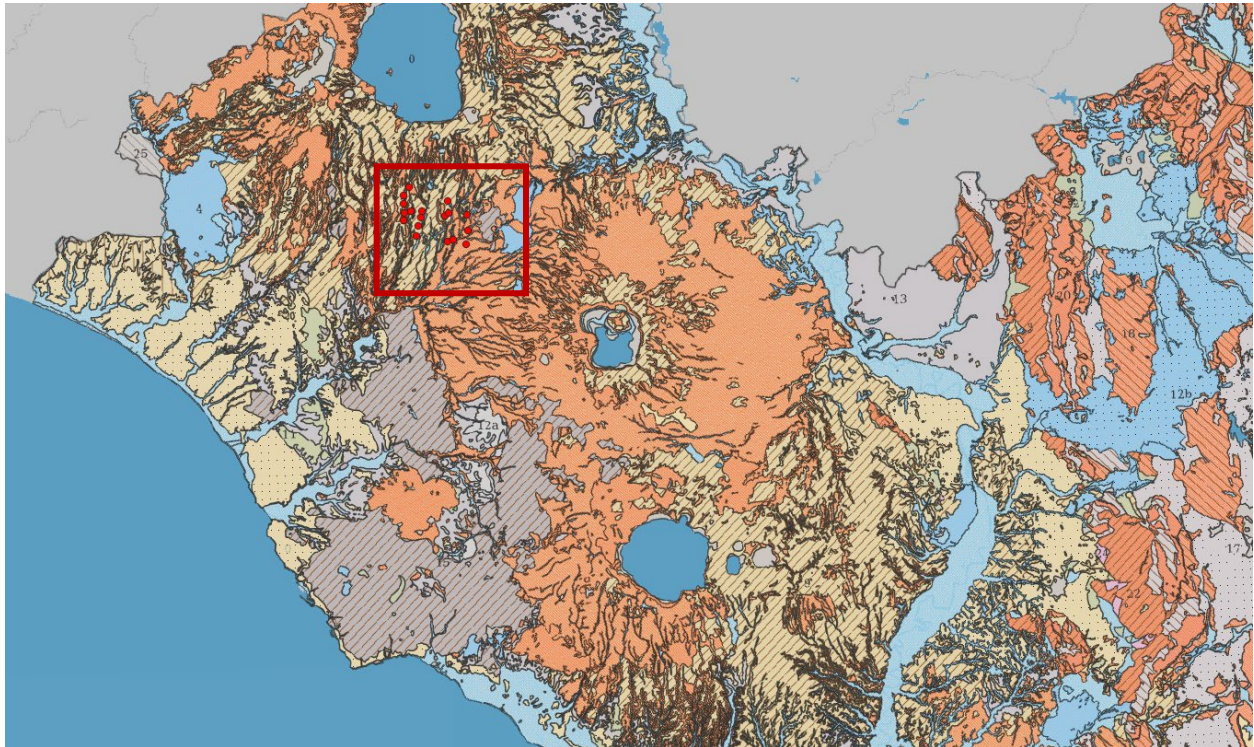
In base alla Carta idrogeologica della Regione Lazio alla scala 1:100.000 (Capelli G. et al. 2012), realizzata in collaborazione con i laboratori di idrogeologia delle Università "La Sapienza" e "Roma Tre", l'area di progetto ricade nell'**unità idrogeologica vulcanica V1 dei Monti Vulsini** (Sottobacino 1A - Bacino del Lago di Bolsena), ad eccezione dell'aerogeneratore VT10, che ricade nell'**unità V2 Monti Cimini e Vicani** (Sottobacino 2A - Bacino del Leia, Traponzo, Rigomero).

Il sistema idrogeologico dei monti Vulsini-Cimini-Sabatini interessa l'insieme degli acquiferi che traggono alimentazione dall'infiltrazione efficace sui prodotti vulcanici degli Apparati del Lazio settentrionale. Questo gruppo è costituito essenzialmente da depositi appartenenti al complesso idrogeologico delle piroclastiti e, in subordine, da terreni del complesso delle lave ed ignimbriti litoidi. Le principali sorgenti sono: Gradoli, Fontana Grande, Le Vene, S. Lorenzo, Barano, sorgente lineare sul torrente Olpeta. Sono presenti, inoltre, molteplici manifestazioni termali e sulfuree e diversi incrementi delle portate negli alvei dei principali torrenti che si irradiano dalle pendici dei rilievi vulcanici.

Nella Carta Idrogeologica vengono, inoltre, riconosciuti 25 complessi idrogeologici, costituiti da litotipi con caratteristiche idrogeologiche simili. I litotipi sono quelli adottati nella "Carta Geologica Informatizzata della Regione Lazio" (Regione Lazio - Dipartimento di Scienze Geologiche Università Roma Tre, 2012). Le caratteristiche idrogeologiche dei complessi sono espresse dal grado di "potenzialità acquifera", definita come la capacità di ciascun complesso di assorbire, immagazzinare e restituire l'acqua. Sono riconosciute 7 classi di potenzialità acquifera, in funzione della permeabilità media e dell'infiltrazione efficace del complesso stesso: altissima - alta - medio alta - media - medio bassa - bassa - bassissima.

Si riporta, di seguito, uno stralcio cartografico con la localizzazione del parco di progetto rispetto ai suddetti complessi idrogeologici.





#### Complessi idrogeologici

	1 - Complesso dei depositi alluvionali recenti
	2 - Complesso dei depositi detritici
	3 - Complesso dei depositi alluvionali antichi
	4 - Complesso dei travertini
	5 - Complesso delle sabbie dunari
	6 - Complesso dei depositi fluvio palustri e lacustri
	7 - Complesso delle lave, laccoliti e coni di scorie
	8 - Complesso delle pozzolane
	9 - Complesso dei tufi stratificati e delle facies freatomagmatiche
	10 - Complesso dei depositi clastici ed eterogenei
	11 - Complesso delle calcareniti organogenee
	12a - Complesso dei conglomerati a pot. idrica medio bassa
	12b - Complesso dei conglomerati a pot. idrica medio alta

*Carta idrogeologica – Complessi idrogeologici*

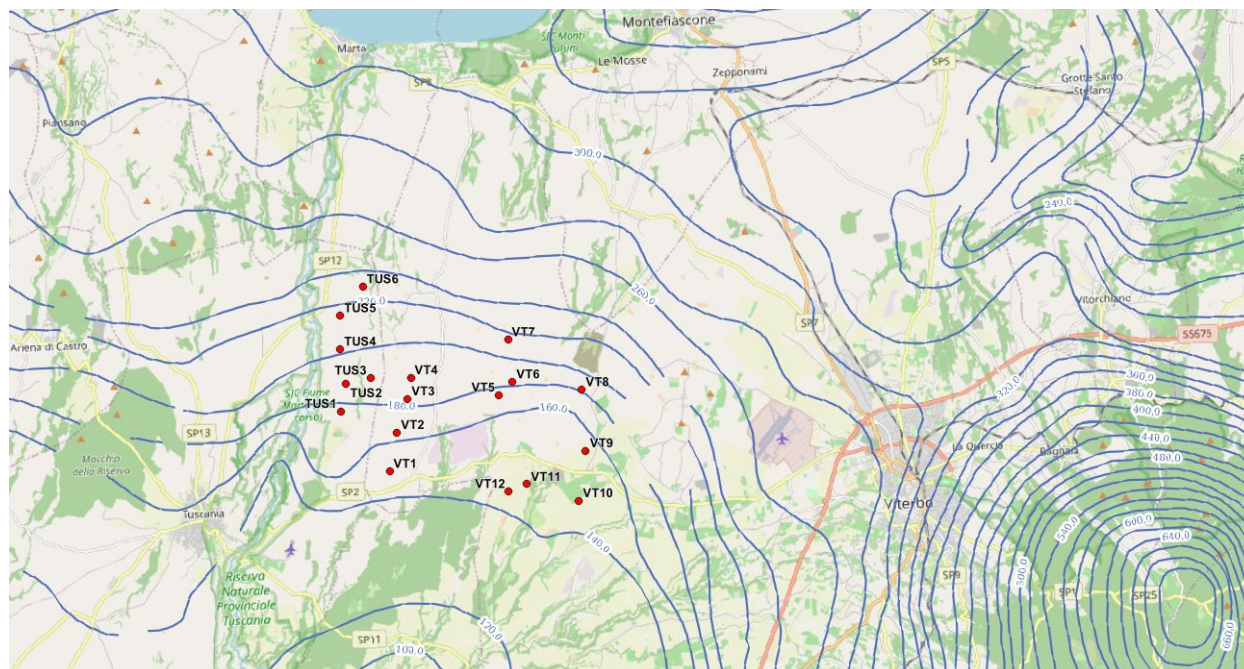
Gli aerogeneratori di progetto ricadono nei seguenti **complessi idrogeologici**:

- 7. complesso delle lave, laccoliti e coni di scorie
- 8. complesso delle pozzolane
- 9. complesso dei tufi stratificati e delle facies freatomagmatiche.

Inoltre, dalla consultazione della Carta della Distribuzione media dei Carichi Piezometrici degli acquiferi, sempre della Carta idrogeomorfologica, è emerso che la falda freatica nella zona specifica in esame si trova ad una quota compresa tra 160m e 240m sul livello medio del mare.







Carta idrogeologica – Isopieze

### 3.3 CAVIDOTTO: INTERFERENZE ED INTERAZIONI

L'opera in progetto è destinata alla produzione di energia elettrica da fonte eolica; pertanto, le principali interazioni con le reti esistenti riguardano l'immissione dell'energia prodotta nella Rete di Trasmissione Nazionale gestita da TERNA Spa.

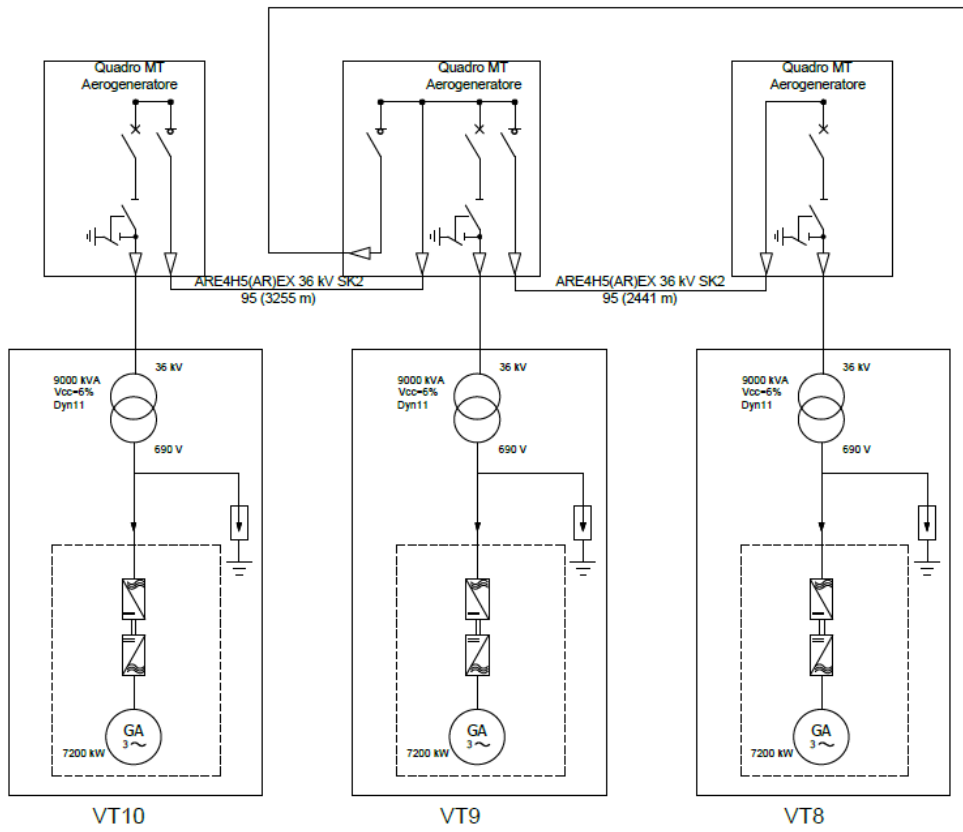
Come previsto dalla soluzione tecnica minima generale (STMG) allegata al preventivo di connessione prot. P20230028796 del 14/03/2023 accettato in data 16/05/2023, è previsto che la connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale avvenga in corrispondenza di un futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) a 380/150 kV della RTN denominata "Tuscania".

I cavidotti MT di collegamento tra aerogeneratori e dagli aerogeneratori alla sottostazione saranno tutti interrati ed avranno uno sviluppo lineare complessivo di 33 km circa. Il percorso del cavidotto sarà su strade non asfaltate esistenti o di nuova realizzazione, in parte su strade asfaltate ed in parte su terreni agricoli. La profondità di interramento sarà 1,5-2,00 m in funzione delle sezioni tipo di posa.

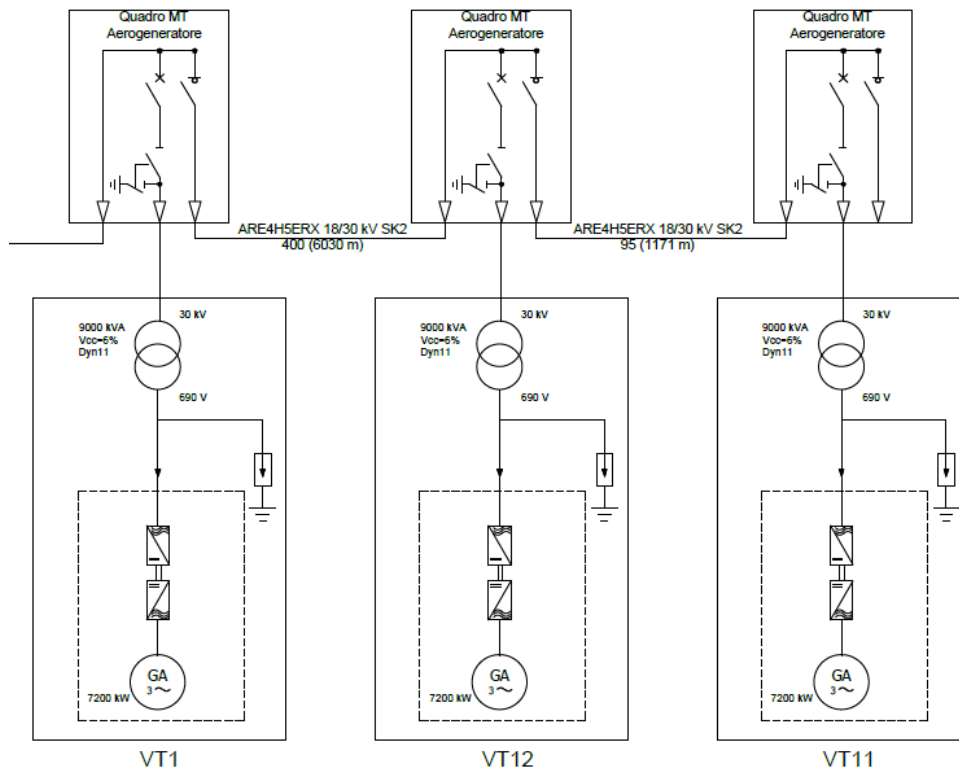
Saranno, inoltre, possibili ulteriori interferenze con le reti interrate esistenti: reti idriche, reti elettriche Enel, reti elettriche di produttori di energia da fonte rinnovabile (impianti fotovoltaici ed eolici), reti gas e reti telefoniche.

Tali interferenze saranno puntualmente verificate in sede di progettazione esecutiva con gli enti/società proprietarie delle reti e saranno definite di concerto le modalità tecniche di posa dei cavi MT in corrispondenza delle intersezioni.



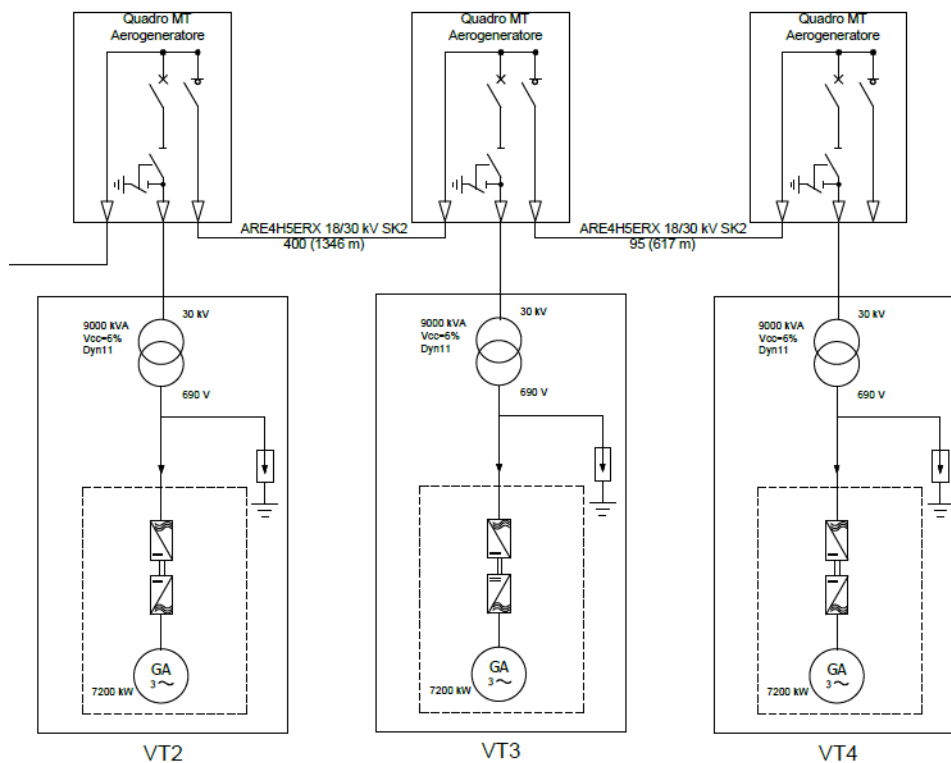


Schema a blocchi del parco eolico GRUPPO 1

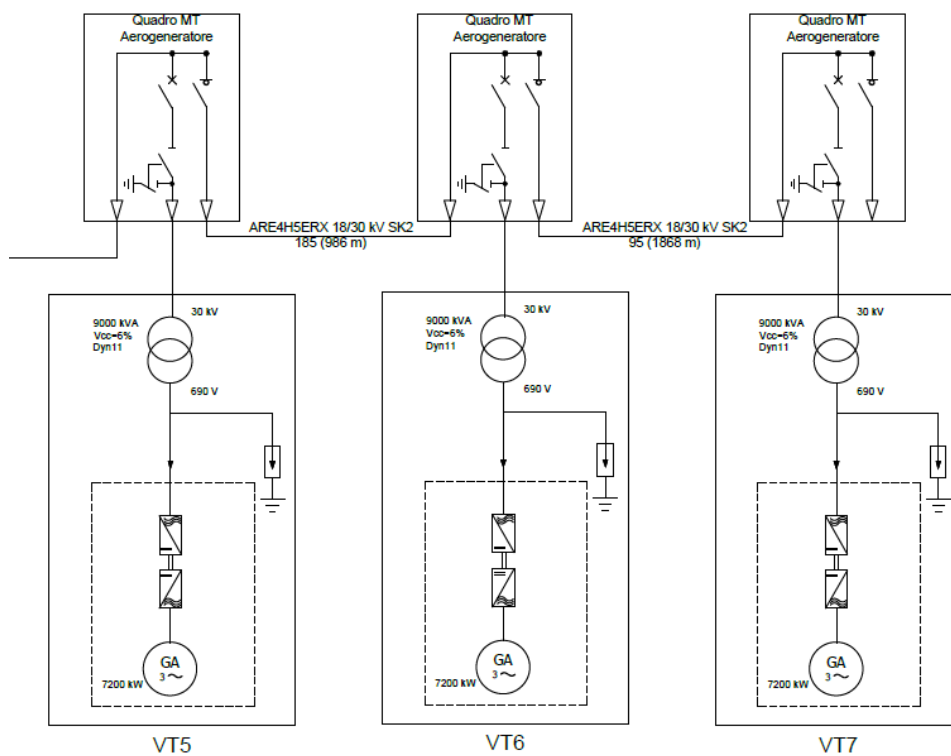


Schema a blocchi del parco eolico GRUPPO 2



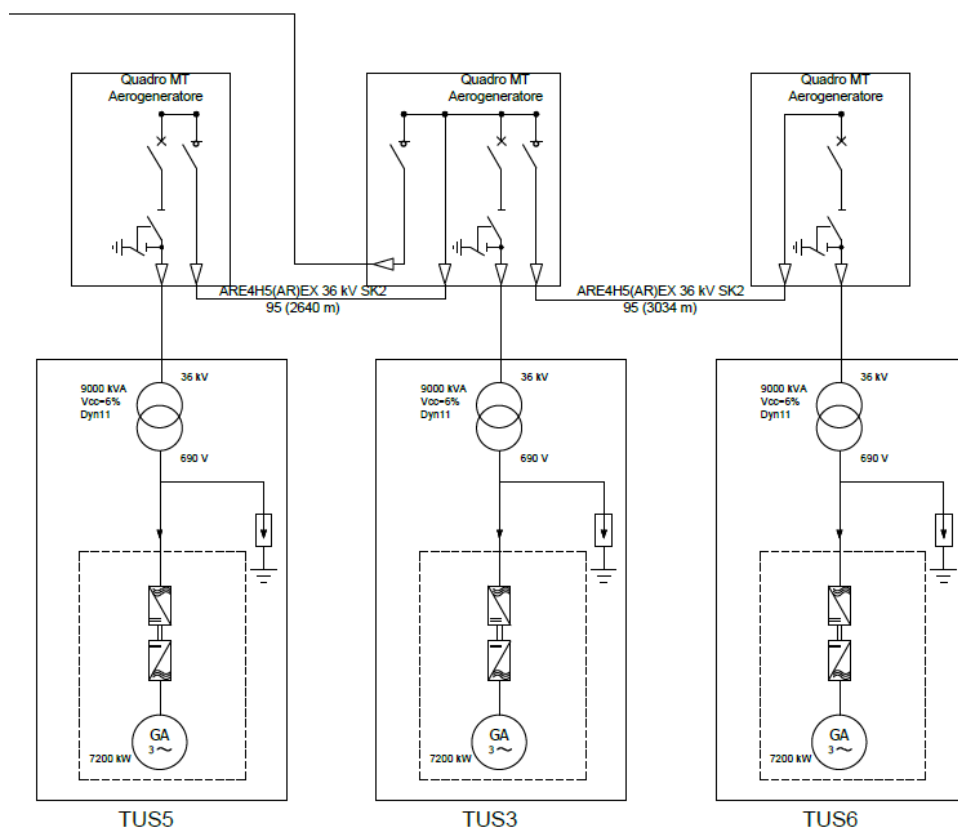


Schema a blocchi del parco eolico GRUPPO 3

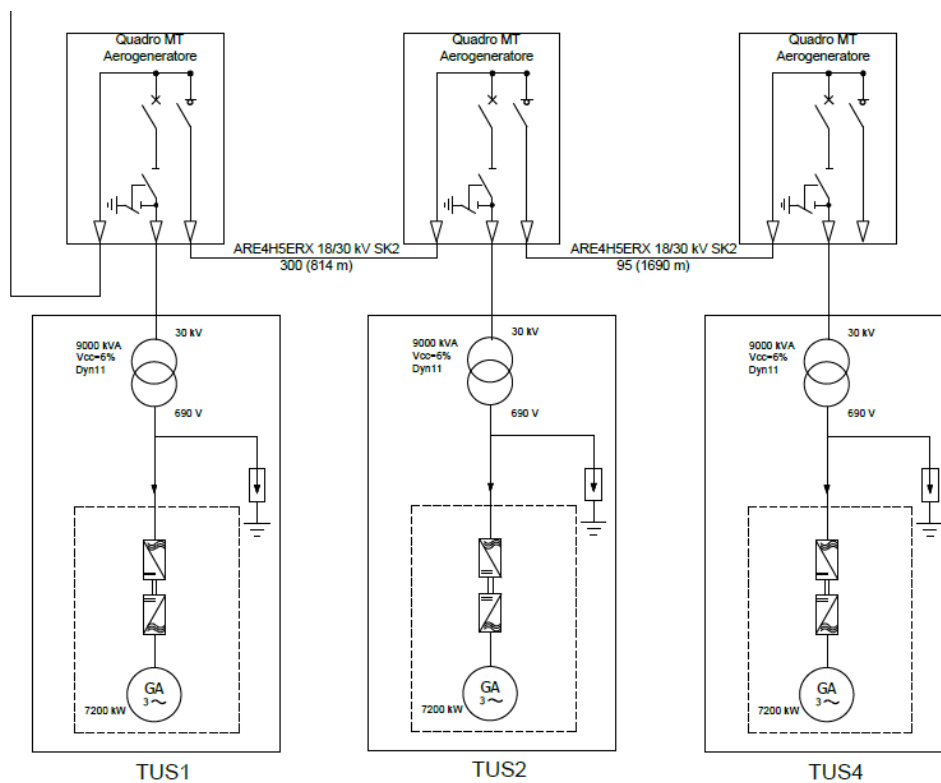


Schema a blocchi del parco eolico GRUPPO 4





Schema a blocchi del parco eolico GRUPPO 5



Schema a blocchi del parco eolico GRUPPO 6

Si rimanda all'allegato R.10 per la visualizzazione dello schema unifilare completo, comprensivo del sistema di accumulo.



## 4 PROFILO PRESTAZIONALE DEL PROGETTO

### 4.1 PRINCIPALI CARATTERISTICHE DEL PROGETTO

Il progetto prevede la realizzazione di un “Parco Eolico” costituito da n. 18 aerogeneratori, installati su altrettante torri tubolari in acciaio e mossi da rotori a tre pale. I generatori che si prevede di utilizzare avranno potenza nominale di 7.2 MW; si avrà pertanto una capacità produttiva complessiva massima di 129.6 MW, da immettere sulla Rete di Trasmissione Nazionale.

#### 4.1.1 Aerogeneratori

Le turbine in progetto saranno montate su torri tubolari di altezza (base-mozzo) pari a 150 m, con rotori a 3 pale e aventi diametro massimo di 172 m. La colorazione della torre tubolare e delle pale del rotore sarà bianca e non riflettente. Le pale degli aerogeneratori, inoltre, saranno colorate a bande orizzontali bianche e rosse, allo scopo di facilitarne la visione diurna e tutti gli aerogeneratori saranno dotati di luce rossa fissa di media intensità per la segnalazione notturna, omologate ICAO, e comunque con le caratteristiche che saranno indicate dall’Ente Nazionale per l’Aviazione Civile (ENAC).

DATI OPERATIVI	
Potenza nominale	7.2 kW
Velocità del vento al cut-in:	3 m/s
Velocità del vento al cut-out:	25 m/s
Classe del vento	IEC S
Minima temperatura ambiente durante il funzionamento	-20°C
Massima temperatura ambiente durante il funzionamento	+45°C
SUONO	
Velocità di 7 m/s	102.2 dB(A)
Velocità di 8 m/s	105.6 dB(A)
Velocità di 10 m/s	106.9 dB(A)
Al 95% della potenza nominale	106.9 dB(A)
ROTORE	
Diametro	172 m
N° pale	3
Area spazzata	23.235 m <sup>2</sup>
Frequenza	50 Hz/60 Hz
Tipo convertitore	full scale converter
Tipo generatore	Asincrono, DFIG
Regolazione di velocità	Pitch regulated con velocità variabile
TORRE	
Tipo	Torre tubolare
Altezza mozzo	150 m
PALA	
Lunghezza	84.35
Profilo alare massimo	4.3 m



Il posizionamento degli aerogeneratori nell'area di progetto è tale da evitare il cosiddetto effetto selva. La distanza minima tra aerogeneratori su una stessa fila è superiore a 3d (516 m), mentre la distanza tra aerogeneratori su file diverse è superiore a 5d (860 m).

#### 4.1.2 Coordinate Aerogeneratori

Si riportano, di seguito, le coordinate degli aerogeneratori di progetto nel sistema di riferimento UTM WGS84 Fuso 32:

WTG	Coordinate WGS84 fuso 32N	
	Est	Nord
TUS4	739884,83	4704948,40
VT12	744517,42	4701053,31
VT11	745019,16	4701246,99
TUS3	740730,49	4704167,19
TUS5	739896,28	4705866,84
TUS6	740512,69	4706676,69
VT10	746445,00	4700787,23
TUS2	740059,88	4703987,67
TUS1	739912,22	4703239,66
VT1	741250,24	4701606,45
VT2	741441,81	4702660,59
VT3	741731,22	4703584,40
VT4	741828,73	4704165,54
VT5	744247,05	4703688,27
VT6	744607,88	4704051,55
VT7	744494,84	4705223,91
VT8	746523,20	4703837,05
VT9	746623,53	4702159,35

#### 4.1.3 Fondazioni

La realizzazione delle fondazioni degli aerogeneratori deve essere preceduta da uno scavo di sbancamento per raggiungere le quote delle fondazioni definite in progetto, dal successivo compattamento del fondo dello scavo e dall' esecuzione degli eventuali rilevati da eseguire con materiale proveniente dagli scavi opportunamente vagliato ed esente da argilla.

I plinti di fondazione saranno circolari con diametro di 29 m e profondità di 3,00 m circa dal piano campagna, con 16 pali di fondazione del diametro di 1,2 m e lunghezza pari a 25,00 m.

Le fondazioni saranno progettate sulla base di puntuali indagini geotecniche per ciascuna torre, saranno realizzate in c.a., con la definizione di un'armatura in ferro che terrà conto di carichi e sollecitazioni in riferimento al sistema fondazione suolo ed al regime di vento misurato sul sito.

La progettazione strutturale esecutiva sarà riferita ai plinti di fondazione del complesso torre tubolare – aerogeneratore.



Partendo dalle puntuali indagini geologiche effettuate, essa verrà redatta secondo i dettami e le prescrizioni riportate nelle “D.M. 17 gennaio 2018 - Norme tecniche per le costruzioni”, che terminato il periodo transitorio è entrato definitivamente in vigore il 11 febbraio 2019.

In linea con la filosofia di detto testo normativo, le procedure di calcolo e di verifica delle strutture, nonché le regole di progettazione che saranno seguite nella fase esecutiva, seguiranno i seguenti indirizzi:

- mantenimento del criterio prestazionale;
- coerenza con gli indirizzi normativi a livello comunitario, sempre nel rispetto delle esigenze di sicurezza del Paese e, in particolare, coerenza di formato con gli Eurocodici, norme europee EN ormai ampiamente diffuse;
- approfondimento degli aspetti connessi alla presenza delle azioni sismiche;
- approfondimento delle prescrizioni ed indicazioni relative ai rapporti delle opere con il terreno e, in generale, agli aspetti geotecnici;
- concetto di vita nominale di progetto;
- classificazione delle varie azioni agenti sulle costruzioni, con indicazione delle diverse combinazioni delle stesse nelle verifiche da eseguire.

Le indagini geologiche, effettuate puntualmente in corrispondenza dei punti in cui verrà realizzato il plinto di fondazione, permetteranno di definire:

- la successione stratigrafica con prelievo di campioni fino a 30 m di profondità;
- la natura degli strati rocciosi (compatti o fratturati);
- la presenza di eventuali “vuoti” colmi di materiale incoerente.

Le successive analisi di laboratorio sui campioni prelevati (uno per plinto) permetteranno di definire la capacità portante del terreno (secondo il metodo definito dalla relazione di brinch-hansen).

In sintesi, le dimensioni e le caratteristiche dei plinti di fondazione saranno definite secondo:

- il livello di sicurezza che per legge sarà definito dal progettista di concerto con il Committente;
- le indagini geognostiche;
- l'intensità sismica.

Inoltre, le strutture e gli elementi strutturali saranno progettati in modo da soddisfare i seguenti requisiti:

- sicurezza nei confronti degli Stati Limite Ultimi (SLU);
- sicurezza nei confronti degli Stati Limite di Esercizio (SLE);
- robustezza nei confronti di azioni accidentali.

Il metodo di calcolo sarà quello degli Stati Limite, con analisi sismica, la cui accelerazione di calcolo sarà quella relativa alla zona, in cui ricade l'intervento, secondo l'attuale classificazione sismica del territorio nazionale (O.P.C.M. 3519/2006).

In definitiva, sulla base della tipologia di terreno e dell'esperienza di fondazioni simili, ci si aspetta di avere fondazioni di tipo diretto con le seguenti caratteristiche:

**Fondazioni dirette:**

- Ingombro in pianta: circolare
- Forma: tronco conica
- diametro massimo 29 m
- altezza massima 2,8 m circa



- interrate, ad una profondità misurata in corrispondenza della parte più alta del plinto di circa 0,5 m (solo la parte centrale della fondazione, in corrispondenza del concio di ancoraggio in acciaio, sporgerà dal terreno per circa 5/10 cm)
- volume complessivo 1110,00 mc circa

*Pali di fondazione (n. 16 per plinto):*

- Ingombro in pianta: circolare a corona
- Forma: cilindrica
- diametro pali 1200 mm
- lunghezza pali 25,00 m

I principali riferimenti normativi, per i calcoli e la realizzazione dei plinti di fondazione saranno:

- D.M. 17 gennaio 2018 - Norme tecniche per le costruzioni
- Circ. Min. 11 dicembre 2009
- Legge del 05/11/1971 n. 1086 – Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso e a struttura metallica.
- D. M. del 09/01/1996 - Norme tecniche per il calcolo, l'esecuzione ed il collaudo delle strutture in cemento armato, normale e precompresso e per le strutture metalliche.
- UNI 9858 – Calcestruzzo – Prestazioni, produzione, posa in opera e criteri di conformità.
- O.P.C.M. n. 3519 del 28/04/2006 e s.m.i. – Criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica.

Il calcestruzzo utilizzato sarà della classe C35/40 ed acciaio classe tecnica B450C ad aderenza migliorata.

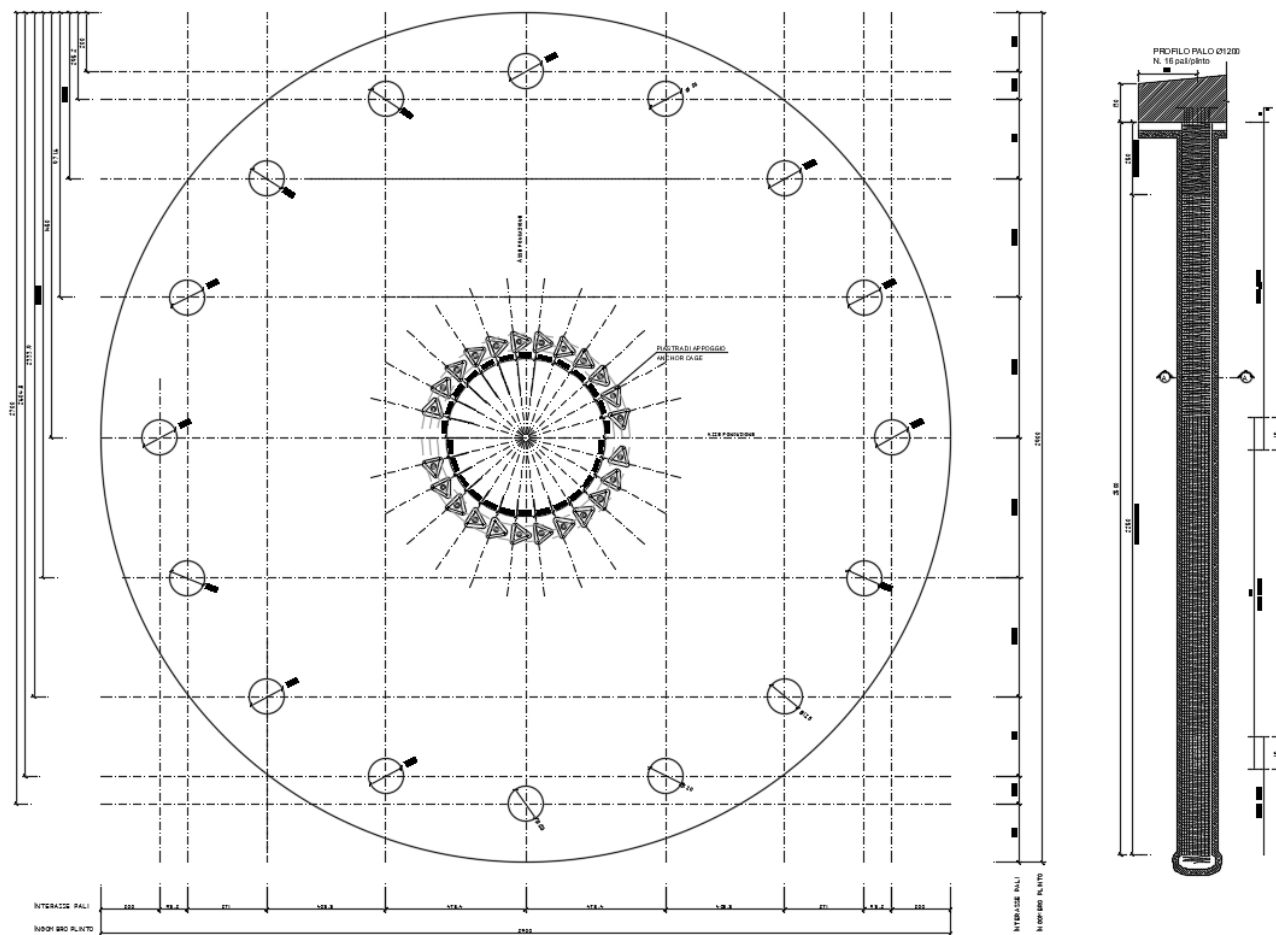
Prima del getto del magrone di livellamento della fondazione e del plinto di fondazione, saranno posizionate le tubazioni passacavi in polietilene corrugato del DN 160 mm per garantire sia i collegamenti elettrici alla rete di vettoriamento, sia al sistema di controllo e gestione (fibra ottica). Il numero di tali tubazioni sarà determinato considerando i cavi in ingresso/uscita da ogni singola torre, e considerando una tubazione di emergenza (nel caso si presentasse qualche problema durante le fasi di infilaggio e tiro dei cavi nella torre, più una tubazione in polietilene da 50 mm ad uso esclusivo della fibra ottica.

Le tubazioni per il passaggio dei cavi dovranno essere protette da schiacciamenti e ostruzioni sia durante la fase di montaggio dell'armatura, sia durante tutte le fasi dei getti.

L'impianto di messa a terra di ciascuna postazione di macchina è inglobato nella platea di fondazione, la cui armatura è collegata elettricamente mediante conduttori di rame nudo sia alla struttura metallica della torre che all'impianto equipotenziale proprio della Cabina di Macchina. Tutti gli impianti di terra sono poi resi equipotenziali mediante una corda di rame nuda interrata lungo il cavidotto che unisce le cabine.



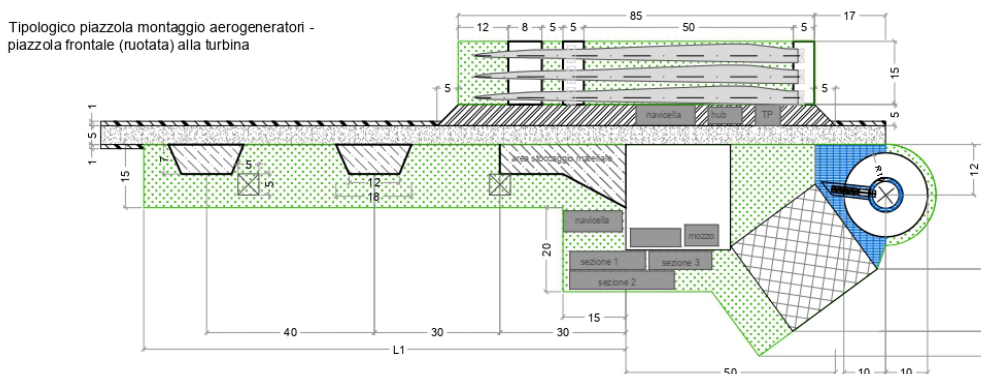


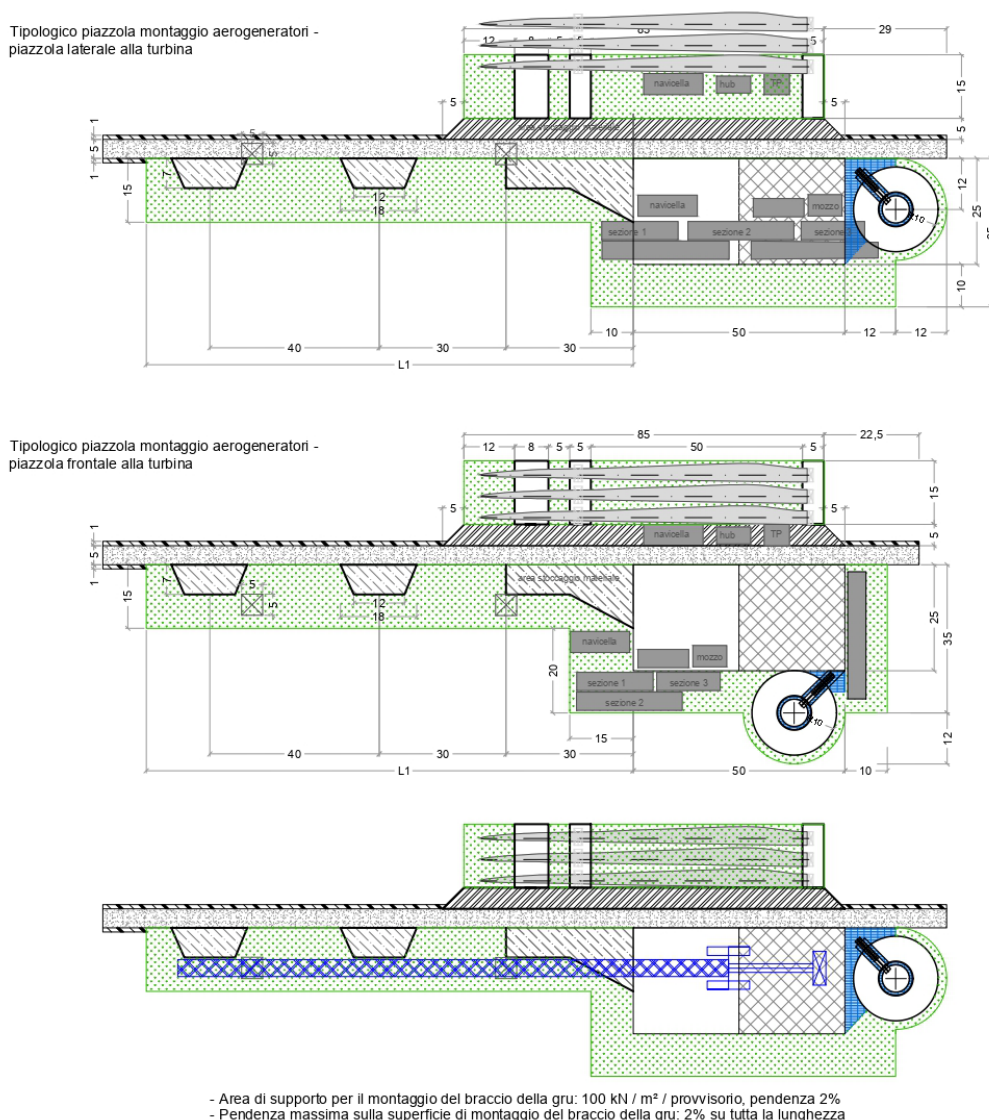


Tipico plinto di fondazione

#### 4.1.4 Piazzole di montaggio

In corrispondenza di ciascun aerogeneratore sarà realizzata una piazzola di montaggio. Attorno alla piazzola saranno allestite sia le aree per lo stoccaggio temporaneo degli elementi della torre, sia le aree necessarie per il montaggio e sollevamento della gru tralicciata. Tale opera avrà la funzione di garantire l'appoggio alle macchine di sollevamento necessarie per il montaggio della macchina e di fornire lo spazio necessario al deposito temporaneo di tutti i pezzi costituenti l'aerogeneratore stesso.





#### *Schemi di piazzole con relative aree di montaggio gru di sollevamento e aree deposito materiali*

Le caratteristiche realizzative della piazzola dovranno essere tali da consentire la planarità della superficie di appoggio ed il defluire delle acque meteoriche.

Al termine dei lavori di realizzazione del parco eolico si procederà alla rimozione delle piazzole, a meno della superficie in prossimità della torre, che sarà utilizzata per tutto il periodo di esercizio dell'impianto; le aree saranno oggetto di ripristino mediante rimozione del materiale utilizzato e la ricostituzione dello strato di terreno vegetale rimosso.

#### **4.1.5 Trincee e cavidotti**

Gli scavi a sezione ristretta necessari per la posa dei cavi (trincee) avranno ampiezza variabile in relazione al numero di terne di cavi che dovranno essere posate (fino ad un massimo di 60 cm e profondità di 2,0 m).

I cavidotti saranno segnalati in superficie da appositi cartelli, da cui si potrà evincere il loro percorso. Il percorso sarà ottimizzato in termini di impatto ambientale, intendendo con questo che i cavidotti saranno realizzati per quanto più possibile al lato di strade esistenti ovvero delle piste di nuova realizzazione.

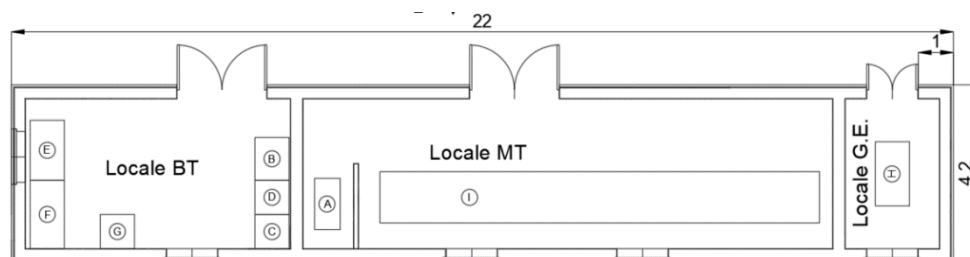
Dette linee in cavo a 30 kV permetteranno di convogliare tutta l'energia prodotta dagli aerogeneratori alla sottostazione di connessione e consegna da realizzarsi unitamente al Parco Eolico.



#### 4.1.6 Cabina di Raccolta/Smistamento

La cabina di Raccolta a MT sarà formata da un unico corpo contenente i quadri MT di raccolta.

La sezione a MT include il montante, in uscita dal quadro elettrico MT, che sarà composto da scomparti per arrivi linea e per partenza verso la sottostazione utente.



Planimetria della Cabina di Raccolta/Smistamento

La costruzione potrà essere o di tipo tradizionale con struttura in c.a. e tamponature in muratura di laterizio rivestite con intonaco di tipo civile oppure di tipo prefabbricato (struttura portante costituita da pilastri prefabbricati in c.a.v., pannelli di tamponamento prefabbricati in c.a., finitura esterna con intonaci al quarzo). La copertura a tetto piano, sarà opportunamente coibentata ed impermeabilizzata.

Gli infissi saranno realizzati in alluminio anodizzato naturale.

#### 4.1.7 Sistema di Accumulo Electrochimico di Energia

La tecnologia più promettente, per le applicazioni di accumulo distribuito di taglia medio-grande, è quella delle batterie agli ioni di litio che presenta una vita attesa molto lunga (fino a 5000 cicli di carica/ scarica a DOD 80%), un rendimento energetico significativamente alto (generalmente superiore al 90%) con elevata energia specifica. Esse sono adatte ad applicazioni di potenza, sia tradizionali, sia quelle a supporto del sistema elettrico. Le caratteristiche delle batterie litio-ioni in termini di prestazioni relative alla potenza specifica, energia specifica, efficienza e durata, rendono queste tecnologie di accumulo particolarmente interessanti per le applicazioni "in potenza" e per il settore dell'automotive.

Nel caso specifico saranno utilizzati accumulatori a ioni di litio (LFP: litio-ferro-fosfato) che permettono di ottenere elevate potenze specifiche in rapporto alla capacità nominale.

Le batterie sono alloggiare all'interno di container e sono raggruppate in stringhe. Le stringhe vengono messe in parallelo e associate a ciascun PCS (Power Conversion System) attraverso un Box di parallelo che consente l'interfaccia con il PCS.

Le batterie sono di tipo ermetico e sono in grado di resistere, ad involucro integro, a sollecitazioni termiche elevate ed alla fiamma diretta. Esse non costituiscono aggravo al carico di incendio.

Di seguito si riportano i dati della singola cella:



Battery Pack		
General		
Model	LUNA2000-2.0MWH-1H0	LUNA2000-2.0MWH-2H1
Cell Material	LFP	LFP
Pack Configuration	16S 1P	18S 1P
Rated Voltage	51.2 V	57.6 V
Nominal Capacity	320 Ah / 16.38 kWh	280 Ah / 16.13 kWh
Supported Charge & Discharge Rate	≤ 1 C	≤ 0.5 C
Weight	≤ 140 kg	≤ 140 kg
Dimensions (W x H x D)	442 x 307 x 660 mm	442 x 307 x 660 mm



Le celle sono collegate in serie (16 oppure 18) per raggiungere la tensione massima in corrente continua al PCS (inverter bidirezionali CC/CA) e parallelati per raggiungere la potenza e la capacità di progetto (2 MWh per Container).

L'impianto di accumulo sarà costituito da 48 Container Batteria ognuno di capacità pari a 2 MWh, disposti ed assemblati per dare una potenza complessiva pari a 24 MW.

Nel particolare, si formeranno due piazzole, ciascuna composta da 2 trasformatori da 6,8 MVA e 12 PCS formati ognuno da 5 inverter da 200 kW di potenza da 1 MW dove saranno collegati 24 container accumulo distribuiti sui 12 PCS.

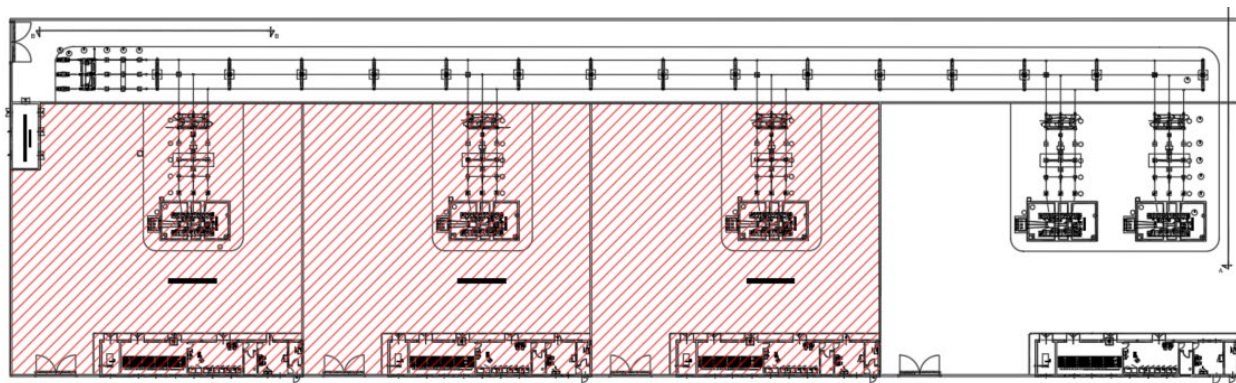
Nell'area dell'accumulo, a cui corrisponde un'occupazione di suolo pari a circa 4.500 mq, si prevede la realizzazione di opere di mitigazione/compensazione quali, ad esempio, la realizzazione di schermature arboree o arbustive e la piantumazione di specie autoctone.

#### 4.1.8 Sottostazione elettrica di elevazione MT/AT 30/150 kV e consegna in AT

La sottostazione di elevazione MT/AT e consegna (SSE) sarà realizzata in prossimità del futuro ampliamento della Stazione Terna esistente in Tuscania (VT). All'interno della Sottostazione di Trasformazione la tensione viene innalzata da 30 kV (tensione nominale del sistema di rete di raccolta tra i vari aerogeneratori e dell'elettrodotto di vettoriamento) a 150 kV e da qui con collegamento in cavo interrato AT si collegherà sullo stallo di consegna AT presso la SE RTN.

In estrema sintesi, nella SSE si avrà:

- Stallo linea AT collegato al sistema di sbarre per la condivisione stallo con altri produttori
- un sistema di sbarre per futura condivisione stallo con altri produttori
- fabbricati quadri, come da elaborato grafico allegato, con i locali MT, il locale telecontrollo e BT, locale gruppo elettrogeno;
- locale per misure/locale aerogeneratori;
- N. 2 stalli AT-TR per il collegamento dei Trasformatori.



*Sottostazione MT/AT*

La superficie totale occupata dalla SSE 30/150 kV sarà pari a circa 10.500,00 mq.

Le apparecchiature ed il macchinario AT saranno dimensionati per sopportare la tensione massima nominale a frequenza industriale della rete a 150 kV.

Tutti gli impianti in bassa, media ed alta tensione saranno realizzati secondo le prescrizioni delle norme CEI applicabili, con particolare riferimento alla scelta dei componenti della disposizione circuitale, degli schemi elettrici, della sicurezza di esercizio.

Le modalità di connessione saranno conformi alle disposizioni tecniche emanate dall'autorità per l'energia elettrica e il gas (delibera ARG/elt 99/08 del 23 luglio 2008 – Testo integrato delle condizioni tecniche ed



economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica - TICA), e in completo accordo con le disposizioni tecniche definite nell'Allegato A (CEI 0-16) della delibera ARG/elt 33/08).

#### **4.1.9 Trasporti eccezionali**

Il trasporto degli aerogeneratori nell'area di installazione avverrà con l'ausilio di mezzi eccezionali provenienti, molto probabilmente, dal porto di Civitavecchia, secondo il seguente percorso: uscita dal Porto di Civitavecchia, procedere in direzione nordovest su E840, prendere raccordo Civitavecchia – Viterbo/E40, entra in SS 1/E80, uscita Tarquinia, prendere la SP3 e Via Fabio Filzi/SP2 fino all'area del parco eolico.

L'accesso alle aree del sito sarà oggetto di studio dettagliato in fase di redazione del progetto esecutivo.

I componenti di impianto da trasportare saranno:

1. Pale del rotore dell'aerogeneratore (n. 3 trasporti per WTG);
2. Navicella (n. 1 trasporto per WTG);
3. Sezioni tronco coniche della torre tubolare di sostegno (n. 5 trasporti per WTG);
4. Hub (n. 2 hub con un trasporto).

Le dimensioni dei componenti sono notevoli, in particolare le pale avranno lunghezza di 83 m ed il mezzo eccezionale che le trasporta ha lunghezza di circa 70 m. La lavorazione consisterà essenzialmente nelle seguenti fasi:

1. sopralluogo di dettaglio (road survey) con individuazione degli adeguamenti da realizzare per permettere il passaggio dei trasporti eccezionali;
2. predisposizione di tutte le modificazioni previste; gli interventi dovranno essere realizzati in maniera tale da garantire la sicurezza stradale per tutto il periodo interessato dai trasporti (circa 7 settimane), ad esempio con utilizzo di segnaletica con innesto a baionetta, new jersey in plastica ed altri apprestamenti facilmente rimovibili;
3. trasporti eccezionali, che avverranno per quanto possibile nelle ore di minor traffico (solitamente nelle ore notturne dalle 22.00 alle 6.00); nel corso delle operazioni si procederà alla rimozione temporanea ed all'immediato ripristino degli apprestamenti di sicurezza stradale;
4. ripristino di tutti gli adeguamenti alle condizioni ex ante.

Gli adeguamenti saranno limitati nel tempo al periodo strettamente necessario al trasporto dei componenti di tutti gli aerogeneratori, circa un mese, e saranno effettuati garantendo il mantenimento in qualsiasi momento di tutte le prescrizioni di carattere di sicurezza stradale. Ad esempio, si utilizzeranno segnali stradali con innesto a baionetta o moduli spartitraffico tipo "New Jersey" di colore rosso e bianco, in polietilene ad alta densità (plastica), da rimuovere manualmente al passaggio dei mezzi eccezionali.

#### **4.1.10 Strade e piste di cantiere**

La viabilità esistente, nell'area di intervento, sarà integrata con la realizzazione di piste necessarie al raggiungimento dei singoli aerogeneratori, sia nella fase di cantiere che in quella di esercizio dell'impianto.

Le strade di servizio (piste) di nuova realizzazione, necessarie per raggiungere le torri con i mezzi di cantiere, avranno ampiezza di 5 m circa e raggio interno di curvatura variabile e di almeno 45 m. Lo sviluppo della viabilità definitiva all'interno dell'area di intervento, al lordo di alcuni tratti della viabilità esistente in pessime condizioni, determinerà un'occupazione territoriale di 42.300 mq circa. Per quanto l'uso di suolo agricolo è comunque limitato, allo scopo di minimizzarlo ulteriormente per raggiungere le torri saranno utilizzate, per quanto possibile, le strade già esistenti, come peraltro si evince dagli elaborati grafici di



progetto. Nei tratti in cui sarà necessario, tali strade esistenti saranno oggetto di interventi di adeguamento del fondo stradale e di pulizia da pietrame ed arbusti eventualmente presenti, allo scopo di renderle completamente utilizzabili.

Le piste non saranno asfaltate e saranno realizzate con inerti compattati, parzialmente permeabili di diversa granulometria. Una parte del materiale rinveniente dagli scavi delle fondazioni verrà riutilizzato per realizzare o adeguare tale viabilità.

#### 4.1.11 Regimazione idraulica

Negli interventi di realizzazione delle piste di cantiere e delle piazzole verrà garantita la regimazione delle acque meteoriche mediante la verifica della funzionalità idraulica della rete naturale esistente.

Ove necessario, si procederà alla realizzazione di fosso di guardia lungo le strade e le piazzole, o di altre opere quali canalizzazioni passanti o altre opere di drenaggio e captazione, nel caso di interferenze con esistenti canali o scoline.

#### 4.1.12 Ripristini

Alla chiusura del cantiere, prima dell'inizio della fase di esercizio del parco, i terreni interessati dall'occupazione temporanea dei mezzi d'opera o dal deposito provvisorio dei materiali di risulta o di quelli necessari alle varie lavorazioni, saranno ripristinati.

Le operazioni di ripristino consisteranno in:

- Rimozione del terreno di riporto o eventuale rinterro, fino al ripristino della geomorfologia preesistente;
- Finitura con uno strato superficiale di terreno vegetale;
- Preparazione del terreno per l'attecchimento.

In fase di esercizio la dimensione delle piazzole antistanti le torri sarà ridotta esclusivamente a circa 1500 mq, eliminando le superfici utilizzate per stoccaggio materiali ed elemento delle torri, e montaggio/sollevamento gru tralicciata. Gli allargamenti stradali realizzati per il passaggio dei mezzi pesanti verranno eliminati e sarà ripristinato lo stato dei luoghi ante operam.

#### 4.1.13 Sintesi dei principali dati di progetto

##### PRINCIPALI CARATTERISTICHE TORRI EOLICHE

- |                   |   |
|-------------------|---|
| - Aerogeneratore: | Pnom 7.2 kW<br>diametro rotore 172 m                        |
| - Torre:          | Tubolare – con 4 tronchi – altezza 150 m                    |
| - Fondazioni:     | in c.a. parte superficiale<br>Diametro 29 m – Altezza 2,8 m |

##### PRINCIPALI CARATTERISTICHE AREA DI INTERVENTO

- |                       |              |
|-----------------------|--------------|
| - Morfologia:         | Pianeggiante |
| - Utilizzo del suolo: | Agricolo     |

##### PRINCIPALI CARATTERISTICHE IMPIANTO EOLICO

- |                     |    |
|---------------------|----|
| - N° torri eoliche: | 18 |
|---------------------|----|



- Potenza nominale complessiva:	129,6 MW
- Area plinti di fondazione:	11.889,00 mq
- Area piazzole fase di cantiere:	114.462,5 mq
- Area piazzole in fase di esercizio:	11.250,00 mq
- Area nuova viabilità di cantiere:	18.977,00 mq
- Area viabilità di esercizio:	42.320,00 mq
- Vita utile impianto:	20 anni (durata Autorizzazione)

## 4.2 PROGETTAZIONE ESECUTIVA

In sede di progettazione esecutiva si procederà alla redazione degli elaborati specialistici necessari alla cantierizzazione dell'opera, così come previsto dall'art. 33 del Decreto del Presidente della Repubblica 207/2010. Il progetto esecutivo dovrà tenere presente le indicazioni qui di seguito riportate.

### 4.2.1 Scelta aerogeneratori

La scelta degli aerogeneratori sarà effettuata in base alle specifiche indicate dal fornitore, nell'ambito delle caratteristiche dimensionali e di potenza individuate nel presente progetto definitivo.

### 4.2.2 Calcoli strutture

Il dimensionamento delle strutture in c.a. e metalliche dovrà essere effettuato in conformità a quanto previsto dalla normativa vigente (D.M. 17 gennaio 2018 - Norme tecniche per le costruzioni). Il dimensionamento dovrà essere effettuato per le seguenti strutture:

- Plinti di fondazione in c.a. degli aerogeneratori;
- Torri metalliche degli aerogeneratori;
- Struttura portante (fondazioni, strutture verticali, solai) del fabbricato della Stazione di Trasformazione (SSE);
- Fondazioni delle apparecchiature AT nella SSE.

### 4.2.3 Dimensionamento elettrico

Dal punto di vista elettrico gli aerogeneratori saranno connessi tra loro da linee interrate MT a 30 kV in configurazione entra-esce, in 6 gruppi:

- Sottocampo 1 (aerogeneratori VT8 - VT9 - VT10)
- Sottocampo 2 (aerogeneratori VT1 - VT12 - VT11)
- Sottocampo 3 (aerogeneratori VT5 - VT6 - VT7)
- Sottocampo 4 (aerogeneratori VT2 - VT3 - VT4)
- Sottocampo 5 (aerogeneratori TUS3 - TUS5 - TUS6)
- Sottocampo 6 (aerogeneratori TUS1 - TUS2 - TUS4)

Il cavidotto MT avrà le seguenti caratteristiche:

- Tensione di esercizio: 30 kV
- Lunghezza cavidotto sottocampo 1: 12.335,00 m
- Lunghezza cavidotto sottocampo 2: 8.755,00 m
- Lunghezza cavidotto sottocampo 3: 2.590,00 m



- Lunghezza cavidotto sottocampo 4: 7.515,00 m
- Lunghezza cavidotto sottocampo 5: 5.145,00 m
- Lunghezza cavidotto sottocampo 6: 5.285,00 m

Lo sviluppo lineare (considerando i tratti in comune, nei quali saranno posati più terne di cavi) è pari a circa 35 km.

In uscita dalla cabina di raccolta sono, quindi, previste 7 linee di lunghezza pari a circa 15 km, che convoglieranno l'energia prodotta verso la SSE 30/150 kV ubicata in prossimità della Stazione Terna.

Il collegamento dalla SE utente 30/150 kV all'ampliamento della SE Terna 380/150/36 kV è previsto tramite cavo interrato AT, caratterizzato da:

- Tensione di esercizio: 150 kV
- Sezioni (mmq): 3x1x1000
- Lunghezza cavidotto complessiva: 150 m

#### 4.2.4 Cronoprogramma esecutivo

Per la progettazione esecutiva e la realizzazione dell'opera è previsto il seguente cronoprogramma di massima.

Attività	Mesi																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1 Progetto esecutivo	■	■	■	■	■															
1 Convenzioni per attraversamenti e interferenze	■	■	■	■	■	■														
1 Espropri	■	■	■	■	■	■	■													
1 Affidamento lavori					■	■														
1 Allestimento cantiere							■													
2 Opere civili - strade								■	■	■	■									
3 Opere civili - fondazioni torri								■	■	■	■	■	■	■	■	■				
4 Opere civili ed elettriche - cavidotti									■	■	■	■	■	■	■	■	■	■		
5 Trasporto componenti torri e aerogeneratori										■	■	■	■	■	■	■	■	■		
5 Montaggio torri e aerogeneratori											■	■	■	■	■	■	■	■		
6 Realizzazione SSE 150/30 kV - Opere elettriche e di connessione alla RTN							■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■		
7 Collaudi																	■	■	■	■
8 Dismissione cantiere e ripristini ambientali																			■	■





## 5 COSTI E BENEFICI

Per considerare l'efficienza dell'investimento dal punto di vista territoriale, si riporta una valutazione dei benefici e dei costi dell'intervento sia a livello locale (considerando solo i flussi di benefici e costi che si verificano localmente), sia a livello regionale (considerando i flussi di benefici e costi che si verificano sia a livello locale che regionale).

I benefici ed i costi connessi alla realizzazione del parco eolico, si verificano infatti in tempi diversi, per cui dal punto di vista finanziario non sono tra loro sommabili.

### 5.1 BENEFICI LOCALI E GLOBALI

#### 5.1.1 Benefici locali – in fase di costruzione

Le ricadute economiche dirette ed indirette sul territorio, dovute alla realizzazione del parco eolico, saranno, nella fase di costruzione:

- pagamento dei diritti di superficie ai proprietari dei terreni, nell'area di intervento;
- benefici diretti conseguenti alla progettazione dell'impianto ed agli studi preliminari necessari per la verifica di produttività dell'area, di compatibilità ambientale, ecc.;
- coinvolgimento di imprese locali in:
  - opere civili per la realizzazione di scavi, plinti di fondazione in c.a., strade di servizio;
  - opere elettromeccaniche per la realizzazione dell'impianto all'interno del parco eolico e per la connessione elettrica alla rete AT;
  - costruzione in officina e installazione in cantiere di torri tubolari;
  - costruzione pale del rotore da parte di imprese locali;
  - trasporti e movimentazione componenti di impianto.

#### 5.1.2 Benefici locali – nel tempo e periodici

Sono i benefici diretti e indiretti che si verificano nella fase operativa, ovvero, nella fase di gestione dell'impianto e alla fine di ogni ciclo di vita dell'impianto.

##### *Fase operativa:*

- benefici locali legati alla manutenzione annuale delle torri, del verde perimetrale e delle strade;
- impiego di tecnici per la gestione dell'impianto;
- benefici locali legati ai canoni di affitto dei terreni su cui si collocano le strutture dell'impianto eolico;
- benefici connessi alle misure compensative a favore dei Comuni interessati;
- benefici legati all'attivazione di iniziative imprenditoriali locali che conciliano la produzione energetica con iniziative didattiche, divulgative e escursionistiche;

##### *Fine ciclo:*

- benefici diretti connessi al coinvolgimento di imprese locali per il ripristino della viabilità;
- benefici indiretti connessi all'ospitalità dei tecnici preposti al ripristino delle torri, ecc.;
- benefici diretti legati alla manutenzione straordinaria dell'elettrodotto, delle sottostazioni di trasformazione, ecc.;



### 5.1.3 Mancate emissioni (benefici globali)

Ai benefici locali vanno aggiunti i benefici globali dovuti essenzialmente alla mancata emissione di gas con effetto serra.

La produzione di energia elettrica mediante combustibili fossili comporta l'emissione di sostanze inquinanti e di gas serra. Il livello delle emissioni dipende dal combustibile e dalla tecnologia di combustione e controllo dei fumi. Ecco i valori delle principali emissioni associate alla generazione elettrica da combustibile fossile:

CO<sub>2</sub> (anidride carbonica): 0,56 kg/kWh

Tra questi gas, il più rilevante è l'anidride carbonica (o biossido di carbonio), il cui progressivo incremento contribuisce all'aumento del cosiddetto effetto serra, causa dei drammatici cambiamenti climatici. In relazione alle caratteristiche plano-altimetriche, al numero ed alla tipologia di torri e generatori eolici da installare (n. 18 aerogeneratori, con potenza unitaria di 7.2 MW su torre tubolare da 150 m, per una potenza totale di 129,6 MW), si stima una produzione totale lorda pari a circa 322.570 MWh/anno, con un valore netto pari a circa 290.310 MWh/anno.

Il presente progetto si stima possa evitare l'emissione di 162.500 tonnellate di CO<sub>2</sub> ogni anno.

Le emissioni di CO<sub>2</sub> in Italia nel 1999 erano di 457 milioni di tonnellate, di cui 431 derivate da processi energetici (Fonte: European Environment Agency). Le emissioni mondiali di CO<sub>2</sub> sono in crescita dal 1997, con un aumento del 5,3% da 1990 al 2000. (Fonte ENEA). Circa il 95% di emissioni di CO<sub>2</sub> va imputato ogni anno a partire dal 1990 ai processi energetici (Fonte ENEA).

### 5.1.4 Strategia Energetica Nazionale

La Strategia Energetica Nazionale (SEN) è stata approvata con Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico e dal Ministero dell'Ambiente il 10 novembre 2017. Obiettivi dichiarati di tale strategia sono:

- Aumento della competitività del Paese allineando i prezzi energetici a quelli europei;
- Migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento e della fornitura;
- Decarbonizzare il sistema energetico in linea con gli obiettivi di lungo termine dell'Accordo di Parigi

Lo stesso documento afferma che la crescita economica sostenibile sarà conseguenza dei tre obiettivi e sarà perseguita attraverso le seguenti priorità di azione:

- 1- Lo sviluppo delle rinnovabili;
- 2- L'efficienza energetica;
- 3- La sicurezza energetica;
- 4- La competitività dei Mercati Energetici;
- 5- L'accelerazione della decarbonizzazione;
- 6- Tecnologia, Ricerca e Innovazione

E' evidente che un ulteriore sviluppo delle energie rinnovabili costituisce uno dei punti principali (se non addirittura il principale) per il conseguimento degli obiettivi del SEN. Benché l'Italia abbia raggiunto con largo anticipo gli obiettivi rinnovabili del 2020, con una penetrazione del 17,5% sui consumi già nel 2015, l'obiettivo indicato nel SEN è del 27% al 2030. In particolare, le rinnovabili elettriche dovrebbero essere portate al 48-50% nel 2030, rispetto al 33,5% del 2015. Il SEN propone di concentrare l'attenzione sulle tecnologie rinnovabili mature, quali il grande eolico, vicine al market parity, che dovranno essere sostenute non più con incentivi alla produzione ma con sistemi che facilitino gli investimenti.

E' evidente pertanto che l'impianto in progetto è coerente con gli obiettivi e le strategie proposte dal SEN.



### 5.1.5 Piano di Energia e Clima 2030 (PNIEC)

Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030 (PNIEC) si configura come uno strumento di fondamentale importanza nella politica energetica e ambientale a livello nazionale. La bozza del Piano, predisposta sulla base di analisi tecniche e scenari evolutivi del settore energetico svolte con il contributo dei principali organismi pubblici operanti sui temi energetici e ambientali, è stata inviata alla Commissione europea nel 2018. A giugno 2019 la Commissione europea ha formulato le proprie valutazioni e raccomandazioni sulle proposte di Piano presentate dagli Stati membri dell'Unione, compresa la proposta italiana, valutata, nel complesso, positivamente. Nel corso del 2019, è stata svolta un'ampia consultazione pubblica ed è stata eseguita la Valutazione ambientale strategica del Piano. Il testo definitivo del Piano è stato pubblicato a inizio 2020.

Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030 (PNIEC) è strutturato in **cinque linee d'intervento**: *decarbonizzazione, efficienza e sicurezza energetica, sviluppo del mercato interno dell'energia, ricerca, innovazione e competitività.*

Per quanto riguarda la decarbonizzazione, il Piano prevede di accelerare la transizione dai combustibili tradizionali alle fonti rinnovabili, promuovendo il **graduale abbandono del carbone per la generazione elettrica a favore di un mix elettrico basato su una quota crescente di rinnovabili** e, per la parte residua, sul gas.

Nella tabella seguente sono illustrati i principali obiettivi del piano al 2030 sulle energie rinnovabili.

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (PNIEC)
<b>Energie rinnovabili (FER)</b>				
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	22%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			+1,3% annuo (indicativo)	+1,3% annuo (indicativo)

*Principali obiettivi sulle energie rinnovabili dell'UE e dell'Italia al 2020 e al 2030*

Secondo quanto riportato nel PNIEC, *“il maggiore contributo alla crescita delle rinnovabili deriverà dal settore elettrico, che al 2030 raggiunge i 16 Mtep di generazione da FER, pari a 187 TWh. La forte penetrazione di tecnologie di produzione elettrica rinnovabile, principalmente fotovoltaico ed eolico, permetterà al settore di coprire il 55,0% dei consumi finali elettrici lordi con energia rinnovabile, contro il 34,1% del 2017. Difatti, il significativo potenziale incrementale tecnicamente ed economicamente sfruttabile, grazie anche alla riduzione dei costi degli impianti fotovoltaici ed eolici, prospettano un importante sviluppo di queste tecnologie, la cui produzione dovrebbe rispettivamente triplicare e più che raddoppiare entro il 2030.”*

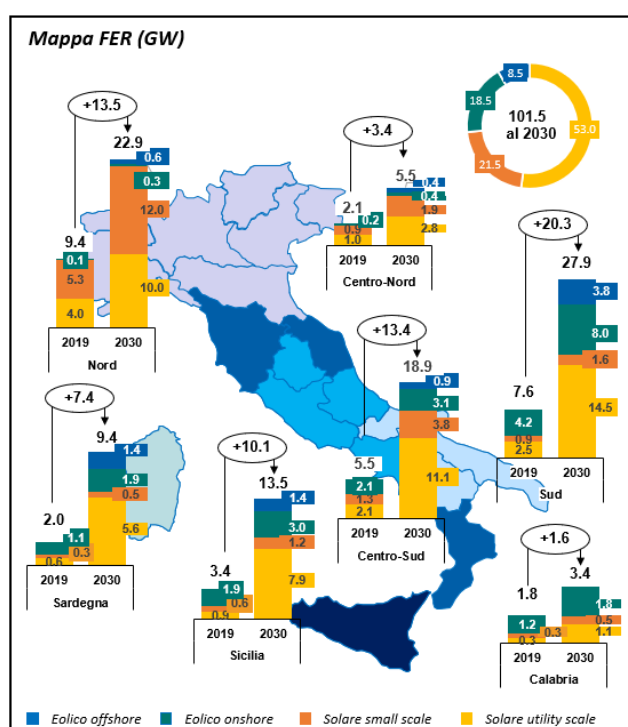
Si auspica, quindi, la promozione di un ulteriore sviluppo della produzione da fonti rinnovabili, insieme alla tutela e al potenziamento delle produzioni esistenti, se possibile superando l'obiettivo del 30%. A questo scopo, si prevede l'utilizzo di strumenti calibrati sulla base dei settori d'uso, delle tipologie di interventi e della dimensione degli impianti, con un approccio che mira al contenimento del consumo di suolo e dell'impatto paesaggistico e ambientale, comprese le esigenze di qualità dell'aria.



FER elettriche	Esenzione oneri autoconsumo per piccoli impianti	Regolatorio	FER tot : 30%; FER-E : 55%
	Promozione dei PPA per grandi impianti a fonte rinnovabile	Regolatorio	FER tot : 30%; FER-E : 55%
	Incentivazione dei grandi impianti a fonte rinnovabile mediante procedure competitive per le tecnologie più mature (FER-1)	Economico	FER tot : 30%; FER-E : 55%
	Supporto a grandi impianti da fonte rinnovabile con tecnologie innovative e lontane dalla competitività (FER-2)	Economico	FER tot : 30%; FER-E : 55%
	Aggregazione di piccoli impianti per l'accesso all'incentivazione	Regolatorio	FER tot : 30%; FER-E : 55%
	Concertazione con enti territoriali per l'individuazione di aree idonee	Regolatorio	FER tot : 30%; FER-E : 55%
	Semplificazione di autorizzazioni e procedure per il revamping/repowering e riconversioni di impianti esistenti	Regolatorio	FER tot : 30%; FER-E : 55%
	Promozione di azioni per l'ottimizzazione della produzione degli impianti esistenti	Informazione	FER tot : 30%; FER-E : 55%
	Supporto all'installazione di sistemi di accumulo distribuito	Economico	FER tot : 30%; FER-E : 55%
	Semplificazione delle autorizzazioni per autoconsumatori e comunità a energia rinnovabile	Regolatorio	FER tot : 30%; FER-E : 55%
	Revisione della normativa per l'assegnazione delle concessioni idroelettriche	Regolatorio	FER tot : 30%; FER-E : 55%

*Principali misure previste per il raggiungimento degli obiettivi del PNIEC*

Secondo il “Documento di Descrizione degli Scenari (DDS 2022)”, recentemente presentato da TERNA e SNAM, nello scenario Fit For 55 (FF55) con orizzonte 2030 si prevede che saranno necessari quasi 102 GW di impianti solari ed eolici installati al 2030 per raggiungere gli obiettivi di policy con un incremento di ben +70 GW rispetto ai 32 GW installati al 2019. Tale scenario, che considera dei target di potenza installata superiori al PNIEC, **prevede l'installazione di 18,5 GW di impianti eolici onshore.**



*Ripartizione per zone degli obiettivi di potenza installata nello scenario FF50 del DDS 22*



L'immagine precedente riassume la ripartizione per zone elaborata nel DDS 22: come si può vedere si prevede **una potenza installata di circa 3 GW di eolico onshore nel Centro-Sud Italia.**

Noto quanto sopra, il prevalente interesse a massimizzare la produzione di energia e produrre il massimo sforzo possibile per centrare gli obiettivi del Green Deal è confermato dalla recente posizione della **Presidenza del Consiglio dei Ministri**, che in numerosi pareri relativi ai procedimenti autorizzativi di impianti eolici, anche localizzati in aree già impegnate da altre iniziative esistenti, ha ritenuto di ritenere **l'interesse nello sviluppo della produzione di energia da fonti rinnovabili prevalente rispetto alla tutela paesaggistica** (cfr. S.6 *Analisi Costi Benefici*).

In tale contesto, la scrivente società intende perseguire l'approccio sopra descritto, integrandolo con quanto previsto dalle Linee guida del Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR) della Puglia, come meglio riportato nel seguito del presente studio, ovvero in un'ottica di gestione, piuttosto che di tutela del paesaggio, valorizzando possibili sinergie locali.

## 5.2 COSTI/EMISSIONI

Le voci negative (costi) nell'analisi costi-benefici sono relative agli impatti negativi dell'impianto in fase di costruzione ed in fase di esercizio.

### 5.2.1 Residui ed emissioni per la costruzione dei componenti di impianto

Per la costruzione di tutti i componenti dell'impianto non è previsto l'utilizzo di materiali pericolosi, tossici o inquinanti.

Le torri tubolari saranno realizzate in laminato di ferro o in materiali compositi, e tinteggiate con colori chiari.

Le parti elettriche e meccaniche saranno realizzate con i tipici materiali utilizzati per questo tipo di componenti (ferro e leghe varie, rame, pvc, ecc.).

### 5.2.2 Residui ed emissioni nella fase di realizzazione dell'impianto

Nella fase di realizzazione dell'impianto sono previsti scavi per la realizzazione dei plinti di fondazione delle torri di sostegno degli aerogeneratori. I plinti delle fondazioni dirette avranno forma tronco-conica con raggio di base di circa 14,5 m. L'altezza massima del plinto sarà di 2,8 m. Pertanto, per ciascun plinto è previsto uno scavo di circa 1.850 mc. Il materiale di risulta rinveniente dagli scavi sarà in gran parte riutilizzato nell'ambito dello stesso cantiere per la realizzazione delle strade (non asfaltate) previste nel progetto.

I plinti di fondazione saranno in c.a. ed avranno un volume di circa 1110 mc.

Nella fase di realizzazione dell'impianto eolico (cantiere) si avrà anche un leggero incremento del traffico pesante nella zona: betoniere necessarie per il trasporto del cemento occorrente per la realizzazione dei plinti, veicoli speciali per il trasporto delle navicelle e dei tronchi tubolari delle torri.

### 5.2.3 Residui ed emissioni nella fase di esercizio dell'impianto

Le emissioni previste nella fase di esercizio dell'impianto eolico sono il rumore e la perturbazione del campo aerodinamico, gli olii esausti utilizzati nei trasformatori e per la lubrificazione delle parti meccaniche.

#### *Rumore*

Il rumore emesso da un parco eolico è sostanzialmente di due tipi:

- rumore dinamico prodotto dalle pale in rotazione;
- il rumore meccanico dell'aerogeneratore e le vibrazioni interne alla navicella, causate dagli assi meccanici in rotazione;



Il rumore meccanico dell'aerogeneratore è trascurabile, mentre il rumore di maggiore rilevanza è quello dinamico delle pale in rotazione.

#### *Perturbazione del campo aerodinamico*

Nella scia del rotore si ha una variazione della velocità dell'aria che cede una parte della propria energia cinetica al rotore. Questa variazione comporta una diminuzione della pressione statica a valle dell'aerogeneratore con effetti di turbolenza che possono essere potenzialmente pericolosi per l'avifauna e per la navigazione aerea a bassa quota.

Gli effetti di tale turbolenza si attenuano fino a scomparire man mano che ci si allontana dall'aerogeneratore.

#### *Olii esausti*

I trasformatori elettrici di potenza 0,69/30 kV saranno del tipo a secco, quello 30/150 kV in bagno d'olio, che unitamente all'olio utilizzato per la lubrificazione delle parti meccaniche (comunque di quantità irrisoria) sarà regolarmente smaltito presso il "Consorzio Obbligatorio degli Olii Esausti".

### **5.3 INQUINAMENTO E DISTURBI AMBIENTALI**

L'impianto eolico potrà avere possibili impatti diretti nell'area analizzata con particolare riferimento a:

- rumore;
- impatto su fauna e avifauna (migratoria e stanziale);
- impatto su flora e vegetazione;
- impatto visivo;
- occupazione del territorio;
- perturbazione del campo aerodinamico.

Tra gli impatti indiretti da tenere in considerazione vi sono:

- l'interferenza su altre attività umane;
- la possibilità di inquinamento elettromagnetico.

Lo studio degli impatti è stato ampiamente affrontato nello Studio di Impatto Ambientale (Quadro Ambientale).

Ad ogni modo nessun impatto incide sugli aspetti climatici dell'area di intervento o più in generale del territorio.

Semmai gli impianti di produzione energetica da fonte rinnovabile hanno l'effetto benefico di evitare emissioni dei gas con effetto serra, quali residui di combustione per la produzione energetica da combustibili fossili.

