
PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA
PRODUZIONE DI ENERGIA MEDIANTE LO SFRUTTAMENTO DEL VENTO
NEL TERRITORIO COMUNALE DI LUCERA (FG)
POTENZA NOMINALE 49,6 MW

PROGETTO DEFINITIVO - SIA

PROGETTAZIONE E SIA

ing. Fabio PACCAPELO

ing. Andrea ANGELINI

ing. Antonella Laura GIORDANO

ing. Francesca SACCAROLA

STUDI SPECIALISTICI

IMPIANTI ELETTRICI

ing. Roberto DI MONTE

GEOLOGIA

geol. Matteo DI CARLO

ACUSTICA

ing. Francesco PAPEO

NATURA E BIODIVERSITÀ

dr. Luigi Raffaele LUPO

STUDIO PEDO-AGRONOMICO

dr.ssa Lucia PESOLA

ARCHEOLOGIA

dr.ssa archeol. Domenica CARRASSO

INTERVENTI DI COMPENSAZIONE E VALORIZZAZIONE

arch. Gaetano FORNARELLI

arch. Andrea GIUFFRIDA

PD.R. ELABORATI DESCRITTIVI

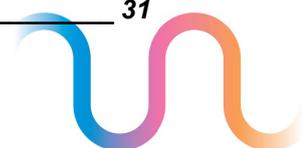
REV. DATA DESCRIZIONE

R.1 Relazione descrittiva



INDICE

1	DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO	1
1.1	FINALITÀ DELL'INTERVENTO	1
1.2	DESCRIZIONE E LIVELLO QUALITATIVO DELL'OPERA	1
2	CONTESTO NORMATIVO DI RIFERIMENTO	2
2.1	PRINCIPALI NORME COMUNITARIE	2
2.2	PRINCIPALI NORME NAZIONALI	2
2.3	LEGISLAZIONE REGIONALE E NORMATIVA TECNICA, PRINCIPALI RIFERIMENTI	3
3	PROFILO LOCALIZZATIVO DEL PROGETTO	5
3.1	PRINCIPALI CARATTERISTICHE DELL'AREA DI PROGETTO	5
3.2	PROGETTI DI IMPIANTI DA FONTI RINNOVABILI NELL'AREA DI RIFERIMENTO	12
3.3	ASPETTI GEOLOGICI ED IDROGEOLOGICI DELL'AREA	14
3.4	CAVIDOTTO: INTERFERENZE ED INTERAZIONI	16
4	PROFILO PRESTAZIONALE DEL PROGETTO	18
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>Sottostazione elettrica di elevazione MT/AT 30/150 kV e consegna in AT</i>	23
4.1.7	<i>Trasporti eccezionali</i>	25
4.1.8	<i>Strade e piste di cantiere</i>	26
4.1.9	<i>Regimazione idraulica</i>	26
4.1.10	<i>Ripristini</i>	27
4.1.11	<i>Sintesi dei principali dati di progetto</i>	27
4.2	PROGETTAZIONE ESECUTIVA	27
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>	28
5	COSTI E BENEFICI	29
5.1	BENEFICI LOCALI E GLOBALI	29
5.1.1	<i>Benefici locali – in fase di costruzione</i>	29
5.1.2	<i>Benefici locali – nel tempo e periodici</i>	29
5.1.3	<i>Mancate emissioni (benefici globali)</i>	30
5.1.4	<i>Strategia Energetica Nazionale</i>	30
5.2	COSTI/EMISSIONI	31
5.2.1	<i>Residui ed emissioni per la costruzione dei componenti di impianto</i>	31
5.2.2	<i>Residui ed emissioni nella fase di realizzazione dell'impianto</i>	31



5.2.3	<i>Residui ed emissioni nella fase di esercizio dell'impianto</i>	31
5.3	INQUINAMENTO E DISTURBI AMBIENTALI	32



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 nel comune di Lucera (FG), della potenza complessiva di 49,6 MW. Il parco eolico consta di n. 7 aerogeneratori, di potenza unitaria fino a 7,08 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. 7 WTG tipo EnVentus V172-7.2, con potenza unitaria pari a 7,08 MW, altezza al mozzo pari a 150 m e diametro rotorico pari a 172 m, per una potenza complessiva di 49,6 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. 7 aerogeneratori** della potenza unitaria di 7.08 MW, per una potenza complessiva di **49.6 MW**, si stima una produzione totale lorda pari a circa 155.000 MWh/anno, con un valore netto pari a circa 140.000 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 Puglia, 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. 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. 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. 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. 152/2006 e s.m.i. Norme in materia ambientale
- D.lgs. 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

I principali riferimenti normativi seguiti nella redazione del progetto e della presente relazione sono:

- L.R. n. 11 del 12 aprile 2001 aggiornata con L.R. n. 26 del 07/11/2022 “Organizzazione e modalità di esercizio delle funzioni amministrative in materia di valutazioni e autorizzazioni ambientali”, pubblicata sul Bollettino Ufficiale della Regione Puglia - n. 122 del 8-11-2022.
- Delibera G.R. n. 131 del 2 marzo 2004 Linee Guida per la valutazione ambientale in relazione alla realizzazione di impianti eolici nella Regione Puglia;
- PEAR Regione Puglia adottato con Delibera di G.R. n.827 del 08-06-2007;
- Legge regionale n. 31 del 21/10/2008, norme in materia di produzione da fonti rinnovabili e per la riduzione di emissioni inquinanti e in materia ambientale;
- PPTR – Puglia Piano Paesaggistico Tematico Regionale - Regione Puglia;
- Linee Guida per la realizzazione di impianti eolici nella Regione Puglia – a cura dell'assessorato all'Ambiente Settore Ecologia del Gennaio 2004;
- Deliberazione della Giunta Regionale n. 3029 del 30 dicembre 2010, Approvazione della Disciplina del procedimento unico di autorizzazione alla realizzazione ed all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica;
- Regolamento Regionale n. 24/2010 Regolamento attuativo del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, “Linee Guida per l'Autorizzazione degli impianti alimentati da fonte rinnovabile”, recante l'individuazione di aree e siti non idonei all'installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia;
- Regolamento Regionale 30 novembre 2012, n. 29 - Modifiche urgenti, ai sensi dell'art. 44 comma 3 dello Statuto della Regione Puglia (L.R. 12 maggio 2004, n. 7), del Regolamento Regionale 30 dicembre 2012, n. 24 "Regolamento attuativo del Decreto del Ministero dello Sviluppo del 10 settembre 2010 Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia.";
- Delibera di Giunta Regionale n. 2122 del 23/10/2012 con la quale la Regione Puglia ha fornito gli indirizzi sulla valutazione degli effetti cumulativi di impatto ambientale con specifico riferimento a quelli prodotti da impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile.

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 TERNA, 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 urbanistico del progetto, i principali riferimenti sono:

- PPTR Piano Paesaggistico Territoriale della Regione Puglia;



- PTCP Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale di Foggia;
- PUG di Lucera (FG).



3 PROFILO LOCALIZZATIVO DEL PROGETTO

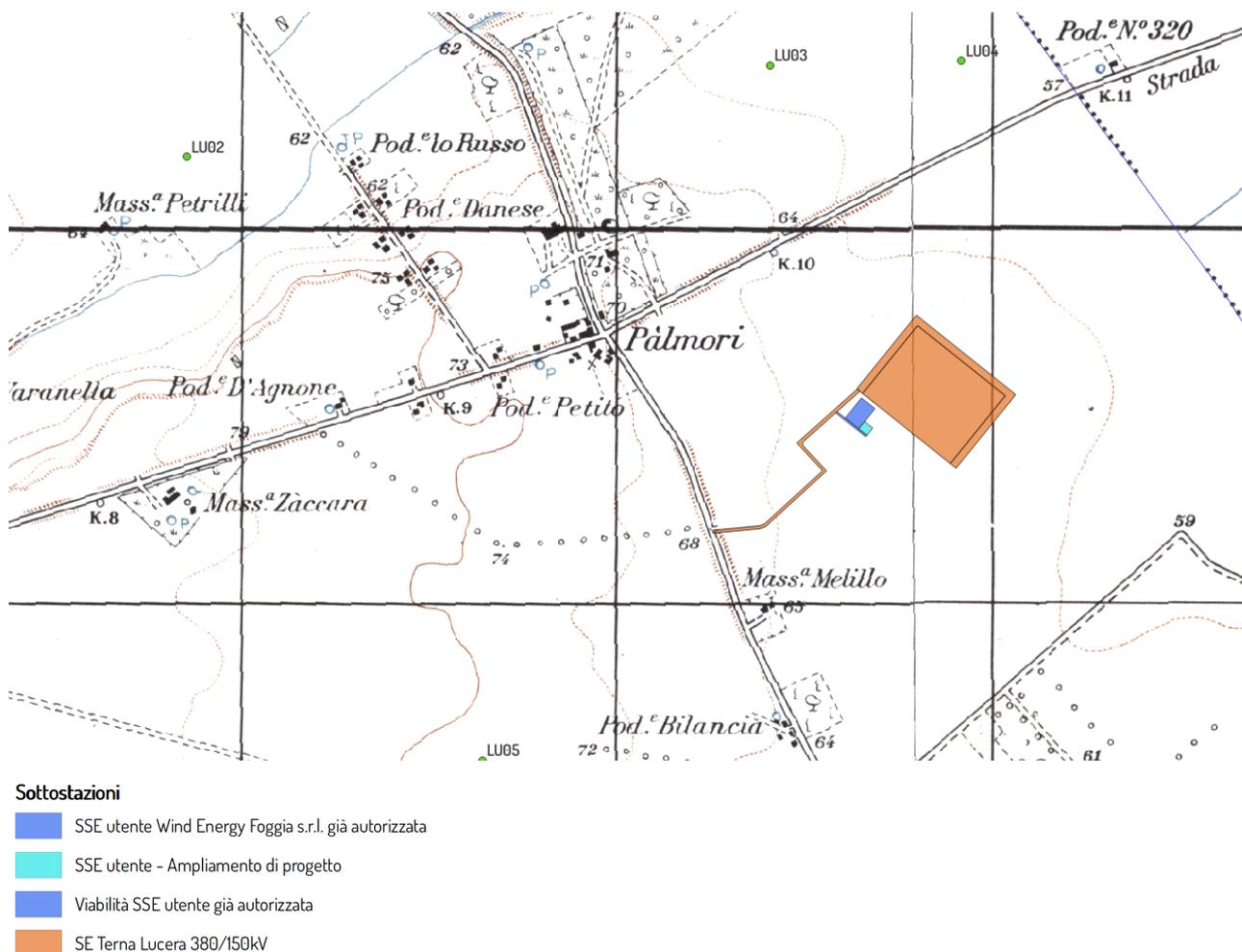
3.1 PRINCIPALI CARATTERISTICHE DELL'AREA DI PROGETTO

Il progetto di Parco Eolico prevede la realizzazione di n. 7 aerogeneratori posizionati in un'area agricola nel territorio comunale di Lucera (FG). Rispetto all'area di impianto gli abitati più vicini sono:

- Comune di Lucera (FG) 8 km a ovest;
- Comune di Foggia (FG) 10 km a sud est
- Comune di Troia (FG) 20 km a sud ovest;
- Comune di San Severo (FG) 15 km a nord;
- Comune di Torremaggiore (FG) 20 km a nord-ovest;

La distanza dalla costa adriatica è di circa 40 km in direzione est.

L'impianto eolico sarà connesso alla Rete di Trasmissione Nazionale in antenna a 150 kV sulla futura Stazione Elettrica (SE) a 380/150 kV prevista da TERNA nel Comune di Lucera in località Palmori e inserita in entra - esce alla linea 380 kV "Foggia - San Severo", come da STMG fornita da Terna con nota del 01/09/2022 prot. P20220075146 e accettata in data 09/11/2022. Il progetto della suddetta stazione elettrica, ovvero le opere di rete, ha avuto il benestare di Terna SpA e le relative autorizzazioni nell'ambito dell'iniziativa di realizzazione di diverso impianto eolico con proponente Wind Energy Foggia s.r.l. (Nota Gruppo TERNA P20200080724 del 11/12/2020 e Autorizzazione Unica N. 191 del 7/10/2021 rilasciata dal Servizio Energia e Fonti Alternative e Rinnovabili della Regione Puglia).



Localizzazione Stazione Terna Lucera (FG) e Sottostazione utente su base IGM





Sottostazioni

- SSE utente Wind Energy Foggia s.r.l. già autorizzata
- SSE utente - Ampliamento di progetto
- Viabilità SSE utente già autorizzata
- SE Terna Lucera 380/150kV

Localizzazione Stazione Terna Lucera (FG) e Sottostazione utente su base ortofoto

Nell'ambito della medesima iniziativa è stata autorizzata la realizzazione di una Sottostazione Elettrica Utente (SSE) di trasformazione e consegna MT/AT nelle immediate vicinanze della Stazione TERNA. Il presente progetto, in un'ottica di razionalizzazione dell'utilizzo delle strutture di rete, prevede la condivisione dello stallo con altri produttori, come indicato dal preventivo di connessione, e di conseguenza l'ampliamento di detta sottostazione 150/30 kV, come meglio specificato nel seguito della presente relazione.

I cavidotti in media tensione dei due sottocampi di progetto sono previsti interrati e confluiranno nella cabina di elevazione 30/150 kV.

L'area di intervento propriamente detta si colloca nel comune di Lucera, occupando un'area di circa 6 kmq, e individuata dalle seguenti viabilità: S.P. n. 13 a nord/sud, S.P. n. 21 a est/ovest, S.P. n. 118 a sud.





Area parco eolico

L'area di intervento rientra nell'ambito paesaggistico n. 3 "Tavoliere", e più precisamente nella figura territoriale e paesaggistica "Lucera e le serre dei monti dauni".

Il Tavoliere si presenta come un'ampia zona sub-pianeggiante a seminativo e pascolo caratterizzata da visuali aperte, con lo sfondo della corona dei Monti Dauni, che l'abbraccia a ovest e quello del gradone dell'altopiano garganico che si impone ad est. L'area, delimitata dal fiume Ofanto, dal fiume Fortore, dal torrente Candelaro, dai rialti dell'Appennino e dal Golfo di Manfredonia, è contraddistinta da una serie di terrazzi di depositi marini che degradano dalle basse colline appenniniche verso il mare, conferendo alla pianura un andamento poco deciso, con pendenze leggere e lievi contro pendenze. Queste vaste spianate debolmente inclinate sono solcate da tre importanti torrenti: il Candelaro, il Cervaro e il Carapelle e da tutta una rete di tributari, che hanno spesso un deflusso esclusivamente stagionale. Il sistema fluviale si sviluppa in direzione ovest-est con valli inizialmente strette e incassate che si allargano verso la foce, e presentano ampie e piane zone interfluviali. Poche sono le aree naturali sopravvissute all'agricoltura intensiva, ormai ridotte a isole, tra cui il Bosco dell'Incoronata e i rarefatti lembi di boschi ripariali dei corsi d'acqua (torrente Cervaro). La struttura insediativa caratterizzante è quella della pentapoli, costituita da una raggiera di strade principali che si sviluppano a partire da Foggia, lungo il tracciato dei vecchi tratturi, a collegamento del capoluogo con i principali centri del Tavoliere (Lucera e Troia, San Severo, Manfredonia e Cerignola). 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 Manfredonia, secondo il seguente percorso: uscita dal Porto di Manfredonia, direttamente su SS89 "Garganica", direzione Foggia; si prenderà la Tangenziale di Foggia ramo nord e quindi l'uscita per SS90 poi si procederà lungo la SP 17, SP 18 e SP 21 fino all'area del parco eolico.



Nel caso di accesso dal porto di Taranto si seguirà la viabilità: uscita dal Porto di Taranto, direttamente su SS7 direzione Massafra; Entrata su A14 – E843 Taranto – Bari; da Bari si continua su A14 – E55, direzione Foggia; si intercetta la Tangenziale di Foggia e quindi l'uscita per SS90 poi si procederà lungo la SP 17, SP 18 e SP 21.

Nel caso di accesso dal porto di Brindisi, si percorrerà la SS 379 – E 55 in direzione di Bari, da qui si procederà su Circonvallazione Adriatica SS 16 – E 55 fino ad imboccare l'uscita autostradale A 14 – E 55, direzione Napoli – Pescara, e da qui si procederà secondo il percorso sopra esposto.

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 tutele introdotto dal PPTR ed articolato nei beni paesaggistici ed in ulteriori contesti paesaggistici con riferimento a tre sistemi ovvero:

1. Struttura idrogeomorfologica
 - a. Componenti geomorfologiche
 - b. Componenti idrologiche
2. Struttura ecosistemica e ambientale
 - a. Componenti botanico vegetazionali
 - b. Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici
3. Struttura antropica e storico culturale
 - a. Componenti culturali ed insediative
 - b. Componenti dei valori percettivi.

Le linee guida del PPTR ed il R.R. n.24/10 individuano i criteri per la definizione delle aree “non idonee” all'installazione di impianti eolici. 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:

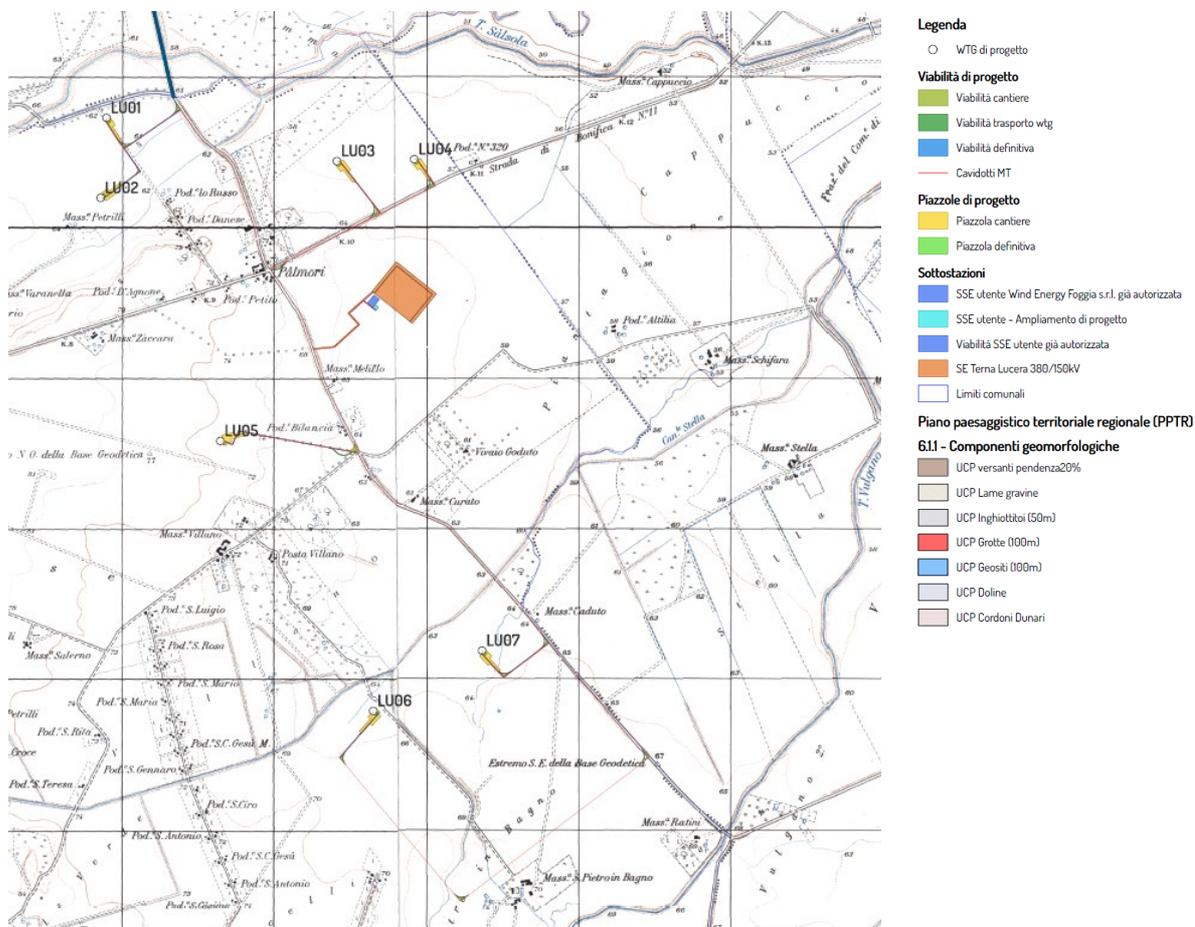
- Velocità media del vento;
- Analisi di producibilità del sito;
- Vicinanza dell'impianto con rete elettrica nazionale, in modo da minimizzare gli impatti derivanti dalla realizzazione di nuove linee di distribuzione/trasmissione interconnessione e di nuove Stazioni elettriche;
- Presenza di viabilità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

Lo studio in oggetto ha portato alla definizione di un layout con limitate interferenze ai contesti paesaggistici. Dall'esame degli Atlanti del P.P.T.R., come si evince dagli allegati grafici dell'analisi vincolistica (*Allegato SIA.S.8 Analisi vincolistica*), sono emerse interferenze riguardanti ulteriori contesti paesaggistici che fanno parte della *Struttura Idrogeomorfologica* e della *Struttura antropica e storico-culturale* del P.P.T.R., di seguito riportati:

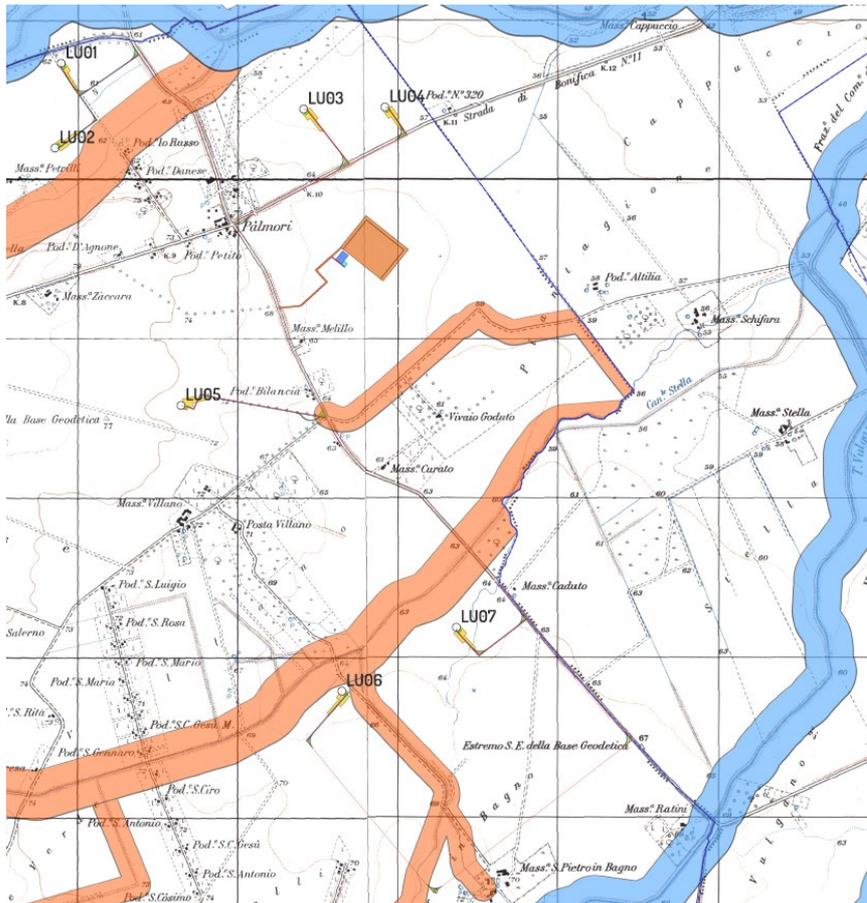


Opere/Interventi	Struttura idrogeomorfologica	Struttura ecosistemica e ambientale	Struttura antropica e storico-culturale
Aerogeneratori	---	---	---
Piazzole	---	---	---
Viabilità di servizio	UCP - Reticolo idrografico di connessione della Rete Ecologica Regionale	---	---
Cavidotto di interconnessione	UCP - Reticolo idrografico di connessione della Rete Ecologica Regionale	---	UCP - Testimonianze della stratificazione insediativa – Aree a rischio archeologico UCP - Area di rispetto delle componenti culturali e insediative (100m-30m) - siti storico culturali
Cavidotto AT	---	---	---
Sottostazione 30/150 kV	---	---	---



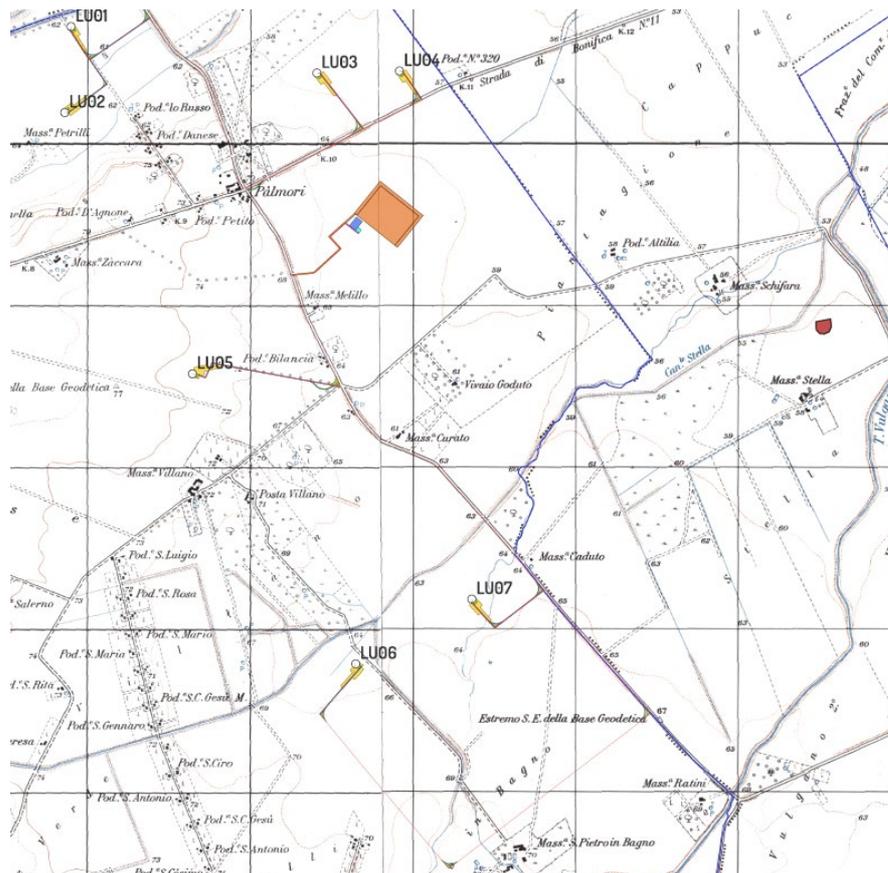
Struttura Idrogeomorfologica – Componenti geomorfologiche





- Legenda**
- Limiti comunali
 - W TG di progetto
- Viabilità di progetto**
- Viabilità cantiere
 - Viabilità trasporto wtg
 - Viabilità definitiva
 - Cavidotti MT
- Piazzole di progetto**
- Piazzola cantiere
 - Piazzola definitiva
- Sottostazioni**
- SSE utente Wind Energy Foggia s.r.l. già autorizzata
 - SSE utente - Ampliamento di progetto
 - Viabilità SSE utente già autorizzata
 - SE Terna Lucera 380/150kV
- Piano paesaggistico territoriale regionale (PPTR)**
- Componenti idrologiche**
- UCP Vincolo idrogeologico
 - UCP Sorgenti (25m)
 - UCP Reticolo di connessione RER (100m)
 - BP Fiumi, torrenti, corsi d'acqua iscritti negli elenchi
 - BP Territori contermini ai laghi (300m)
 - BP Territori costieri (300m)

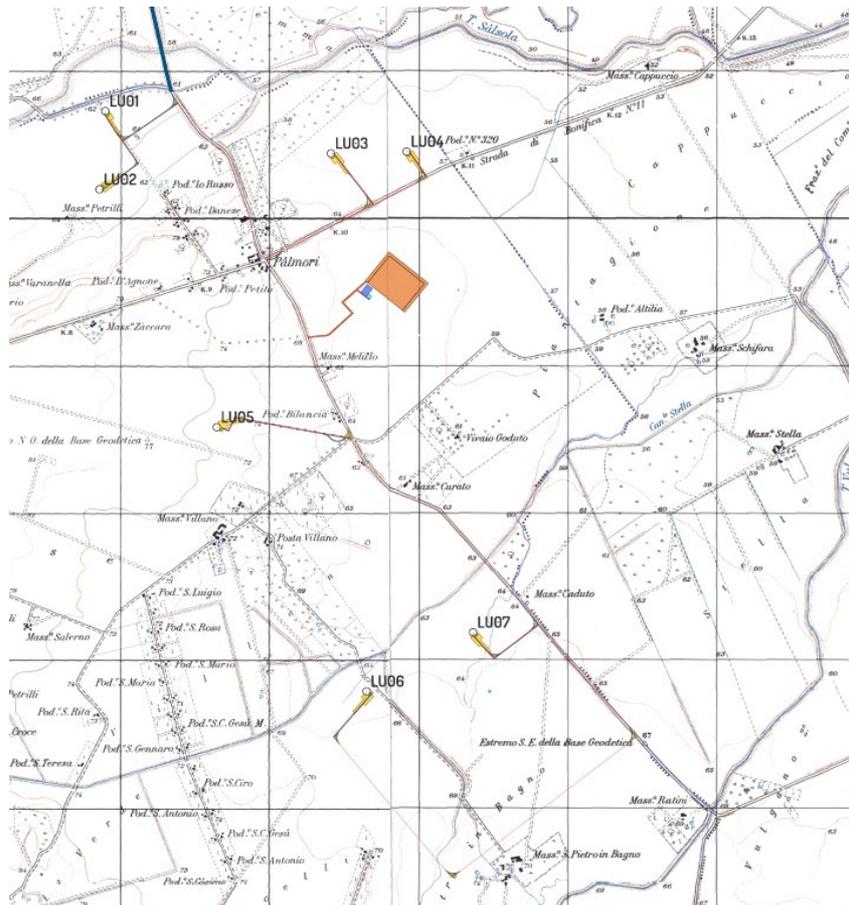
Struttura Idrogeomorfologica – Componenti idrologiche



- Legenda**
- Limiti comunali
 - W TG di progetto
 - Cavidotti MT
- Viabilità di progetto**
- Viabilità cantiere
 - Viabilità trasporto wtg
 - Viabilità definitiva
- Piazzole di progetto**
- Piazzola cantiere
 - Piazzola definitiva
- Sottostazioni**
- SSE utente Wind Energy Foggia s.r.l. già autorizzata
 - SSE utente - Ampliamento di progetto
 - Viabilità SSE utente già autorizzata
 - SE Terna Lucera 380/150kV
- Piano paesaggistico territoriale regionale (PPTR)**
- Componenti botanico-vegetazionali**
- BP Zone umide Ramsar
 - UCP Aree umide
 - BP Boschi
 - UCP Aree di rispetto dei boschi (100m)
 - UCP Prati e pascoli naturali
 - UCP Formazioni arbustive in evoluzione naturale

Struttura ecosistemica e ambientale – Componenti botanico-vegetazionali





Piano paesaggistico territoriale regionale (PPTR)

Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici

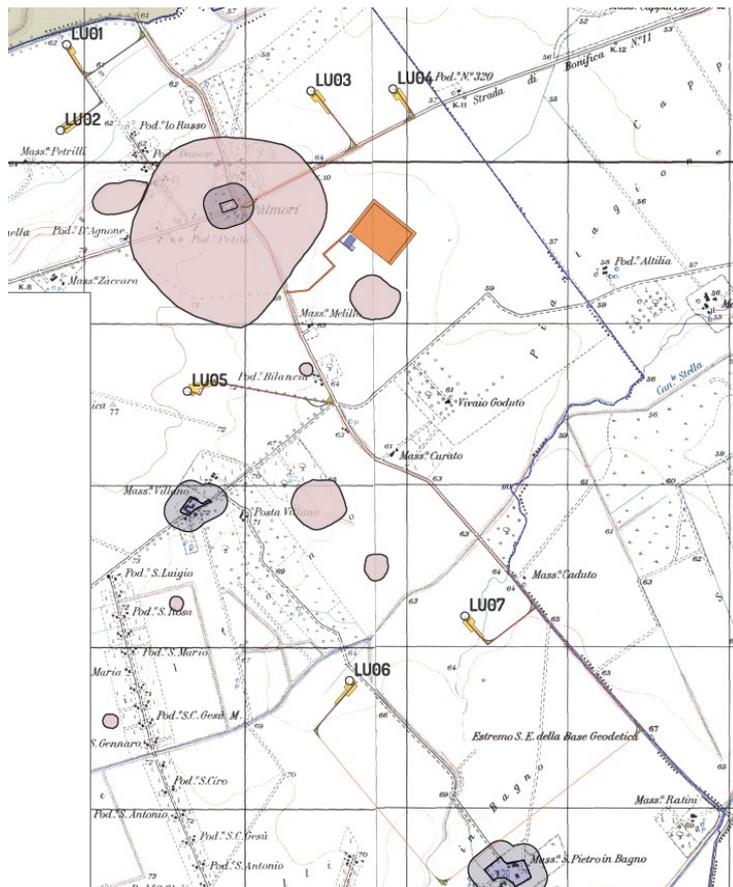
UCP Siti di rilevanza naturalistica

- ZSC
- ZPS
- ZPS MARE
- ZPS_ZSC
- ZPS_ZSC MARE
- ZSC MARE

Aree protette

- Riserva Naturale Marina
- Area Naturale Marina Protetta
- Parco Naturale Regionale
- Riserva Naturale Regionale Orientata
- Parco Nazionale
- Riserva Naturale Statale
- Riserva Naturale Statale Biogenetica
- Riserva Naturale Statale di Popolamento Animale
- Riserva Naturale Statale Integrale
- Riserva Naturale Statale Integrale e Biogenetica
- Riserva Naturale Statale Orientata e Biogenetica
- UCP Aree di rispetto dei parchi e delle riserve regionali (100m)

Struttura ecosistemica e ambientale – Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici



Legenda

- Limiti comunali
- WTG di progetto
- Cavidotti MT

Viabilità di progetto

- Viabilità cantiere
- Viabilità trasporto wtg
- Viabilità definitiva

Piazzole di progetto

- Piazzola cantiere
- Piazzola definitiva

Sottostazioni

- SSE utente Wind Energy Foggia s.r.l. già autorizzata
- SSE utente - Ampliamento di progetto
- Viabilità SSE utente già autorizzata
- SE Terna Lucera 380/150KV

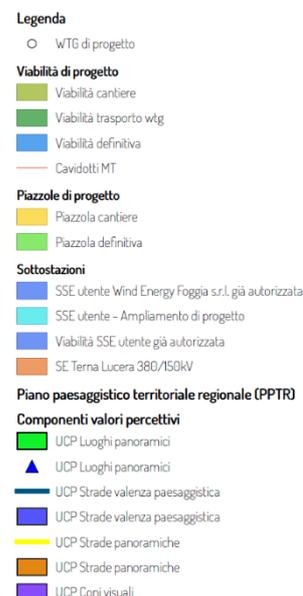
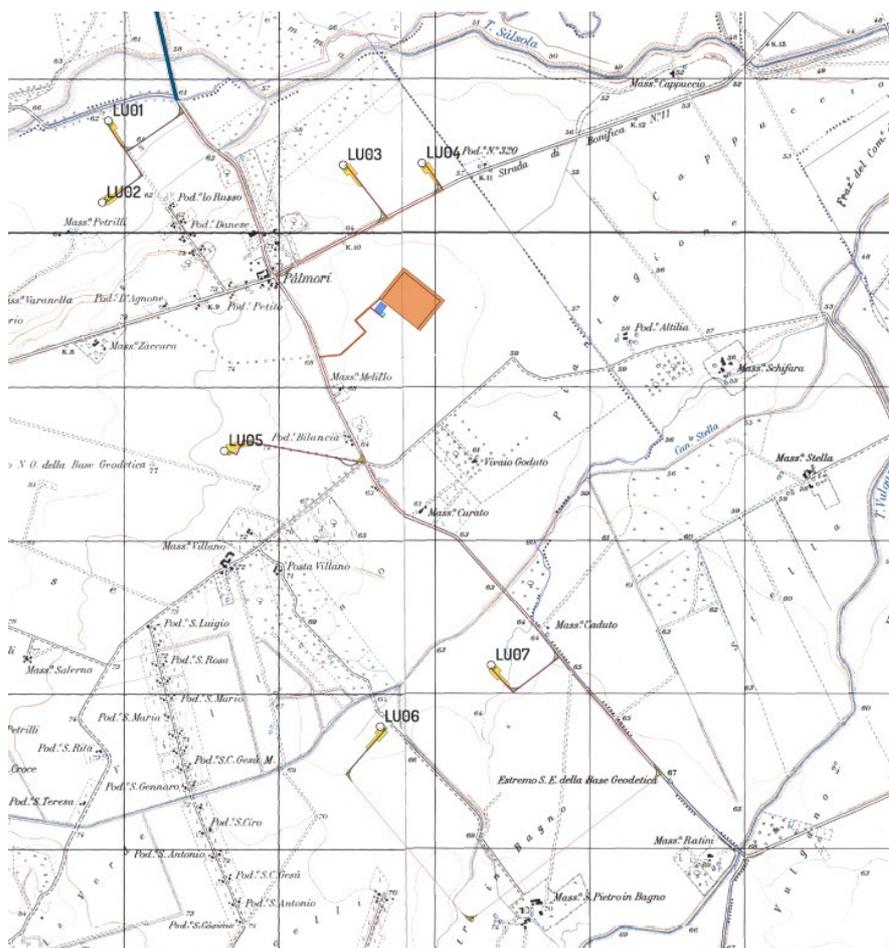
Piano paesaggistico territoriale regionale (PPTR)

Componenti culturali e insediative

- BP Zone gravate da usi civici
- BP Zone gravate da usi civici (VALIDATE)
- BP Immobili e aree di notevole interesse pubblico
- BP Zone di interesse archeologico
- UCP Città consolidata
- UCP Testimonianze della stratificazione insediativa - siti storico culturali
- UCP Testimonianze della stratificazione insediativa - rete tratturi
- UCP Testimonianze della stratificazione insediativa - Aree a rischio archeologico
- UCP Area di rispetto delle componenti culturali e insediative (100m-30m) - siti storico culturali
- UCP Area di rispetto delle componenti culturali e insediative (100m-30m) - rete tratturi
- UCP Area di rispetto delle componenti culturali e insediative (100m-30m) - zone interesse archeologico
- UCP Paesaggi rurali

Struttura antropica e storico-culturale – Componenti culturali e insediative





Struttura antropica e storico-culturale – Componenti dei valori percettivi

In merito all'**ammissibilità degli interventi** rispetto alle prescrizioni, alle misure di salvaguardia e tutela, e alle indicazioni riguardanti i beni e gli ulteriori contesti paesaggistici coinvolti, si osserva che le opere sono soggette a procedura di **Accertamento di compatibilità paesaggistica**.

In considerazione dell'indirizzo agricolo dell'area si fa presente che le interferenze del progetto riguardano esclusivamente la realizzazione di fondazioni, piazzole e allargamenti stradali. Tuttavia, essendo gli aerogeneratori posizionati in aree agricole condotte a seminativo, tale interferenza è da ritenersi nulla. Nelle aree coltivate il cavidotto sarà posato tra i filari. La posizione del cavidotto sarà opportunamente segnalata con appositi cartelli. Pertanto, in considerazione della profondità di posa, della larghezza dei filari è evidente che la posa del cavidotto elettrico non avrà alcun impatto sulla coltura esistente. Inoltre, anche arature profonde effettuate con macchine operatrici agricole (tipicamente sino a 50 cm dal piano campagna) non andranno ad interferire con il cavidotto elettrico.

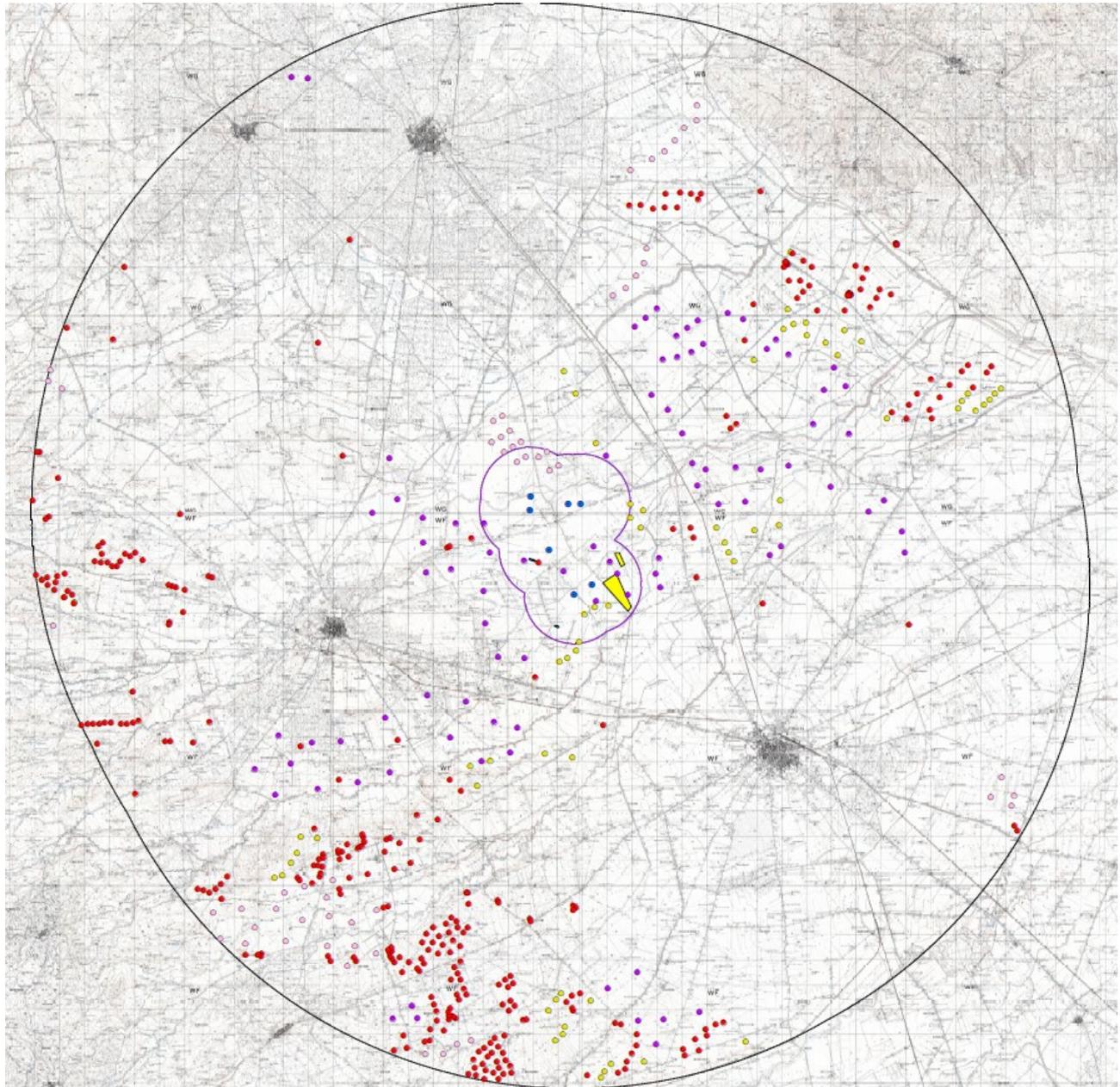
3.2 PROGETTI DI IMPIANTI DA FONTI RINNOVABILI NELL'AREA DI RIFERIMENTO

In base alle informazioni in possesso degli scriventi e a quanto riportato sul portale dedicato alle valutazioni e autorizzazioni ambientali del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) e nell'Anagrafe FER sul SIT Puglia nella sezione "Aree non idonee F.E.R. D.G.R. 2122", nelle aree limitrofe a quella in esame esistono altri impianti da fonte rinnovabile realizzati, dotati di valutazione ambientale o autorizzazione unica positiva, ovvero in fase di autorizzazione.

Nella Figura che segue, sono riportati gli aerogeneratori presenti all'interno di un'area corrispondente all'involuppo delle circonferenze con centro nei singoli aerogeneratori e raggio pari a 20 chilometri, nonché gli impianti fotovoltaici individuati in un analogo involuppo di raggio pari a 2 chilometri.



Si rimanda all'allegato *SIA.S.10 Inquadramento impianti eolici e fotovoltaici in esercizio, autorizzati ed in autorizzazione* per i necessari approfondimenti.



- Aerogeneratori di progetto
- ALTRI IMPIANTI EOLICO**
- Realizzati
- AU positiva
- VIA in corso
- VIA positiva
- ZTV 20km
- ALTRI IMPIANTI FOTOVOLTAICO**
- Realizzati
- VIA in corso
- ZTV 2km

Inquadramento impianti eolici e fotovoltaici in esercizio, autorizzati ed in autorizzazione

Nello Studio di Impatto Ambientale sono stati indagati gli effetti cumulativi di impatto con gli aerogeneratori esistenti, autorizzati e in autorizzazione, oltre che eventuali impatti cumulativi con impianti fotovoltaici presenti nell'area di progetto (cfr. *SIA.S.4 Analisi degli impatti cumulativi*).

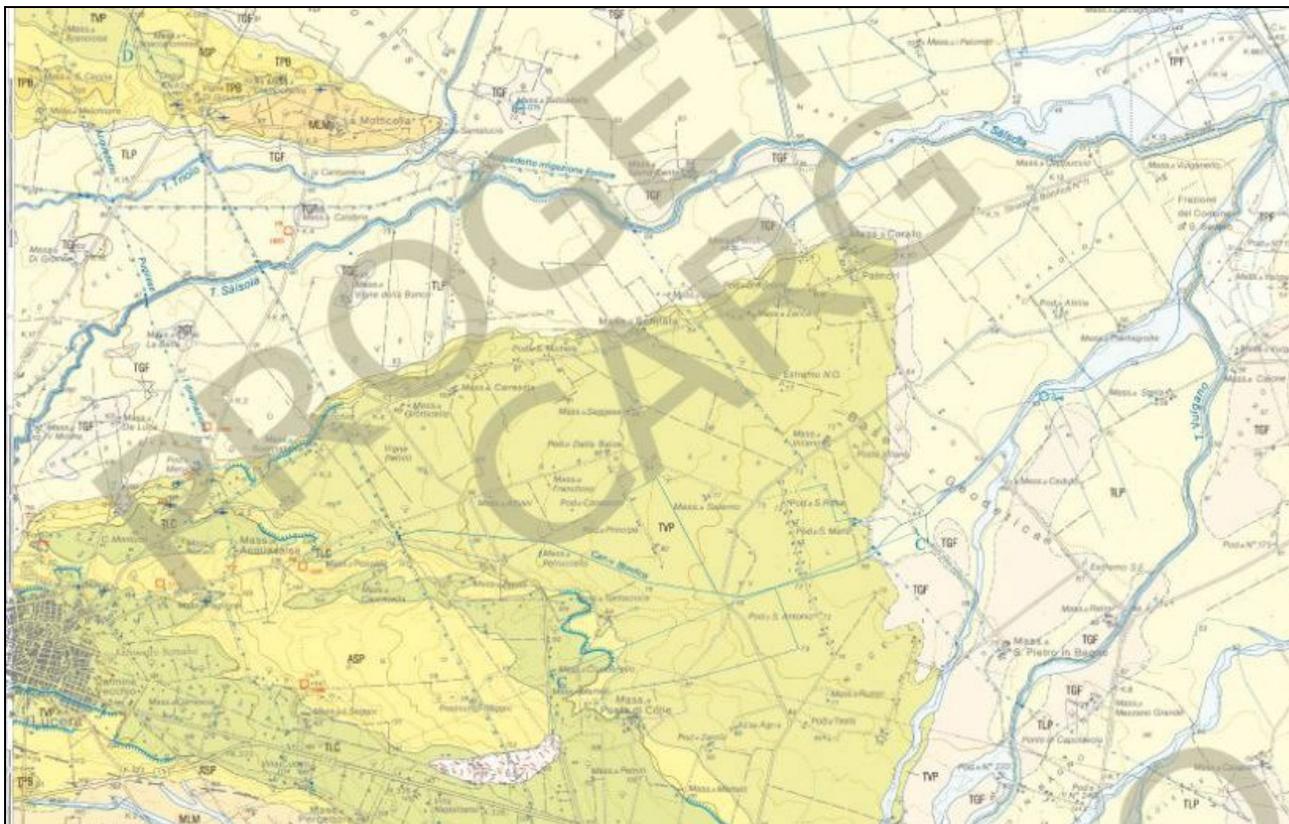


3.3 ASPETTI GEOLOGICI ED IDROGEOLOGICI DELL'AREA

La superficie interessata dallo studio ricade nel F° 408 della Carta Geologica d'Italia in scala 1:50.000 (FOGGIA) redatta dal Progetto CARG, di cui di seguito si riporta uno stralcio, è ubicata nella pianura del Tavoliere, che da un punto di vista strutturale rappresenta l'Avanfossa appenninica.

Nel foglio sono presenti i sedimenti plio-pleistocenici della Fossa bradanica che hanno colmato la parte orientale dell'avanfossa appenninica compreso tra la Daunia e il promontorio garganico. Nel foglio non affiorano i calcari mesozoici che costituiscono la porzione più alta del Gargano. Questi calcari caratterizzano una zona di retro scogliera. Nel complesso le formazioni mesozoiche di retro scogliera formano due gruppi con facies distinta. Nella parte più orientale si trovano formazioni caratterizzate da calcari detritici ed oolitici, che costituiscono il substrato della zona di intervento, che sono verosimilmente legati ad una vicina scogliera; mentre nella parte più occidentale più compatti. Per quanto riguarda i sedimenti plio-pleistocenici sono largamente rappresentati e son in continuità con gli stessi cartografati nei fogli limitrofi.

I sedimenti pleistocenici non presentano in generale, evidenti deformazioni e costituiscono nel loro insieme una monoclinale immersa in media verso l'Adriatico. Le deboli inclinazioni rilevate riflettono per lo più l'originale inclinazione del fondo marino su cui i sedimenti stessi si sono depositi.



Carta geologica d'Italia 1:50000 – foglio 408 (Foggia)



SINTEMA DI LUCERA

Depositi terrazzati del I ordine che comprendono due subsistemi affioranti sui rilievi più elevati del settore occidentale del Foglio. Il limite inferiore è di tipo discordante ed erosivo, mentre quello superiore corrisponde alla superficie di inizio del modellamento delle attuali valli alluvionali.

CALABRIANO? - PLEISTOCENE MEDIO



Subsistema di Masseria Castellaccio

Depositi alluvionali terrazzati del I ordine con caratteri sedimentologici variabili lateralmente, da ovest verso est, e verticalmente. Nella parte occidentale del foglio il subsistema è costituito da conglomerati massivi matrice-sostenuti poco cementati alternati a conglomerati clasto-sostenuti a stratificazione planare obliqua riferibili a barre laterali ghiaiose. Negli affioramenti orientali le ghiaie ben organizzate, clasto-sostenute e con chiara embriocatura, sono alternate a lenti decimetriche di sabbie a laminazione incrociata. Nelle aree orientali verso l'alto sono presenti banchi amalgamati di ghiaie scarsamente selezionate, con matrice sabbiosa. L'intera successione può essere attribuita a un sistema alluvionale (essenzialmente caratterizzato da progredazione verso i quadranti orientali, Poggia da piano di tipo braided) caratterizzato da progredazione verso i quadranti orientali, Poggia con limite inconforme sia sulle argille subappennine che sul subsistema di Masseria Sant'Annunzia. Spessore massimo circa 10-15 m.

CALABRIANO? - PLEISTOCENE MEDIO

I terreni presenti in zona appartengono al Sintema di Lucera che occupa una vasta area sub-pianeggiante interessata da numerose incisioni fluviali di ordini secondari riconducibili al Fiume Candelaro. I caratteri litologici e l'architettura stratigrafica generale



sono stati ricostruiti attraverso diversi logs e sondaggi; lo spessore varia da circa 10-15 m per quanto riguarda i depositi alluvionali del Sistema di Troia e altrettanti per quanto riguarda i depositi del Subsistema di Masseria Castellaccio.

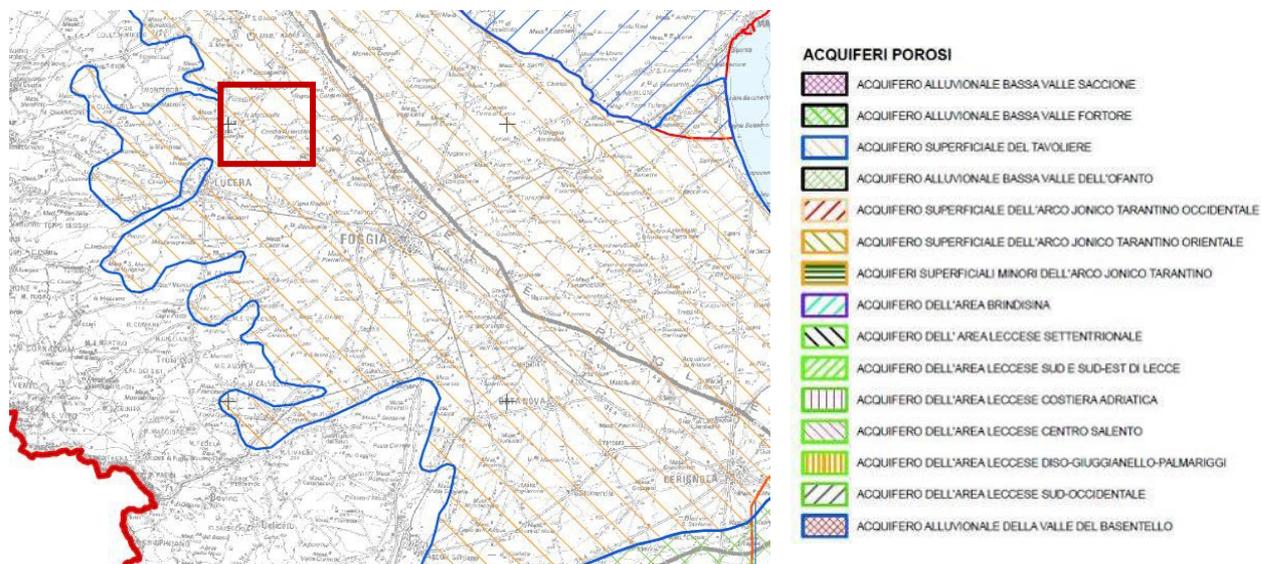
In entrambi i casi si tratta di depositi alluvionali, di natura ghiaioso sabbiosa con vario grado di cementazione.

Per quanto riguarda l'idrologia sotterranea si possono distinguere tre diversi tipi di acque: freatiche, artesiane e carsiche.

Tutta la porzione del Tavoliere racchiusa tra il promontorio del Gargano, il Golfo di Manfredonia e il Fiume Ofanto è interessata da acque freatiche dolci e acque salmastre distribuite in modo saltuario e di difficile delimitazione.

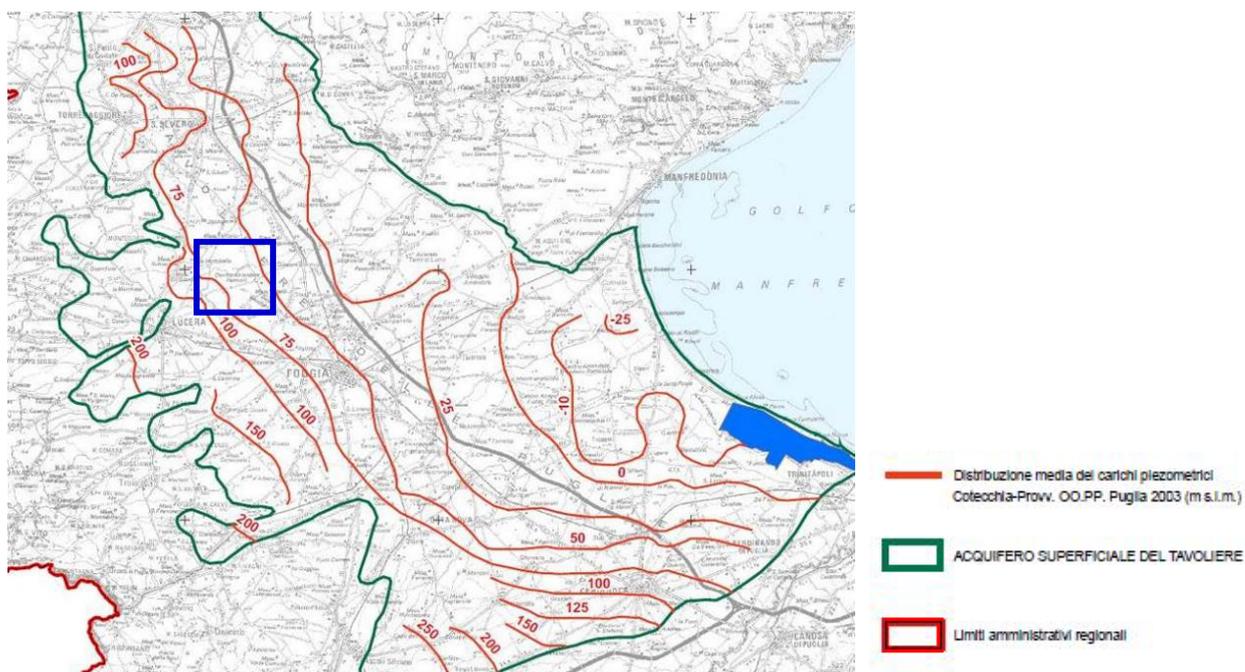
Pozzi perforati nei calcari, nella zona di Manfredonia, hanno rilevato la presenza di acque di origine carsica, dolci e salmastre mentre sempre nella zona di Manfredonia sgorga la sorgente di natura salina e fredda la quale viene alla luce naturalmente.

Nella zona specifica oggetto delle indagini, è emersa la presenza della falda superficiale freatica come si evince anche dalla consultazione della "Carta di esistenza dei corpi idrici sotterranei" del Piano di Tutela delle Acque della Puglia.



Inoltre, dalla consultazione della Carta della Distribuzione media dei Carichi Piezometrici dell'acquifero poroso del Tavoliere, sempre del PTA, è emerso che la falda freatica nella zona specifica in esame si trova ad una quota compresa tra 150m e 125m sul livello medio del mare e dunque considerata la quota del sito in esame (compresa tra 245m e 140m m.s.l.m) la falda stazionerebbe ad una profondità compresa tra 95.0m e 15.0m dal piano campagna.





3.4 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. P20220075146 del 01/09/2022 accettato in data 09/11/2022, è previsto che la connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale avvenga in corrispondenza del nodo rappresentato dalla SE TERNA di futura realizzazione in agro di Lucera (FG) in località Palmori da inserire in entra – esce alla linea 380 kV “Foggia – San Severo”.

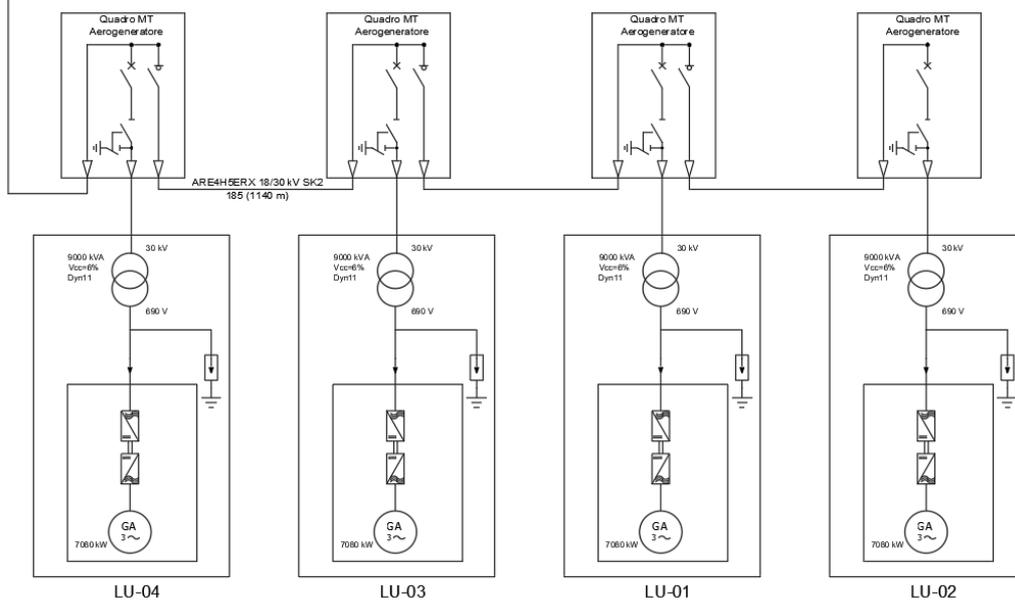
I cavidotti MT di collegamento tra aerogeneratori e dagli aerogeneratori alla sottostazione saranno tutti interrati ed avranno uno sviluppo lineare complessivo di 18 km circa. Il percorso del cavidotto sarà su strade non asfaltate esistenti o di nuova realizzazione, in parte su strade asfaltate ed in 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 del Consorzio di Bonifica, reti idriche AQP, 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.

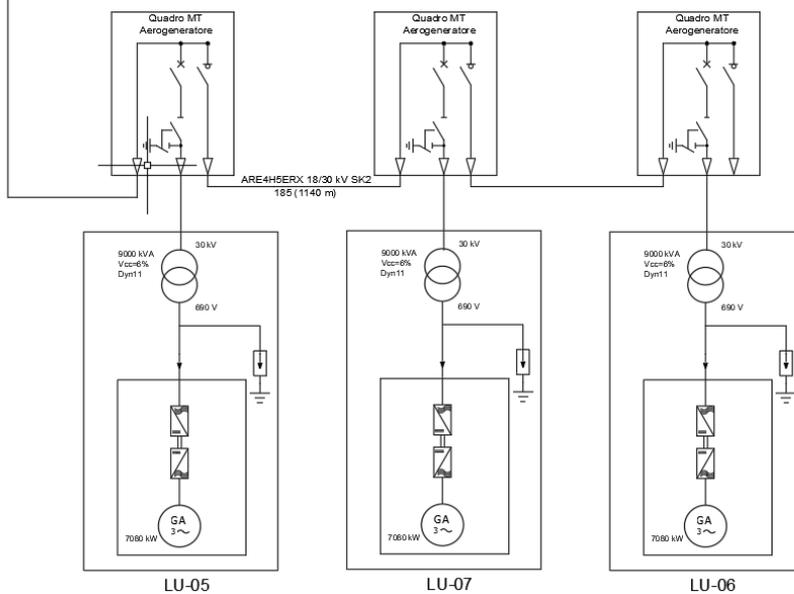


SOTTOCAMPO 1



Schema a blocchi del parco eolico GRUPPO 1

SOTTOCAMPO 2



Schema a blocchi del parco eolico GRUPPO 2



4 PROFILO PRESTAZIONALE DEL PROGETTO

4.1 PRINCIPALI CARATTERISTICHE DEL PROGETTO

Il progetto prevede la realizzazione di un “Parco Eolico” costituito da n. 7 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 7.08 MW; si avrà pertanto una capacità produttiva complessiva massima di 49.6 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	7.08 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 ²
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 33:

WTG	WGS84 (fuso 33)	
	EST	NORD
LU01	535.830,99	4.600.533,89
LU02	535.792,33	4.600.002,21
LU03	537.342,08	4.600.246,84
LU04	537.849,37	4.600.259,50
LU05	536.577,48	4.598.386,82
LU06	537.580,70	4.596.593,29
LU07	538.293,95	4.596.994,03

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 1° luglio 2009.

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

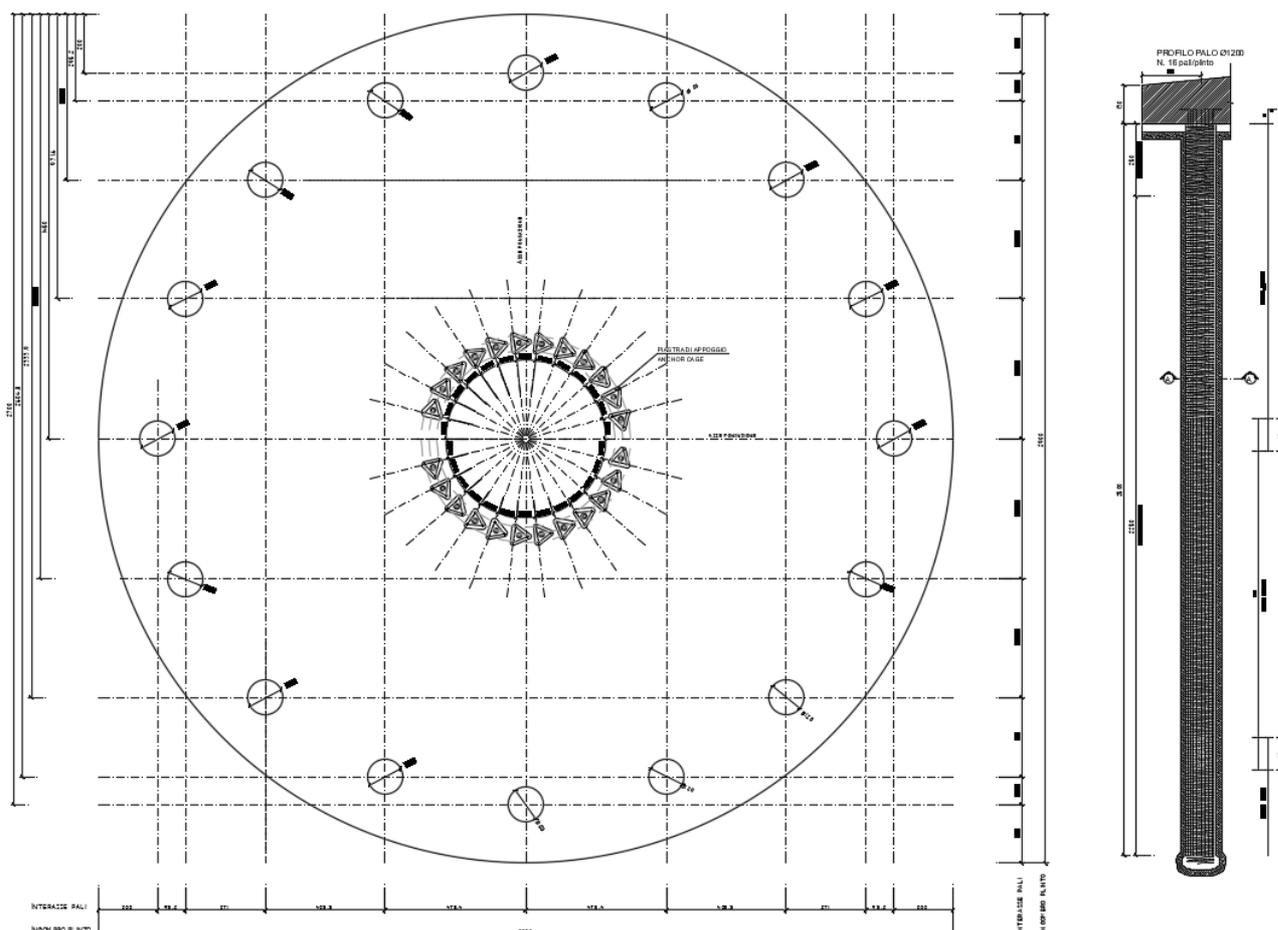


- Legge del 05/11/1971 n. 1086 – Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso e a struttura metallica.
- D. M. del 09/01/1996 - Norme tecniche per il calcolo, l'esecuzione ed il collaudo delle strutture in cemento armato, normale e precompresso e per le 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.



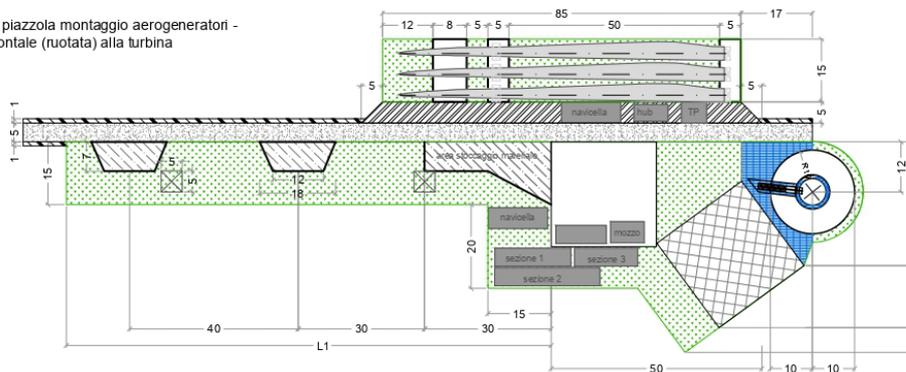
Tipico plinto di fondazione



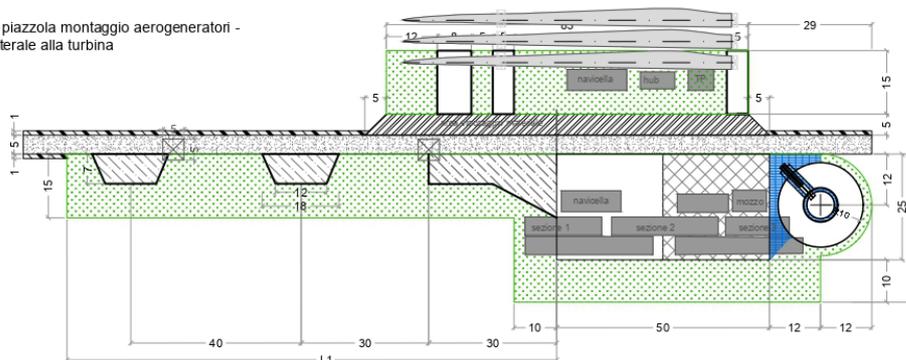
4.1.4 Piazzole di montaggio

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.

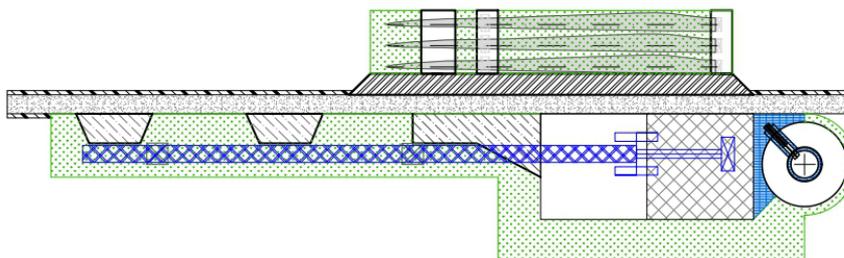
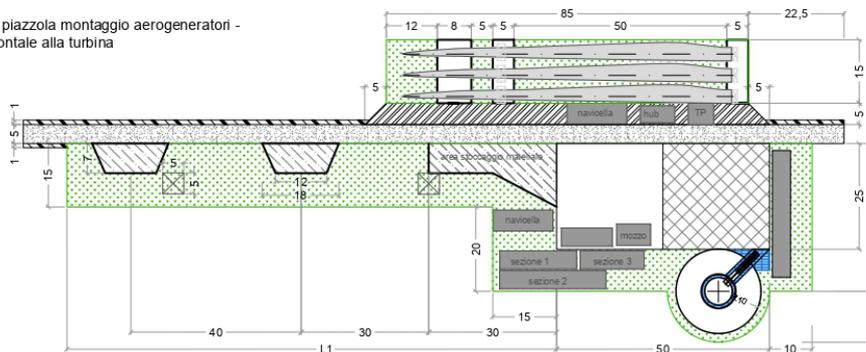
Tipologico piazzola montaggio aerogeneratori - piazzola frontale (ruotata) alla turbina



Tipologico piazzola montaggio aerogeneratori - piazzola laterale alla turbina

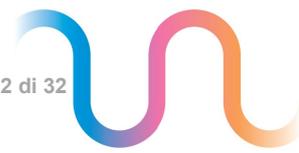


Tipologico piazzola montaggio aerogeneratori - piazzola frontale alla turbina



- Area di supporto per il montaggio del braccio della gru: 100 kN / m² / provvisorio, pendenza 2%
- Pendenza massima sulla superficie di montaggio del braccio della gru: 2% su tutta la lunghezza

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

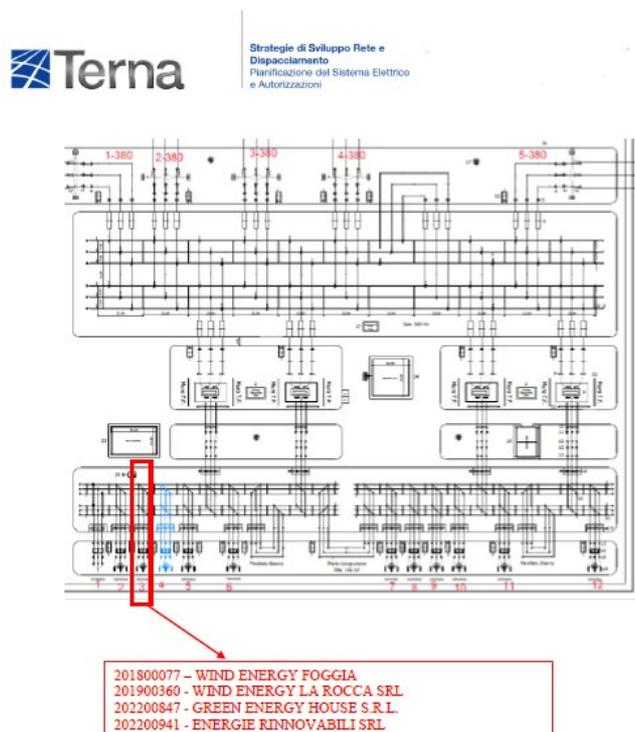
Gli scavi a sezione ristretta necessari per la posa dei cavi (trincee) avranno ampiezza variabile in relazione al numero di terne di cavi che dovranno essere posate (fino ad un massimo di 60 cm e profondità di 2,0 m).

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

La Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) individuata da TERNA nel preventivo di connessione pervenuto con nota GRUPPO TERNA.P20220075146-01.09.2022 associato al Codice Pratica: 20220084 prevede che la "centrale venga collegata in antenna a 150 kV su una futura Stazione Elettrica (SE) a 380/150 kV della RTN da inserire in entra – esce alla linea 380 kV Foggia – San Severo". Con successiva nota GRUPPO TERNA.P20230017335-14.02.2023, TERNA ha assegnato lo stallo n.3 della futura stazione da condividere con l'impianto codice pratica 201800077 della società WIND ENERGY FOGGIA, con l'impianto codice pratica 201900360 della società WIND ENERGY LA ROCCA SRL, con l'impianto codice pratica 202200941 della società ENERGIE RINNOVABILI SRL.



Assegnazione stallo condiviso in SE RTN 150/380 kV



Il progetto della suddetta stazione, che corrisponde alle opere di rete, ha avuto il benestare di Terna SpA e le relative autorizzazioni nell'ambito dell'iniziativa di realizzazione di diverso impianto eolico con proponente Wind Energy Foggia s.r.l. (Nota Gruppo TERNA P20200080724 del 11/12/2020 e Autorizzazione Unica N. 191 del 7/10/2021 rilasciata dal Servizio Energia e Fonti Alternative e Rinnovabili della Regione Puglia). Nell'ambito della medesima iniziativa è prevista la realizzazione di una Sottostazione Elettrica Utente (SSE) di trasformazione e consegna MT/AT nelle immediate vicinanze della Stazione TERNA. Si ha pertanto che la società WIND ENERGY FOGGIA srl, con la quale, in base alle indicazioni di TERNA e in un'ottica di razionalizzazione dell'utilizzo delle strutture di rete, è necessario condividere lo stallo di consegna nella Stazione Elettrica RTN, ha già perfezionato, con la pubblicazione della citata Autorizzazione Unica, l'intero iter autorizzativo relativo alla Stazione Elettrica RTN a 380/150 kV, alla sottostazione utente a 30/150kV e all'elettrodotto di interconnessione a 150 kV tra le due opere.

Il presente progetto prevede pertanto il solo ampliamento di detta sottostazione 150/30 kV per accogliere le opere elettriche necessarie a trasformare l'energia prodotto dall'impianto eolico alla tensione nominale di 150 kV e al conferimento dell'energia sulle sbarre a 150 kV della sottostazione già autorizzata.

In estrema sintesi, nella SSE si avrà:

- uno stallo AT composto da un montante linea - trasformatore, comprensivo cioè del trasformatore di potenza e dei relativi sistemi di protezione e misura, collegato dal lato AT (150 kV) alle sbarre AT condivise con gli altri produttori e dal lato MT (30 kV) ai terminali in uscita dei cavi a 30 kV provenienti dal quadro MT;
- nuovo fabbricato quadri, come da elaborato grafico allegato, con i locali MT, il locale telecontrollo e BT, locale gruppo elettrogeno;
- locale per misure e locale aerogeneratori;

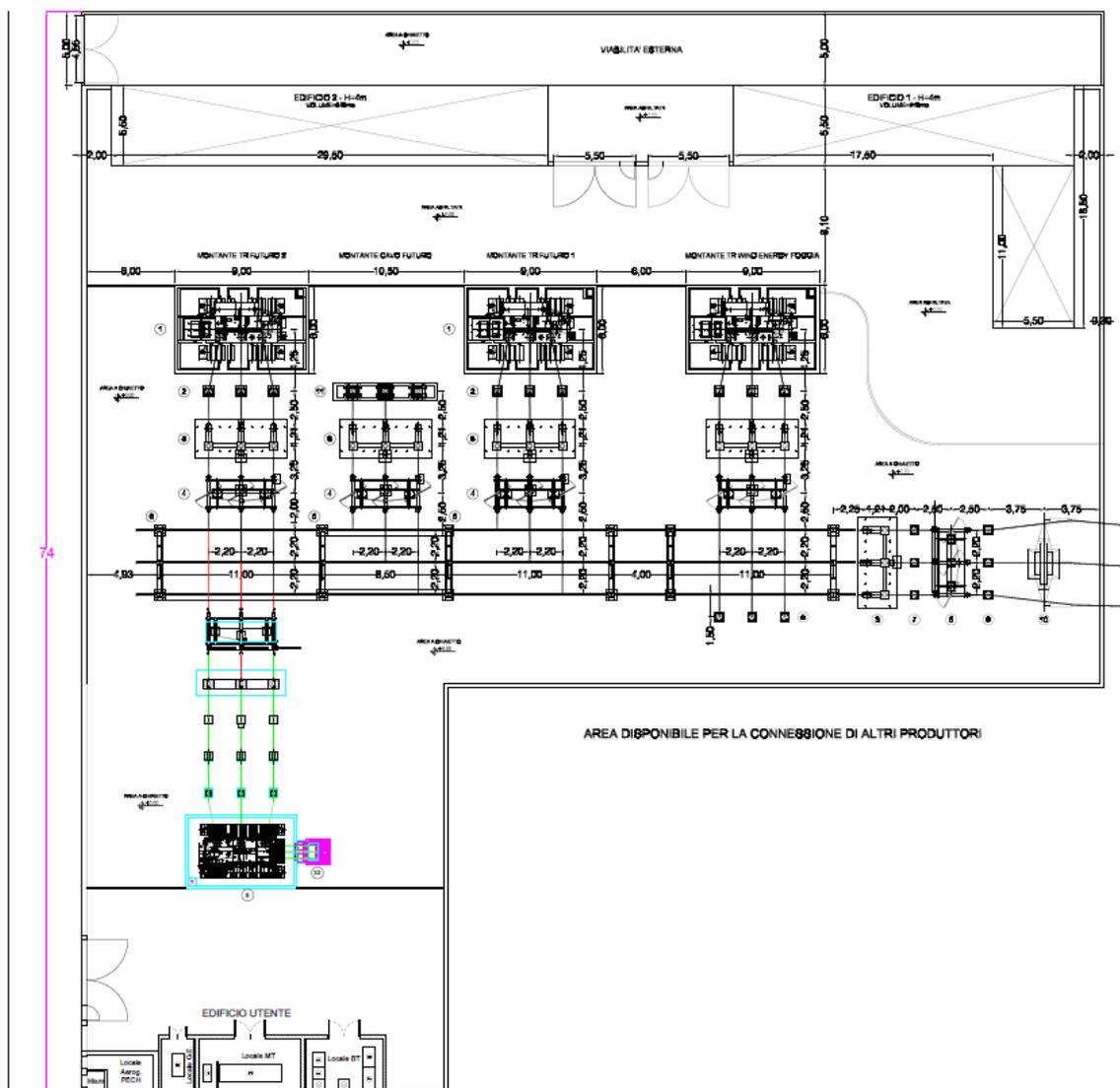
La superficie totale occupata dalla SSE 30/150 kV sarà pari a circa 4.000 mq, di cui circa 700 mq sono impegnati dall'ampliamento di progetto.

L'area individuata per l'ampliamento attualmente è incolta, non è interessata dalla presenza di corsi d'acqua ed è caratterizzata da una morfologia pianeggiante.

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).





Ampliamento sottostazione MT/AT

4.1.7 Trasporti eccezionali

Il trasporto degli aerogeneratori nell'area di installazione avverrà con l'ausilio di mezzi eccezionali provenienti, molto probabilmente, dal porto di Manfredonia, secondo il seguente percorso: uscita dal Porto di Manfredonia, direttamente su SS89 "Garganica", direzione Foggia; si prenderà la Tangenziale di Foggia ramo nord e quindi l'uscita per SS90 poi si procederà lungo la SP 17, SP 18 e SP 21 fino all'area del parco eolico.

Nel caso di accesso dal porto di Taranto si seguirà la viabilità: uscita dal Porto di Taranto, direttamente su SS7 direzione Massafra; Entrata su A14 – E843 Taranto – Bari; da Bari si continua su A14 – E55, direzione Foggia; si intercetta la Tangenziale di Foggia e quindi l'uscita per SS90 poi si procederà lungo la SP 17, SP 18 e SP 21 fino all'area del parco eolico.

Nel caso di accesso dal porto di Brindisi, si percorrerà la SS 379 – E 55 in direzione di Bari, da qui si procederà su Circonvallazione Adriatica SS 16 – E 55 fino ad imboccare l'uscita autostradale A 14 – E 55, direzione Napoli – Pescara, e da qui si procederà secondo il percorso sopra esposto.

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 rimuovibili;
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.

4.1.8 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 delle strade di nuova realizzazione, all'interno dell'area di intervento, determinerà un'occupazione territoriale di 16.730 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.

4.1.9 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.



4.1.10 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.

4.1.11 Sintesi dei principali dati di progetto

PRINCIPALI CARATTERISTICHE TORRI EOLICHE

- | | |
|-------------------|---|
| - Aerogeneratore: | Pnom 7.08 kW
diametro rotore 172 m |
| - Torre: | Tubolare – con 4 tronchi – altezza 150 m |
| - Fondazioni: | in c.a. parte superficiale
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: | 7 |
| - Potenza nominale complessiva: | 49,6 MW |
| - Area plinti di fondazione: | 4.621,30 mq |
| - Area piazzole fase di cantiere: | 43.550,00 mq |
| - Area piazzole in fase di esercizio: | 4.375,00 mq |
| - Area nuova viabilità di cantiere: | 9.728,00 mq |
| - Area nuova viabilità di esercizio: | 16.750,00 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); la documentazione di calcolo dovrà essere depositata secondo quanto previsto dalla L. R. n° 13/2001 art. 27 (già art. 62 L. R. n° 27/85). 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 3 gruppi:

- Sottocampo 1 (aerogeneratori 4 – 3 - 1 – 2)
- Sottocampo 2 (aerogeneratori 5 – 7 – 6)

Il cavidotto MT avrà le seguenti caratteristiche:

- Tensione di esercizio: 30 kV
- Lunghezza cavidotto sottocampo 1: 7.775,00 m
- Lunghezza cavidotto sottocampo 2: 10.642,00 m

Lo sviluppo lineare (considerando i tratti in comune, nei quali saranno posati più terne di cavi) è pari a circa 15 km. Le 2 linee provenienti dai gruppi di aerogeneratori convoglieranno l'energia prodotta verso la SSE 30/150 kV ubicata, in prossimità della Stazione Terna.

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
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 Costruzione SSE - 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:

CO₂ (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. 7 aerogeneratori, con potenza unitaria di 7.08 MW su torre tubolare da 150 m, per una potenza totale di 49.6 MW), si stima una produzione totale lorda pari a circa 155.000 MWh/anno, con un valore netto pari a circa 140.000 MWh/anno.

Il presente progetto si stima possa evitare l'emissione di 78.400 tonnellate di CO₂ ogni anno.

Le emissioni di CO₂ 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 CO₂ sono in crescita dal 1997, con un aumento del 5,3% da 1990 al 2000. (Fonte ENEA). Circa il 95% di emissioni di CO₂ 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.



5.2 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.

