



Nuovo impianto per la produzione di  
energia eolica nei comuni di  
Sassari e Porto Torres (SS)

RELAZIONE TECNICA GENERALE

Rev. 0.0

Data: Febbraio 2021

WIND006.REL001

Committente:

**Ecowind 3 S.r.l.**  
via Alessandro Manzoni n. 30  
20121 Milano (MI)  
C. F. e P. IVA: 11437650960  
PEC: [ecowind3srl@legalmail.it](mailto:ecowind3srl@legalmail.it)

Incaricato:

**Queequeg Renewables, Ltd**  
Unit 3.21, 1110 Great West Road  
TW80GP London (UK)  
Company number: 111780524  
email: [mail@quenter.co.uk](mailto:mail@quenter.co.uk)



## SOMMARIO

1.	Dati generali e anagrafica.....	5
2.	Premessa .....	7
2.1.	Contesto del progetto .....	7
2.2.	Scenario e normativa di riferimento.....	9
2.2.1.	LEGGI E NORME DI RIFERIMENTO .....	10
2.3.	Proponente del progetto .....	17
3.	Inquadramento del progetto e dello stato di fatto .....	17
3.1.	Localizzazione e caratteristiche del sito.....	19
3.1.1.	IL COMUNE E LE AREE URBANE DI RIFERIMENTO.....	19
3.1.2.	GEOGRAFIA DELL'AREA DI RIFERIMENTO.....	20
3.2.	Giustificazione dell'opera .....	21
3.3.	Fattibilità dell'opera e criteri di progettazione.....	21
3.3.1	FATTIBILITÀ NEL CONTESTO NORMATIVO .....	22
3.3.2.	FATTIBILITÀ LOGISTICA E TECNICA .....	22
3.4.	Analisi della potenzialità anemologica .....	23
3.5.	Inquadramento urbanistico e paesaggistico.....	24
	Dettaglio degli interventi in progetto .....	25
4.	25	
4.1.	Descrizione dei generatori .....	25
4.2.	Descrizione degli interventi sulla viabilità.....	27
4.2.1.	VIABILITÀ DI ACCESSO AL SITO DEL PROGETTO.....	28
4.2.2.	VIABILITÀ INTERNA DI ACCESSO AGLI AEROGENERATORI.....	29
4.3.	Descrizione degli interventi civili .....	34
4.3.1.	PIAZZOLE E AREE DI MANOVRA DEI MEZZI PESANTI .....	34
4.3.2.	FONDAZIONI DEGLI AEROGENERATORI.....	35
4.3.3.	OPERE DI REGOLAZIONE DEI FLUSSI IDRICI.....	36
4.3.4.	ANALISI DELLE SUPERFICI OCCUPATE DALL'IMPIANTO .....	37
4.4.	Opere elettriche.....	37
4.4.1.	DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO EOLICO .....	38
4.4.2.	GLI AEROGENERATORI .....	39
4.4.3.	OPERE DI CONNESSIONE ALLA STEP-UP .....	40
4.4.4.	STAZIONE DI TRASFORMAZIONE MT/AT (STEP-UP) .....	42
4.5.	Interventi di ripristino, mitigazione e compensazione .....	44
4.5.1.	INTERVENTI DI MITIGAZIONE DURANTE LA FASE DI CANTIERE .....	45

---

4.5.2.	INTERVENTI DI MITIGAZIONE DURANTE LA FASE DI OPERATIVITÀ DELL'IMPIANTO .....	46
4.5.3.	INTERVENTI DI RIPRISTINO AMBIENTALE.....	46
4.5.4.	MISURE DI COMPENSAZIONE AMBIENTALE.....	46
4.5.5.	MISURE DI COMPENSAZIONE PAESAGGISTICA .....	47
4.6.	Aree di cantiere .....	48
4.7.	Gestione dell'impianto durante la fase di esercizio.....	48
4.8.	Dismissione e ripristino del contesto .....	48
5.	Primi elementi sulla sicurezza.....	49
5.1.	Sicurezza durante la fase di cantiere .....	49
6.	Aspetti economici .....	51
6.1.	CAPEX .....	51
6.1.1.	ACQUISTO DELLA TECNOLOGIA E DEI MATERIALI .....	51
6.1.2.	PROGETTO E SVILUPPO .....	51
6.1.3.	OPERE INFRASTRUTTURALI.....	52
6.1.4.	OPERE ELETTRICHE E DI CONNESSIONE .....	52
6.2.	OPEX.....	52
6.3.	Dismissione e ripristino .....	53

## 1. Dati generali e anagrafica

### Ubicazione impianto

Nome Impianto	Sassari (Sa Corredda)
Comune	Sassari, Porto Torres
CAP	07100, 07046
Coordinate Geografiche (gradi decimali)	40.770035°, 8.289607°

### Carta Tecnica Regionale

Fogli	458040, 458080
-------	----------------

### Proponente

Ragione Sociale	Ecowind 3 S.r.l.
Indirizzo	via Alessandro Manzoni n. 30 20121, Milano (MI)

### Caratteristiche dell'impianto

Potenza di picco	92,4 MW
Numero aerogeneratori	14
Potenza singolo aerogeneratore	6,6 MW

### Staff e professionisti coinvolti

Progetto a cura di	Queequeg Renewables, ltd
Senior Project Manager	Ing. Caterina Lamarca
Senior Engineering Manager	Ing. Vincenzo Diana
Project Engineer	Ing. Matteo Cappilli
Project Engineer	Ing. Paola Fanni
Relazione Paesaggistica	Studio ing. Bruno Manca
Progettazione opere elettriche	Ing. Michele Pigliaru
Progettazione opere alta tensione	Ing. Marco Murru
Valutazione Geotecnica	Dott. Geol. Cosima Atzori
Valutazione Geologica	Dott. Geol. Cosima Atzori
Valutazione impatto acustico	BCF Ambiente
Relazione botanica	Agr. Dott. Nat. Fabio Schirru

Relazione agronomica	Dott.ssa Agronoma Giulia Urracci
Calcoli strutturali preliminari e ingegneria civile	Ing. Giuseppe Pili
Valutazione faunistica	Dott. Maurizio Medda
Consulenza monitoraggio chiroterofauna	Centro Pipistrelli Sardegna
Cartografia	Compucart
Valutazione archeologica	Dott. Fabrizio Delussu
Studio d'Impatto Ambientale	Studio ing. Bruno Manca
Rilievi e consulenza catastale	Geom. Massimo Porcu

## 2. Premessa

La presente relazione è parte integrante del procedimento di **Valutazione d'Impatto Ambientale** ai sensi del Decreto Legislativo numero 152 del 2006, e di **Autorizzazione Unica** Regionale ai sensi dell'articolo 12 del Decreto Legislativo numero 387 del 2003 e del D. G. R. 3/15 del 23 Gennaio 2018.

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto eolico per la produzione di energia elettrica, di potenza nominale pari a 92.400 kW, da localizzarsi su un terreno ricadente nel Comune di Sassari (SS). L'impianto verrà allacciato alla Rete Elettrica Nazionale di Alta Tensione attraverso la futura stazione elettrica SE di smistamento "Porto Torres 2" in realizzazione nel Comune di Porto Torres.

Questo documento fornisce un dettaglio delle scelte progettuali, sia dal punto di vista civile, che funzionale, inquadrando il territorio oggetto dell'intervento e dettagliando le scelte che hanno portato al posizionamento degli aerogeneratori, delle opere accessorie, e arrivando infine alla progettazione delle opere elettriche interne e di connessione alla Rete Elettrica Nazionale.

### 2.1. Contesto del progetto

L'energia eolica è una fonte rinnovabile che sfrutta il movimento delle masse d'aria per generare elettricità attraverso il moto rotatorio delle pale intorno a un asse detto 'mozzo'. Le correnti d'aria generano complessivamente 840.000 TWh di energia ogni anno, pari a circa otto volte il consumo mondiale odierno di energia. Secondo l'Agenzia Statistica e Analitica del Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti d'America (EIA), il consumo elettrico mondiale crescerà del 50% dal 2020 al 2050.

La tecnologia eolica attualmente permette di sfruttare con un'efficienza molto alta e per un periodo di tempo prolungato l'energia delle correnti d'aria trasformandola in corrente elettrica. Al momento nel mondo ci sono 83 paesi che sfruttano su scala commerciale nazionale l'energia eolica per la produzione di energia elettrica, contribuendo in totale a una potenza installata a fine 2018 pari a 591 GW<sup>1</sup>.

L'Europa produce attualmente il 15% della propria energia da fonte eolica<sup>2</sup>, di cui lo stato Maggiore produttore, la Danimarca, produce quasi il 47% della propria energia dal vento<sup>3</sup>. L'Italia è il paese che nel

---

<sup>1</sup> [http://gwec.net/wp-content/uploads/2012/06/GWEC - Global Wind Statistics 2011.pdf](http://gwec.net/wp-content/uploads/2012/06/GWEC_-_Global_Wind_Statistics_2011.pdf)

<sup>2</sup> [https://www.agora-energiawende.de/fileadmin2/Projekte/2019/Jahresauswertung\\_EU\\_2019/172\\_A-EW\\_EU-Annual-Report-2019\\_Web.pdf](https://www.agora-energiawende.de/fileadmin2/Projekte/2019/Jahresauswertung_EU_2019/172_A-EW_EU-Annual-Report-2019_Web.pdf)

<sup>3</sup> <https://www.reuters.com/article/us-climate-change-denmark-windpower-idUSKBN1Z10KE>

2019 ha un totale di potenza eolica installata pari a circa 11 GW<sup>4</sup>, per una produzione totale annua immessa in rete pari a 20,063 GWh<sup>5</sup>. Questi dati la collocano al quinto posto tra i paesi europei. Per quanto riguarda la nuova potenza installata si trova invece al dodicesimo posto nel medesimo anno con 456 MW di nuovi parchi eolici costruiti e connessi alla rete. Il territorio italiano presenta inoltre buone condizioni di ventosità, avendo le caratteristiche peninsulari di esposizione a diversi fronti di pressione e temperatura dovuti ai mari, e conseguentemente una naturale predisposizione per la risorsa eolica.

L'energia eolica è assieme a quella solare fotovoltaica la fonte rinnovabile con la *LCOE* ("levelized cost of energy", costo agglomerato dell'energia) più basso<sup>6</sup>. Questo dato è stato ottenuto grazie a ingenti investimenti che hanno migliorato l'efficienza delle soluzioni tecnologiche, che soprattutto negli ultimi anni hanno permesso da un lato di abbattere i costi dei generatori installati, e dall'altra di aumentarne l'efficienza a parità di ventosità. Poiché la LCOE è definita come il rapporto tra la somma di tutti i costi da sostenere per la generazione dell'energia durante tutta la vita dell'impianto e la valorizzazione economica di tutta l'energia prodotta nello stesso lasso di tempo, la conseguenza è stata un abbassamento del suddetto rapporto su valori in alcuni casi inferiori a quello dell'energia prodotta dalle fonti fossili.

Nei primi sei mesi del 2020, pur con le problematiche causate dalla pandemia del COVID-19, i paesi europei hanno installato 5,1 GW di nuovo eolico<sup>7</sup>, di cui 38 MW in Italia. Questo trend conferma che la strategia europea e nazionale è indirizzata verso uno sviluppo di nuove installazioni con un passo in continua crescita, creando indotto e posti di lavoro, e assicurando un approvvigionamento elettrico a basso impatto e a basso costo per i prossimi anni.

Nell'odierno scenario economico che l'Italia sta attraversando, l'energia e la produzione da fonti rinnovabili costituiscono un punto focale per il rilancio della crescita, contribuendo alla domanda interna di manodopera e di servizi specializzati di cui il Paese è esportatore di primaria importanza.

---

<sup>4</sup> Fonte: WindEurope

<sup>5</sup> Fonte: report Terna [https://download.terna.it/terna/Rapporto\\_Mensile\\_Aprile%202020\\_8d7fda6a96bc659.pdf](https://download.terna.it/terna/Rapporto_Mensile_Aprile%202020_8d7fda6a96bc659.pdf)

<sup>6</sup> Si riporta, a titolo di esempio, report del Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti d'America (USDOE) dove si analizza la Maggiore profittabilità di una generazione eolica rispetto a quella da fonti fossili come carbone o petrolio:

[https://emp.lbl.gov/sites/default/files/wtmr\\_final\\_for\\_posting\\_8-9-19.pdf](https://emp.lbl.gov/sites/default/files/wtmr_final_for_posting_8-9-19.pdf)

<sup>7</sup> <https://windeurope.org/newsroom/press-releases/resilient-wind-industry-delivers-17-percent-of-europes-electricity-proves-smart-bet-for-europes-green-recovery/>



## 2.2. Scenario e normativa di riferimento

Le necessità legate a fabbisogni energetici in continuo aumento spingono il progresso quotidiano verso l'applicazione di tecnologie innovative, atte a sopperire alla domanda energetica in modo sostenibile, limitando l'impatto che deriva da questi ultimi e richiedendo un uso consapevole del territorio. La profonda trasformazione che sta attraversando il mercato dell'energia da diversi decenni vede uno spostamento dalla produzione centralizzata, che era stata punto di riferimento fino agli anni sessanta, verso una generazione di minore entità più diffusa sul territorio. In quest'ambito le rinnovabili hanno un ruolo chiave, oltre che per l'impatto ambientale delle emissioni, anche per la possibilità di avere una micro-generazione diffusa sul territorio, sfruttando le caratteristiche del territorio per la possibilità di risorse, e contemporaneamente la domanda di energia locale.

In quest'ottica con il Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, numero 387, il Parlamento Italiano ha proceduto all'attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

Il presente impianto è compreso tra le tipologie di intervento riportate nell'Allegato IV alla Parte II, comma 2 del D.Lgs. numero 152 del 3/4/2006 (cfr. 2c), "Impianti industriali non termici per la produzione di energia, vapore ed acqua calda con potenza complessiva superiore a 1 MW", pertanto rientra nelle categorie di opere da sottoporre a procedura di verifica di **Valutazione di Impatto Ambientale**, in conformità a quanto disposto dal Testo Unico Ambientale (T.U.A.) e dall'allegato B1 alla D.G.R. 45/24 del 2017.

Nel 2008 inoltre l'Unione Europea ha varato il "Pacchetto Clima-Energia" (meglio conosciuto anche come "Pacchetto 20/20/20") che prevede obiettivi climatici sostanziali per tutti i Paesi membri dell'Unione, tra cui l'Italia, a) di ridurre del 20% le emissioni di gas serra rispetto ai livelli registrati nel 1990, b) di ottenere almeno il 20% dell'energia consumata da fonti rinnovabili, e c) ridurre del 20% i consumi previsti. Questo obiettivo è stato successivamente rimodulato e rafforzato per l'anno 2030, portando per quella data al 40% la percentuale di abbattimento delle emissioni di gas serra, al 27% la quota di consumi generati da rinnovabili e al 27% il taglio dei consumi elettrici.

L'Italia ha fatto propri questi impegni redigendo un "Piano Nazionale Integrato per l'Energia e per il Clima". Riguardo alle energie rinnovabili in particolare, l'Italia prevede di arrivare al 2030 con un minimo del 55,4% di energia prodotta da fonti rinnovabili, promuovendo la realizzazione di nuovi impianti di produzione e il revamping o repowering di quelli esistenti per tenere il passo con le evoluzioni tecnologiche.

Con la realizzazione dell'impianto, si intende conseguire gli obiettivi sopra esposti, aumentando la quota di energia prodotta da fonte rinnovabile senza emettere gas serra in atmosfera, con un significativo risparmio energetico mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal vento.

Il ricorso a tale tecnologia nasce dall'esigenza di coniugare:

- la compatibilità con esigenze paesaggistiche e di tutela ambientale;
- limitato inquinamento acustico;
- il risparmio di combustibile fossile;
- la produzione di energia senza utilizzo sostanziale di materie prime in approvvigionamento durante la fase di esercizio;
- la produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti.

Il progetto mira pertanto a contribuire al soddisfacimento delle esigenze di "Energia Verde" e allo "Sviluppo Sostenibile" invocate dal Protocollo di Kyoto, dalla Conferenza sul clima e l'ambiente di Copenaghen 2009 e dalla Conferenza sul clima di Parigi del 2015.

Tra le politiche introdotte e necessarie per il raggiungimento degli obiettivi prefissati, è stato dato incarico alle Regioni di individuare le aree idonee per la realizzazione di questi impianti, stabilendo criteri di priorità e di tutela del paesaggio e dell'ambiente.

### **2.2.1. Leggi e norme di riferimento**

Per la realizzazione del presente progetto, si è fatto riferimento alla seguente normativa:

- D.P.R. 44 del 13 Marzo 1976 "Esecuzione della convenzione relativa alle zone umide di importanza internazionale", firmata a Ramsar il 2 Febbraio 1971;
- Legge 431/85 (ex legge "Galasso") riguardante i vincoli di interesse paesaggistici e ambientali;
- Legge Regionale 31/89 "Norme per l'istituzione e la gestione dei parchi, delle riserve e dei monumenti naturali nonché delle aree naturali protette";
- D.P.R. 12 Aprile 1996 "Atto di indirizzo e coordinamento per l'attivazione dell'art.40, comma 1, della legge 22 Febbraio 1995 numero 46, concernente le disposizioni in materia di Valutazione di Impatto Ambientale";
- Direttiva Comunitaria 92/43/CEE "Habitat";
- D.P.R. numero 357/97 "Regolamento recante attuazione della direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatiche";

- D.P.R. numero 357/97 "Regolamento recante attuazione della direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatiche";
- Legge Regionale numero 1/99 art.31 recante "Norma transitoria in materia di valutazione di impatto ambientale";
- L. numero 490/99 "Testo unico delle disposizioni legislative in materia di beni culturali e ambientali, a norma dell'articolo 1 della legge 8 ottobre, numero 352";
- Legge Regionale numero 4/00 "Disposizioni in materia di valutazione di impatto ambientale — modifica art.31 della Legge Regionale numero 1 del 1999;
- D.P.R. numero 554/99 "Regolamento di attuazione della legge quadro in materia di lavori pubblici" 11 febbraio 1994, numero 109, e successive modifiche;
- Legge Regionale numero 17/00 "Valutazione di impatto ambientale". Modifiche all art. 31 della Legge Regionale numero 1 del 1999";
- D.M. 3 Aprile 2000 "Elenco delle zone di protezione speciale designate ai sensi della direttiva 79/409/CEE e dei siti di importanza comunitaria proposti ai sensi della direttiva 92/43/CEE";
- Deliberazione 20 Luglio 2000 della conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato le Regioni e le Province Autonome di Trento e Bolzano — " Approvazione del III aggiornamento dell'elenco ufficiale delle aree naturali protette, ai sensi del combinato disposto dell'art.3, comma 4, lettera c), della legge 6 dicembre 1991, numero 394, e dell'art. 7, comma 1, allegato A, del decreto legislativo 28 Agosto 1997, numero 281 (Deliberazione numero 993);
- Legge Regionale numero 14/00 all'art. 3 comma 1 dispone che in materia di autorizzazione agli scarichi devono essere applicate le norme recate dal D.Lgs. 152/99, per quanto non diversamente disciplinate dal medesimo articolo;
- Circolare esplicativa sulle innovazioni introdotte in materia di valutazione di impatto ambientale con l'art. 17 Legge Regionale . 05.09.2000 numero 17;
- Legge Regionale 29 Aprile 2003, numero 3 Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale della Regione (legge finanziaria 2003), modifica dell'art. 31 comma 1 della Legge Regionale numero 1 del 1999; D.Lgs. 29 dicembre 2003, numero 387, "Attuazione della direttiva 2001/77 Ce relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili";
- L. 23 Agosto 2004, numero 239 "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia";
- D.Lgs. 3 Aprile 2006, numero 152 "Norme in materia ambientale";

- Legge Regionale 12 Giugno 2006, numero 9 Conferimento di funzioni e compiti agli enti locali;
- Legge Regionale 29 Maggio 2007, numero 2 art. 18 comma 1;
- Legge 24 dicembre 2007, numero 244. Finanziaria 2008;
- D.Lgs. 16 gennaio 2008, numero 4 "Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del decreto legislativo 3 Aprile 2006, numero 152, recante norme in materia ambientale";
- D.G.R. del 23 Aprile 2008 numero 24/23 Direttive per lo svolgimento delle procedure di impatto ambientale e di valutazione ambientale strategica;
- D.M. Sviluppo economico 18 dicembre 2008 "Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili";
- D.G.R. del 16 gennaio 2009 numero 3/17 Modifiche allo "Studio per l'individuazione delle aree in cui ubicare gli impianti eolici";
- Direttiva 2009/28/CE 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;
- L. 23 Luglio 2009, numero 99 "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia";
- Legge Regionale 7 Agosto 2009, numero 3 "Disposizioni urgenti nei settori economico e sociale";
- D.G.R. del 12 marzo 2010 numero 10/3 "Linee guida per l'autorizzazione unica alla realizzazione degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili"; (abrogato da D.G.R. del 1 Luglio 2010, numero 25/40);
- Sentenza del TAR numero 673 del 9 Aprile 2010. " Esclusione dell'ubicazione di impianti eolici in zone contermini alle aree P.I.P. - Illegittimità - Art. 112 N.T.A. al P.P.R. - Individuazione delle aree da destinare all'eolico mediante studio specifico" D.G.R. del 1 Luglio 2010, numero 25/40 "Nuove linee guida regionali per l'autorizzazione unica di impianti da fonti rinnovabili";
- Decreto del 10 Settembre 2010 del Ministero dello Sviluppo Economico "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili";
- D.G.R. del 30/12/2010 numero 47/63 "Autorizzazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Modifica della Delib.G.R. numero 25/40 del 1/7/2010";
- Sentenza TAR Sardegna 14/01/2011 numero 28;
- D. Lgs numero 28/2011 "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE";

- DGR numero 27/16 Giugno 2011 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", modifica della D.G.R. numero 25/40 dell'1/7/2010";
- D.M. del 06/07/2012 — Decreto attuativo del D.Lgs 28/2011 — definizione dei nuovi incentivi per le FER;
- D.G.R. numero 34/33 del 7/08/2012 - Direttive per lo svolgimento delle procedure di valutazione ambientale. Sostituzione della deliberazione numero 24/23 del 23 Aprile 2008
- D.G.R numero 45/34 novembre 2012, "Linee guida per la installazione degli impianti eolici nel territorio regionale di cui alla Delib. G.R. numero 3/17 del 16.1.2009 e s.m.i. Conseguenze della Sentenza della Corte Costituzionale numero 224/2012. Indirizzi ai fini dell'attuazione dell'art 4 comma 3 del D.Lgs. numero 28/2011';
- Legge Regionale . 25 di 17/12/12 "Disposizioni urgenti in materia di enti locali e settori diversi" — Buras 20 dicembre 2012.
- DGR N. 40/11 DEL 7.8.2015 - Individuazione delle aree e dei siti non idonei all'installazione degli impianti alimentati da fonti di energia eolica.
- DECRETO LEGISLATIVO 16 Giugno 2017, numero 104 Modifiche al decreto legislativo 3 Aprile 2006, numero 152;
- Regio Decreto 11 dicembre 1933, numero 1175 ("Testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici");
- Decreto del Presidente della Repubblica 18 marzo 1965, numero 342 ("Norme integrative della legge 6 dicembre 1962, numero 1643 e norme relative al coordinamento e all'esercizio delle attività elettriche esercitate da enti ed imprese diversi dall'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica");
- Legge 28 Giugno 1986, numero 339 ("Nuove norme per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne");
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 23 Aprile 1992 ("Limiti massimi di esposizione ai campi elettrico e magnetico generati alla frequenza industriale nominale (50 hz) negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno");
- Decreto legislativo 31 marzo 1998, numero 112 ("Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle regioni ed enti locali, in attuazione del capo I della legge 15 marzo 1997, numero 59");
- Legge 22 febbraio 2001, numero 36 ("Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici"), (G.U. n° 55 del 7 marzo 2001);

- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 8 Luglio 2003 ("Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti"), (GU n° 200 del 29/08/03);
- CEI 11-60, "Portata al limite termico delle linee elettriche aeree esterne", 2a Ed
- Norme CEI 11-17, Impianti di produzione, trasmissione, e distribuzione pubblica di energia elettrica, Linee in cavo;
- Norme CEI 11-32, Impianti di produzione di energia elettrica connessi a sistemi di III categoria;
- Norme CEI 64-8, Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- Norme CEI 103-6, Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto;
- CEI 211-4 "Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche";
- Decreto Legislativo 19 novembre 2007, numero 257 —G.U. numero 9 dell' 11 gennaio 2008
- Delibera Autorita per l'Energia elettrica ed il gas 34/05, Disposizioni in merito alla vendita di energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili;
- Delibera Autorita per l'Energia elettrica ed il gas 281/05, Disposizioni in merito alle modalità di connessioni alle reti con obbligo di connessione di terzi;
- Delibera Autorita per l'Energia elettrica ed il gas 182/06, Modificazioni della delibera 04/05 in merito ai metodi di rilevazione delle misure di energia per i punti di immissione e prelievo.
- DM 21/03/88 "Disciplina per la costruzione delle linee elettriche aeree esterne" e successive modifiche ed integrazioni.
- Circolare Ministero Ambiente e Tutela del Territorio DSA/2004/25291 del 14/11/04 in merito ai criteri per la determinazione della fascia di rispetto;
- DM 29/05/08 "Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti".
- D.M.LL.PP 21/03/88 n° 449 "Approvazione delle norme tecniche per la progettazione, l'esecuzione e l'esercizio delle linee elettriche aeree esterne",
- D.M.LL.PP 16/01/91 n° 1260 "Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e l'esercizio delle linee elettriche aeree esterne",
- D.M.LL.PP. 05/08/98 "Aggiornamento delle norme tecniche per la progettazione, esecuzione ed esercizio delle linee elettriche esterne",

- Artt. 95 e 97 del D.Lgs n° 259 del 01/08/03,
- Circola Ministeriale numero DCST/3/2/7900/42285/2940 del 18/02/82 "Protezione delle linee di telecomunicazione per perturbazioni esterne di natura elettrica — Aggiornamento delle Circolare del Mini. P.T. LCI/43505/3200 del 08/01/68,
- Circolare "Prescrizione per gli impianti di telecomunicazione allacciati alla rete pubblica, installati nelle cabine, stazioni e centrali elettriche AT", trasmessa con nota Ministeriale numero LCI/U2/2/71571/SI del 13/03/73,
- CEI 7-6 Norme per il controllo della zincatura a caldo per immersione su elementi di materiale ferroso destinati a linee e impianti elettrici,
- CEI 11-4 Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne,
- CEI 11-25 Calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti trifasi a corrente alternata,
- CEI 11-27 Lavori su impianti elettrici;
- CEI EN 50110-1-2 esercizio degli impianti elettrici;
- CEI 33-2 Condensatori di accoppiamento e divisori capacitivi;
- CEI 36-12 Caratteristiche degli isolatori portanti per interno ed esterno destinati a sistemi con tensioni nominali superiori a 1000 V;
- CEI 57-2 Bobine di sbarramento per sistemi a corrente alternata;
- CEI 57-3 Dispositivi di accoppiamento per impianti ad onde convogliate;
- CEI 64-2 Impianti elettrici in luoghi con pericolo di esplosione;
- CEI 11-32 V1 Impianti di produzione eolica, telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto;
- CEI 211-6, "Guida per la misura e per la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell'intervallo di frequenza 0 Hz - 10 kHz, con riferimento all'esposizione umana", 1° ed.;
- EI 106-11, "Guida per la determinazione della fascia di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 Luglio 2003 (Art.6)", 1a ed.;
- Delibera AEEG 168/03 Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, numero 79;
- Delibera AEEG 05/04 Intimazione alle imprese distributrici ad adempiere alle disposizioni in materia di servizio di misura dell'energia elettrica in corrispondenza dei punti di immissione di cui

all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorita per l'energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004, numero 5/04,

- Delibera AEEG ARG/elt 98/08 Verifica del Codice di trasmissione e di dispacciamento in materia di condizioni per la gestione della produzione di energia elettrica da fonte eolica,
- Delibera AEEG ARG/elt 99/08 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 (Testo integrato delle connessioni attive — TICA);
- Delibera AEEG ARG/elt 04/10 Procedura per il miglioramento della prevedibilità delle immissioni dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili relativamente alle unità di produzione non rilevanti;
- Delibera AEEG ARG/elt 05/10 "Condizioni per il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili";
- D.M. LL.PP. 11 marzo 1988 ("Norme tecniche riguardanti le indagini sui terreni e sulle rocce, la stabilità dei pendii naturali e delle scarpate, i criteri generali e le prescrizioni per la progettazione, l'esecuzione e il collaudo delle opere di sostegno delle terre e delle opere di fondazione" e successive istruzioni);
- Consiglio Nazionale delle Ricerche — Norme tecniche numero 78 del 28 Luglio 1980, Norme sulle caratteristiche geometriche delle strade extraurbane;
- Consiglio Nazionale delle Ricerche — Norme Tecniche n° 90 del 15 Aprile 1983;
- D.M. 05/11/2001 Norme funzionali e geometriche per la costruzione delle strade e successive modifiche e integrazioni (D.M. 22/04/2004);
- D.M. 19/04/2006 Norme funzionali e geometriche per la costruzione delle intersezioni stradali.
- D.M. 14 Gennaio 2008 ("Norme tecniche per le costruzioni");
- Opere civili e sicurezza: Sicurezza nei luoghi di lavoro;
- D.Leg. 494/1996 ("Attuazione delle direttive 92/57/CEE concernente le prescrizioni minime di sicurezza e di salute da attuare nei cantieri temporanei o mobili");
- D.Leg. 528/1999 ("Modifiche ed integrazioni al decreto legislativo 14 Agosto 1996, n° 494 recante attuazione delle direttive 92/57/CEE in materia di prescrizioni minime di sicurezza e di salute da osservare nei cantieri temporanei o mobili");
- Decreto Legislativo 9 Aprile 2008, numero 81 ("Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 Agosto 2007, numero 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro") e successive modifiche;



In conclusione, si evidenzia che in base all'art. 1 della legge 9 gennaio 1991 numero 10, l'intervento in progetto è opera di pubblico interesse e pubblica utilità "ex lege" ad ogni effetto e per ogni conseguenza, giuridica, economica, procedimentale, espropriativa, come anche definito dall'art. 12 del D.LGS.N. 387 del 29 dicembre 2003.

### 2.3. Proponente del progetto

Il proponente del progetto è **Ecowind 3 S.r.l.**, società del gruppo Econergy Renewable Energy LTD con sede a Londra, facente parte del gruppo Econergy Group.

Econergy Group è un gruppo internazionale di investimenti e gestione, investitore attivo e gestore di risorse di energia rinnovabile nel mercato italiano per quasi un decennio. Tra i 20 principali gestori di risorse rinnovabili in Italia, il Gruppo Econergy si sta attualmente concentrando sulla creazione di valore per gli investitori aumentando la propria presenza sul mercato europeo delle energie alternative e continuando la sua acquisizione e la strategia di gestione attiva di risorse rinnovabili di alta qualità.

Econergy è stata recentemente classificata tra i primi 50 principali team di investimento in energie rinnovabili in Europa. Con investimenti e gestione di asset per un valore di oltre 350 milioni di euro e un totale di 90 MW acquisiti, con oltre 600 MW di progetti in grid parity in fase di sviluppo, la società ha negoziato con successo più di 20 accordi di finanziamento con le migliori banche italiane.

## 3. Inquadramento del progetto e dello stato di fatto

Il progetto "Sa Corredda" è ubicato nel Comune di Sassari, nell'omonima provincia ai confini con il Comune di Porto Torres (SS).

È prevista l'installazione di quattordici aerogeneratori di ultima generazione ad asse orizzontale (HAWTG, *Horizontal axis wind turbine generators*) di potenza pari a 6,6 MW ciascuno, per una potenza complessiva di 92,4 MW, denominati in ordine crescente da WTG001 a WTG014. Gli aerogeneratori saranno montati su torri tubolari di acciaio che porteranno il mozzo del rotore a un'altezza da terra di 135 metri, e l'altezza massima dal suolo di ogni macchina sarà pertanto pari a 220 metri. È inoltre prevista l'installazione di una torre anemometrica di misura che monitorerà le condizioni di vento e ambientali della zona di impianto per tutta la vita di quest'ultimo.

Aerogeneratore	X	Y	Z
WTG001	1438208.085	4511525.818	286
WTG002	1438541.87	4512876.735	301
WTG003	1438873.189	4513998.883	236
WTG004	1439307.553	4514793.656	186
WTG005	1439608.385	4515493.074	172
WTG006	1440107.257	4516245.152	165
WTG007	1438171.107	4512148.521	277
WTG008	1439529.419	4510883.886	245
WTG009	1440190.580	4511382.345	223
WTG010	1440708.267	4512103.162	257
WTG011	1441543.469	4512793.412	338
WTG012	1441650.951	4513695.667	243
WTG013	1441482.332	4514572.283	272
WTG014	1441596.717	4515140.26	208

[Coordinate EPSG 3003 e quota degli aerogeneratori]

L'impianto verrà collegato in antenna a 150 kV, verso la futura stazione elettrica SE di Smistamento della RTN a 150 kV "Porto Torres 2" da inserire in entra-esce alla RTN a 150 kV "Porto Torres – Fiumesanto", gestita dall'operatore Terna S.p.A.. L'energia prodotta sarà convogliata tramite un cavidotto in media tensione a 30 kV interamente interrato su strada, che raggiungerà la stazione di innalzamento della tensione di competenza del proponente, come da elaborati prodotti (rif. Elaborati WIND006.ELB010a; WIND006.ELB011b). Nella Sottostazione Elettrica Utente (SSE), l'energia prodotta dall'impianto ad una tensione di 30 kV, viene portata ad una tensione di 150 kV per poi essere convogliata nella Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale (RTN) gestita da Terna S.p.A. per poter essere dispacciata sul territorio servendo utenze civili e commerciali. I dettagli della Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) di connessione sono descritti nel preventivo di connessione numero 202000123, rilasciato in data 27 Marzo 2020 e accettato dalla proponente il 17 Settembre 2020.

La nuova Stazione Elettrica di smistamento "Porto Torres 2" verrà realizzata in entra-esce sulla linea elettrica RTN "Porto Torres – Fiumesanto".

### 3.1. Localizzazione e caratteristiche del sito

Il progetto si sviluppa nella sub-regione storica della Nurra, nonché area agricola pianeggiante del nord-ovest della Sardegna, situata nel quadrilatero nord-occidentale compreso fra Alghero, Sassari, Porto Torres e Stintino, della Regione Autonoma della Sardegna.

L'area di progetto destinata ai generatori eolici occupa un'area, intesa come sottesa delle posizioni degli aerogeneratori più periferici, pari a 1078 ha, e si sviluppa longitudinalmente (N-S) per circa 5 km, e latitudinalmente (E-O) per circa 3 km.

In termini di inserimento paesaggistico, le aree interessate dagli aerogeneratori si possono considerare come inserite nel vicino Ambito Paesaggistico censito dal P.P.R. all'art. 14 delle N.T.A. "Golfo dell'Asinara".

#### 3.1.1. Il Comune e le aree urbane di riferimento

La città di Sassari è un polo urbano storico: essa sorge su un tavolato calcareo declinante a nord-ovest verso il golfo dell'Asinara e la pianura della Nurra di Sassari, mentre a sud-est il territorio è prevalentemente collinare. Il territorio urbano e suburbano è caratterizzato da valli e gole che incidono profondamente l'altopiano. L'area oggetto dell'intervento, pianura della Nurra, il paesaggio appare generalmente spoglio, costituito in gran parte da estesi pascoli e da macchia mediterranea: delle grandi foreste che un tempo ricoprivano il territorio ne rimangono scarsi residui dopo la deforestazione piemontese e un incendio di ingente entità.

La località de "Sa Corredda", ubicata nell'area della Nurra, dista dai centri urbani, misurando in linea d'aria circa 20 km dalla zona urbana di Sassari e circa 6 km da quella del Comune di Porto Torres.

Il Comune di Sassari conta 126.218 abitanti, mentre il Comune di Porto Torres 22.158<sup>8</sup>; la provincia di Sassari rientra tra le province più grandi italiane, con un totale 489.634 abitanti e una densità di abitanti di 63 per km<sup>2</sup>.

Risultano nel Comune di Sassari 41696 residenti di età pari a 15 anni o più, dei quali 34.323 risultano occupati e 5.457 precedentemente occupati ma adesso disoccupati e in cerca di nuova occupazione. Il totale dei maschi residenti di età pari a 15 anni o più è di 21.956 individui, dei quali 18.127 occupati e 2.900 precedentemente occupati ma adesso disoccupati e in cerca di nuova occupazione. Il totale della

---

<sup>8</sup> Fonte: dati ISTAT al 31/12/2019.

popolazione femminile residente di età pari a 15 anni o più è di 19.740 unità, delle quali 16.196 sono occupate e 24 sono state precedentemente occupate ma adesso sono disoccupate e in cerca di nuova occupazione.

### **3.1.2. Geografia dell'area di riferimento**

L'area dell'impianto è raggiunta e attraversata da nord a sud dalla Strada Provinciale SP93, dalla quale si dipana la viabilità secondaria (principalmente strada sterrata) che conduce alle turbine, nello specifico alle turbine WTG014 e WTG005. La viabilità che raggiunge le aree oggetto dell'intervento dei singoli aerogeneratori è privata.

Per la viabilità secondaria di accesso alle turbine si renderanno necessari interventi di adeguamento atti a consentire l'ottimale transito delle componenti dell'impianto e dei mezzi impiegati nella realizzazione delle opere di installazione. Le nuove viabilità sono state previste solo per brevi tratti, e solo dove non fosse possibile utilizzare le strade rurali già esistenti. Tutti gli interventi di adeguamento e di realizzazione della viabilità necessari per il progetto sono stati concepiti in modo da minimizzare gli sbancamenti di terreno e quindi l'impatto sull'orografia del territorio.

La geomorfologia di quest'area è fortemente interessata dall'azione geochimica e fisica che l'acqua esercita sulle dolomie e sui calcari, la quale, assieme al clima locale caratterizzato dall'imponenza del maestrale e alle importanti escursioni termiche giornaliere, ha smussato e modellato il territorio conferendoli forme dolci e valli da fondo prevalentemente piatto.

I terreni oggetto dell'intervento si sviluppano a una quota tra 80 e 330 metri sopra il livello del mare, non ricadono in zone destinate alla coltivazione pregiate, in aree definibili come boschive, o comunque in zone che possano subire impatti sensibili diretti dalla presenza degli aerogeneratori e dalle opere ancillari previste.

La morfologia del paesaggio è caratterizzata da colline poco elevate rappresentate da modesti rilievi sub-arrotondati, e ampie valli aperte; i rilievi principali hanno altezze intorno ai 300 metri (P.ta de Sanna Istrinta 339 m, Monte Alvaru 341 m, P.ta Pedru Ghisu 305 m). Il reticolato idrografico è impostato sulle principali direttrici tettoniche e mostra valli quasi sempre aperte poco incassate, con prevalente andamento NE-SW. Gli adeguamenti alla viabilità verranno pertanto progettati tenendo conto anche delle necessità relative ad attività diverse da quelle prettamente relative all'installazione e manutenzione del solo parco eolico. In generale non sono presenti intersezioni: le strade, principali e secondarie che raggiungono

l'impianto, non attraversano alcun corpo idrico e così anche il cavidotto interrato che percorrerà suddetta viabilità.

### **3.2. Giustificazione dell'opera**

Facendo riferimento all'inquadramento normativo di cui al precedente capitolo 2.2, risulta evidente che l'opera trova la propria giustificazione principale nella realizzazione di un impianto generatore di energia elettrica a basso costo che permetta di non avere emissioni (liquide o gassose) in atmosfera, e che — non basandosi sul consumo di sostanze soggette a scarsità come petrolio, gas naturale o combustibile nucleare — può permettere un approvvigionamento nel lungo periodo di elettricità a prezzo fisso ed in modo sostenibile per l'ambiente.

Il progetto proposto ha diverse ricadute sul territorio che non si limitano a quelle ambientali e paesaggistiche, ma che toccano gli aspetti socio-economici del contesto, infatti la realizzazione dell'opera così come la sua manutenzione richiedono la messa in campo di forza lavoro e conseguentemente la generazione di posti di lavoro, in relazione alla dimensione dell'impianto e alla sua manutenibilità.

### **3.3. Fattibilità dell'opera e criteri di progettazione**

L'intervento in oggetto è stato valutato in un ambito di fattibilità tecnica e di inserimento nel contesto, tenendo in considerazione una pluralità di fattori che sono scaturiti nella scelta progettuale descritta.

In particolare la risorsa vento è stato uno degli aspetti principali e determinanti. Le informazioni preliminari a disposizione provengono dall'analisi dei dati messi a disposizione dalle stazioni meteorologiche circostanti e dalle stime di potenzialità del vento prodotte da diversi elementi tecnologici quali rilevazioni satellitari. Per definire ulteriormente la potenzialità verrà inoltre installato un anemometro tramite procedura SUAP che monitorerà per un periodo massimo di 36 mesi la ventosità con livello di dettaglio alto a tre quote da terra, ossia 50, 75 e 95 metri. La posizione dell'anemometro è baricentrica rispetto agli aerogeneratori, e lontano da interferenze dell'orografia quali manufatti o costoni che ne alterino le proprietà e le caratteristiche in termini di direzione, intensità e andamento durante le ore della giornata o le stagioni. L'elaborazione dei dati estrapolati dalla postazione anemometrica verrà affidato a una società specializzata che ne certificherà la consistenza acclarando le potenzialità di produzione dell'impianto nel contesto della tecnologia utilizzata, fornendo una previsione quanto più accurata possibile per tutta la vita

utile dell'impianto. Si rimanda al successivo punto 3.4 e alla relazione di studio della risorsa vento per ogni ulteriore dettaglio.

### **3.3.1 Fattibilità nel contesto normativo**

Elemento fondamentale per l'inquadramento di massima delle aree oggetto di intervento sono state le linee guida previste dalle norme nazionali e regionali di cui al precedente capitolo 2.2. Per gli aspetti regolatori del territorio si è fatto riferimento principalmente al Piano Paesaggistico Regionale, dal quale si evincono le tipologie paesaggistiche e ambientali da preservare.

Da un punto di vista dell'inquadramento del progetto, sono stati valutati attentamente i contesti ambientali e paesaggistici di dettaglio, ritenuti estremamente importanti per la sostenibilità dell'opera e per valutarne l'impatto sul territorio e negli ambiti proposti, quali quello geologico, delle caratteristiche morfologiche, della vegetazione, della fauna e degli insediamenti archeologici e storico-culturali, oltre che alla presenza di Zone di Protezione Speciali, Siti di Interesse Comunitario, Oasi di Protezione Faunistica, Parchi o altri istituti analoghi.

Il PUP del Comune di Sassari definisce le aree comunali «tra le più promettenti» a livello nazionale per le proposte operative di impianti a energia eolica, dichiarando che vi è spazio per la realizzazione di queste opere anche nell'ottica della diversificazione energetica, aprendo alle ulteriori proposte di nuove aree idonee da parte delle amministrazioni locali.

Nel dettaglio le aree interessate dal progetto ricadono nell'ambito paesaggistico costiero del "Golfo dell'Asinara", di cui all'articolo 14 delle N.T.A. del PPR Regione Sardegna.

### **3.3.2. Fattibilità logistica e tecnica**

Elemento sostanziale per la valutazione del progetto è stato il criterio di accessibilità logistica e fattibilità generale dell'intervento. Come da descrizione, l'accesso da parte dei mezzi necessari al sito avverrà tramite viabilità pubblica che richiederà esigui adeguamenti per il trasporto in sicurezza dei mezzi pesanti e del trasporto delle componenti dal molo industriale del porto di Porto Torres (punto di arrivo di tutti i materiali) fino alle singole piazzole. La vicinanza dell'impianto al porto rende il trasporto agevole e veloce, evitando complicanze che si vengono a creare quando le distanze da percorrere sono maggiori. Un trasportatore specializzato e un professionista incaricato della verifica della viabilità hanno verificato l'idoneità da un punto di vista delle pendenze e delle ampiezze delle carreggiate in progetto.

È stata valutata la fattibilità tecnico-economica delle opere di connessione alla rete elettrica nazionale, e quindi la realizzazione di una stazione *step-up* MT/AT in prossimità di una SE di Terna S.p.A. per poter convogliare l'energia prodotta dagli aerogeneratori.

Si è quindi proceduto a stipulare contratti preliminari sulle zone interessate dall'intervento con i rispettivi legittimi proprietari.

### 3.4. Analisi della potenzialità anemologica

La stima della risorsa anemologica e quindi della capacità produttiva dell'impianto a progetto è stata effettuata tramite indagine satellitare del flusso del moto ventoso in una zona con un buffer di 9km dal

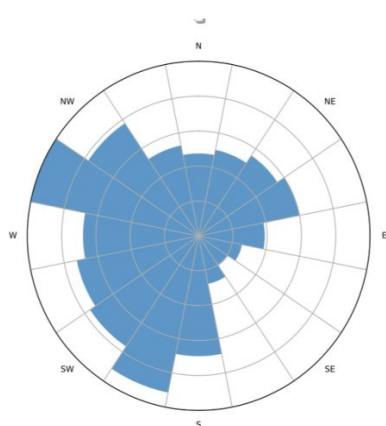


Figura 1: Rosa dei venti della risorsa vento rilevata

perimetro del sito. La stima di produzione viene quindi calcolata stimando il flusso ventoso che verrà captato dalla superficie di ogni aerogeneratore e quindi convertito secondo la stima di conversione e la curva di potenza fornite e certificate dal produttore del generatore. A questo vengono applicate le perdite dovute all'effetto scia (per quanto non preponderante) tra gli aerogeneratori in forza della disposizione dei generatori eolici rispetto al vento dominante, alla rarefazione dell'aria dovuta alla quota da livello del mare, dalla perdita di produzione dovuto

dall'indisponibilità della rete elettrica e dalle cadute di tensione dell'impianto elettrico fino alla stazione di innalzamento ad alta tensione.

I venti dominanti appaiono essere il Maestrale, con direzione Ovest-Nordovest, e il Libeccio, con direzione Sud-Sudovest, dovuti in particolare alla collocazione geografica del sito esposta a due fronti marittimi con caratteristiche diverse, ossia il Mar di Sardegna sul lato Ovest, e il mar di Corsica sul lato Nord.

In funzione dei dati rilevati ed elaborati si stima che il progetto avrà una producibilità pari a circa 2.980 ore equivalenti<sup>9</sup>, con una generazione annua attesa pari a circa 275,35 GWh.

Si rimanda alla relazione sulla potenzialità anemologica [WIND006.REL039] per i dettagli di merito.

<sup>9</sup> Per "ore equivalenti" si intendono il numero di ore necessarie a piena potenza in un anno per realizzare l'energia corrispondente a 1 kWh per ogni kW di potenza installata.

### 3.5. Inquadramento urbanistico e paesaggistico

Gli elaborati grafici WIND006.ELB001a/b/c e WIND006.ELB022a e WIND006.ELB023a/b/c] dettagliano il contesto degli elementi e delle arealità paesaggistiche di insieme, mostrando come l'area interessata dall'intervento ricada in un'area non urbanizzata, come la maggior parte del territorio limitrofo. In termini di inserimento paesaggistico, le aree interessate dagli aerogeneratori si possono considerare come inserite all'interno dell'Ambito Paesaggistico censito dal P.P.R. all'art. 14 delle N.T.A. "Golfo dell'Asinara".

Sia l'area dell'impianto, sia le zone limitrofe, non ricadono all'interno di zone SIC (Siti di interesse comunitario), ZPS (Zone protezione speciale, o zone IBA (Important Bird Area). A Sud dell'impianto, superata la SP18, è presente il Parco Lu Cantaru.

Il centro urbano più vicino è quello di Porto Torres, a circa 6 km dall'impianto.

In merito alle norme paesaggistiche e urbanistiche che regolano le trasformazioni, il progetto risulta coerente con gli strumenti programmatici e normativi vigenti, e non vi sono forme di incompatibilità rispetto a norme specifiche che riguardano l'area e il sito di intervento.



## 4. Dettaglio degli interventi in progetto

### 4.1. Descrizione dei generatori

Gli aerogeneratori previsti sono macchine con potenza nominale pari a 6,6 MW, orientati sopravento, con controllo attivo del *pitch* delle pale e dello *yaw* della navicella. Per la progettazione di dettaglio, ai fini della valutazione dei carichi, delle dimensioni e di tutti i valori tecnici e di ingombro architettonico sono stati utilizzati gli aerogeneratori SG-170 di Siemens Gamesa. In fase realizzativa le macchine potranno però essere differenti, rimanendo nelle caratteristiche tecniche e dimensionali delle stesse.

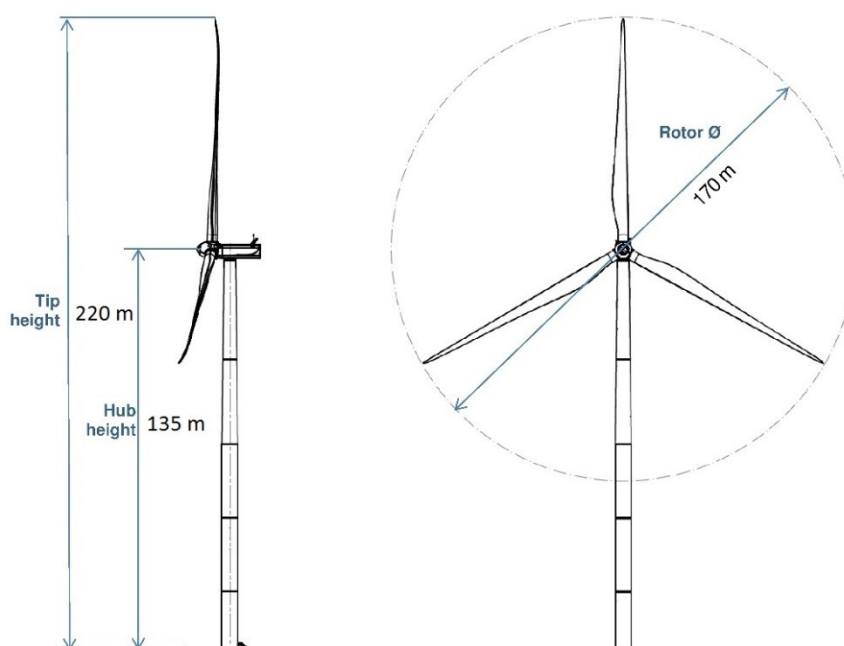


Figura 2 – generatore eolico ad asse orizzontale

Il rotore (*rotor*) del generatore è composto da tre pale ognuna di lunghezza pari a 83,33 metri. Nel complesso, il gruppo rotante ha un diametro di 170 metri, e spazza un'area pari a 22.686,5 metri quadrati. Il mozzo del generatore sarà collocato ad un'altezza di 135 metri (*hub height*), mentre l'altezza massima raggiunta da ogni generatore (*tip height*), inclusa l'altezza massima da terra delle pale, sarà di 220 metri.

Ognuna delle tre pale è controllata da un gruppo di motoriduttori che ne regolano il *pitch* generando l'effetto di portanza necessario a ottimizzare la coppia rotante generata dal flusso del vento o, in caso di fermo macchina, a garantire assieme al freno lo stazionamento del rotore per manutenzione o non disponibilità della rete.

La navicella su cui è montato il gruppo rotore comprensivo delle pale sarà montato sulla torre con una ralla di brandeggio (*yaw*) anch'essa controllata da un gruppo di motoriduttori che orienteranno il generatore sopravento rispetto al vento, massimizzando la captazione del flusso d'aria da parte della superficie del rotore. Sulla navicella sarà inoltre installato un gruppo di sensori che, collegati al sistema di controllo, governerà orientamento della navicella, inclinazione delle pale, freno dell'albero motore e ogni altra attività del generatore.

Il moto rotatorio dell'albero del generatore alimenta un generatore asincrono che produrrà energia elettrica ad una tensione trifase di 690 V e 50 Hz. L'energia prodotta dall'alternatore viene elevata in tensione tramite un trasformatore 0,69/30 kV e convogliata verso la Rete tramite una linea in cavo interrato che segue la viabilità interna per collegarsi agli altri aerogeneratori. (vedi elaborati di progetto WIND006.ELB008c-Schema a Blocchi e WIND006.ELB008b - Schemi unifilari AC).

Il parco eolico ha un alto livello di automazione, lasciando l'ottimizzazione del pitch e del brandeggio degli aerogeneratori a un sistema PLC programmabile che analizza le condizioni metereologiche in tempo reale, orientando la navicella e ruotando la terna di pale in funzione dell'intensità e della direzione del vento così da ottimizzarne il ciclo produttivo durante la giornata, le stagioni e gli anni. Un sistema di controllo di tipo SCADA, collegato tramite connessione Internet e interconnesso tra le turbine grazie a una rete di fibra ottica interrata assieme all'impianto elettrico interno, trasferirà invece le informazioni riguardo al parco eolico a una stazione di monitoraggio remota.



Figura 3 – Blade lifter, utilizzato per il trasporto di pale per aerogeneratori

#### 4.2. Descrizione degli interventi sulla viabilità.

La particolarità dell'infrastruttura da realizzare, sicuramente inquadrabile nella tipologia "diffusa" e non "puntuale", ha comportato la previsione di una rete viaria che, partendo dalle consistenti preesistenze, arrivasse a servire tutte le opere previste per la realizzazione del parco eolico in progetto. Nello specifico la viabilità in progetto è finalizzata a garantire l'accesso alle piazzole degli aerogeneratori, sia nella fase iniziale di realizzazione dell'opera che in quella di esercizio. Tale viabilità, se inquadrabile inizialmente come opera finalizzata ad un'opera ex novo che potrebbe quindi essere vista come un fattore di disturbo nell'ambiente attraversato, va considerata come una infrastruttura fruibile da tutte le professionalità presenti sul territorio, partendo dagli allevatori e finendo con il Corpo Forestale.

Nella progettazione dell'intero parco eolico lo studio della viabilità esistente ha giocato un ruolo importante per la definizione finale della posizione degli aerogeneratori unitamente all'individuazione delle aree idonee dal punto di vista della ventosità. Criterio base della progettazione della viabilità è stato infatti quello di minimizzare l'utilizzo del territorio alla luce dell'orografia dei luoghi e delle caratteristiche minime che tale infrastruttura deve avere perché possa essere percorsa dai mezzi di trasporto individuati per la

realizzazione dell'opera. Le caratteristiche geometriche della viabilità interna del parco sono state infatti individuate secondo i raggi di curvatura, la pendenza longitudinale e trasversale necessarie necessari ai mezzi pesanti che opereranno durante la fase di cantiere. Sulla scorta dell'esperienza maturata nella realizzazione di infrastrutture simile sono stati individuati i mezzi più idonei per il trasporto dei componenti gli aerogeneratori. La volontà anzi dichiarata di voler minimizzare l'utilizzo del territorio si manifesta anche nella scelta e nell'individuazione di mezzi speciali quali i blade lifter (*alzapala*) il cui utilizzo permetterà di avere lunghezze di convoglio massimo di circa 40 m e non di 95 m, come invece sarebbe stato se si fosse optato per un trasporto in orizzontale delle pale che misurano circa 85 m di lunghezza.

La viabilità dovrà sopportare un peso per asse pari a 24,5 tonnellate. Le componenti con il maggiore ingombro che percorreranno il tragitto dal porto di Porto Torres ai luoghi d'intervento sono le navicelle dei generatori, i tronchi delle torri di sostegno e le pale.

Per le pale verranno utilizzati dei *blade lifter* (o alza-pala) come raffigurati in immagine. Queste macchine permettono di elevare la punta delle pale trasportate evitando l'interferenza con ostacoli a terra (segnaletica verticale, guard rail, tralicci linee elettriche, ecc.) che l'utilizzo di un trasporto tradizionale certamente causerebbe. Questi mezzi dispongono di sistemi di sicurezza anti-ribaltamento quali anemometri montati sulla cima della pala, misuratori di sforzi di torsione, e riescono a inclinare la pala fino a un massimo di 60° da terra e di ruotarla di 360° intorno al proprio asse (*pitch*).

Le componenti di sezione tubolare del palo sono invece trasportate su mezzi per trasporti eccezionali con asse posteriore sterzante, con altezze massime sul piano stradale tali da permettere il passaggio sotto i ponti e nelle gallerie, e richiedono le caratteristiche di pendenza longitudinale e raggio di curvatura della viabilità compatibili con quelle inserite a progetto.

Nella fase di esecuzione della viabilità, a seguito di un più dettagliato rilievo e studio dell'orografia delle aree interessate, verrà ottimizzata la regimentazione delle acque.

#### **4.2.1. Viabilità di accesso al sito del progetto**

La viabilità di arrivo prevista è composta da strade provinciali e comunali. La viabilità esistente è per lo più in condizioni idonee e necessita di pochi adeguamenti del percorso che si limitano a modifiche temporanee del tracciato per permettere il transito in sicurezza delle componenti e dei mezzi.

In dettaglio i mezzi di trasporto caricheranno dal molo industriale del porto di Porto Torres dedicata al transito commerciale, e attraverseranno le zone di smistamento mezzi onde poi immettersi nella viabilità comunale per un breve tratto e successivamente nelle strade provinciali SP34, SP93 ed SP18. Nell'inquadramento di seguito si riportano in dettaglio i tipi di viabilità, comunali e provinciali, percorsi.

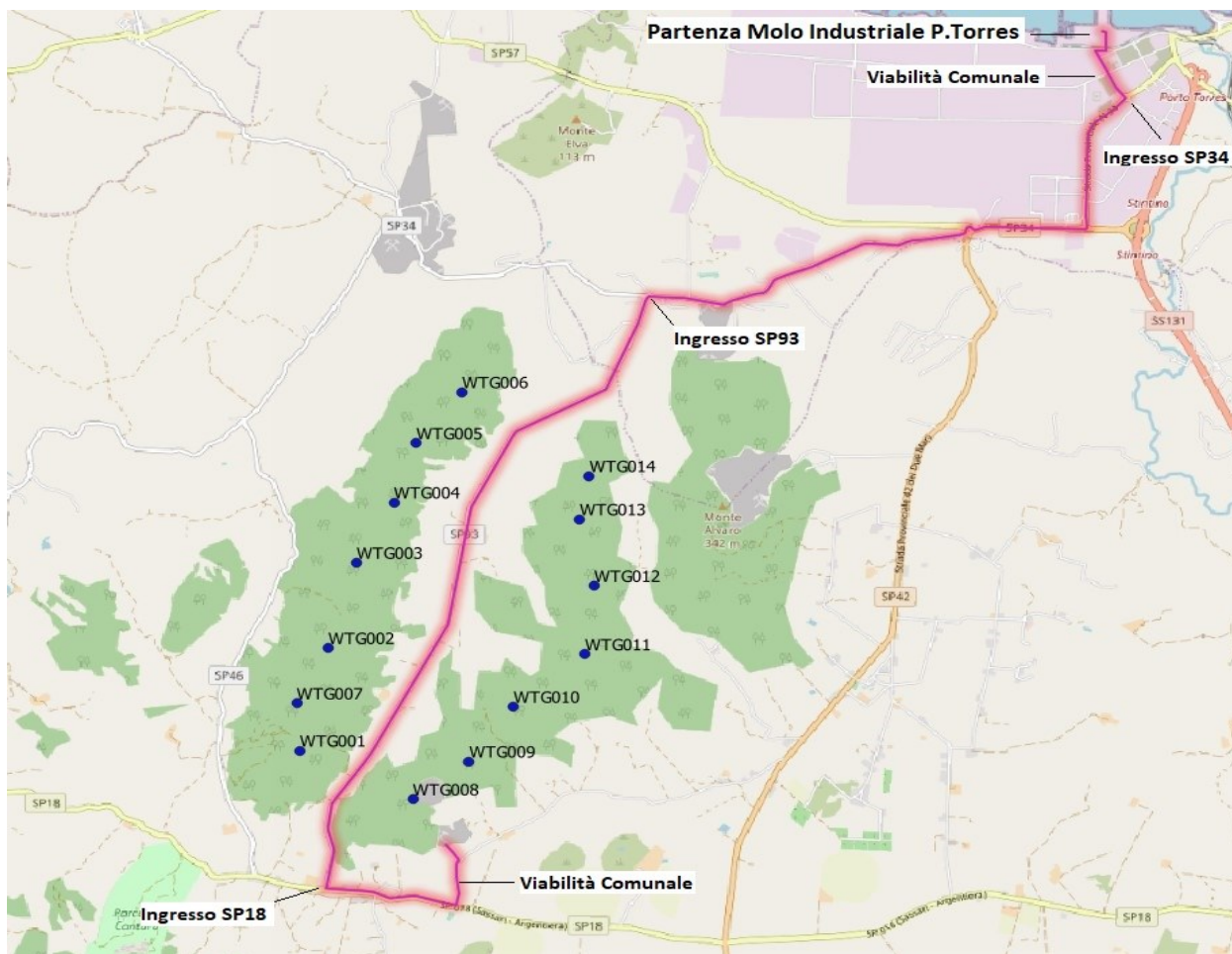


Figura 4 – Panoramica della viabilità di accesso al sito

#### 4.2.2. Viabilità interna di accesso agli aerogeneratori

Sono a progetto tre tronchi di viabilità all'interno del parco. Come riportato in figura 5, la prima diramazione che si incontra percorrendo la SP93 è quella che permette di raggiungere la WTG014 e che prosegue collegando le rimanenti turbine WTG013, WTG012 e WTG011 del cluster.

Una seconda diramazione permette il raggiungimento della WTG005 la quale si collega, tramite viabilità interna al parco, ad un secondo cluster composto dalle turbine WTG006, WTG004, WTG003,

WTG002, WTG007, WTG001. Un terzo cluster di turbine si raggiunge dalla parte sud del parco, percorrendo un tratto di SP18. Quest'ultimo cluster è composto dalle turbine WTG008, WTG009 e WTG010.

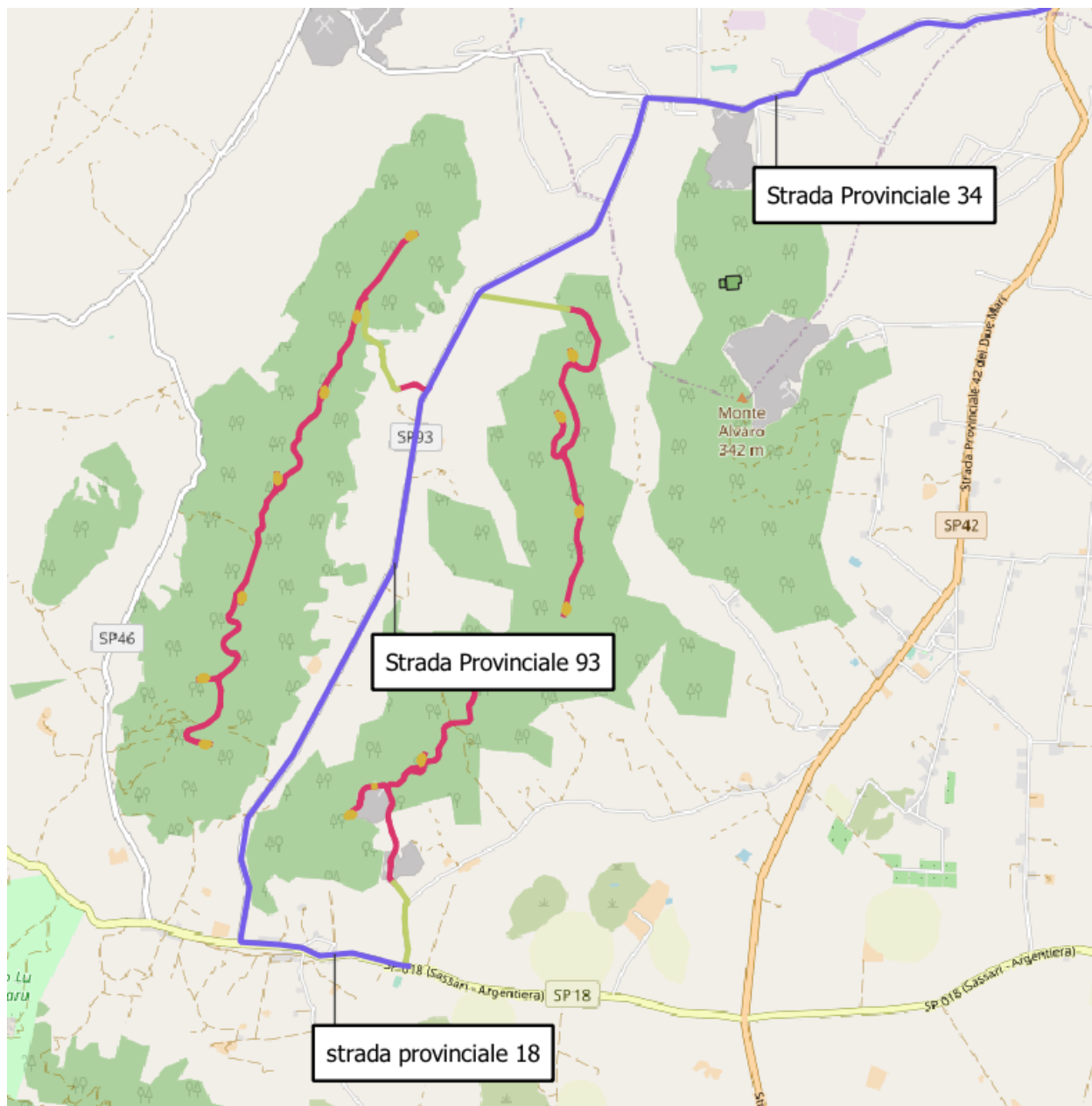


Figura 5: Viabilità interna aerogeneratori

La modifica sostanziale prevista alla viabilità interna, a partire dal tratto bitumato che si deve lasciare per accedere al parco eolico, è l'adeguamento della larghezza della viabilità rurale esistente ai 5 m necessari. In blu è rappresentata la viabilità esistente, in verde la viabilità soggetta ad adeguamento ed in rosso la viabilità ex-novo.

Nella realizzazione della viabilità interna si è seguita la regola generale di ripercorrere quella esistente adeguandola, come larghezza e raggi di curvatura, alle caratteristiche minime che permettessero la realizzazione del parco.

Solo nei casi in cui l'orografia del terreno e la viabilità esistente non permettevano l'accesso al sito individuato si è dovuto creare ex novo la diramazione di accesso alla piazzola dell'aerogeneratore.

Prevalentemente la viabilità interna al parco è di nuova realizzazione, intendendo con ciò che pur avendo cercato di utilizzare le piste ed i sentieri esistenti, gli interventi necessari per adeguarne l'andamento planimetrico, la pendenza longitudinale e la larghezza della carreggiata sono di tale entità che la viabilità deve essere catalogata come ex-novo per l'85% del suo sviluppo. La restante percentuale del 15% è invece da classificarsi come "viabilità in adeguamento" nel senso gli interventi da effettuarsi non modificano drasticamente l'esistente ma possono interessare anche sono la larghezza della carreggiata e non anche l'andamento planimetrico ed altimetrico, come per esempio per il tratto iniziale dell'accesso alla WTG014. Nella tabella che segue si riportano le caratteristiche fondamentali della viabilità interna al parco.

NOME ASSE	Lunghezza con piazzole (+96m) (m)	Solo Viabilità (m)	Solo viabilità tratto ex novo (m)	Pendenza minima (%)	Pendenza massima (%)	Raggio Verticale min. (m)
Tratto Principale n°1	1325,00	1325,000	339,00	0,087	14,395	300,00
Tratto Principale n°2	1745,46	1745,461	1142,46	0,164	<b>15,889</b>	300,00
Diramazione Turbina 1 (Asse WTG001)	975,275	879,275	879,28	0,024	9,968	300
Diramazione Turbina 2 (Asse WTG002)	1276,944	1084,944	1084,94	0,843	<b>16,029</b>	250
Diramazione Turbina 3 (Asse WTG003)	1240,561	1240,561	1240,56	0,323	<b>15,362</b>	250
Diramazione Turbina 4 (Asse WTG004)	777,558	681,558	681,56	0,438	10,208	300
Diramazione Turbina 5 (Asse WTG005)	296,880	200,880	200,88	0,469	6,483	800
Diramazione Turbina 6 (Asse WTG006)	726,914	630,914	630,91	0,395	<b>15,281</b>	250
Diramazione Turbina 7 (Asse WTG007)	1339,721	1243,721	1243,72	0,006	<b>16,676</b>	300
Diramazione Turbina 8 (Asse WTG008)	538,998	442,998	443,00	0,352	13,781	250
Diramazione Turbina 9 (Asse WTG009)	531,511	435,511	435,51	0,030	11,834	250
Diramazione Turbina 10 (Asse WTG0010)	1331,686	1235,686	1235,69	0,345	<b>18,218</b>	250
Diramazione Turbina 11 (Asse WTG0011)	928,862	832,862	832,86	0,271	<b>18,359</b>	250
Diramazione Turbina 12 (Asse WTG0012)	689,814	593,814	593,81	0,241	12,241	250
Diramazione Turbina 13 (Asse WTG0013)	1504,839	1408,839	1408,84	0,112	13,384	250
Diramazione Turbina 14 (Asse WTG0014)	1843,243	1747,243	906,24	0,463	<b>16,630</b>	250
	<b>17 073,27</b>	<b>15 729,27</b>	<b>13 299,27</b>			

Nella colonna relativa alla pendenza massima, alcuni valori di tale caratteristica sono stati riportati in rosso per evidenziare la necessità, in fase esecutiva ed a seguito di rilievo plano-altimetrico puntuale, di uno studio dettagliato al fine di minimizzare l'impatto ambientale dell'infrastruttura e creare al contempo condizioni più agevoli per il transito dei mezzi di trasporto speciali che dovranno movimentare le componenti degli aerogeneratori.

La sezione tipo della viabilità interna (vedi sezione tipo in rilievo riportata in ), prevede una carreggiata di 5,00 m di larghezza e due banchine di 0,50 m ai lati della stessa. Considerando la proiezione del solido stradale derivante dall'ingombro dei rilevati o degli scavi, l'area di impronta della viabilità, piazzole escluse, è di complessivi **133 819 m<sup>2</sup>**. A tale area si deve sommare quella delle piazzole degli aerogeneratori (**87 191 m<sup>2</sup>**) e quella dell'area di deposito temporaneo individuata in corrispondenza dell'accesso alla WTG05 (**78 613 m<sup>2</sup>**). In fase esecutiva si dovrà prevedere un rilievo più dettagliato dello stato dei luoghi al fine di minimizzare l'altezza dei rilevati e la profondità degli scavi ed avvicinarsi all'area ottimale d'ingombro che è quella del solo cassonetto + banchine.

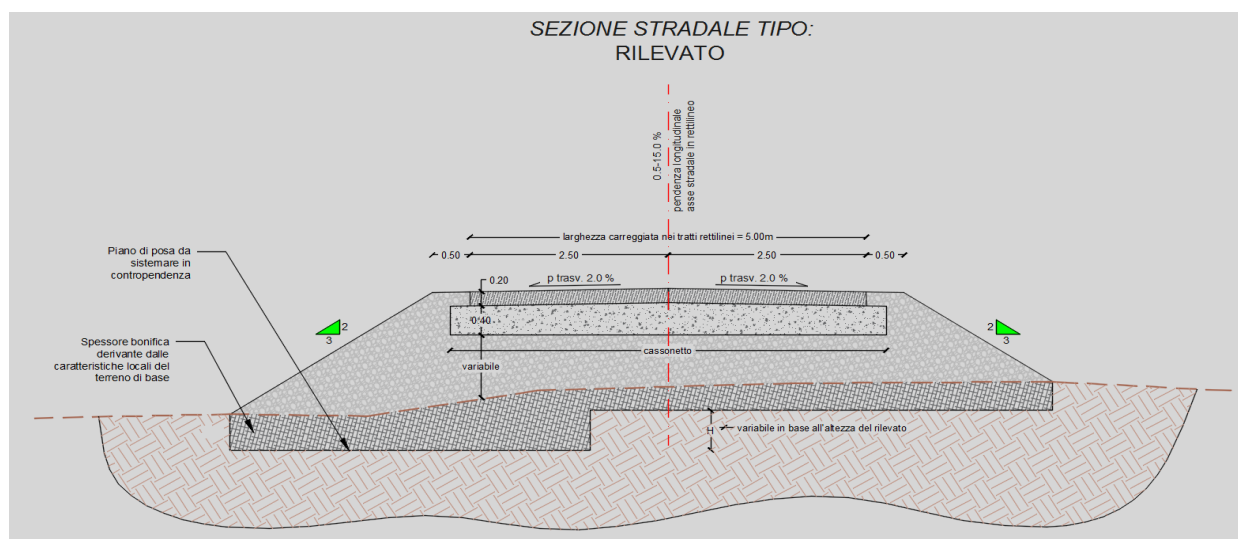


Figura 6: Sezione stradale tipo in rilievo all'interno del parco eolico

Per la realizzazione dei rilevati è previsto l'utilizzo del materiale proveniente dagli scavi, previa verifica dell'appartenenza alla classe "A1" secondo **UNI CNR 10006-2002**, con pacchetto stradale composto da uno strato di fondazione di 40 cm e strato di finitura da 20 cm in misto stabilizzato con materiali ecologici.



Nei tratti stradali con elevata pendenza longitudinale si dovrà prevedere che la stabilizzazione del misto granulare costituente lo strato di finitura/usura potrebbe essere realizzata con cemento per garantire un maggior coefficiente di attrito ai mezzi di trasporto. Sarà fondamentale in fase di esecuzione dell'opera l'effettuazione di prove sul materiale da utilizzare e successivamente delle prove su piastra sul corpo stradale per la verifica della portanza richiesta dall'infrastruttura viaria.

Si rimanda ai dettagli di progetto sulla viabilità per ogni maggior dettaglio e specifica, in particolare gli elaborati WIND006.ELB005c/d (Planimetrie e Profili viabilità principale/secondaria).

Di seguito si riportano le raccomandazioni della casa costruttrice degli aerogeneratori, tenendo presente che i veicoli di trasporto utilizzati per trasportare i vari componenti della turbina fino al sito devono essere dotati di assi posteriori autosterzanti.

	Pendenze Longitudinali (%)				Pendenze Trasversali (%)	
	Massima		Minima		Massima	Minima
	Sezione rettilinea	Sezione curva	Sezione dritta	Sezione curva	Sezione dritta/curva	Sezione dritta/curva
<b>A. Strada d'accesso al parco eolico e strada interna al parco eolico</b>	> 10 e ≤13 senza calcestruzzo se il tratto in pendenza <200 m <sup>(1)</sup>	Fino a 7 senza calcestruzzo <sup>(1)</sup>				
	> 10 e ≤13 calcestruzzo o pavimentazione migliorata con calcestruzzo se il tratto in pendenza > 200 m <sup>(1)</sup>	> 7 e ≤10 Calcestruzzo o pavimentazioni migliorate <sup>(1)</sup>	0.50	0.50	2	0.20
	> 13 e ≤15 calcestruzzo o pavimentazione migliorata + trattore 6x6	> 10 necessità di studio del traino				
	> 15 necessità di studio del traino					

<b>B. Accesso e strade interne in retromarcia</b>	≤ 3 fino a max. di 1000 m senza calcestruzzo.	<2 fino a max. 500 m senza calcestruzzo.	0.50	0.50	2	0.20
	> 3 e ≤5 max. 1000 m calcestruzzo migliorato o pavimentazione	≥2 e ≤3 max. 500 m di calcestruzzo o pavimentazione migliorata				
<p>(1) I valori standard SGRE sono ≤13% per le pendenze longitudinali e &lt;10% per le sezioni curve.  (2) Pavimentazione migliorata: fondo stradale con coefficiente di attrito di almeno 0,35</p>						

La modifica sostanziale prevista alla viabilità interna, a partire dal tratto bitumato che si deve lasciare per accedere al parco eolico, è l'adeguamento della larghezza della viabilità rurale esistente ai 5 m necessari. Nello schema riportato di seguito e nella successiva tabella sono riportati schematicamente le caratteristiche dei tratti viari interni al parco. La prima macro distinzione, riportata nella figura 5, è quella che evidenzia la viabilità ex novo rispetto alla viabilità esistente.

### 4.3. Descrizione degli interventi civili

Le opere civili comprendono la realizzazione delle fondazioni di sostegno degli aerogeneratori, le piazzole di posizionamento delle gru, gli scavi, canali e cavidotti necessari per i cavi elettrici e i cavi in fibra ottica, e la realizzazione delle opere di posizionamento della SE e della cabina di step-up.

#### 4.3.1. Piazzole e aree di manovra dei mezzi pesanti

Le aree individuate per la realizzazione delle piazzole degli aerogeneratori (cfr. elaborati grafici WIND006.ELB001b/c e WIND006.ELB005a) sono destinate al posizionamento delle gru che installeranno gli aerogeneratori e dei mezzi di betonaggio che getteranno il calcestruzzo che costituirà il plinto di ogni fondazione. Nella fase successiva si utilizzeranno in fase di montaggio per il deposito delle componenti di ogni aerogeneratore (piazzole di cantiere).

La singola piazzola occuperà un'area di circa mezzo ettaro (96 m di lunghezza per 53 m di larghezza) che verrà livellata in fase di cantiere in modo da avere pendenza longitudinale massima pari a 2,4%. Di quest'area, durante tutta la vita dell'impianto, verrà mantenuta in terreno battuto soltanto la piazzola di

posizionamento della gru, che verrà utilizzata per la manutenzione ordinaria e straordinaria degli aerogeneratori, mentre le aree di posizionamento delle pale e della componentistica a base torre torneranno spontaneamente a una vocazione naturale grazie all'accrescimento del manto erboso.

Le aree a base torre saranno inoltre piantumate per mitigare l'impatto visivo degli sbancamenti e dei rinterri di materia che si renderanno necessari per garantire la pendenza prescritta dalle macchine di cantiere e dai mezzi pesanti.

#### 4.3.2. Fondazioni degli aerogeneratori



*Figura 7 – Foto di un impianto di betonaggio semovente in esercizio*

Le fondazioni di sostegno saranno realizzate in calcestruzzo armato con base cilindrica e cono soprastante rastremato in prossimità del concio di fissaggio della base della torre. Per una descrizione delle caratteristiche strutturali dei plinti di fondazione degli aerogeneratori, si rimanda all'elaborato WIND006.ELB005b e alla relazione di calcolo WIND006.REL045.

Lo scavo delle fondazioni verrà realizzato con mezzi pesanti di movimentazione terra, mentre il posizionamento dell'armatura in ferro avverrà ad opera di personale specializzato e con l'ausilio di gru o di mezzi di sollevamento in genere. Per quanto concerne il getto del calcestruzzo, si utilizzerà un impianto di betonaggio mobile. Detto impianto permette di essere posizionato nelle vicinanze della piazzola per i mezzi pesanti in corrispondenza di ogni aerogeneratore per gettare il calcestruzzo necessario direttamente sull'armatura posizionata con l'ausilio di una betonpompa. Questa organizzazione di cantiere permetterà il trasporto degli inerti indispensabili per il calcestruzzo con tempistiche non necessariamente legate al getto dei vari plinti, evitando il trasporto di calcestruzzo su gomma dall'impianto di produzione fino all'area di progetto. Per l'approvvigionamento dell'acqua saranno utilizzate per quanto possibile le sorgenti presenti in situ in maniera da minimizzare ulteriormente il trasporto su gomma. In assenza di un impianto di questo genere, ciascun plinto di fondazione richiederebbe circa 112 betoniere per il getto del calcestruzzo necessario, con conseguente importante aggravio dell'impatto sulla viabilità esterna durante il periodo del cantiere.

Di seguito si riporta lo schema del plinto derivante dai calcoli preliminari di predimensionamento.

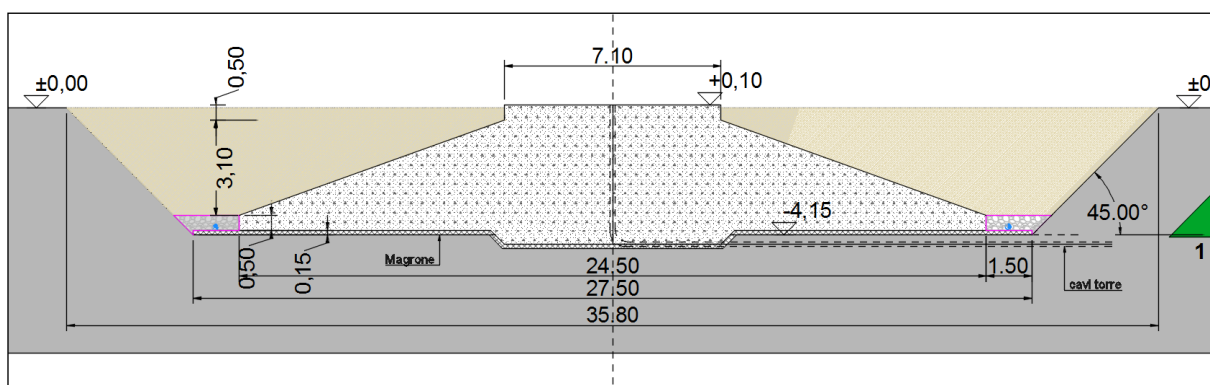


Figura 8 – Schema plinto fondazione aerogeneratore

#### 4.3.3. Opere di regolazione dei flussi idrici

La viabilità interna al parco sarà dotata di un sistema di drenaggio a bordo strada dimensionato in modo da evacuare i flussi piovani e di seconda pioggia. La pendenza naturale delle strade contribuirà al deflusso naturale delle acque senza creare ristagni.

Come criterio generale è stata prevista una pendenza di almeno 1.5% per regimentare il flusso delle acque, e laddove necessario —come ad esempio in presenza di cunette, dossi o avvallamenti— di istituire

sistemi di tombini e canali di evacuazione per non ostacolare il naturale deflusso idrico e non alterare l'assetto idrologico del contesto.

In prossimità delle fondazioni degli aerogeneratori saranno realizzati fossi di guardia per la captazione delle acque non assorbite dal terreno corrispondente ai plinti entro dei compluvi naturali. Detti flussi saranno poi convogliati sui canali a bordo viabilità per il regolare deflusso.

Altre aree di intervento come piazzole e aree di cantiere non altereranno la permeabilità del terreno, non rendendo pertanto necessarie ulteriori opere per la regimentazione delle acque meteoriche..

#### 4.3.4. Analisi delle superfici occupate dall'impianto

Le opere civili a progetto nell'impianto relative alla fase di cantiere occupano una superficie totale di **30,2 ha circa**, suddivisi in 13,4 ha circa di viabilità interna all'impianto inclusi gli ingombri degli scavi e dei rilevati, 7,8 ha circa di area di deposito temporanea, 8,7 ha occupati dalle piazzole di deposito/montaggio degli aerogeneratori e 0,3 ha dedicati alla stazione di step-up.

Poiché l'area di deposito temporaneo e le porzioni di piazzola dedicate alla posa temporanea delle componenti durante la fase di cantiere verranno restituite a contesto naturale dopo la cantierizzazione, si può pertanto considerare che le aree di terreno dedicate al progetto durante la sua fase di esercizio saranno di circa 22400 m<sup>2</sup> (ingombro piazzole permanenti e fondazioni aerogeneratori), a cui andranno sommati i circa 3.000 m<sup>2</sup> della step-up per l'innalzamento della tensione MT e 119539 m<sup>2</sup> di viabilità "ex novo". La restante parte della viabilità, avrà un uso promiscuo e non specificamente dedicato all'impianto; questo porta a considerare la superficie totale permanente dedicata all'impianto durante la sua fase di esercizio pari a circa 14,4 ha.

#### 4.4. Opere elettriche

Lo schema 'a blocchi' dell'impianto comprende complessivamente:

- Aerogeneratori con relativo sistema di protezione e controllo;
- Linee MT 30 kV interrate su viabilità interna che collegano in parallelo i generatori;
- Cabina MT di parallelo tra i generatori;
- Sottostazione Elettrica Utente (SSEU) o *step-up* MT/AT;
- Collegamento AT 150 kV in antenna verso la nuova SE Terna;

Si rimanda agli elaborati di progetto elettrico per ogni ulteriore dettaglio in merito.

Per la connessione dell'impianto "Sa Corredda" alla rete elettrica AT/AAT di Terna, come da prescrizioni del preventivo numero 202000123 emesso da Terna S.p.A. il 27 Marzo 2020 ed accettato in data 17 Settembre 2020, si prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 150 kV su una futura stazione elettrica di smistamento della RTN a 150 kV che Terna S.p.A. inserirà in entra-esce alla linea RTN a 150 kV "Porto Torres-Fiumesanto". Detta Stazione Elettrica prenderà il nome di SE Porto Torres 2.

#### 4.4.1. Descrizione generale dell'impianto eolico

L'impianto eolico in esame sarà connesso direttamente alla rete AT previa realizzazione di una sottostazione di trasformazione AT/MT ("step-up").

Si prevede l'installazione di n. **14** aerogeneratori con potenza nominale di **6,6 MW** ciascuno per una potenza nominale totale di **92,4 MW**.

L'impianto è suddiviso in 2 sezioni da 7 aerogeneratori ciascuna. Ogni sezione è ulteriormente suddivisa in 2 sottocampi secondo il seguente schema:

- Sezione 1:
  - Sottocampo 1
    - Aerogeneratore n. 1
    - Aerogeneratore n. 7
    - Aerogeneratore n. 2
  - Sottocampo 3
    - Aerogeneratore n. 3
    - Aerogeneratore n. 4
    - Aerogeneratore n. 5
    - Aerogeneratore n. 6
- Sezione 2:
  - Sottocampo 2
    - Aerogeneratore n. 8
    - Aerogeneratore n. 9
    - Aerogeneratore n. 10
  - Sottocampo 4
    - Aerogeneratore n. 11
    - Aerogeneratore n. 12
    - Aerogeneratore n. 13
    - Aerogeneratore n. 14

Lo schema di collegamento degli aerogeneratori è riportato sul documento di progetto WIND006.ELB009a. Ai 4 sottocampi corrispondono **4 linee MT a 30 kV in cavo unipolare ARP1H5(AR)E interrato** che collegano l'impianto alla sottostazione MT/AT (step-up).

All'interno di ciascun sottocampo, gli aerogeneratori vengono collegati in parallelo in di un quadro MT posizionato all'interno di un aerogeneratore stesso, mediante linee **MT a 30 kV in cavo ARP1H5EX tripolare elicordato interrato**.

Ciascun aerogeneratore contiene al suo interno:

- Un alternatore asincrono da 6,6 MW nominali posto nella navicella a 135 metri di altezza;
- Un trasformatore BT/MT 0,69/30 kV da 7 MVA posto anch'esso nella navicella;
- Un quadro MT dislocato alla base della torre;
- Quadro BT di potenza dislocato nella navicella;
- Quadro BT ausiliari alla base della torre.

#### 4.4.2. Gli aerogeneratori

Sono previsti n. 14 aerogeneratori. Ciascuna macchina sarà costituita dai seguenti macroblocchi:

- una fondazione in CLS armato
- un palo in acciaio
- una navicella

Ciascun aerogeneratore avrà le seguenti caratteristiche:

Rotore:

Tipo	Asse orizzontale a 3 pale
Posizione	Sopravento
Diametro	170 m
Superficie spazzata	22698 m <sup>2</sup>
Regolazione della Potenza	Regolazione del passo e della coppia con velocità variabile
Inclinazione del rotore	6 gradi

Pala:

Tipo	Autoportante
Lunghezza della lama	83,5 m
Corda massima	4,5 m
Materiale	G (fibra di vetro) - CRP (plastica rinforzata con carbonio)

Generatore:

Tipo.	Asincrono, DFIG
Potenza nominale di base	6,6 MW
Tensione nominale	690 V

Frequenza	50 Hz
Sistema di imbardata:	
Tipo	Attivo
Cuscinetto d'imbardata	Orientato esternamente
Trasmissione di imbardata	Motoriduttori elettrici
Freno di imbardata	Freno ad attrito attivo
Sistema di controllo:	
Tipo	Sistema di controllo integrato (ICS)
Sistema SCADA	Sistema SGRE SCADA
Freno aerodinamico:	
Tipo	Pitching a campata piena
Attivazione	Idraulica
Freno meccanico:	
Tipo	Freno a disco idraulico
Posizione Gearbox	Posteriore
Torre:	
Tipo	Tubolare in acciaio
Altezza al mozzo	135 m
Dati operativi	
Velocità del vento di Cut-in	3 m/s
Velocità nominale del vento IEC61400-1)	11,0 m/s (vento costante senza turbolenza, come definito da
Velocità del vento Cut-out	25 m/s

In ogni aerogeneratore sono contenute le seguenti apparecchiature elettriche:

- Un alternatore asincrono da 6,6 MW nominali posto nella navicella a 135 metri di altezza;
- Un trasformatore BT/MT 0,69/30 kV da 7 MVA posto anch'esso nella navicella;
- Un quadro MT dislocato alla base della torre;
- Quadro BT di potenza dislocato nella navicella;
- Quadro BT ausiliari alla base della torre.

#### 4.4.3. Opere di connessione alla step-up

L'impianto eolico sarà connesso alla step-up (Sottostazione Elettrica Utente – SSEU), tramite linee in cavo a 30 kV direttamente interrato. Tutti i cavi di cui si farà utilizzo, sia per il collegamento interno dei sottocampi che per la connessione alla SSEU, saranno delle seguenti tipologie:



- Cavi tripolari con anime disposte ad elica visibile e conduttori in alluminio. Tali cavi saranno utilizzati in posa direttamente interrata per l'interconnessione fra gli aerogeneratori (vedi WIND006.ELB008c e WIND006.ELB010a).
- Cavi unipolari con conduttori in alluminio riuniti in fasci tripolari a trifoglio. Tali cavi saranno utilizzati in posa direttamente interrata per il vettoriamento dell'energia prodotta dal parco eolico verso la step-up adiacente alla SE Porto Torres 2 (vedi WIND006.ELB008c e WIND006.ELB010a).

L'isolante dei cavi è costituito da mescola in elastomero termoplastico HPTE, e fra esso e il conduttore è interposto uno strato di mescola estrusa. Il cavo presenta uno schermo metallico. Sopra lo schermo metallico è presente una guaina protettiva. In generale, per tutte le linee elettriche MT a 30 kV, si prevede la posa direttamente interrata dei cavi ad una profondità di 1,50 m dal piano di calpestio. Nel progetto in esame è stata ipotizzata l'utilizzazione di cavi MT dotati di protezione meccanica in materiale polimerico (Air Bag); questo cavo consente di evitare la posa di una protezione meccanica supplementare (Norma CEI 11-17 art. 4.3.11 lettera b). In fase esecutiva potrà essere comunque utilizzato un cavo senza armatura a patto di inserire, nella sezione di scavo, una protezione meccanica supplementare (Norma CEI 11-17 - posa tipo M).

L'elettrodotto utente a 30 kV sarà interamente interrato. Lungo il percorso dell'elettrodotto non sono presenti fiumi o corsi d'acqua censiti nel P.P.R. e nell'elenco delle acque pubbliche di cui al Regio Decreto 11 dicembre 1933, n. 1775 (vedi Tavola WIND006.ELB017c)

In caso di particolari attraversamenti o di risoluzione puntuale di interferenze, le modalità di posa saranno modificate in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 11-17 e dagli eventuali regolamenti vigenti relativi alle opere interferite, mantenendo comunque un grado di protezione delle linee non inferiore a quanto garantito dalle normali condizioni di posa.

Per il dettaglio dei tipologici di posa, si rimanda all'elaborato WIND006.ELB010a - Tracciato elettrodotti (interno) MT.

La tensione di esercizio dei cavi è pari a 30kV. Le correnti nominali per ciascuna linea sono funzione della potenza vettoriata (vedi documento di progetto WIND006.ELB008b).

La tabella che segue riporta le tipologie e le formazioni dei cavi MT utilizzati nelle diverse sezioni di impianto (La sigla SSEU sta per Sottostazione Elettrica Utente – La sigla WTG indica l'aerogeneratore). Tutte le linee in cavo soddisfano la verifica termica prevista dalla normativa vigente, sia per quanto concerne le correnti di cortocircuito che per la tenuta termica dei cavi (vedi Relazione Calcoli elettrici allegata al documento di progetto WIND006.ELB008b).

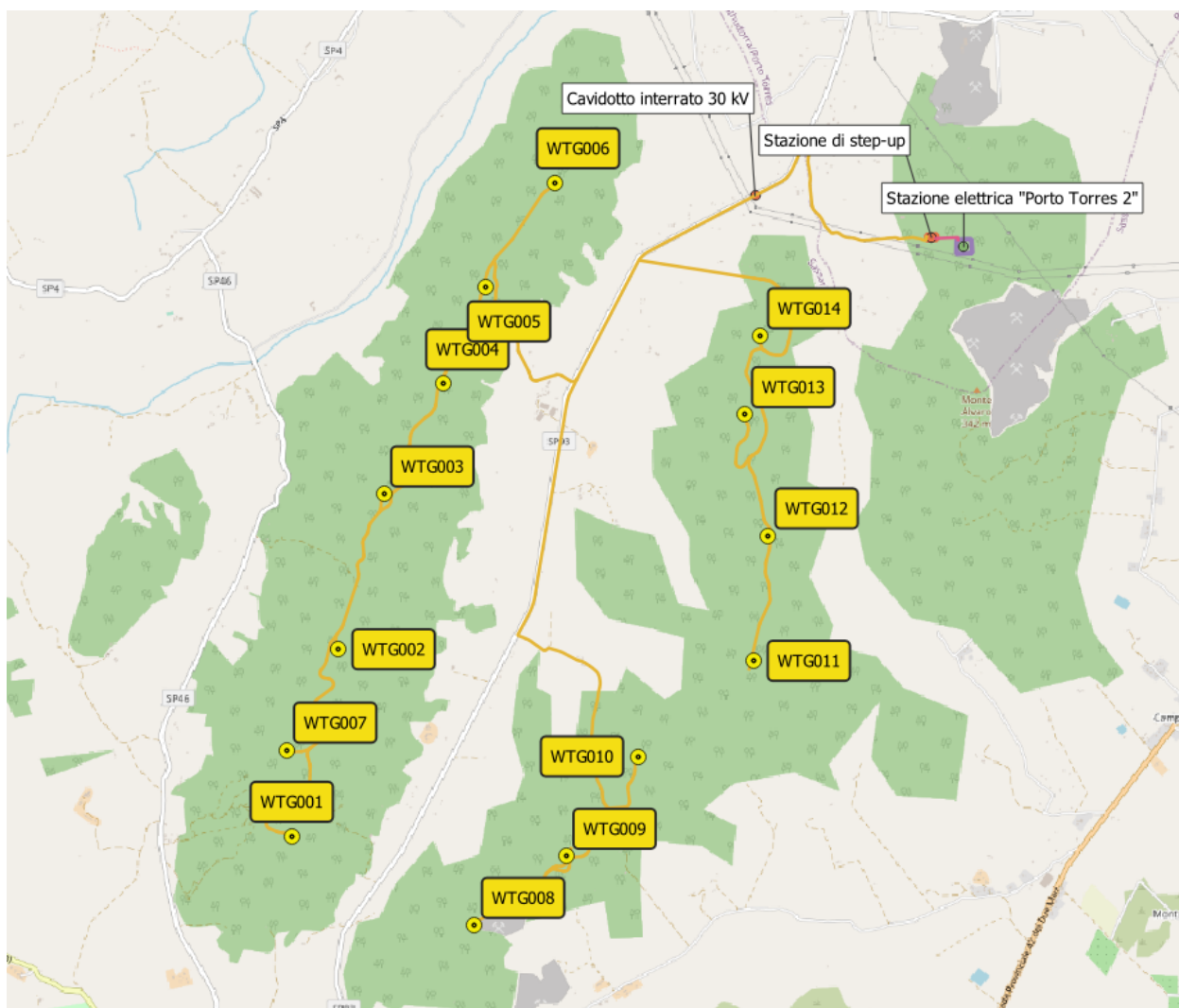


Figura 9: Cavidotto MT fino alla stazione di step up

#### 4.4.4. Stazione di trasformazione MT/AT (step-up)

La cabina di step-up MT/AT di competenza del Proponente (SSEU), sarà adiacente alla nuova stazione elettrica "SE Porto Torres 2" di Terna S.p.A.

Il parco eolico in progetto convoglierà l'energia prodotta verso la cabina di step-up MT/AT, connessa alla rete di trasmissione nazionale. La step-up riceve a 30 kV l'energia prodotta dall'impianto eolico tramite una cabina MT posta all'interno dell'area della step-up stessa. Successivamente l'energia collettata viene innalzata al livello di tensione della RTN 150kV tramite due trasformatori 150/30 kV della potenza di 45-63 MVA (ONAN-ONAF). Dai trasformatori si diparte lo stallo AT, costituito da organi di misura, protezione e sezionamento in AT isolati in aria, fino a giungere al punto di connessione con la vicina Stazione Elettrica SE

Porto Torres 2 attraverso una linea in cavo AT 150 kV interrata. Nei documenti di progetto WIND006.ELB011b e WIND006.ELB011c sono riportate la pianta, la sezione e gli inquadramenti della SSEU in questione. Sugli schemi unifilari (WIND006.ELB008b), sono descritte le apparecchiature che compongono la SSEU.

### Sezione 150 kV

La porzione di impianto AT di utente sarà così composta (procedendo dal lato impianto verso la SE Armungia di Terna):

- Apparati sezione 1
  - N. 3 TA induttivi lato MT (misure)
  - n. 1 trasformatore AT/MT 150/30 kV della potenza di 45 MVA in ONAN e 63 MVA in ONAF;
  - n. 1 scaricatore di sovratensioni;
  - n. 3 TA induttivi lato AT (protezioni);
  - n. 1 interruttore di protezione generale (DG) che svolge anche la funzione di dispositivo di interfaccia (DDI);
  - n. 3 TV induttivi (misure);
  - n. 3 TV capacitivi (protezioni);
  - n. 1 sezionatore di linea;
  - n. 1 sistema di distribuzione in corda e sbarre di alluminio;
- Apparati sezione 2
  - N. 3 TA induttivi lato MT (misure)
  - n. 1 trasformatore AT/MT 150/30 kV della potenza di 45 MVA in ONAN e 63 MVA in ONAF;
  - n. 1 scaricatore di sovratensioni;
  - n. 3 TA induttivi lato AT (protezioni);
  - n. 1 interruttore di protezione generale (DG) che svolge anche la funzione di dispositivo di interfaccia (DDI);
  - n. 3 TV induttivi (misure);
  - n. 3 TV capacitivi (protezioni);
  - n. 1 sezionatore di linea;
  - n. 1 sistema di distribuzione in corda e sbarre di alluminio;
- Apparati montante generale
  - n. 1 sezionatore di linea;

- n. 1 interruttore di protezione generale (DG) che svolge anche la funzione di dispositivo di interfaccia (DDI);
- n. 1 sezionatore di linea;
- n. 1 sistema di distribuzione in corda e sbarre di alluminio;

Le distanze di guardia e di vincolo previste per le tensioni di funzionamento saranno progettate in armonia con quanto prescritto dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale anche al fine di ridurre al minimo le indisponibilità per manutenzione. Ove sussistano problematiche relative allo spazio, si può prendere in esame la possibilità di ridurre alcune distanze nel rispetto delle distanze di sicurezza e di quelle strettamente necessarie previste per le operazioni di manutenzione (CEI 11-48).

### **Sezione 30 kV**

L'impianto sarà completato dalla sezione 30 kV, posta all'interno della cabina MT, la quale sarà composta da:

- n. 1 quadro MT generale 30kV completo di:
  - Scomparti di sezionamento e protezione linee provenienti dall'impianto eolico (n. 4 montanti suddivisi in 2 sezioni)
  - Scomparti misure
  - Scomparto protezione generale
  - Scomparto trafo ausiliari
- Trasformatore MT/BT servizi ausiliari 30/0,4 kV da 100 kVA;
- Quadro servizi ausiliari;
- Misuratori fiscali;
- Sistema di monitoraggio e controllo;
- Impianto TVCC;

L'edificio ospitante la cabina MT, come già detto in precedenza, è contenuto all'interno dei confini della cabina MT/AT ed è anch'esso di nuova edificazione.

La massima corrente presente sul lato MT della step-up è pari a 890 A.

## **4.5. Interventi di ripristino, mitigazione e compensazione**

Si descrivono qui i criteri, e le tecniche che saranno adottate per minimizzare gli impatti negativi del progetto sulla flora in conseguenza della realizzazione del progetto, e che dopo lo smantellamento dello stesso permetteranno di restituire all'integrità precedente il contesto ambientale coinvolto dall'intervento.

Si vogliono inoltre descrivere le misure compensative che integrino le prestazioni dell'impianto a vantaggio del complesso d'ambito, integrandole nel quadro programmatico dello Studio d'Impatto Ambientale e valutandone le ricadute e il valore nel progetto.

#### **4.5.1. Interventi di mitigazione durante la fase di cantiere**

Gli spazi destinati allo stoccaggio momentaneo delle apparecchiature e delle strutture che comporranno l'impianto eolico sono delimitati da progetto (cfr. elaborato WIND06.ELB005e) sulle aree di cantiere) e saranno utilizzati durante questa fase escludendo l'utilizzo dei terreni limitrofi, e pertanto limitando drasticamente l'impatto sul suolo e sulla vegetazione durante questa fase. Essenze arboree o altra vegetazione che dovesse interferire con le aree di cantiere verranno espantate e reimpiantate o sostituite in zone idonee quanto più possibile vicine, sfruttando ove possibile l'effetto di mascheramento delle piazzole, delle aree di cantiere o delle viabilità per preservare l'orizzonte.

Le operazioni di scavo lungo la viabilità da adeguarsi e in prossimità di piazzole e fondazioni prediligeranno l'utilizzo di scotico in situ preservandone le qualità agronomiche e riutilizzeranno il restante materiale asportato nelle operazioni di riporto, tutelando in primis gli ambiti di rimozione e alterando quanto meno possibile gli orizzonti delle installazioni di ogni aerogeneratore. In particolare il materiale derivante dall'asporto in profondità presso le fondazioni garantirà la disponibilità di substrato roccioso da impiegarsi per la realizzazione della sovrastruttura dei manti stradali presso la viabilità interna del progetto.

Le aree oggetto di transito dai mezzi pesanti saranno periodicamente inumidite per limitare quanto più possibile il sollevamento di polveri che possano posarsi sui terreni limitrofi, e l'organizzazione delle attività del cantiere limiterà inoltre gli impatti acustici e la circolazione dei mezzi di cantiere e di trasporto in orari prestabiliti.

La fase terminale del cantiere prevede inoltre lo smantellamento di qualunque altro accumulo di detriti estranei al contesto. La chiusura del cantiere verrà condotta nel rispetto delle norme di gestione e conferimento di tutti i rifiuti che verranno prodotti durante la fase di preparazione delle aree, scarico dei materiali e montaggio dei manufatti e delle apparecchiature.

Per i dettagli sul cronoprogramma di cantiere, si può far riferimento alla relazione apposita [WIND006.REL017a].

#### **4.5.2. Interventi di mitigazione durante la fase di operatività dell'impianto**

L'area di pertinenza dell'impianto non ricade in zone SIC, ZPS o in zone IBA. Sono altresì escluse zone ad alta sensibilità ecologica per presenza di specie tutelate.

Altre mitigazioni sulla componente ambientale e paesaggistiche sono previste dalle plantumazioni a bordo piazzola che compenseranno l'alterazione del profilo orografico conservando un andamento morbido e quanto più possibile simile alla morfologia dei terreni ante-operam possibile. Per questo verranno adottati principalmente arbusti già presenti nel contesto.

#### **4.5.3. Interventi di ripristino ambientale**

A seguito di smantellamento dell'impianto a fine vita, le aree pianeggianti quali le piazzole, le aree delle fondazioni e le aree di cantiere verranno restituite a una destinazione pastorale, già ora utilizzo predominante di gran parte delle aree. Le viabilità invece, essendo per lo più adeguamento delle strade preesistenti, torneranno spontaneamente all'utilizzo che hanno attualmente senza necessità di interventi sostanziali.

Le superfici oggetto di sbancamenti di terreno e rimozione del materiale roccioso o terroso durante la fase di cantiere, invece, saranno restituite alla loro precedente morfologia riutilizzando i terreni rimossi durante la fase di cantiere. Dove questo fosse difficilmente realizzabile o addirittura non raggiungibile, si provvederà alla plantumazione di essenze arbustive locali spontanee per ripristinare l'aspetto visivo naturale del contesto. Come da relazione specialistica botanica (WIND006.REL021), tali essenze verranno reperite esclusivamente da vivai locali, con lo scopo di evitare eventuali fenomeni di inquinamento genetico con gli esemplari spontanei già presenti e l'introduzione accidentale di propaguli di specie aliene invasive. Verranno utilizzate essenze basso-arbustive ed arbustive coerenti con le condizioni edafiche e la composizione floristica degli stadi meno evoluti che costituiscono le serie di vegetazione riscontrate .

#### **4.5.4. Misure di compensazione ambientale**

Le aree interessate da piazzole e fondazioni sono quasi sempre caratterizzate da un impatto contenuto, e non sono previste modifiche sostanziali sul contesto arboreo e botanico. Al fine di mitigare la significatività degli impatti delle coperture vegetali originarie, sarà di fondamentale importanza la conservazione ed il riutilizzo dei suoli asportati durante la realizzazione delle piazzole e dei nuovi tracciati di viabilità. Saranno quindi previsti interventi di rivegetazione mirati soprattutto al favorire la

ricolonizzazione delle superfici degradate presenti nel sito da parte delle fitocenosi originarie. Si intende in sostanza compensare la perdita delle coperture vegetazionali coinvolte attraverso la rivegetazione attiva di alcune superfici sottratte dalle passate attività estrattive. L'impatto dell'opera nel suo complesso può essere comunque considerato di media entità alla luce della ridotta percentuale di copertura vegetazionale coinvolta rispetto a quella totale presente nel sito, degli interventi di rivegetazione compensativa proposti, nonché dei benefici globali in termini di contrasto ai cambiamenti climatici derivanti dall'opera.

#### **4.5.5. Misure di compensazione paesaggistica**

L'impatto dell'opera nel suo complesso può essere considerato di media entità alla luce della ridotta percentuale di copertura vegetazionale coinvolta rispetto a quella totale presente nel sito, nonché dei benefici globali in termini di contrasto ai cambiamenti climatici derivanti dall'opera. Adeguati interventi di ripristino ambientale e rivegetazione compensativa, da attuare su alcuni degli ambienti fortemente degradati presenti, potranno inoltre compensare la perdita delle coperture vegetazionali coinvolte, contribuendo al contempo ad aumentare il grado di naturalità del sito e favorendo il recupero dell'originario paesaggio vegetale, con ricadute positive anche in termini di percezione storica dei luoghi. Lo sforzo di rivegetazione verrà concentrato sulle superfici che negli anni passati hanno subito la completa rimozione di ampie coperture vegetazionali per far spazio alle attività estrattive in cava. Le piantumazioni saranno pianificate con lo scopo di favorire la ricostituzione naturale delle fitocenosi originarie, nel rispetto delle naturali dinamiche di vegetazione, delle caratteristiche edafiche e bioclimatiche. Verranno utilizzate essenze basso-arbustive ed arbustive coerenti con le condizioni edafiche e la composizione floristica degli stadi meno evoluti che costituiscono le serie di vegetazione riscontrate. Queste verranno reperite esclusivamente da vivai locali, con lo scopo di evitare eventuali fenomeni di inquinamento genetico con gli esemplari spontanei già presenti e l'introduzione accidentale di fitofagi o propaguli di specie floristiche aliene invasive.

Considerando che l'impatto paesaggistico risulta di maggiore "intensità" nelle immediate e puntuali vicinanze degli aerogeneratori si prevede l'impianto di due filari di olmi campestri (piante a rapido accrescimento) da entrambi i lati lungo la SP 93, al fine di occultare la vista degli aerogeneratori da parte di coloro che percorrono in auto la strada provinciale. Gli Olmi saranno piantati con già 1,20 m di altezza circa e cresceranno di circa 1 m all'anno, cosicché dopo due anni l'altezza raggiunta sarà di 3 m, sufficienti a mitigare completamente l'impatto visivo negativo. Si prevede la concimazione all'impianto ed un piano di manutenzione di 3 anni con irrigazioni tramite cisterna.

L'efficacia delle misure mitigative proposte è da ritenersi media-alta.

#### **4.6. Aree di cantiere**

È stata individuata un'unica area di cantiere ubicata nei pressi della WTG005, seguendo il naturale sezionamento dell'area e della logistica esistente, e approfittando delle acclività esistenti per minimizzare sbancamenti e alterazioni della morfologia.

Tale area misura 7,8 ha.

#### **4.7. Gestione dell'impianto durante la fase di esercizio**

L'impianto è stato concepito per permettere la gestione tecnica e logistica dei generatori durante tutta la loro vita, sfruttando gli interventi in loco previsti nella fase di cantiere e calendarizzando le attività di manutenzione ordinaria e riservandosi la disponibilità per quelle di manutenzione straordinaria.

I dati di esercizio saranno controllati tramite un monitoraggio remoto e connessione alla rete internet, e pertanto gli interventi umani con veicoli saranno circostanziati nel tempo, e si ridurranno principalmente ad attività di manutenzione ordinaria annuale. A queste si aggiungeranno attività sporadiche quali la guardiania, il controllo della vegetazione a bordo strada e la sua potatura in caso di crescita oltre il limite della carreggiata, e le ispezioni periodiche che dovessero rendersi necessarie al di fuori degli ambiti manutentivi ordinari.

#### **4.8. Dismissione e ripristino del contesto**

La vita prevista per un impianto come quello proposto può arrivare a 35 anni. Il repowering può garantire un allungamento di questo arco temporale sostituendo le macchine installate con nuove più performanti o meno impattanti.

Nella prospettiva di smantellamento a fine vita del parco eolico proposto, la normativa sancisce che il proponente dovrà versare una garanzia sugli importi che si renderanno necessari per la rimozione e il ripristino dei contesti oggetto del presente intervento. La fase di decommissionamento dell'impianto è dettagliata nello specifico negli allegati [WIND006.REL002 e WIND006.REL017b], cui si rimanda per ogni ulteriore dettaglio.



## 5. Primi elementi sulla sicurezza

Il parco eolico "Sa Corredda" è stato progettato tenendo in considerazione una molteplicità di fattori ambientali, tecnici e prestazionali, e rispetta le norme di sicurezza per la massima gittata prevista per la tipologia di aerogeneratore installato, per le opere elettriche e per quelle civili.

Durante la fase di realizzazione è prevista un'area temporanea per lo stoccaggio dei materiali dopo il trasporto *in situ* e prima dell'installazione e montaggio. Quest'area consta a progetto per circa 78.000 metri quadri, dislocata nei pressi della WTG005.

### 5.1. Sicurezza durante la fase di cantiere

Durante la fase di preparazione del sito le piazzole degli aerogeneratori saranno adibite a posa della terna di pale successivamente montate e delle componenti dell'aerogeneratore stesso quali torre tubolare e navicella.

La fase di cantiere sarà suddivisa in due ulteriori sotto-fasi:

- la preparazione del sito per le opere civili, che comprenderà l'adeguamento della viabilità esterna e interna, la movimentazione terra, la realizzazione del plinto, la realizzazione delle piazzole temporanee e di competenza degli aerogeneratori, e la realizzazione dei cavidotti interrati;
- il montaggio degli aerogeneratori e la loro messa in esercizio.

La durata complessiva di queste attività si stima in circa 12 mesi dall'apertura del cantiere.

Durante questa prima fase si procederà agli sbancamenti per rendere idonea e più regolare la morfologia del terreno oggetto degli interventi civili quale strade e piazzole. Per le zone delle piazzole di transito degli aerogeneratori, si procederà rimuovendo una prima porzione di terreno pari a circa 20 cm (scotico), e quindi successivamente gli scavi di sbancamento per altri 50 cm, riempiti successivamente con uno strato di 25 cm in misto granulare frantumato meccanicamente, mediante la compattazione a strati eseguita con macchinari predisposti a questo scopo, e quindi uno strato di 25 cm costituito da un inerte superficiale di adeguata granulometrica compattata meccanicamente. Con queste caratteristiche si potrà garantire una pressione superficiale sulle piazzole pari a  $4 \text{ kg/cm}^2$ , o in caso di compattazione Maggiore (ad esempio in prossimità della piazzola adibita alla gru di sollevamento) fino a  $6 \text{ kg/cm}^2$ .

Le strade e la viabilità interna verranno in questa fase adeguate tenendo conto delle prescrizioni di sicurezza per la movimentazione dei mezzi di trasporto e delle gru, e realizzando le opere per la regolazione di deflusso descritte nel capitolo 4. Durante la fase di movimento dei mezzi e dei materiali verranno apposte

le segnaletiche prescritte e necessarie a regolare il traffico cercando di impattare quanto meno possibile sulla viabilità ordinaria.



Figura 10 – Una gru tipo Liebherr 1750 durante l’installazione di un generatore eolico

Durante questa fase l’approvvigionamento dei materiali da costruzione necessari alla realizzazione del progetto come pietrame, ghiaia, pietrisco o ghiaietto, verranno, ove possibili riutilizzate terre e rocce asportate in sito, e solo qualora questo non fosse possibile, prelevate da cave autorizzate e/o impianti di frantumazione e vagliatura per inerti autorizzati. I materiali asportati dagli scavi verranno riutilizzati all’interno dell’area di impianto stessa per realizzare le fondazioni dei generatori eolici: il pietrisco a copertura del manto stradale o altre opere di riempimento necessarie.

I lavori in oggetto per questa fase verranno svolti in modo da non interferire nelle attività inderogabile svolte nelle aree immediatamente circostanti.

Durante la fase di montaggio dei generatori eolici, verrà impiegata una gru principale tipo Liebherr “1750” da 750 tonnellate a 9 assi, braccio telescopico e altezza sottogancio pari ad almeno 150 m dal piano campagna, e

due gru secondarie di supporto alla principale. Le piazzole e il manto stradale saranno realizzati così da tollerare le pressioni previste da questi automezzi durante la loro fase operativa. L’erezione e la corretta messa in esercizio di un singolo aerogeneratore richiede mediamente tre giorni lavorativi, durante i quali le norme di sicurezza prevedono un vento in sito non superiore agli 8 m/s a 60 metri di quota da terra. I lavori saranno svolti in modo da mantenere in sicurezza i manufatti e i beni architettonici circostanti le aree di intervento e trasporto, e non saranno ulteriormente alterate le componenti di paesaggio oltre a quelle previste in progetto.

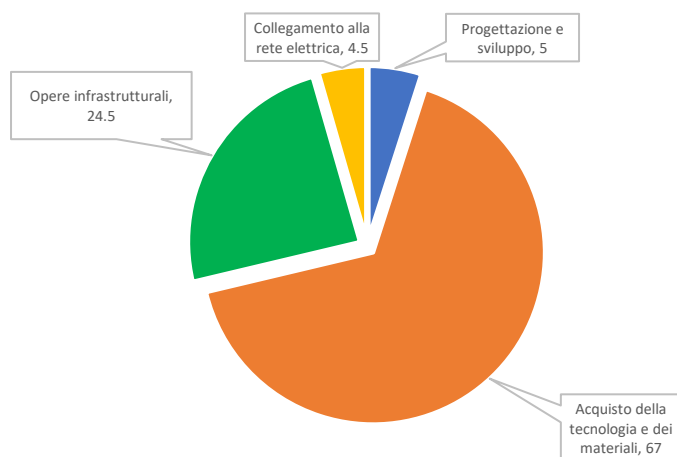
Terminata la fase di installazione, le aree non più necessarie per la manutenzione del parco saranno coperte con lo scotico precedentemente accantonato per favorirne la rinaturalizzazione.

## 6. Aspetti economici

Si riassumono in questo capitolo i termini economici relativi al progetto proposto, dettagliandone il CAPEX (*capital expenditure*), ossia la somma dei costi necessari per la corretta messa in esercizio dell'impianto, l'OPEX (*operating expenses*), cioè le spese correnti schematizzate per comodità in ricorrenze annuali necessarie per il funzionamento dell'impianto, e i costi di dismissione del progetto.

### 6.1. CAPEX

Ai fini della realizzazione del progetto, si possono così suddividere le spese necessarie per la realizzazione delle opere descritte nel presente progetto.



#### 6.1.1. Acquisto della tecnologia e dei materiali

La parte di gran lunga più consistente dell'approvvigionamento tecnologico consiste nell'acquisto e nel trasporto sul luogo d'installazione dei quattordici aerogeneratori a progetto. Si stima che questo rappresenti il 67% del totale dell'investimento necessario.

La tecnologia ha progredito sensibilmente negli ultimi anni, permettendo di realizzare generatori con una potenza molto superiore a quella dei decenni passati, e questo ha comportato un costo specifico per ogni macchina più alto in percentuale del totale CAPEX dedicato globalmente alla realizzazione dei parchi eolici. Questo d'altro canto ha permesso di abbattere il costo specifico dell'energia prodotta ottimizzando l'area spazzata dal rotore, riducendo in proporzione la superficie occupata dai generatori, e riducendo costi di manutenzione e impatto generale dell'opera.

#### 6.1.2. Progetto e sviluppo

Con "progetto e sviluppo" si intendono le molteplici attività tecniche, amministrative, commerciali e di sviluppo di business che permettono di valutare i molteplici aspetti che compongono la progettazione di un parco eolico e che scaturiscono con le richieste di Valutazione d'Impatto Ambientale ai sensi del D.Lgs. 152/2006, e di Autorizzazione Unica ai sensi del D.Lgs. 387/2003.

Dette attività coinvolgono una pluralità di professionisti e di competenze, e dalle sue fasi più preliminari alla presentazione del progetto richiede dai 6 ai 12 mesi di attività.

### **6.1.3. Opere infrastrutturali**

Le opere infrastrutturali necessarie alla realizzazione e alla messa in esercizio di un parco eolico sono le componenti a maggior variabilità nello sviluppo di un progetto come quello del parco "Sa Corredda", poiché sono fortemente influenzate dall'orografia, dalla distanza dal porto di sbarco dei materiali, dalla conformazione della viabilità preesistente (esterna ed esterna) e da altri fattori strettamente legati a ogni progetto. Nonostante le strade statali, provinciali e comunali identificate per il raggiungimento del sito siano generalmente in buono stato e non siano previsti interventi ingenti su questo segmento, la viabilità interna richiede d'altro canto un'attenzione Maggiore. I caviddotti interni di collegamento tra i generatori eolici, essendo interamente interrati e realizzati in prossimità della viabilità interna, rappresentano invece una porzione considerevole delle opere infrastrutturali.

Nel caso del progetto in esame il costo totale di queste opere si attesta al 24,5% dell'investimento totale.

### **6.1.4. Opere elettriche e di connessione**

Con questo segmento di costo si includono le opere di elettrodotto che collegano l'impianto alla stazione di *step-up* in prossimità della nuova SE "Porto Torres 2" , la stazione di *step-up* che rilancia la tensione da 30 kV a 150 kV e il segmento di cavo in alta tensione che collega quest'ultima alla SE di proprietà Terna S.p.A.. La lunghezza del tracciato interrato di competenza del progetto dal parco eolico alla SE Terna S.p.A. misura circa 4 km. Il totale di queste opere sull'economia generale del progetto impatta per il 5%.

## **6.2. OPEX**

Le attività di questa categoria constano principalmente di:

- Costi di mantenimento in esercizio dell'impianto con interventi periodici di manutenzione ordinaria;
- Costi di mantenimento in esercizio con interventi di manutenzione straordinaria;
- Costi di diritto di superficie per le aree di competenza dell'impianto di produzione;
- Costi di consumo dell'energia necessaria per le apparecchiature in caso di fermo impianto;

- Costi di mitigazione e compensazione;
- Costi amministrativi (Tasse locali, concessioni, assicurazione, etc.).

Le parti soggette a una Maggiore usura durante la propria vita in un generatore eolico sono ingranaggi, motoriduttori e il gruppo di moltiplicazione di giri. La manutenzione e possibilmente la sostituzione di queste parti richiede l'utilizzo periodico di gru che portino in quota il personale specializzato addetto alle operazioni, il materiale di consumo e la componentistica di sostituzione. La vita utile di un aerogeneratore è stimata in 35 anni con interventi periodici di manutenzione, e considerando la sostituzione di alcune componenti più soggette a usura; tuttavia è riscontrato un fisiologico incremento della voce di costo delle spese di manutenzione per sostituzione componenti durante la vita dell'impianto. Per praticità è stato considerata una media calcolata sulla vita intera del progetto.

### **6.3. Dismissione e ripristino**

Le attività dettagliate al punto 4.8 del presente documento sono quantificate in base al ripristino delle aree oggetto degli interventi, e comprendono il conferimento dei materiali di risulta di queste attività, così come dei materiali che compongono i generatori eolici e la componentistica degli impianti, recuperando —ove possibile— le materie prime.