



Comune di Nuoro

Regione Sardegna



PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DEL PARCO EOLICO "INTERMONTES" NEL TERRITORIO DEL COMUNE DI NUORO PROGETTO DEFINITIVO

PROPONENTE

EDP Renewables Italia Holding s.r.l.

Via Roberto Lepetit 8/10

20124 - Milano

Tel +39 02 669 6966

C.F. e P.IVA IT01832190035



OGGETTO

1 - ELABORATI DESCRITTIVI GENERALI

RELAZIONE DESCRITTIVA GENERALE

TIMBRI E FIRME



STUDIO ROSSO
INGEGNERI ASSOCIATI

VIA ROSOLINO PILO N. 11 - 10143 - TORINO

VIA IS MAGLIAS N. 178 - 09122 - CAGLIARI

TEL. +39 011 43 77 242

studiorosso@legalmail.it

info@sria.it

www.sria.it

dott. ing. Roberto SESENNA
Ordine degli Ingegneri Provincia di Torino
Posizione n.8530J
Cod. Fisc. SSN RRT 75B12 C665C

dott. ing. Luca DEMURTAS
Ordine degli Ingegneri Provincia di Cagliari
Posizione n.5500
Cod. Fisc. DMR GGF 75L27 E441L

dott. ing. Fabio AMBROGIO
Ordine degli Ingegneri di Torino
Posizione n.23B
Cod. Fisc. MBR FBA 78M03 B594K

CONSULENZA

Coordinatore e responsabile delle attività:



Studio Gioed

VIA IS MIRRIONIS N. 178 - 09121 - CAGLIARI

Dott. ing. Giorgio Efisio DEMURTAS

CONTROLLO QUALITA'

DESCRIZIONE	EMISSIONE
DATA	GEN/2022
COD. LAVORO	492/SR21
TIPOL. LAVORO	D
SETTORE	G
N. ATTIVITA'	01
TIPOL. ELAB.	RG
TIPOL. DOC.	E
ID ELABORATO	01
VERSIONE	0

REDATTO

ing. Roberto SESENNA

CONTROLLATO

Dott. ing. Giorgio DEMURTAS

APPROVATO

ing. Luca DEMURTAS

ELABORATO

1.1

INDICE

1. PREMESSA	3
2. OBIETTIVI DEL PROGETTO	4
2.1 INTRODUZIONE	4
2.2 AZIENDA PROPONENTE IL PROGETTO	5
2.3 GIUSTIFICAZIONE DELL'OPERA	5
2.4 FRUITORI DELL'OPERA	6
3. ANALISI POSSIBILI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE DELL'INTERVENTO	7
3.1 PREMESSA	7
3.2 DATI ECONOMICI E DEMOGRAFICI DEL TERRITORIO COMUNALE DI NUORO	7
3.2.1 <i>inquadramento generale</i>	7
3.2.2 <i>Inquadramento storico demografico del Comune di Nuoro</i>	8
3.3 EFFETTI SULL'ECONOMIA LOCALE	11
3.4 BENEFICI ECONOMICI PREVEDIBILI PER IL COMUNE DI NUORO	12
3.5 BENEFICI SOCIALI E OCCUPAZIONALI	13
3.6 EFFETTI SUL TURISMO E SULLE ATTIVITÀ RICREATIVE	14
3.7 OPERE DI MITIGAZIONE SU EVENTUALI IMPATTI SOCIO-ECONOMICI NEGATIVI	14
4. INQUADRAMENTO NORMATIVO, PROGRAMMATICO E AUTORIZZATIVO	15
4.1 CONSIDERAZIONI GENERALI SULLE ENERGIE RINNOVABILI	15
4.1.1 <i>Emissioni</i>	16
4.2 NORMATIVA DI RIFERIMENTO NAZIONALE E REGIONALE	17
4.3 ELENCO DELLE AUTORIZZAZIONI, NULLA OSTA, PARERI COMUNQUE DENOMINATI E DEGLI ENTI COMPETENTI PER IL LORO RILASCIO	21
5. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE	23
5.1 COMPONENTI DI PAESAGGIO DELL'AREA INTERESSATA AL PARCO EOLICO	23
5.2 COMPONENTE NATURALE E SEMINATURALE	25
5.3 COMPONENTE AGROFORESTALE	25
5.4 COMPONENTE FLUVIALE	25
5.5 USO DEL SUOLO NELLE AREE INTERESSATE ALLA COSTRUZIONE DEI GENERATORI	26
5.6 GEOLOGIA DELL'AREA DI INTERVENTO	26
5.7 MORFOLOGIA DELL'AREA DI INTERVENTO	28
5.8 SCHEMA DELLA CIRCOLAZIONE IDRICA SUPERFICIALE E SOTTERRANEA	28
5.9 DESCRIZIONE DELLE RETI INFRASTRUTTURALI ESISTENTI	29
5.10 QUADRO DI SINTESI DEL CONTESTO AMBIENTALE	32
6. DESCRIZIONE DEL PROGETTO EOLICO	33
6.1 CRITERI PROGETTUALI	34
6.2 DESCRIZIONE GENERALE OPERE ELETTRICHE	34
6.3 IDENTIFICAZIONE DEI VERTICI DEL POLIGONO RACCHIUDENTE L'AREA DI PERTINENZA DELL'IMPIANTO E POSIZIONAMENTO AEROGENERATORI	36
6.4 POTENZIALE EOLICO	37
6.4.1 <i>Anemologia del parco eolico "Intermontes"</i>	37
6.5 REQUISITI TECNICI IMPIANTO EOLICO	40
6.5.1 <i>Opere elettromeccaniche</i>	40

6.5.2	<i>Caratteristiche tecniche aerogeneratori</i>	40
6.5.3	<i>Fasi di montaggio dell'aerogeneratore</i>	41
7.	OPERE CIVILI	43
7.1	ASPETTI GENERALI DELLA VIABILITÀ DI ACCESSO ED INTERNA AL PARCO	43
7.1.1	<i>Caratteristiche delle strade di accesso al parco</i>	43
7.1.2	<i>Caratteristiche delle strade interne al parco</i>	43
7.1.3	<i>Drenaggio delle acque superficiali ed interferenze con l'idrografia esistente</i>	44
7.1.4	<i>Composizione e struttura delle strade</i>	44
7.1.5	<i>Piattaforme e solido stradale</i>	45
7.2	VIABILITÀ DI ACCESSO AL PARCO EOLICO "INTERMONTES"	45
7.3	INTERVENTI DI ADEGUAMENTO DELLA VIABILITÀ DI ACCESSO PRIMA DELL'ARRIVO AL PARCO EOLICO.....	45
7.4	INTERVENTI DI ADEGUAMENTO DELLA VIABILITÀ DI ACCESSO AL PARCO EOLICO DALL'AREA DI TRASBORDO	46
7.5	ADEGUAMENTI VIABILITÀ INTERNA AL PARCO EOLICO INTERMONTES	46
7.6	FONDAZIONE DEGLI AEROGENERATORI.....	48
8.	ALTERNATIVE DI PROGETTO E OPERE DI MITIGAZIONE	49
8.1	ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE	49
8.2	ALTERNATIVE PROGETTUALI.....	51
8.3	ALTERNATIVA "ZERO"	51
8.4	ALTERNATIVA 1: IMPIANTO EOLICO CON WTG DI MINORE TAGLIA	52
8.5	AZIONI DI MITIGAZIONE DEGLI IMPATTI CONDOTTI SIN DALLA FASE DI PREFATTIBILITÀ, DI PROGETTO, DI CANTIERE E DI ESERCIZIO	
	53	
8.5.1	<i>Misure di compensazione per la perdita di naturalità</i>	56
9.	PRIMI ELEMENTI RELATIVI AL SISTEMA DI SICUREZZA PER LA REALIZZAZIONE DEL PROGETTO	57
9.1	RELAZIONE SULLA FASE DI CANTIERIZZAZIONE	57
9.2	SCAVI E SBANCAMENTI	59
9.3	DESCRIZIONE DELLA VIABILITÀ DI ACCESSO AI CANTIERI E VALUTAZIONE DELLA SUA ADEGUATEZZA, IN RELAZIONE ALLE MODALITÀ DI TRASPORTO DELLE APPARECCHIATURE	60
9.4	MONTAGGIO DELLE APPARECCHIATURE	62
9.5	INDICAZIONI E ACCORGIMENTI	64
9.5.1	<i>Indicazione degli accorgimenti atti a evitare interferenze con il traffico locale e pericoli per le persone</i> 64	
9.5.2	<i>Indicazione degli accorgimenti atti a evitare inquinamenti del suolo, acustici, idrici e atmosferici</i> ...	64
9.5.3	<i>Descrizione del ripristino dell'area cantiere</i>	64
9.6	CRONOPROGRAMMA	64
10.	RIEPILOGO DEGLI ASPETTI ECONOMICI E FINANZIARI DEL PROGETTO	66
10.1	GENERALITÀ.....	66
10.2	COSTI DELL'INVESTIMENTO INIZIALE	66
10.3	SVILUPPO DELL'INIZIATIVA.....	67
10.4	INSTALLAZIONE DEGLI AEROGENERATORI	67
10.5	OPERE ACCESSORIE ED INFRASTRUTTURE	67
10.6	L'ALLACCIAMENTO.....	68
10.7	COSTI DI FUNZIONAMENTO E PRODUZIONE	69
10.8	QUADRO ECONOMICO D'IMPIANTO (ART. 32 DPR N°207/2010)	70
10.9	STIMA DEI COSTI DI DISMISSIONE E DI RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI.....	71

1. PREMESSA

Il presente elaborato è parte integrante del progetto definitivo relativo al parco eolico denominato "INTERMONTES" in Comune di Nuoro, a nord dell'area industriale di Prato Sardo, in località *Su Cuccuru*.

Il progetto prevede l'installazione di 13 aerogeneratori del tipo SIEMENS GAMESA SG 6.0 - 155. Gli aerogeneratori hanno potenza nominale di 6,0 MW, per una potenza complessiva del parco eolico di 78 MW. L'altezza delle torri sino al mozzo (HUB) è di 102,5 m, il diametro delle pale è di 155 m per una altezza complessiva della struttura pari a 180 m (in allegato al progetto si riporta la scheda tecnica).

L'interconnessione elettrica verrà realizzata tramite 2 linee MT in cavo con tensione di esercizio 30 kV, afferenti alla sbarra MT del punto di connessione fisico previsto nella stazione di connessione di nuova realizzazione, in prossimità della Zona Industriale di Pratosardo nel comune di Nuoro.

Unitamente alla presentazione del progetto per la realizzazione del PARCO EOLICO INTERMONTES, verrà presentato il progetto per la connessione alla rete elettrica nazionale denominato "OPERE PROPEDEUTICHE RELATIVE AL COLLEGAMENTO ALLA RTN DI UN IMPIANTO DI GENERAZIONE DA FONTE EOLICA", per la quale è già stato redatto un apposito S.I.A., che sarà sottoposto alla procedura di V.I.A., unitamente al presente progetto del parco eolico.

La presente relazione, dopo un inquadramento territoriale della zona, descrive nei particolari il progetto del parco eolico in oggetto, soffermandosi con particolare attenzione sui criteri progettuali che hanno portato alla scelta del posizionamento degli aerogeneratori, sullo studio del potenziale eolico del parco e sulle caratteristiche tecniche delle macchine scelte per la produzione di energia elettrica. Si sono quindi analizzate nel dettaglio le opere civili funzionali all'impianto e la viabilità esterna e interna al parco, valutando singolarmente le soluzioni progettuali per l'accesso ad ogni aerogeneratore.

Infine sono state descritte nel dettaglio le opere elettriche e la modalità di connessione alla rete di trasmissione.

2. OBIETTIVI DEL PROGETTO

2.1 INTRODUZIONE

Il vento è una risorsa globalmente diffusa sul nostro pianeta: si calcola che il 9% dell'energia solare si trasforma in eolica, poiché soffiano venti il cui potenziale energetico è stimato a oltre 50.000 TWh annui. La risorsa eolica mondiale disponibile e tecnicamente sfruttabile è quattro volte l'energia elettrica consumata dal pianeta, e permetterebbe di evitare di bruciare 3.000 milioni di tonnellate di combustibile fossile e conseguentemente di espellere nell'atmosfera 13.000 milioni di tonnellate di CO₂ ed altri gas responsabili dell'effetto serra.

L'industria eolica mondiale alimenta un mercato di 10 miliardi di euro e ha generato oltre 200.000 nuovi posti di lavoro, si prevede che nel 2025 il 10% del fabbisogno di energia elettrica del pianeta sarà fornito dal vento. La preoccupazione crescente per il problema ambientale, così come per il preservarsi della biodiversità e la salute pubblica, ha contribuito ad una presa di coscienza del problema energetico da parte dei governi di numerosi paesi ed ha portato alla stipula di un concordato per affrontarne le conseguenze. La terza conferenza mondiale sul tema tenutasi a Kyoto nel Dicembre del 1997 ha posto un limite all'incremento dei gas serra.

La Comunità Europea ha stabilito di produrre il 32% del fabbisogno energetico totale europeo esclusivamente da fonti rinnovabili entro il 2030, un obiettivo molto ambizioso sul tema della salvaguardia dell'ambiente e la riduzione dei gas serra che al raggiungimento della data prefissatasi non si può dire raggiunto, ma si deve dare evidenza comunque di una crescita verso una produzione energetica cosciente e rinnovabile che ad oggi vede quote di risorse rinnovabili variabili ampiamente tra i Paesi dell'Unione, andando a coprire oltre il 30% del consumo finale lordo di energia in Austria, Danimarca, Finlandia, Lettonia e Svezia, o restando al 10% (o meno) in Stati come Belgio, Cipro, Lussemburgo, Malta o Paesi Bassi, mentre l'Italia si attesta al 17%.

In Italia nel 2020 l'installato eolico ha superato i 10,6 GW, che hanno consentito di produrre un quantitativo di energia pulita di circa 18TWh, con un risparmio superiore ai 20 milioni di barili di petrolio e oltre 10 milioni di tonnellate di emissioni risparmiate di CO₂.

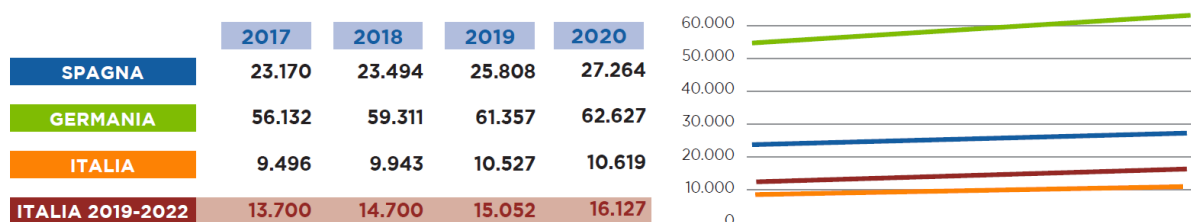


Figura 1 - Potenza installata totale, previsione di tendenza per il 2022, confronto con Germania e Spagna – fonte ANEV.

Il raggiungimento di questo obiettivo assieme allo stabilizzarsi di una situazione ambientale sostenibile che consenta il miglioramento del livello attuale di benessere, esige una profonda modifica del modello attuale di produzione di energia, cosa che non può che avvenire attraverso una progressiva sostituzione di tutte le fonti fossili con fonti pulite e rinnovabili.

I vari sistemi di sfruttamento delle diverse fonti rinnovabili hanno raggiunto attualmente un differente grado di maturazione tecnologica. Per alcune fonti lo sfruttamento non è al momento percorribile economicamente. Tuttavia in qualche caso si è raggiunto un livello di maturazione tecnologica tale da rendere possibile il realizzarsi di un grado di utilizzo compatibile con gli obiettivi fissati. È il caso dell'energia eolica che per le sue caratteristiche tecniche, ambientali e socio economiche, risponde alle esigenze di diversificazione energetica e di riduzione del livello di contaminazione atmosferica che lo stato attuale impone.

Obiettivo del progetto è la realizzazione, nell'area montuosa presente a nord del sito industriale di Prato Sardo di Nuoro, di un impianto che possa utilizzare in modo razionale le fonti energetiche rinnovabili ed in particolare la risorsa eolica disponibile nell'area per la produzione di energia elettrica non inquinante, così da coprire, seppure in maniera parziale, il fabbisogno energetico della comunità locale.

2.2 AZIENDA PROPONENTE IL PROGETTO

La società EDP Renewables Italia Holding Srl (EDPR) con sede legale a Milano, è promotrice del progetto per la costruzione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica con potenza di 78 MW ubicato nel comune Nuoro. EDP Renewables Italia Holding Srl rappresenta uno dei principali operatori in Italia e all'estero nel settore della produzione di energia da fonte rinnovabile, particolarmente impegnato nel campo dell'energia derivante da fonte eolica.

EDPR è un leader globale nel settore delle energie rinnovabili e rappresenta il quarto produttore al mondo di energia eolica. Con una solida base di sviluppo, risorse di prima classe e capacità operativa leader del mercato, ha avuto uno sviluppo eccezionale negli ultimi anni ed è attualmente presente da leader in 13 mercati.

EDPR è entrata nel mercato italiano nel 2010 attraverso l'acquisizione di un portafoglio di progetti eolici in fase di sviluppo nel sud del paese. La sede centrale italiana si trova a Milano. La potenza installata nel 2021 in Italia è di circa 400 MW in esercizio e circa 200 MW in costruzione nel biennio 2022/2023. Il tutto realizzato con una visione di lungo periodo che miri a costruire una realtà industriale in grado di generare un sostenibile ritorno per gli investitori, nel pieno rispetto della sicurezza in ogni sua attività (Obiettivo zero incidenti) e della sostenibilità ambientale e sociale degli investimenti per tutti gli stakeholders coinvolti, raggiungibile tramite la più accurata selezione degli impianti e la loro compatibilità con l'ambiente in cui sono inseriti.

2.3 GIUSTIFICAZIONE DELL'OPERA

L'opera ha una sua giustificazione intrinseca per il fatto di promuovere e realizzare la produzione energetica da fonte rinnovabile, quindi con il notevole vantaggio di non provocare emissioni (liquide o gassose) dannose per l'uomo e per l'ambiente. Inoltre, ai sensi della Legge n. 10 del 9 gennaio 1991, indicante "Norme in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia" e con particolare riferimento all' Art. 1 comma 4, l'utilizzazione delle fonti rinnovabili è considerata di pubblico interesse e di pubblica utilità e le opere relative sono equiparate alle opere dichiarate indifferibili ed urgenti ai fini della applicazione delle leggi sulle opere pubbliche.

L'opera in oggetto si inserisce nel contesto nazionale ed internazionale come uno dei mezzi per contribuire a ridurre le emissioni atmosferiche nocive come previsto dal protocollo di Kyoto del 1997, che anche l'Italia, come tutti i paesi della Comunità Europea, ha ratificato.

Sulla base degli studi anemologici realizzati, la produzione di questo impianto è in grado di garantire un contributo consistente in termini energetici al fabbisogno locale.

2.4 FRUITORI DELL'OPERA

Il fruitore dell'opera è principalmente la Regione Sardegna ed i comuni adiacenti all'opera per le seguenti ragioni:

- ✓ ritorno di immagine legato alla produzione di energia pulita; importante fonte energetica rinnovabile;
- ✓ presenza sul territorio di un impianto eolico, oggetto di visita ed elemento di istruzione per turisti e visitatori (scuole, università, centri di ricerca, ecc.);
- ✓ incremento della occupazione locale in fase di realizzazione ed esercizio dell'impianto, dovuto alla necessità di effettuare con ditte locali alcune opere accessorie e funzionali (interventi sulle strade di accesso, opere civili, fondazioni, rete elettrica); ricadute occupazionale anche per interventi di manutenzione;
- ✓ creazione di un indotto connesso, legato all'attività stessa dell'impianto: ristoranti, bar, alberghi, ostelli, ferramenta, ecc...
- ✓ specializzazione della manodopera locale e possibilità future di collocazione nel mondo del lavoro;
- ✓ sistemazione e valorizzazione della rete stradale rurale esistente nell'area del parco eolico in progetto, con adeguamento della strada comunale di Nuoro di collegamento dell'area industriale di Prato Sardo con la Strada Provinciale 41;
- ✓ Opere di compensazione ambientale sul territorio, con nuova piantumazione boschiva e creazione di due vasche di riserva idrica ai fini antincendio.

3. ANALISI POSSIBILI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE DELL'INTERVENTO

3.1 PREMESSA

L'inserimento di un parco eolico all'interno di un territorio crea in esso numerosi effetti. Rilevanti sono gli effetti indotti sullo sviluppo socio-economico delle comunità che vivono nell'intorno del parco. In particolar modo si hanno risvolti positivi a livello occupazionale diretto, indiretto ed indotto nella zona dalla presenza del parco eolico, sia temporanea per la realizzazione dell'opera (cantiere di circa 20 mesi), sia permanente per la manutenzione e gestione dell'impianto.

Per capire e definire l'entità di questa influenza sugli aspetti socio – economici è indispensabile conoscere i dati demografici ed economici del territorio, infatti l'impatto generato dall'inserimento di un parco eolico è influenzato da molti fattori come:

- la grandezza del territorio;
- il bilancio demografico;
- la sua posizione;
- l'economia principale;
- la presenza o meno di attività industriali e la tipologia delle stesse.

In questo paragrafo si analizzeranno i dati demografici ed economici dei comuni interessati dal parco eolico in Comune di Nuoro, evidenziando le possibili ricadute socio-economiche legate ad esso.

3.2 DATI ECONOMICI E DEMOGRAFICI DEL TERRITORIO COMUNALE DI NUORO

3.2.1 inquadramento generale

L'area in esame è individuata cartograficamente al Foglio 499 sezione I dell'IGM, in scala 1:25.000, nella sezione 499 080 "Nuoro" della cartografia tecnica della Regione Sardegna, in scala 1:10.000, al Foglio 207 "Nuoro" della Carta geologica d'Italia, in scala 1:100.000.

Il territorio in esame ricade in comune di Nuoro, nel settore settentrionale del territorio amministrativo, e si estende su un areale che dal Km 8 della S.P. 41 Nuoro – Benetutti in località "Sa 'e Balia" dove si colloca l'aerogeneratore WTG 01, si sviluppa verso est fino al km 2 della stessa S.P. 41 in località "Janna 'e sa Chida", in corrispondenza della torre WTG 12, e verso sud per circa 4 km, lungo la strada comunale "Intramontes", interessando una fascia altimetrica che va da 590 a 810 m s.l.m.

Le torri eoliche si sviluppano principalmente sulla sommità di un esteso altipiano formato da rilievi di origine granitica molto arrotondati e livellati, intersecati da numerosi corsi d'acqua a regime torrentizio, principalmente di primo ordine, che ricalcano le lineazioni principali della zona, e che si sviluppano con direzione principale NE-SW e secondariamente ortogonale ad essa NW-SE.

3.2.2 Inquadramento storico demografico del Comune di Nuoro

Nuoro è un comune della Sardegna di 34.277 abitanti, capoluogo dell'omonima provincia della Sardegna centro-orientale dal 1927.

Le tracce più antiche della presenza dell'uomo nel territorio di Nuoro sono le Domus de janas (in nuorese birghines) risalenti al IV- III millennio a.C.. Sono inoltre presenti delle necropoli ipogeiche e resti di una tomba dei giganti e di un pozzo sacro, situato nelle vicinanze dell'attuale via Martiri della Libertà, dove sono stati recuperati numerosi reperti riferibili alla Cultura di Bonnanaro.

Nel quartiere di Su Nuraghe, all'interno di un parco urbano di circa 7 ettari, in una delle zone più elevate della città, c'è il complesso archeologico del nuraghe Tanca Manna, in un contesto della Media età del Bronzo con un nuraghe mono torre e un villaggio con caratteristiche della prima fase della civiltà nuragica. La posizione del Nuraghe e del villaggio sono stati determinati dalle scelte insediative di occupazione e controllo territoriale delle popolazioni protostoriche nell'area nuorese, come testimoniato anche dalla presenza di simili tipologie nelle immediate vicinanze tra cui i nuraghi Tertilo, Ugolio, e dei ruderi di Monte Gurtei e Biscollai.

Le prime fasi della dominazione romana in questa zona, denominata Civitates Barbariae, risalgono all'età repubblicana. A seguito del ritrovamento soprattutto in Barbagia e nel Marghine di monete puniche, si era ipotizzato che in una certa fase storica le "popolazioni sarde (legate al culto del toro) e puniche, si coalizzarono" inizialmente per reagire all'impatto dell'invasione di Roma. I romani agirono sia militarmente che con una lenta e intelligente attività di "sedentarizzazione" dei clan locali, al fine di favorire lo sviluppo agricolo delle terre. Delimitarono dunque grandi latifondi da avviare alla coltivazione del grano che assegnarono a coloni o alle popolazioni locali. I confini erano segnalati da lapidi indicanti la proprietà. Un cippo terminale con la dicitura "FIN NURR", cioè fines nurritanenses, consente di identificare la localizzazione di quella popolazione che, semi-romanizzata, nel II secolo d.C. costituì un reparto militare imperiale assegnato alla Mauretania Cesariense: la "Cohors I – Nurritanorum".

Nuoro è citata in diversi documenti fra i quali il condaghe di San Nicola di Trullas, Condaghe di San Pietro di Silki e di Salvenero, databili tra l'XI e il XIII secolo. In quell'epoca è attestata l'esistenza di una Curatoria giudiciale con capoluogo Nugor, nel distretto sud orientale del Giudicato di Torres, comprendente probabilmente le sole ville di Nuoro, Lollove e Orgosolo, ma che in passato doveva essere più estesa. La Curatoria di Nugor, estrema propaggine a sud est del giudicato di Torres, confinava a ovest con quella più conosciuta di Dore che ebbe alternativamente come capoluoghi Dore, Orotelli, Sarule e Othane (Ottana), citata nel Condaghe di San Pietro di Silki e ad est con quella di Orosei-Galtelli del Giudicato di Gallura[senza fonte]. A sud vi era la curatoria arborense della Barbagia di Ollolai. Il borgo di Nugor nel secondo decennio del XII secolo venne assegnato alla diocesi di Ottana composta dalle ville di: "Macomerio, Virore, Gorore, Molaria, Orticalli, Sabuco, Silanos, Dualque, Nuracucuma, Lexay, Golossene, Otana, Ortili, Univer, Orane, Suarell, Nuor, Noroloe, Gossilla, Sporzolo, Illortay, Bortiochoro e Su Burgu (solo a partire dal 16 agosto 1353).

A partire dal XIII-XIV secolo, nel territorio dell'attuale Nuoro, si svilupparono i primi insediamenti urbani: fra questi gli attuali quartieri di San Pietro e di Sèuna. Attorno a Nugor si contavano inoltre altri centri demici, fra questi: Lollove (attuale frazione di Nuoro), Noddule/Loddune (Nothule), Nurdole (o Nuroloe), Occana, Gortovene, Gurtei, Toddotana, pranu 'e bidda, Saderi/Sadiri, Ivana, Muruapertu, Bidda 'e Macras, la zona di

Seuna-Sedda Orthai; le vestigia di questi borghi abbandonati erano ancora visibili nell'Ottocento, alcuni di questi sono citati nel Dizionario dell'Angius-Casalis.

Nel XIV secolo Nuoro superava i mille abitanti e, fra il 1341 e il 1342, risultava uno dei villaggi che versava il maggior contributo di tasse alla Diocesi di Ottana.

Alla fine del XVII secolo a seguito di pestilenze e carestie si registra un crollo demografico. Dal censimento del 1698, Nuoro era il centro abitato più popolato dell'Encontrada de Nuero, della Barbaja Ololay e Marquesado de Orani.

Nuoro divenne sede del Tribunale di Prefettura (1807), città nel 1836, e sede di Divisione Amministrativa e di Intendenza nel 1848 (in pratica una terza provincia sarda, dopo Cagliari e Sassari); poi l'ultimo titolo fu ridotto nel 1859 a quello di sottoprefettura. Si sviluppò perciò come centro amministrativo a partire dalla seconda metà dell'Ottocento, periodo in cui si aprì ad un rilevante insediamento di funzionari piemontesi del Regno di Sardegna e commercianti continentali. Così avrebbe in seguito descritto questo passaggio storico il Satta: "In breve, i nuoresi si trovarono amministrati, rappresentati dagli estranei, e in fondo non se ne dolsero. Era un fastidio in meno .

Con il Novecento il fermento culturale che avrebbe dato vita all'importante avanguardia artistica sarda si giovò del notevole miglioramento dei trasporti per la comunicazione col Continente, ed anzi prese proprio questa a suo obiettivo; pian piano, si fecero conoscere oltremare le opere della Deledda, dei pittori, dei poeti. Celebri per il notevole pregio le sculture di Francesco Ciusa. Nuoro divenne un centro culturale di grande rilievo. Con l'allargamento dei servizi e dei posti di lavoro amministrativi, iniziarono a trasferirsi a Nuoro molti abitanti dei paesi vicini e fra questi alcuni artisti.

Avendo già assunto almeno moralmente questo ruolo, ed essendola in pratica già stata nel secolo precedente, nel 1927 Nuoro ridivenne provincia. Nel 1931 raggiunse i 9.300 abitanti..

3.2.2.1 Geografia, Anagrafe e Statistica

La città si estende su un altopiano granitico a circa 554 m s.l.m. (le abitazioni si estendono tra i 450 e i 650 m s.l.m.), ai piedi del monte Ortobene alto 955 metri e tra i colli Ugolio, Biscollai, Cucullio, Sant'Onofrio. Ad ovest la città termina con il pianoro di Corte. Nuoro è il settimo capoluogo di provincia più elevato d'Italia, dopo Enna, Potenza, L'Aquila, Campobasso, Aosta e Caltanissetta. Nuoro ha una superficie di 192,06 chilometri quadrati. L'altezza sul livello del mare è di 546 metri, con altezza minima pari a 95 metri e altezza massima pari a 954 metri. L'escursione altimetrica totale è di 859 metri.

Nuoro gode, come quasi tutti i comuni della Sardegna, di un clima mediterraneo temperato dominato da un ricorrente maestrale, con estati moderatamente calde e inverni freschi, solo raramente gelidi. Tuttavia la quota relativamente elevata e la particolare posizione geografica della città favoriscono repentini cali di temperatura in occasione delle ondate fredde dal nord, soprattutto nord/est. Nuoro subisce periodicamente anche il caldo scirocco, che arriva dalla valle di Dorgali e spesso genera piogge molto intense. La temperatura media annua varia tra i 13 e i 15 °C, a seconda delle annate e dei quartieri, avendo la città una discreta estensione geografica unita ad un notevole dislivello di 275 m tra il punto più alto e quello più basso.

Durante l'inverno sono numerose le gelate (57 nel 2004) mentre in estate sono abbastanza rari i giorni con temperature superiori ai 35 °C; anche grazie al fatto che la brezza marina spesso riesce a giungere in città mitigando di qualche grado la temperatura

La densità abitativa è di 190,73 abitanti per chilometro quadrato. La popolazione al 1991 era di 37.527 abitanti, mentre al 2001 era di 36.678 abitanti e al 2011 era di 36.674 abitanti con una variazione percentuale tra il 2001 e il 1991 pari al 2,26%, tra il 2011 e il 1991 del 2,27% e tra il 2011 -2001 pari al 0,01%.

Le famiglie sono circa 12.291 con una media per nucleo familiare: 2,98 componenti

Al primo gennaio 2016 il comune di Nuoro contava 37.091 abitanti, 17.729 dei quali maschi e 19.362 femmine. Vi erano 234 abitanti di età inferiore ad un anno (111 maschi e 123 femmine) e 9 abitanti ultracentenari (2 maschi e 7 femmine). In quanto segue una tabella con la distribuzione per classi di età.

Età	0-4	5-9	10-14	15-19	20-24	25-29	30-34	35-39	40-44	45-49	50-54	55-59	60-64	65-69	70-74	>74
Maschi	710	773	854	945	1049	1022	1173	1352	1404	1415	1310	1153	1162	920	787	1020
Femmine	685	738	810	891	998	1028	1129	1392	1513	1563	1466	1397	1328	1071	991	1899
Totale	1395	1511	1664	1836	2047	2050	2302	2744	2917	2978	2776	2550	2490	1991	1778	2919

3.2.2.2 Livelli occupazionali e forza lavoro a Nuoro

Vi sono a Nuoro 16292 residenti di età pari a 15 anni o più. Di questi 13684 risultano occupati e 1945 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 8589 individui, dei quali 7228 occupati e 1023 precedentemente occupati ma adesso disoccupati e in cerca di nuova occupazione. Il totale delle femmine residenti di età pari a 15 anni o più è di 7703 unità delle quali 6456 sono occupate e 922 sono state precedentemente occupate ma adesso sono disoccupate e in cerca di nuova occupazione:

Industrie:	741	Addetti:	2.473	Percentuale totale:	sul	17,07%
Servizi:	1.003	Addetti:	2.375	Percentuale totale:	sul	16,39%
Amministrazione:	420	Addetti:	6.076	Percentuale totale:	sul	41,93%
Altro:	1.012	Addetti:	3.566	Percentuale totale:	sul	24,61%

3.2.2.3 Livelli di scolarizzazione a Nuoro

Vi sono a Nuoro trentaquattromiladuecentosettantuno individui in età scolare, sedicimilacentottantacinque dei quali maschi e diciottomilaottantasei femmine.

Genere	Laurea	Diploma	Licenza Media	Licenza Elementare	Alfabeti	Analfabeti
Maschi	2290	4979	5431	2508	905	72
Femmine	3084	6108	4518	3038	1210	128
Totale	5374	11087	9949	5546	2115	200

3.2.2.4 Contribuenti, redditi e imposte a Nuoro

Redditi, imposte e addizionali comunali e regionali

Categoria	Contribuenti	Reddito	Media annuale	Media mensile	Anno precedente	Variazione
Reddito imponibile	23.162	€ 463.737.882	€ 20.021,50	€ 1.668,46	€ 1.658,88	€ 9,58
Reddito addizionale imp.	17.945	€ 435.879.763	€ 24.289,76	€ 2.024,15	€ 2.017,60	€ 6,55
Imposta netta	18.556	€ 88.994.149	€ 4.795,98	€ 399,66	€ 395,03	€ 4,63
Addizionale comunale	16.436	€ 2.215.014	€ 134,77	€ 11,23	€ 11,11	€ 0,12
Addizionale regionale	17.546	€ 5.329.244	€ 303,73	€ 25,31	€ 24,80	€ 0,51

3.3 EFFETTI SULL'ECONOMIA LOCALE

L'eolico, come altre tecnologie per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, è caratterizzato da un costo di investimento dovuto all'acquisizione delle macchine e dei componenti più elevato, se paragonato ai successivi costi di installazione, gestione e manutenzione.

Il forte interesse sviluppatosi nei grandi impianti eolici pone il problema di quali siano le ricadute socio-economiche sulle comunità che vivono all'interno dei territori nei quali saranno realizzati i parchi eolici. Essendo la risorsa del vento, un bene in possesso della collettività del territorio, è legittima l'attesa della popolazione che questo tipo di iniziativa comporti dei vantaggi concreti là dove la risorsa viene sfruttata.

Uno studio del 1990 del Worldwatch Institute, ed altre recenti analisi condotte da Istituti di ricerca in Danimarca, giungono alla conclusione che l'occupazione associata alla produzione di energia elettrica da fonte eolica è di circa 542 addetti per miliardo di kWh prodotto.

In Italia, fino a pochi anni fa, l'occupazione, nel settore di produzione di energia elettrica da fonte eolica, era essenzialmente concentrata sull'attività di ricerca e sviluppo. Recentemente, con la costruzione di impianti effettivamente produttivi e remunerativi, si sono ottenute le prime stime ed indicazioni sull'occupazione associata alla realizzazione ed al funzionamento di parchi eolici.

Senza considerare l'occupazione presso il RTN, che in egual modo è chiamata ad intervenire con uomini e mezzi per realizzare le linee dedicate, ed altri enti pubblici non economici, ed inoltre, non considerando il numero di

addetti nei stabilimenti di produzione delle macchine (aerogeneratori: torri, pale, navicelle, ecc.) e le aziende da utilizzare per il trasporto dei macchinari, si può certamente affermare come la nascita di un parco eolico comporti la nascita di un certo numero di nuovi posti di lavoro.

Le professionalità che vengono chiamate ad intervenire nella realizzazione, gestione e manutenzione di una wind farm sono molteplici. Queste figure sono rappresentate da professionisti chiamati a svolgere lavori di:

- Ripristino e manutenzione di tratti stradali esistenti e costruzione di nuovi tratti stradali;
- Consolidamento e sistemazione di versanti e scarpate;
- Interventi sul territorio di ingegneria naturalistica;
- Progettazione e realizzazione di tutte le opere civili e delle opere in c.a.;
- Realizzazione dei cavidotti, alloggiamento trasformatori e connessione alla rete elettrica;
- Gestione e manutenzione dell'impianto;
- Vigilanza e controllo dell'impianto e delle aree costituenti il sito.

Oltre alla forza lavoro a servizio delle attività, che può essere anche locale, con effetti sicuramente positivi, occorre considerare che la presenza di un cantiere (anche se temporaneo) per la costruzione di un impianto eolico include ovviamente la presenza di forza lavoro esterna il che può generare economia e flussi monetari, sulla comunità locale, in termini di richiesta di servizi e di ricettività.

Le attività riguardanti la realizzazione e il successivo funzionamento del parco eolico "Intermontes", secondo ragionevoli previsioni, permettono di stimare un incremento del numero di posti di lavoro nella comunità locale come da prospetto riportato in Tabella 1.

Tabella 1 – Previsione di occupazione (ingegneri, tecnici, operai) in fase di progettazione, realizzazione e gestione dell'impianto.

<i>Progettazione (6 mesi circa)</i>	<i>Realizzazione (2 anni circa)</i>	<i>Gestione dell'impianto (30 anni)</i>
n.2 Ing. Civile	<i>n.4 addetti alberghieri</i>	<i>n.5 unità su Parco Intermontes (3 turni)</i>
n.1 Ing. Idraulico	<i>n.4 addetti alla</i>	<i>n.2 unità qualificata di supervisor e</i>
n.1 Ing. Ambientale	<i>ristorazione</i>	<i>management (2 turni più 1 vuoto a</i>
n.1 Ing. Elettrico	<i>n.2 Geometri</i>	<i>rotazione).</i>
n.1 Geologo	<i>n.4 Ingegneri</i>	
n.1 Archeologo	<i>n.8 Carpenteri</i>	
n.1 Agronomi forestali	<i>n.4 addetti ai mezzi di</i>	
n.1 Dr. In Scienze Ambientali con	<i>movimento terra</i>	
specializzazione in pianificazione	<i>n.2 addetti al movimento</i>	
ambientale	<i>di materiale</i>	
n.1 Pianificatore Esperto faunista	<i>n. 6 installatori elettrici e</i>	
n.1 Esperto in chiroterro fauna	<i>meccanici,</i>	
n.1 Topografo	<i>n.2 gruisti,</i>	
n.1 Geometra	<i>n.2 trasportatori mezzi</i>	
n.1 Commercialista.	<i>eccezionali.</i>	

3.4 BENEFICI ECONOMICI PREVEDIBILI PER IL COMUNE DI NUORO

Il progetto parco eolico "INTERMONTES", sito nel comune di Nuoro, a nord dell'area industriale di Prato Sardo, è composto da 13 aerogeneratori con potenza nominale di 6,0 MW, per una potenza complessiva del parco

eolico di 78 MW, e da una sottostazione elettrica di collegamento alla rete elettrica nazionale, prevista in prossimità dell'area industriale di Prato Sardo circa 4,5 km a sud del settore di sviluppo del parco.

Il parco eolico sarà costituito da una sezione a 150 kV comprendente la sottostazione di trasformazione per la connessione alla RTN ed una sezione in media tensione a 30 kV che convoglierà l'energia dai singoli aerogeneratori verso la sottostazione di trasformazione 30/150 kV. La soluzione tecnica di connessione (codice pratica 202002044) del parco eolico "Intermontes" prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 150 kV sulla futura Stazione Elettrica (SE) di Smistamento della RTN a 150 kV da inserire in entra – esce alla linea RTN a 150 kV "Taloro – Siniscola 2", previa realizzazione del nuovo elettrodotto a 150 kV tra la nuova SE e il futuro ampliamento a 150 kV della SE RTN "Ottana". In conseguenza di ciò si è scelto di costruire la sottostazione di trasformazione 30/150 kV in un terreno adiacente alla sottostazione RTN secondo lo schema di allacciamento della STMG descritta sopra. La nuova sottostazione sorgerà quindi nel territorio comunale di Nuoro, precisamente nella zona industriale di Prato Sardo.

Ad oggi non è possibile prevedere il regime economico a cui sarà assoggettato l'impianto in termini di valorizzazione dell'energia prodotta. Di fatto le cosiddette "Aste FER" al ribasso ai sensi del DM del 4 luglio 2019 che il GSE indice con cadenza quadrimestrale sono in procinto di esaurirsi. E' presumibile che il predetto meccanismo incentivante verrà ulteriormente rinnovato, come indicato nel recente D. Lgs 199/2021. Il beneficio per i Comuni ospitanti l'impianto potrà essere discusso e definito nel corso del procedimento autorizzativo in coerenza a quanto sancito dal DM del 10 settembre 2010 (Linee Guida Nazionali)."

La presenza di un parco eolico di queste dimensioni con potenziali produttivi elevatissimi comporta per i comuni introiti monetari che possono essere utilizzati dalle amministrazioni per promuovere e realizzare opere di pubblica utilità, necessarie ad un contesto sociale in forte difficoltà economica. Come evidenziato nei paragrafi precedenti i comuni interessati dal progetto eolico denotano un trend di crescita demografica decrescente, con forti componenti migratorie, sintomo di difficoltà economiche e occupazionali del territorio.

3.5 BENEFICI SOCIALI E OCCUPAZIONALI

La realizzazione di un parco eolico, presenta concreti vantaggi socio-economici che direttamente ed immediatamente riguardano la popolazione locale e con visione più ampia, si riflettono sul risparmio della bolletta energetica nazionale, supponendo il costo del barile costante, e sullo sviluppo di una tecnologia nazionale, in un settore che lascia prevedere un forte incremento per i prossimi cinquant'anni. Il D. Lgs 79/99 (Decreto Bersani), ad attuazione della direttiva CEE 96/92/CE che indica e regola attualmente il mercato interno dell'energia elettrica, è in effetti una legge che prevede la riduzione dell'impatto ambientale. Il decreto infatti obbliga "i venditori di energia" sul mercato italiano a produrre il 2% di detta energia mediante nuovi impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Fra le fonti di energia rinnovabili la meno sfruttata, la più promettente in Italia e, al contempo, la meno inquinante in assoluto è proprio la fonte eolica.

Di fatto il territorio su cui sono installati gli aerogeneratori eolici può essere considerato come impegnato in un particolare tipo di coltivazione: "una coltivazione energetica". In altre parole il territorio interessato alla realizzazione dell'impianto, a prescindere dalle sue qualità agricole, è un vero e proprio "giacimento energetico rinnovabile".

Per il parco eolico “INTERMONTES”, si prevede una produzione annua di circa 160,09 GWh/anno per 2.063 ore equivalenti. Inoltre l’energia prodotta in tal modo permette la riduzione di combustibile fossile evitando come minimo l’immissione in atmosfera di 69.559 t/annue di CO₂ e di 304 t/annue di NO_x.

Al quadro inerente i vantaggi dello sfruttamento eolico, si deve aggiungere l’altro fondamentale aspetto: il terreno su cui è installato il campo eolico è ancora utilizzabile per coltivazioni e pastorizia. Per tali motivi, l’installazione di una centrale eolica su un terreno, costituisce comunque un importante beneficio sociale, senza che ci siano significative controindicazioni o aspetti negativi.

Esperienze e ricerche condotte in Danimarca, paese all’avanguardia nello sviluppo dell’eolico e sensibilissimo agli aspetti ecologici e di tutela del territorio, hanno mostrato un altissimo grado di disponibilità dei proprietari alla costruzione di impianti eolici sui loro terreni. I proprietari dei terreni in cui verranno realizzati gli aerogeneratori ricevono da parte della società proponente un compenso annuo come rimborso dei danni causati dalla presenza dell’impianto e per le porzioni di territorio necessarie alla realizzazione di tutte le opere di infrastrutturazione. I rimborsi sono essenzialmente proporzionali alle potenzialità anemologiche del territorio e alla potenza degli aerogeneratori.

Secondo una ricerca dell’ISPO (Maggio 2012) gli italiani al 93% considerano la questione energetica importante e per il 90% le energie rinnovabili e l’efficienza energetica rappresentano la soluzione ai problemi energetici nazionali. Tra le principali fonti di energia rinnovabile ritenute strategiche dagli italiani vi è l’eolico, i quali considerano questa energia in sintonia con l’ambiente, non nociva alla salute per otto italiani su dieci, per il 64% dei cittadini non comporta conseguenze al paesaggio, solo l’8% degli intervistati è completamente contrario alla nascita di parchi eolici e il 12 % farebbe fatica ad accettarli.

3.6 EFFETTI SUL TURISMO E SULLE ATTIVITÀ RICREATIVE

Altra possibilità occupazionale per l’area in cui è realizzato il parco eolico è rappresentata dall’aspetto turistico-culturale indotto dalla presenza del parco. Infatti, gli impianti che usano fonti rinnovabili costituiscono una vera e propria attrazione turistica in quanto forniscono una dimostrazione “dal vero” dello sfruttamento dell’energia pulita. In definitiva, l’inserimento di impianti eolici all’interno di percorsi turistico – culturali contribuisce a vivacizzare l’economia locale.

3.7 OPERE DI MITIGAZIONE SU EVENTUALI IMPATTI SOCIO-ECONOMICI NEGATIVI

Il parco, così progettato, esclude qualsiasi impatto negativo socio-economico, altresì l’impatto è positivo e quantificabile. Le mitigazioni degli aspetti negativi sono state attenuate in fase preliminare, per esempio mantenendo una distanza di almeno 300 m tra gli aerogeneratori e i ricettori sensibili. Si è cercato inoltre di valorizzare al meglio la viabilità esistente, al fine di ridurre la realizzazione di nuove piste che possano rendere più difficoltosa l’attività agropastorale”.

4. INQUADRAMENTO NORMATIVO, PROGRAMMATICO E AUTORIZZATIVO

4.1 CONSIDERAZIONI GENERALI SULLE ENERGIE RINNOVABILI

La crisi energetica che ha avuto luogo negli ultimi decenni ha dato spunto ad un importante sviluppo delle energie rinnovabili. L'esposizione dell'Europa ed in particolare dell'Italia alle fluttuazioni del prezzo dei combustibili fossili è elevatissima (riprova ne è la recente crisi in Est Europa) e rappresenta una criticità tangibile sia dal tessuto industriale (costi di produzione elevati) che quello civile (caro bollette)." La loro utilizzazione presenta i seguenti vantaggi:

- evitare il consumo di risorse limitate, normalmente petrolio o carbone, la cui combustione provoca inquinamento atmosferico a volte molto rilevante;
- la produzione autonoma di energia evita le importazioni, migliora la bilancia dei pagamenti ed evita le esposizioni ad eventi internazionali imprevedibili, dà luogo ad una maggiore stabilità economica;
- normalmente le installazioni di energia rinnovabile sono di potenza non molto elevata e localizzate in maniera sparsa, dando luogo ad uno sviluppo economico esteso che, molte volte, incide su zone depresse;
- in un periodo di crisi la costruzione di centrali di energia rinnovabile può contribuire, in modo abbastanza importante, ad incrementare l'attività economica;
- la durata reale di queste centrali è molto superiore al periodo di ammortamento e ciò presuppone la creazione prolungata di ricchezza.

Inoltre i protocolli internazionali e le direttive comunitarie caldeggiavano lo sviluppo delle energie rinnovabili che al pari del risparmio energetico risultano essere l'unico strumento per ridurre le emissioni di "gas serra" nell'atmosfera, causa dell'intensificarsi di fenomeni catastrofici a scala globale. Per perseguire tale scopo l'Italia dovrà rispettare quanto previsto dal PNIEC, i cui obiettivi sono, entro il 2030:

- 30% dei consumi energetici globali dovranno essere coperti dalla produzione di energia da fonti rinnovabili;
- Decarbonizzazione, riduzione emissioni CO2 del 33% rispetto al valore del 2005.

Tra le fonti rinnovabili l'energia eolica è la più pulita, contribuendo sensibilmente alla riduzione delle emissioni di CO2, SO2, NO2. Inoltre essa è ad un livello nettamente maggiore rispetto alle altre per maturità tecnologica, competitività e affidabilità.

Infatti, lo sviluppo dell'energia eolica negli ultimi anni è dovuta ad un miglioramento dei rendimenti dei macchinari e, soprattutto, al costante aumento della potenza installata per ogni aerogeneratore. Sono relativamente poco lontani gli anni in cui si installavano apparati da 30 kW; oggi si producono in serie apparati da 2.000, 3.000, 4.500 e 6.000 kW.

L'attuale tendenza è costruire parchi eolici di potenza rilevante connessi alla rete generale, e localizzate laddove il vento è frequente e con alte velocità. Questo criterio è quello seguito nei paesi più sviluppati come Germania, Danimarca, Spagna.

La potenza presunta installata in Italia alla fine del 2020 è stata stimata pari a circa 11 GW con una produzione di circa 20.000 GWh/anno, ossia il 7 % del totale Europeo, dietro solo alla Germania e alla Spagna che insieme rappresentano circa il 50% della produzione totale europea.

4.1.1 Emissioni

Attualmente, la quota maggiore per la produzione dell'energia si basa principalmente sull'utilizzazione di fonti fossili non rinnovabili (carbone, petrolio, minerali, ecc.). Oltre alla problematica connessa al consumo ed al conseguente approvvigionamento di tali fonti non rinnovabili, una delle incidenze più importanti che essi presentano è la generazione di residui e di emissioni atmosferiche che stanno inquinando l'ambiente a livello globale.

Negli ultimi anni c'è stata una presa di coscienza da parte dell'opinione pubblica e politica e sempre più un avvicinamento a politiche di Green Energy anche all'interno del nostro territorio. Una linea di impostazione è quella di ridurre e controllare il livello di emissioni e di scorie delle industrie altamente inquinanti e l'altra di dare impulso all'utilizzazione delle fonti energetiche di tipo rinnovabile e con minori effetti ambientali: l'idroelettrica, la geotermica, l'eolica.

Con riferimento all'energia eolica, oggetto di discussione in questo documento ed in particolare in questo progetto, è stata realizzata un'analisi comparativa delle emissioni atmosferiche che si generano producendo l'energia attraverso una centrale termica e quelle evitate attraverso il parco eolico progettato di cui si sta parlando.

La produzione di energia elettrica mediante combustibili fossili comporta l'emissione di sostanze inquinanti e di gas serra come già detto precedentemente. Il livello delle emissioni dipende dal combustibile e dalla tecnologia di combustione e controllo dei fumi.

Di seguito riportiamo i valori delle principali emissioni associate alla generazione elettrica mediante combustibili fossili (Fonte ISES Italia):

- CO₂ (anidride carbonica): 434,5 g/KWh
- SO₂ (anidride solforosa): 1.4 g/KWh
- NO₂ (ossidi di azoto): 1.9 g/KWh

Tra questi gas, il più rilevante è l'anidride carbonica, il cui progressivo incremento potrebbe contribuire ad accelerare l'effetto serra e quindi causare drammatici cambiamenti ambientali.

Questo eviterà l'emissione di una centrale termica equivalente a combustibili fossili di:

- 69.559 t/anno di CO₂ (anidride carbonica)
- 224 t/anno di SO₂ (anidride solforosa)
- 304 t/anno di NO_x (ossidi di azoto).

per ogni anno di esercizio del parco eolico in progetto, per il quale si stima una produzione annua media di energia prodotta di 160,09 GWh/anno.

4.2 NORMATIVA DI RIFERIMENTO NAZIONALE E REGIONALE

Per la realizzazione del presente progetto definitivo si è fatto riferimento, tra l'altro, alla seguente normativa:

Energie rinnovabili

- D.P.R. 24 maggio 1988, n.203 ("Attuazione delle direttive CEE nn. 80/779, 82/884 e 85/203 concernenti norma in materia di qualità dell'aria, relativamente a specifici agenti inquinanti, e di inquinamento prodotto dagli impianti industriali, ai sensi dell'art. 15 della L. 16 aprile 1987, n. 183");
- Legge 9 gennaio 1991, n.9 ("Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzione e disposizioni fiscali");
- Legge 9 gennaio 1991, n.10 ("Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia");
- Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 ("Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica");
- Decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 ("Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità");
- Decreto Ministeriale 10 settembre 2010 n. 219 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili";
- Decreto Legge n.77 del 31/05/2021 "Governance del Piano nazionale di ripresa e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure"
- Decreto Legge 23 giugno 2021, n. 92, Misure urgenti per il rafforzamento del Ministero della transizione ecologica e in materia di sport. (21G00108) (GU Serie Generale n.148 del 23-06-2021).
- Decreto Legge 1° marzo 2022 , n. 17 . Misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia, elettrica e del gas naturale, per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per il rilancio delle politiche industriali.
- D.G.R. n.24/23 23/04/2008 recante " Direttive per lo svolgimento delle procedure di valutazione di impatto ambientale e di valutazione ambientale strategica.
- L.R. 7/08/2009 n.3;
- D.G.R. 3/17 16/01/2009 ed Allegato " Studio per l'individuazione delle aree in cui ubicare gli impianti eolici";
- D.G.R. n.27/16 1/06/2011 recante " Linee guida attuative del decreto del ministero per lo sviluppo economico del 10/09/2010 << linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili >>, e modifica della D.G.R. n.25/40 dell'1/07/2010";
- D.G.R. del 7 agosto 2012, n.34/33 - Direttive per lo svolgimento delle procedure di valutazione ambientale. Sostituzione della Delib.G.R. n.24/23 del 23.4.2008;

- D.G.R. n.45/34 12/11/2012 " Linee guida per la installazione degli impianti eolici nel territorio regionale di cui alla D.G.R. 3/17 del 16/1/2009 e s.m.i. Conseguenze della Sentenza della Corte Costituzionale n.224/2012. Indirizzi ai fini dell'attuazione dell'art.4 comma 3 D.lgs. n.28/2011";
- D.G.R. n. 59/90 DEL 27.11.2020 "Individuazione delle aree non idonee all'installazione di impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili"

Sentenza della Corte Costituzionale n.224 del 2012 al seguente link:
<http://www.cortecostituzionale.it/actionSchedaPronuncia.do?anno=2012&numero=224>

Sentenza Corte Costituzionale contro LR Sardegna n.25 del 17.12.12 link:
<http://buras.regione.sardegna.it/custom/frontend/viewInsertion.xhtml?insertionId=ea112f85-64c9-4ef2-884e-66aca6a70ef4>

Elettrodotti, linee elettriche, sottostazioni e cabine di trasformazione

- Regio Decreto 11 dicembre 1933, n. 1175 ("Testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici");
- Decreto del Presidente della Repubblica 18 marzo 1965, n. 342 ("Norme integrative della legge 6 dicembre 1962, n. 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, n. 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, n. 112 ("Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle regioni ed enti locali, in attuazione del capo I della legge 15 marzo 1997, n. 59");
- Legge 22 febbraio 2001, n. 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 ai 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, n. 257 – G.U. n. 9 dell' 11 gennaio 2008
- Delibera Autorità per l'Energia elettrica ed il gas 34/05, Disposizioni in merito alla vendita di energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili;
- Delibera Autorità 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 Autorità 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 n. 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 n. 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.;
- CEI 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, n. 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'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004, n. 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",
- Codice di Rete TERNA.

Opere civili e sicurezza - Criteri generali

- Legge 5 novembre 1971, n. 1086 ("Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica");
- D.M. LL.PP. 9 gennaio 1996 ("Norme tecniche per il calcolo, l'esecuzione ed il collaudo delle strutture in cemento armato, normale e precompresso e per le strutture metalliche");
- D.M. LL.PP. 16 gennaio 1996 ("Norme tecniche relative ai Criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi");

Opere civili e sicurezza - Zone sismiche

- Legge 2 febbraio 1974, n. 64 ("Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche");
- D.M. LL.PP. 16 gennaio 1996 ("Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche");
- Ordinanza 3431 Presidenza del Consiglio dei Ministri del 03.05.2005 Ulteriori modifiche ed integrazioni all'ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003,

recante "Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica".

- D.M. 17/01/2018 ("Norme Tecniche per le Costruzioni NTC 2018)

Opere civili e sicurezza: Terreni e fondazioni

- 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);
- D.M. 17/01/2018 ("Norme Tecniche per le Costruzioni NTC 2018)
- Circolare esplicativa C.S.LL.PP. 21 gennaio 2019 ("Aggiornamento delle "Norme tecniche per le costruzioni"» di cui al decreto ministeriale 17 gennaio 2018")

Opere civili e sicurezza: Norme tecniche

- Consiglio Nazionale delle Ricerche – Norme tecniche n. 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.
- Specifiche Tecniche GAMESA ENERGIA per le strade e piazzole per GAMESA-4.5MW;
- D.M. 17 Gennaio 2018 ("Norme tecniche per le costruzioni NTC 2018");

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 direttiva 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 , n. 81 ("Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro") e ss.mm.ii.;

4.3 ELENCO DELLE AUTORIZZAZIONI, NULLA OSTA, PARERI COMUNQUE DENOMINATI E DEGLI ENTI COMPETENTI PER IL LORO RILASCIO

L'elenco degli Enti competenti preposti a rilasciare il proprio parere di competenza di conformità alla normativa vigente sono:

- ✓ Assessorato Regionale dell'Ambiente – Servizio SAVI, via Roma, 80 09123 Cagliari;
- ✓ Assessorato Regionale dell'Industria - Servizio energia – Regione Sardegna, V.le Trento, 69 09123 Cagliari;
- ✓ Assessorato Regionale Enti Locali, Finanze e Urbanistica – Servizio tutela paesaggistica, settore pianificazione: V.le Trieste, 186 - 09123 Cagliari;

- ✓ Provincia di Nuoro, Piazza Italia 22, 08100 Nuoro (NU);
- ✓ Comune di Nuoro, Via Dante, 44, 08100 Nuoro (NU);
- ✓ Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente: ARPAS Dipartimento di Nuoro e Ogliastra: via Roma, 85 – Nuoro;
- ✓ Corpo Forestale di Vigilanza Ambientale – Ispettorato ripartimentale di Nuoro : via Trieste 44, Nuoro;
- ✓ Ministero dello sviluppo economico – Dipartimento delle Comunicazioni, Viale America, 201 00144 Roma.
- ✓ Soprintendenza per i Beni Architettonici, Paesaggistici, Storici, Artistici ed Etnoantropologici di Nuoro, Via G. Asproni 8, 08100 Nuoro (NU);
- ✓ Soprintendenza per i Beni Archeologici di Sassari e Nuoro, Piazza Sant'Agostino, n. 2 07100 – Sassari;
- ✓ Comando provinciale dei Vigili del Fuoco di Nuoro, Viale Sandro Pertini, 08100 Nuoro;
- ✓ Assessorato Regionale Lavori Pubblici – Servizio del genio civile di Nuoro: Via Dalmazia, 4 Nuoro;
- ✓ Direzione generale dell'Agenzia regionale del Distretto Idrografico, Via Mameli n. 88 - (1° piano), 09123 Cagliari;
- ✓ ATS Sardegna - Azienda Tutela Salute Distretto Socio sanitario di Nuoro, Via Amerigo Demurtas, 1 – 08100, Nuoro
- ✓ Consorzio industriale Provinciale di Nuoro, via Dalmazia 40, Nuoro;
- ✓ Consorzio di Bonifica della Sardegna Centrale: Via Santa Barbara, 08100 Nuoro NU
- ✓ Agenzia del territorio Via Alberto Lamarmora 92, 08100 Nuoro NU
- ✓ Agenzia regionale Fo.Re.S.T.A.S. – Servizio Territoriale di Nuoro, Via Attilio Deffenu, 7, 08100 Nuoro NU
- ✓ Enac, Viale Castro Pretorio, 118, 00185 Roma;
- ✓ Enav S.p.A., Via Salaria, 716, 00138 Roma;
- ✓ Ministero della Difesa Esercito Italiano, Via Palestro 34, 00185 Roma;
- ✓ Aeronautica Militare C.I.G.A., Aeroporto di Pratica di Mare, Via di Pratica di Mare, 45 - 00071 Pomezia (RM);
- ✓ Aeronautica Militare Comando III R.A. Reparto territorio e patrimonio: Lungomare Nazario Sauro 39, 70121 Bari (BA);
- ✓ Comando Militare Autonomo Sardegna, Via Torino 21, 09124 Cagliari;
- ✓ Comando Militare marittimo Autonomo Sardegna, Piazza Marinai d'Italia s.n., 09125 Cagliari;
- ✓ Abbanoa S.p.a., Viale Armando Diaz n. 77, 09125 Cagliari;
- ✓ Autorità di Bacino Regionale della Sardegna, Via Mameli 88 (1° piano), 09123 Cagliari;
- ✓ Terna S.p.A. - Rete Elettrica Nazionale, Viale Egidio Galbani, 70 – 00156 Roma;
- ✓ Anas S.p.A., Via Giuseppe Biasi n. 27, 09131 Cagliari, Via Monzambano 10, 00185 Roma ;
- ✓ ENEL Distribuzione SpA, Vl. Reg. Margherita 137, 00198 Roma;
- ✓ Ministero della Difesa - Direzione Generale dei Lavori e del Demanio; Piazza della Marina 4, 00196 Roma.
- ✓ Ministero della Transizione Ecologica - Via Cristoforo Colombo, n. 44 00147 – Roma.

5. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE

5.1 COMPONENTI DI PAESAGGIO DELL'AREA INTERESSATA AL PARCO EOLICO

Il paesaggio caratterizzante la realizzazione dell' "Impianto eolico Intermontes", che si esplica nella realizzazione e adeguamento del tracciato stradale esistente, delle piazzole di montaggio delle pale eoliche e delle adiacenti piazzole di stoccaggio oltre all'area di cantiere e manovra, è collinare-montuoso e la copertura vegetale è caratterizzata prevalentemente da pascoli arborati e formazioni forestali. L'areale territoriale di insidenza dell'impianto eolico si sviluppa lungo tre direttrici: due parallele NordOvest-SudEst, per una lunghezza rispettivamente di circa 8.500 m e 4.000 m, e una direttrice est-ovest per una lunghezza di circa 5.000 m.

Le altimetrie del parco eolico sono variabili, comprese mediamente tra 500-800 m s.l.m.; in particolare la stazione elettrica di Pratosardo è a circa 505 m s.l.m., mentre gli aerogeneratori sono ubicati tra la quota minima dei 690 m s.l.m. (WTG004) e la quota massima di 815 m s.l.m. (WTG012). Per quanto riguarda le pendenze medie si attestano tra il 5% e il 10%.

Lo studio delle componenti del paesaggio è stato effettuato analizzando la pianificazione di livello territoriale esistente (Piano Paesaggistico Regionale), la vincolistica ambientale e paesaggistica e mediante rilievi in campo.

L'area in esame è esclusa dagli ambiti paesaggistici costieri approvati con L.R. N.8 - 2004 le cui disposizioni sono immediatamente efficaci per i territori comunali in tutto o in parte ricompresi negli ambiti di paesaggio costiero di cui all'art. 14 delle NTA - *art.4 NTA- Efficacia del PPR e ambito di applicazione*; lo stesso articolo 4 delle NTA dispone che *I beni paesaggistici ed i beni identitari individuati e tipizzati ai sensi degli articoli successivi sono comunque soggetti alla disciplina del P.P.R., indipendentemente dalla loro localizzazione negli ambiti di paesaggio di cui all'art. 14.*

La figura seguente evidenzia le componenti di paesaggio, cartografate nell'assetto ambientale del Piano Paesaggistico Regionale della Sardegna, in cui ricadono i generatori e la relativa viabilità di servizio. A ciascun generatore è stata assegnata un'area pari alla proiezione delle pale sul suolo e alla viabilità un'area pari a quella dello sviluppo planimetrico. Nell'analisi che segue è utile ricordare che il PPR ha fotografato le componenti ambientali all'anno 2006 in scala 1:25.000 per gli ambiti di paesaggio costieri e in scala 1:50.000 per il territorio non costiero.

Per i soli generatori WTG004 e WTG008 il PPR individua il bene paesaggistico "*bosco*" per l'intera superficie; questo bene è presente parzialmente anche nei generatori WTG002, WTG003, WTG006, WTG007 e WTG009. Il bene paesaggistico individuato come "*Vegetazione Macchia, dune e aree umide*" è presente per intero nei generatori WTG001 e WTG011 e parzialmente nei generatori WTG002, WTG003 e WTG012. Il bene "*Colture erbacee specializzate*" è presente per intero nei generatori WTG010 e WTG013 ed in parte nei generatori WTG005 e WTG007. Il bene "*Praterie*" ricade parzialmente nelle aree dei generatori WTG005, WTG006 e WTG012. Sui generatori WTG002 e WTG009 ricade in parte il bene "*Colture arboree specializzate*".

A seguito dell'individuazione su carta delle componenti ambientali sopracitate, è stata eseguita una verifica e comparazione di tali aree su aerofotogrammetria, mediante la foto interpretazione; in seguito si è proceduto a rettificare il dato mediante sopralluoghi di campo. Dalle analisi effettuate risulta che la maggior parte delle aeree su cui ricadranno i generatori, sono attualmente costituite da *Aree pascolive scarsamente cespugliate con affioramenti rocciosi e rare matrici di specie forestali*, oltre a *Pascoli scarsamente arborati* e *Seminativi arborati*.

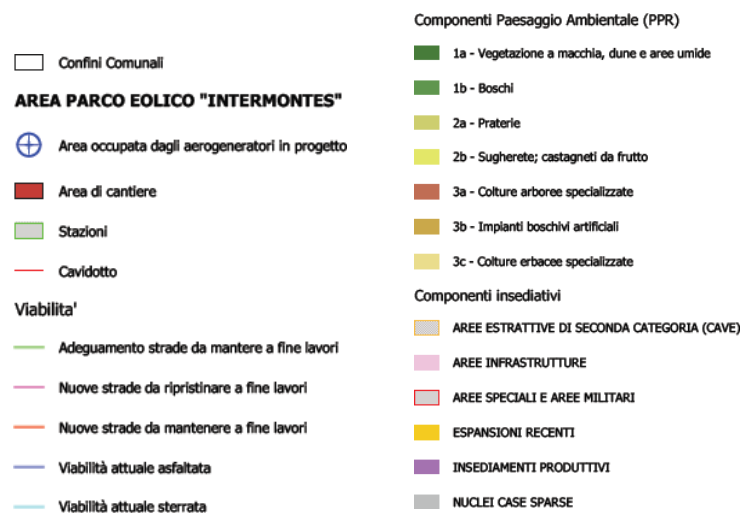
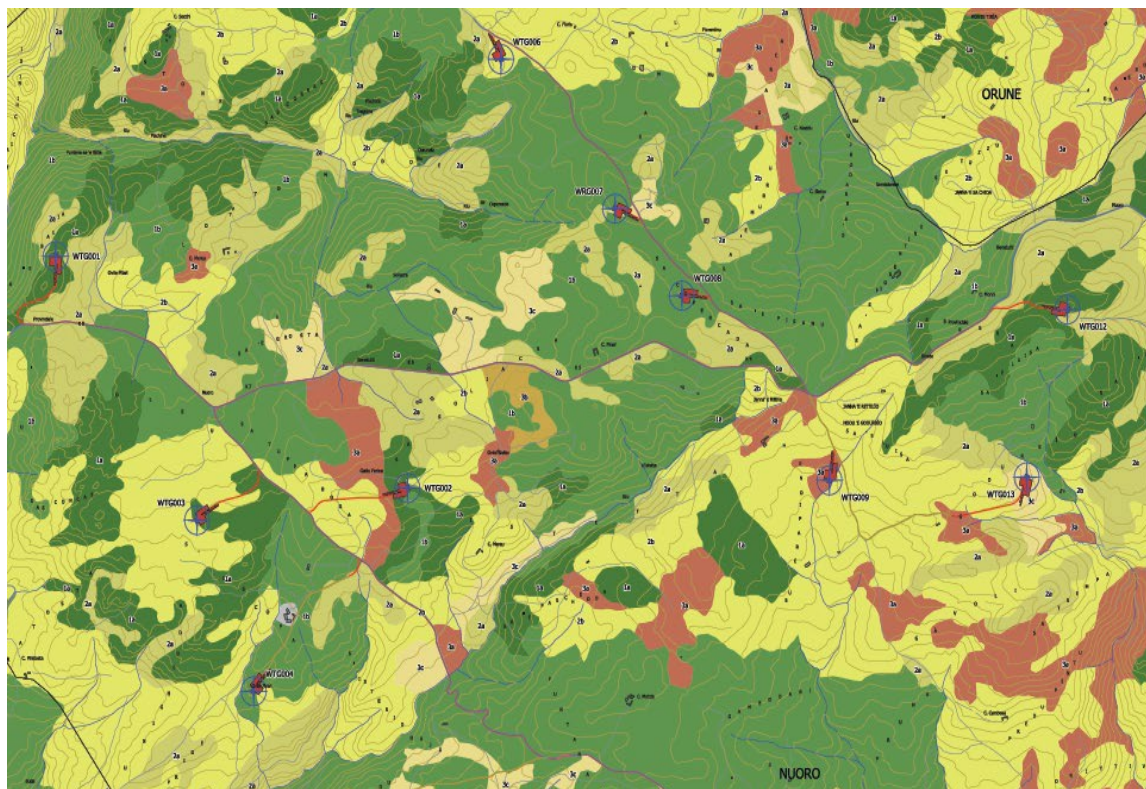


Figura 2- Carta delle componenti di paesaggio.

5.2 COMPONENTE NATURALE E SEMINATURALE

Le componenti naturali e seminaturali di questa porzione di territorio sono riconducibili alla componente della copertura vegetazionale naturale, seminaturale.

Le aree naturali e subnaturali identificate dal PPR con il codice 1a (macchia, dune e aree umide) e 1b (boschi) sono interne all'area di insidenza e di influenza diretta dei generatori.

Le aree seminaturali identificate dal PPR con il codice 2° (praterie) e 2b (sugherete e castagneti da frutto) sono interne all'area di insidenza e di influenza diretta dei generatori.

5.3 COMPONENTE AGROFORESTALE

Le aree interessate dall'area di insidenza degli aerogeneratori ricadono tutte in aree agroforestali classificate dal PPR. Le aree agroforestali identificate dal PPR con il codice 3a (colture arboree specializzate), si caratterizzano per la presenza di colture arboree da frutto. Le aree agroforestali identificate dal PPR con il codice 3b (impianti boschivi artificiali), si caratterizzano per la presenza di rimboschimenti; nella fattispecie nessun aerogeneratore ricade in tali aree. Le aree agroforestali identificate dal PPR con il codice 3c (colture erbacee specializzate), si caratterizzano per la presenza di seminativi, che sono le colture agricole che caratterizzano l'area di influenza di alcuni generatori.

Parte degli aerogeneratori ricadono in aree identificate dal PPR con il codice 3a (colture arboree specializzate) e con il codice 3c (colture erbacee specializzate).

5.4 COMPONENTE FLUVIALE

L'area di insediamento del parco eolico si trova nella zona di confine tra l'autorità di Bacino del Fiume Tirso, su cui ricade, e l'autorità di Bacino del Cedrino. La zona è caratterizzata dalla presenza di numerose piccole aste fluviali di carattere torrentizio che rimangono in secca nella maggior parte dell'anno. In particolare:

- WTG001: l'area del generatore si trova ubicata in prossimità del torrente *Riu Vagliu* e un affluente del *Riu Pischine*, da cui dista da entrambi circa 250-350 metri.
- WTG002: distante circa 320 metri dal *Riu Pischine*;
- WTG003: distante circa 450 metri da piccolo affluente del *Riu Gantinesinis*;
- WTG004: distante circa 100 metri da piccolo affluente del *Riu Gantinesinis*;
- WTG005: ubicato tra *Riu Gantinesinis*, da cui dista circa 550 metri, e torrente *Badde Vile*;
- WTG006: distante circa 300 metri dai torrenti *Traghinu-Pischine* e *Curunele*;
- WTG007: distante circa 300 metri dal torrente *Riu Sa Copercada*;
- WTG008: distante circa 250 metri da piccolo affluente del *Riu Sorvadorese*;
- WTG009: in prossimità (poche decine di metri) del torrente *Riu Salavrache*;
- WTG010: ubicato tra il torrente *Riu Masonzos* e piccolo affluente del *Riu Salavrache*, distanti entrambi circa 350-400 metri.
- WTG011: ubicato tra il torrente *Riu Masonzos* e piccolo affluente del *Riu Salavrache*, distanti entrambi circa 350-400 metri.

- WTG012: ubicato in prossimità del torrente *Riu Funtana Grasones*, distante circa 250 metri;
- WTG013: ubicato in prossimità del piccolo affluente del torrente *Riu Funtana Grasones*, distante circa 100 metri.

Questa porzione di territorio risulta essere piuttosto incisa da aste torrentizie; queste risultano essere in secca durante quasi tutto l'anno. Infatti, vista la scarsità di acqua, non vi è la classica vegetazione ripariale tipica che cresce lungo i corsi d'acqua ma vi insistono le specie erbacee, arbustive ed arboree che caratterizzano queste aree pascolive.

5.5 USO DEL SUOLO NELLE AREE INTERESSATE ALLA COSTRUZIONE DEI GENERATORI

L'uso del suolo è stato messo in correlazione all'area di sedime dei generatori e di proiezione delle pale al suolo, alla viabilità a servizio dei generatori e poi estesa all'area vasta. Per definire l'uso del suolo è stata presa esame la carta dell'uso del suolo della regione Sardegna redatta nel 2008 con zoom in scala 1:25.000, integrata e corretta e rivisitata con nostra elaborazione mediante fotointerpretazione sulla base delle ortofoto del 2013 con zoom in scala 1: 5.000 e l'ausilio di Google earth (ortofoto nel 2020).

Sulla base delle elaborazioni della *Carta dell'Uso del Suolo*, per l'area di cantiere dei soli generatori sono state individuate le seguenti classi "*Bosco di latifoglie*" (WTG001, WTG002, WTG004, WTG07, WTG008 e WTG012), "*Gariga*" (WTG001, WTG003, WTG007, WTG010 E WTG013), "*Aree a Pascolo Naturale*" (WTG004, WTG005, WTG011, WTG012 e WTG013), "*Sugherete*" (WTG002, WTG003, WTG006 e WTG009), "*Aree Agroforestali*" (WTG005 e WTG010), "*Aree con vegetazione rada >5% e <40%*" (WTG005 e WTG011), "*Colture temporanee associate ad altre colture permanenti*" (WTG002 e WTG009), "*Cespuglieti ed arbusteti*" (WTG002).

A seguito dell'individuazione su carta degli usi del suolo sopracitati, è stata eseguita una verifica e comparazione di tali aree su aerofotogrammetria, mediante la foto interpretazione; in seguito si è proceduto a rettificare il dato mediante sopralluoghi di campo. Dalle analisi effettuate risulta che la maggior parte delle aree su cui ricadranno i generatori, sono attualmente costituite da *Aree pascolive scarsamente cespugliate con affioramenti rocciosi e rare matrici di specie forestali*, oltre a *Pascoli scarsamente arborati* e *Seminativi arborati*.

5.6 GEOLOGIA DELL'AREA DI INTERVENTO

Nel territorio la litologia predominante è rappresentata dal "Complesso intrusivo ercinico" e dal sistema filoniano, la cui messa in posto è da ricondursi alle fasi distensive dell'orogenesi ercinica avvenuta nel tardo Paleozoico (Carbonifero sup.- Permiano, ± 280-300 Ma). Il complesso granitico intrusivo è rappresentato in prevalenza da granodioriti monzogranitiche e tonaliti granodioritiche a grana medio-grossa, inequigranulari. La continuità litologica è interrotta dal sistema di ammassi e filoni a chimismo sia acido che basico, rappresentati principalmente da porfidi granitici, aplitici e filoni idrotermali a quarzo prevalente. Il loro spessore è variabile da pochi centimetri fino a qualche metro, con estensione longitudinale fino a 500 m.

La messa in posto del complesso granitico intrusivo e i successivi stress tettonici subiti hanno determinato la scomposizione del basamento secondo fratture tettoniche allungate con direzioni preferenziali NE - SW e NNE - SSW, e secondarie ortogonali tra loro NWE - SE e WNW - ESE.

Sulle principali lineazioni tettoniche si è avuta l'impostazione della rete idrografica superficiale in epoca quaternaria, che ha prodotto la profonda erosione del basamento roccioso con il progressivo approfondimento e conseguente formazione di valli strette ad andamento rettilineo che drenano le acque di ruscellamento verso il settore sud occidentale dell'area. La roccia granitica in tutta l'area di sviluppo del parco ed in corrispondenza dell'area di posa della nuova sottostazione in progetto, si presenta per lo più affiorante o sub affiorante, sono presenti in tutta l'area elementi litici isolati, dell'ordine del metro cubo, che mostrano una differente erodibilità ad opera degli agenti esogeni per differenze mineralogiche e petrografiche del basamento roccioso.

Nell'area il Quaternario è rappresentato da una modesta e discontinua copertura detritica eluvio colluviale e di versante, costituita da elementi detritici provenienti dal disfacimento della roccia granitica sottostante, in matrice sabbiosa prevalente, rinvenibili per lo più nelle aree di compluvio, sulla quale si sono sviluppati suoli più o meno evoluti, arricchiti in frazione organica. Il loro spessore è in genere modesto, e varia da pochi cm fino all'ordine del metro nelle zone più depresse del sito.

Lungo i corsi d'acqua sono riconoscibili depositi torrentizi, anche nelle aste tributarie di primo e secondo ordine, che, ove presenti, risultano di modesto spessore e con ciottoli per lo più spigolosi, poco arrotondati, in matrice arenacea spesso cementata.

L'area, come l'intero territorio isolano, è stata interessata da varie fasi deformative legate a più eventi tettonici che nel corso delle varie epoche hanno profondamente influenzato la morfologia dell'intera regione, conferendole la conformazione attuale.

A livello regionale la fase deformativa più importante che ha definito la morfologia odierna è l'orogenesi ercinica. Essa si è manifestata in due eventi deformativi principali: una prima fase compressiva, avente come conseguenze un metamorfismo di medio grado dei sedimenti arenacei Paleozoici, esterni all'area in esame e affioranti nel settore più orientale del sito, associato a sistemi di pieghe isoclinali coricate con direzione assiale principale NE-SW, e a locale rottura della placca scistosa e parziale rotazione di zolle. Durante la seconda fase tardo-orogenica, caratterizzata da movimenti più distensivi, si è avuta la messa in posto del Complesso intrusivo granitico, affiorante in modo diffuso nell'area in esame, lungo fratture e faglie preesistenti, e riattivazione delle faglie a carattere prevalentemente distensivo con direzione preferenziale E-W e ENE-WSW. Lungo tali direzioni successivamente si sono impostati i filoni a chimismo acido, che pervadono in modo diffuso la grande placca del Complesso scistoso cristallino.

Successivamente alla fase ercinica il territorio dal punto di vista tettonico è stato interessato da una relativa stabilità, interrotta lievemente dall'orogenesi nord appenninica prima e successivamente con l'orogenesi alpina, che hanno coinvolto solo marginalmente il settore regionale in esame: la prima tramite l'attivazione di una debole tettonica trascorrente con faglie orientate NE-SW, mentre la seconda mediante la riattivazione delle fratture N-S e NE - SW già esistenti, con deboli trascorrenze.

Queste fasi deformative hanno portato alla intensa strutturazione della roccia affiorante, la quale si presenta allo stato attuale intensamente fratturata e variamente alterata, che ha determinato la scomposizione della roccia con fratturazioni da poco pervasive a profonde. Lungo i sistemi di frattura presenti, come detto, si sono impostati i corsi d'acqua, che nel settore in esame scorrono per lo più secondo aste di ordine primario e secondario in prevalenza ortogonali tra loro; i rilievi sono caratterizzati da sommità sub-pianeggianti risalenti all'antico spianamento post-ercinico, interrotte da valli profonde e strette, dovute alla profonda attività erosiva dei corsi d'acqua.

5.7 MORFOLOGIA DELL'AREA DI INTERVENTO

Il territorio indagato è costituito sostanzialmente da un esteso altipiano di forma allungata secondo l'asse NW-SE, costituente lo spartiacque delle acque di ruscellamento superficiale; la forma prevalentemente pianeggiante è il risultato della graduale demolizione del rilievo granitico paleozoico ad opera degli agenti erosivi, avvenuta alla fine dell'orogenesi ercinica, che ha portato alla formazione di una estesa superficie erosionale in rilievo, con il denudamento delle roccia granitica costituente il basamento affiorante. I fenomeni di sollevamento tettonico recente hanno ridefinito la morfologia del paesaggio con la ridefinizione della superficie erosionale post ercinica, oggi solcata da profonde incisioni vallive che riprendono le linee di fratturazione tettoniche.

L'area in esame rientra nella fascia altimetrica collinare-montana, compresa tra 550 e 850 m s.l.m. L'affioramento dell'unità litologica del Complesso intrusivo granitico determina una monotonia del paesaggio, caratterizzato per lo più da forme arrotondate e poco acclivi, con rocciosità dominante, spezzate da incisioni torrentizie profonde. In corrispondenza delle aree di medio basso versante sono adagate le coperture detritiche eluvio colluviali, soprattutto lungo i versanti più acclivi, sovente soggetti a processi erosivi ad opera delle acque di ruscellamento superficiale, che si incanalano lungo gli impluvi naturali presenti marginalmente all'area indagata.

Sono diffusi lungo tutto il settore sommitale, elementi litici a carattere residuale, frutto di una erosione profonda differenziale delle litologie granitiche, che hanno determinato l'isolamento di blocchi rocciosi, dell'ordine medio del metro cubo, lungo la superficie dell'altipiano indagato. Tali blocchi non costituiscono di per sé una pericolosità morfologica o un danno potenziale nel territorio in quanto poggiati su superfici per lo più orizzontali. Si dovrà comunque tenere conto della presenza diffusa di questi massi durante le operazioni di scavo per l'esecuzione delle opere in progetto.

I lineamenti morfologici dell'area, esaminati a seguito del rilievo di superficie e di un'accurata indagine fotointerpretativa, non presentano segnali di processi morfoclimatici e di versante in atto nell'area di studio.

5.8 SCHEMA DELLA CIRCOLAZIONE IDRICA SUPERFICIALE E SOTTERRANEA

Il reticolo idrografico della zona in esame è influenzato dall'assetto strutturale e dalla litologia affiorante. L'altipiano in studio presenta una forma pressoché allungata secondo un asse NW-SE, costituente lo spartiacque dei corsi idrici superficiali, che drenano le acque rispettivamente nel settore SW e NE e fanno parte del più ampio bacino del Riu Mannu, uno dei principali affluenti del Fiume Tirso (Sub bacino n. 2 del bacino unico della Sardegna, PAI). Il settore indagato è rappresentato dalle aree sommitali dei rilievi, costituenti le

testate dei bacini idrografici presenti, l'idrografia superficiale è particolarmente sviluppata nel basamento cristallino, e sfrutta le numerose discontinuità di origine tettonica: i bacini idrografici scorrono secondo un andamento rettilineo e ortogonale tra loro, alimentando corpi idrici di modeste dimensioni. Gli impluvi costituiscono essenzialmente le aste tributarie di primo e secondo ordine dei torrenti che scorrono più a valle, nei settori esterni alle aree indagate: essi presentano carattere essenzialmente torrentizio con deflussi stagionali legati strettamente alle precipitazioni.

Lungo i versanti a maggiore pendenza i corsi d'acqua assumono un elevato potere erosivo, mentre solamente a valle, in corrispondenza di aste di ordine intermedio sono evidenti fenomeni di deposizione interessanti coltri alluvionali di spessore rilevante (Riu Piscine, Riu Sa Badde, Riu S'Istetta, Riu Nurdole e Riu Mannu ad ovest, Rio Giunturas e Riu Marreri ad est). Complessivamente, le forti pendenze dei versanti non sono favorevoli alla ritenzione delle acque meteoriche: la circolazione idrica profonda è di modesta entità, e si riflette nello scarso numero di sorgenti in tutta l'area.

Le piccole emergenze idriche rinvenute durante i sopralluoghi, presentano portate limitate, e legate all'andamento stagionale delle precipitazioni, e sono utilizzate esclusivamente per scopi zootecnici. Dalle analisi idrogeologiche, bibliografiche e cartografiche, e dai rilievi diretti in situ si evince che nel sito indagato non è presente una falda idrica superficiale, intesa quella ospitata nei depositi detritici delle formazioni quaternarie, non presenti nell'area di indagine. Nei litotipi intrusivi granitici la circolazione idrica profonda, in genere scarsa nel settore di indagine, è limitata alla presenza di discontinuità e fratture nella roccia: dalla presenza nel territorio di alcuni pozzi per scopi zootecnici, si attesta la presenza della falda acquifera profonda a -15 m dal p.c.

Da un punto di vista idrogeologico, nel settore indagato è presente un'unica Unità idrogeologica a permeabilità medio bassa, comprendente il complesso granitoide fratturato. I sistemi di fratturazione presenti nel basamento impermeabile definiscono una permeabilità secondaria per fratturazione, con parziale infiltrazione delle acque meteoriche che alimentano la circolazione idrica profonda, fortemente condizionata dunque dalla presenza di discontinuità, maggiormente intensa in prossimità delle faglie principali. Il coefficiente di permeabilità varia da valori molto bassi ($>10^{-7}$ m/s) nella roccia sana fino a valori di 10^{-5} m/s nelle zone intensamente fratturate o nelle fasce arenizzate. La trasmissività può avere quindi valori compresi tra 10^{-3} e 10^{-4} mq/s e coefficiente di immagazzinamento compreso tra 10^{-1} e 10^{-4} (RAS, 2009).

5.9 DESCRIZIONE DELLE RETI INFRASTRUTTURALI ESISTENTI

La viabilità di accesso al parco eolico "Intermontes" è composta da strade comunali, provinciali e statali, con stacco dalla S.S. 131 DCN in corrispondenza dell'area industriale di Prato Sardo, da seguendo la SS 389 è possibile accedere al parco eolico sia da sud, tramite la strada comunale di collegamento alla S.p. 41, sia da nord-est tramite la SS 389. In particolare la strada comunale rappresenta l'asse sud-nord di accesso al parco eolico, mentre la S.P. 41 l'asse est-ovest.

Le strade di accesso all'area parco si presentano in buone condizioni, come verificato in fase di sopralluogo. All'interno dello stesso parco eolico tuttavia sarà necessario effettuare solo piccoli interventi di adeguamento della viabilità esistente, temporanei, in particolare lungo la strada asfaltata comunale, che presenta la pavimentazione molto danneggiata in alcuni tratti, per permettere il transito dei mezzi di trasporto delle

componenti degli aerogeneratori. Si devono altresì prevedere alcuni allargamenti e riduzioni dei raggi di curvatura in corrispondenza di alcune curve molto strette. In ogni caso, la sede stradale attuale, possiede già una carreggiata ampia, grazie alla presenza di banchine laterali inerbite su entrambi i lati di larghezza circa 1 m, eterne alla pavimentazione asfaltata attuale, quest'ultima di larghezza sempre superiore a 3 m. Pertanto solo in brevissimi tratti si renderà necessario rimuovere temporaneamente alcuni muretti a secco presenti, che saranno ripristinati a fine lavori. In alcuni tratti sarà inoltre necessario prevedere la sfondata di alcune piante, laddove la chioma ostacola il passaggio dei mezzi pesanti.

La SS389 presenta una carreggiata adeguata in larghezza, ma sarà necessario qualche intervento in corrispondenza di alcune curve a ridotto raggio di curvatura (come meglio specificato nelle tavole grafiche del progetto e nella relazione sulle criticità del trasporto dello Studio di Impatto Ambientale). La SP 41 si presenta invece già adeguata sia in termini di larghezza, con carreggiata pavimentata di larghezza pari a 7 m, sia di raggi di curvatura minimi necessari per il passaggio dei mezzi con trasporto eccezionale.



Figura 3 – Vista della strada comunale da Prato Sardo alla S.P. 41 di larghezza complessiva sempre pari ad almeno 5 m, grazie alla presenza di banchine inerbite laterali, oltre alla parte pavimentata di larghezza 3 m.



Figura 4 – Vista della strada comunale da Prato Sardo alla S.P. 41 di larghezza complessiva sempre pari ad almeno 5 m, grazie alla presenza di banchine inerbite laterali, oltre alla parte pavimentata di larghezza 3 m. I muretti a secco presenti sono sempre a una distanza dalla careggiata, tale da garantire almeno 5 m di larghezza utile per il passaggio dei mezzi.



Figura 5 – Vista della strada provinciale S.P. 41 di larghezza utile > 7 m.



Figura 6 – Vista di una delle piste esistenti che saranno utilizzate per l'accesso agli aerogeneratori (WTG 9 e 13).

5.10 QUADRO DI SINTESI DEL CONTESTO AMBIENTALE

L'analisi descrittiva del sito interessato dalla realizzazione dell'impianto eolico ha evidenziato lo stato dei luoghi rispetto ai suoli presenti, all'uso reale del suolo e alle componenti ambientali.

L'analisi pedologica ha evidenziato la presenza di suoli superficiali, non arabili, poco erodibili per la presenza di una giacitura ed una orografia poco movimentata, comunque poco idonei allo sviluppo dell'agricoltura, se non marginalmente per la pratica dell'allevamento bovino, ovino e caprino di tipo estensivo.

L'uso del suolo ha evidenziato la presenza prevalente di aree pascolive scarsamente cespugliate con affioramenti rocciosi e rare matrici di specie forestali, in cui dominano la sughera, il cisto e il perastro, nella quale si inseriscono pascoli magri e prati pascoli nelle aree in cui vi è una maggiore presenza di suolo e la matrice rocciosa degrada. Le boscaglie in cui emergono gli elementi arborei sparsi a prevalenza di sughera, caratterizzano in modo disomogenea l'area anche per l'alternanza costante degli affioramenti rocciosi, che comunque quasi mai emergono rispetto alla copertura vegetale.

E' quanto mai evidente la presenza di un'agricoltura stentata legata all'allevamento, prevalentemente ovino, che comunque difficilmente è in grado di garantire un reddito adeguato all'imprenditore agricolo proprio per la presenza di suoli marginali anche per l'allevamento.

La componente paesaggistica ambientale, individuata dal PPR, ha evidenziato la presenza di aree naturali e seminaturali costituite prevalentemente da boschi, praterie e colture erbacee e arboree specializzate, mentre le aree interessate dalla realizzazione del parco eolico sono costituite allo stato attuale da aree pascolive scarsamente cespugliate con affioramenti rocciosi e rare matrici di specie forestali, da pascoli arborati e seminativi.

6. DESCRIZIONE DEL PROGETTO EOLICO

Il parco eolico "INTERMONTES" ricade nel territorio montuoso a nord dell'area industriale di Prato Sardo in Comune di Nuoro. Il parco eolico prevede l'installazione di 13 aerogeneratori di potenza ciascuno 6,0 MW per una produzione totale nominale di 78 MW. L'altezza delle torri sino al mozzo (HUB) è di 102,5 m, il diametro delle pale è di 155 m per una altezza complessiva della struttura pari a 180 m (in allegato al progetto si riporta la scheda tecnica). La produzione di energia elettrica di un aerogeneratore è circa proporzionale all'area del rotore. Un minor numero di rotori più grandi e su torri più alte può utilizzare la risorsa eolica in maniera più efficiente di un numero maggiore di macchine più piccole, inoltre la dimensione degli aerogeneratori comporta delle interdistanze tra gli stessi, che permettono ai terreni in cui sono ubicati di continuare a essere utilizzati con la destinazione d'uso presente, per la maggior parte dell'estensione.

Gli aerogeneratori sono localizzati in aree prettamente incolte e a pascolo, esterne alle aree boscate e ampiamente distanti da centro abitati e aree produttive, circa 3 km a nord di Prato Sardo e circa 9 km a ovest di Orune. Il progetto è composto dalla realizzazione delle opere civili ed elettriche necessarie per il funzionamento del parco eolico. Il cavidotto elettrico prosegue lungo la strada comunale in direzione sud e raggiunge la sottostazione prevista nell'area industriale. La soluzione tecnica di connessione del parco eolico prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 150 kV sulla futura Stazione Elettrica (SE) di Smistamento della RTN a 150 kV da inserire in entra – esce alla linea RTN a 150 kV "Taloro – Siniscola 2", previa realizzazione del nuovo elettrodotto a 150 kV tra la nuova SE e il futuro ampliamento a 150 kV della SE RTN "Ottana". In conseguenza di ciò si è scelto di costruire la sottostazione di trasformazione 30/150 kV in un terreno adiacente alla sottostazione RTN secondo lo schema di allacciamento della STMG.

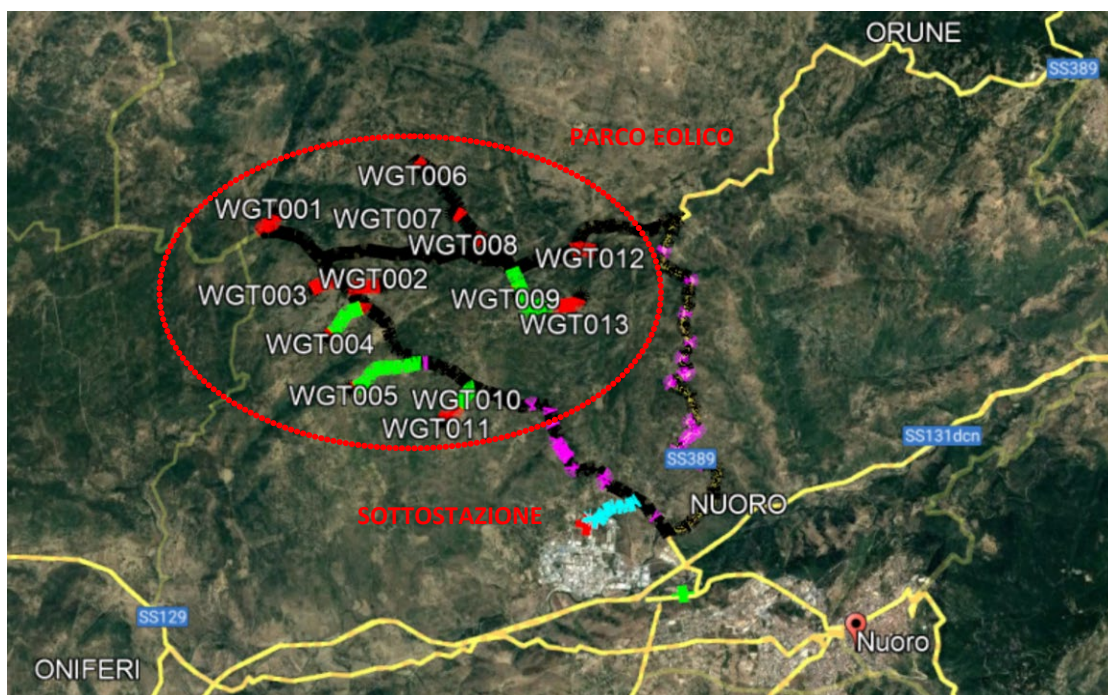


Figura 7 – Vista satellitare del posizionamento del parco eolico "Intermontes" in progetto.

6.1 CRITERI PROGETTUALI

La scelta progettuale del numero, delle caratteristiche dimensionali e della localizzazione degli aerogeneratori è stata concepita nel rispetto di criteri ambientali, tecnici ed economici di seguito sintetizzati:

- rispetto delle linee guida;
- rispetto delle indicazioni contenute nel Piano Paesaggistico Regionale;
- utilizzo di viabilità esistente e minimizzazione dell'apertura di nuovi tracciati;
- ottimizzazione dell'inserimento paesistico dell'impianto;
- rispetto dell'orografia e copertura vegetale della zona;
- rispetto della distanza dai recettori più prossimi;
- Ottimizzazione dello sfruttamento della risorsa eolica dell'area.

6.2 DESCRIZIONE GENERALE OPERE ELETTRICHE

Il progetto del parco eolico "Intermontes" prevede l'installazione di 13 aerogeneratori di elevata potenza disposti secondo un layout di impianto che, per le caratteristiche orografiche del terreno e per la direzione del vento dominante, risulta essere quello ottimale.

Sulla base dello studio anemologico, dei vincoli orografici, ambientali e infrastrutturali, si è proceduto alla localizzazione degli aerogeneratori in progetto, secondo la disposizione riportata nelle tavole di progetto, cui si rimanda. L'energia prodotta da ciascun aerogeneratore verrà convogliata attraverso terne di cavidotti interrati sino all'aerogeneratore successivo

Il parco eolico sarà costituito da una sezione a 150 kV comprendente la sottostazione di trasformazione per la connessione alla RTN ed una sezione in media tensione a 30 kV che convoglierà l'energia dai singoli aerogeneratori verso la sottostazione di trasformazione 30/150 kV. L'impianto sarà composto da 13 aerogeneratori collegati mediante un cavidotto in media tensione interrato suddiviso in quattro sottocampi: Linea 1 (WTG 9, 12, 13), Linea 2 (WTG 6, 7, 8), Linea 3 (WTG .1, 2, 3) e Linea 4 (WTG 4, 5, 10, 11).

Ciascun aerogeneratore avrà una potenza unitaria pari 6.000 kW cadauno, per una potenza nominale complessiva di 78 MW. L'energia viene prodotta da ciascun aerogeneratore a 690 V e 50 Hz. La tensione viene elevata a 30 kV in un centro di trasformazione ubicato nella navicella della macchina e viene evacuata tramite cavi elettrici interrati in MT fino all'aerogeneratore successivo.

L'allacciamento del parco eolico alla RTN è conforme alla soluzione di connessione alla rete, fornita dal Gestore di rete. La soluzione tecnica di connessione (codice pratica 202002044) del parco eolico "Intermontes" prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 150 kV sulla futura Stazione Elettrica (SE) di Smistamento della RTN a 150 kV da inserire in entra – esce alla linea RTN a 150 kV "Taloro – Siniscola 2", previa realizzazione del nuovo elettrodotto a 150 kV tra la nuova SE e il futuro ampliamento a 150 kV della SE RTN "Ottana". In conseguenza di ciò si è scelto di costruire la sottostazione di trasformazione 30/150 kV in un terreno adiacente alla sottostazione RTN secondo lo schema di allacciamento della STMG descritta sopra. La nuova sottostazione sorgerà quindi nel territorio comunale di Nuoro, precisamente nella zona industriale di Prato Sardo. Maggiori dettagli vengono riportati nelle tavole allegate.

L'impianto nel suo complesso sarà quindi costituito dalle seguenti parti principali:

- 13 aerogeneratori completi di sistema di protezione e controllo;
- linee elettriche MT per il collegamento degli aerogeneratori alla sottostazione di trasformazione;
- sottostazione MT/AT da collegare in antenna alla nuova stazione Stazione Elettrica (SE) di Smistamento della RTN a 150 kV da inserire in entra – esce alla linea RTN a 150 kV "Taloro – Siniscola 2",
- realizzazione del nuovo elettrodotto a 150 kV tra la nuova SE di Nuoro Prato Sardo e il futuro ampliamento a 150 kV della SE RTN "Ottana".



Figura 8 – Inquadramento corografico del nuovo elettrodotto a 150 kV tra la SE di Nuoro e Ottana.

Il controllo del parco viene attuato tramite l'ausilio di automatismi programmabili. Vengono progettati due sistemi indipendenti di regolazione e controllo, uno per gli aerogeneratori e un secondo per le cabine elettriche di consegna dell'energia. Il parco eolico verrà controllato, supervisionato e monitorato da remoto attraverso il sistema SCADA fornito dalla casa costruttrice stessa.

L'energia viene prodotta da ciascun aerogeneratore a 720 V e 50 Hz. La tensione viene quindi elevata a 30 kV in un centro di trasformazione ubicato nella navicella della macchina e viene evacuata tramite cavi elettrici interrati in MT fino all'aerogeneratore successivo in modo da formare i circuiti come descritto nello schema unifilare in allegato. Dopodiché tale energia verrà convogliata nella sottostazione di trasformazione MT-AT e successivamente tramite un collegamento in antenna alla Rete di Trasmissione Nazionale.

L'energia elettrica in bassa tensione necessaria alle operazioni di manutenzione del parco verrà fornita attraverso le strutture del parco prelevandola dal trasformatore dedicato ad i servizi ausiliari (TR-SSAA).

Nei momenti in cui il parco non genera energia, la fornitura avverrà tramite la linea di evacuazione del parco, mentre nelle situazioni di emergenza si provvede alla fornitura di energia tramite gruppo elettrogeno.

La viabilità di servizio interna al parco è stata studiata in maniera dettagliata, al fine di garantire il passaggio per i mezzi di trasporto e di cantiere. Le caratteristiche generali della viabilità interna al parco sono di seguito specificate, mentre per una descrizione approfondita si rimanda ai paragrafi successivi ed alle tavole di elaborato grafico:

- Larghezza della carreggiata: ≥ 5 m;

- Raggio di curvatura: $\geq 70\text{m}$, salvo casi particolari nei quali può risultare inferiore;
- Pendenza massima media: 9 %;
- Strato superficiale in misto stabilizzato costipato meccanicamente.

6.3 IDENTIFICAZIONE DEI VERTICI DEL POLIGONO RACCHIUDENTE L'AREA DI PERTINENZA DELL'IMPIANTO E POSIZIONAMENTO AEROGENERATORI

Il posizionamento degli aerogeneratori e della sottostazione di trasformazione e consegna è stato effettuato sulla base dei seguenti criteri:

- studio del vento e orografia dell'area;
- esistenza di vie di accesso e sentieri interni al parco;
- rispetto di distanza minima regolamentare da edifici preesistenti;
- vincoli ambientali ed amministrativi esistenti;
- considerazioni basate sul criterio del massimo rendimento degli aerogeneratori, evitando l'interazione tra le singole macchine al fine di non pregiudicarne il funzionamento;
- minimizzazione dell'alterazione dello stato attuale dei luoghi, compatibilmente con le condizioni necessarie di pendenza, di superficie, di larghezza e curvatura delle vie di collegamento e di spazio adeguato alla installazione degli aerogeneratori ed alle infrastrutture ad essi associate, avendo cura di preservare, per quanto possibile, l'orografia dell'area.

Viene riportata la poligonale contenente l'area di pertinenza del parco eolico in progetto e riportate le coordinate planimetriche dei 13 aerogeneratori in progetto, utilizzando come sistema di riferimento cartografico UTM-WGS 84, Tabella 2 e figura seguente.

Tabella 2 – Ubicazione planimetrica aerogeneratori di progetto, sistema di riferimento UTM-WGS 84.

PARCO EOLICO "INTERMONTES" - COORDINATE PIANE UTM-WGS 84			
ID Turbina	Altezza base (m)	UTM wgs84 32S Est	UTM wgs84 32S Nord
WTG 01	711,00	516610	4470134
WTG 02	768,00	518657	4468973
WTG 03	748,00	517433	4468812
WTG 04	693,00	517762	4467954
WTG 05	700,50	518235	4467056
WTG 06	767,50	519202	4471123
WTG 07	790,00	519866	4470374
WTG 08	790,00	520254	4469937
WTG 09	759,00	521113	4469012
WTG 10	740,00	520349	4467139
WTG 11	758,00	519961	4466590
WTG 12	815,20	522496	4469868
WTG 13	758,00	522261	4469027

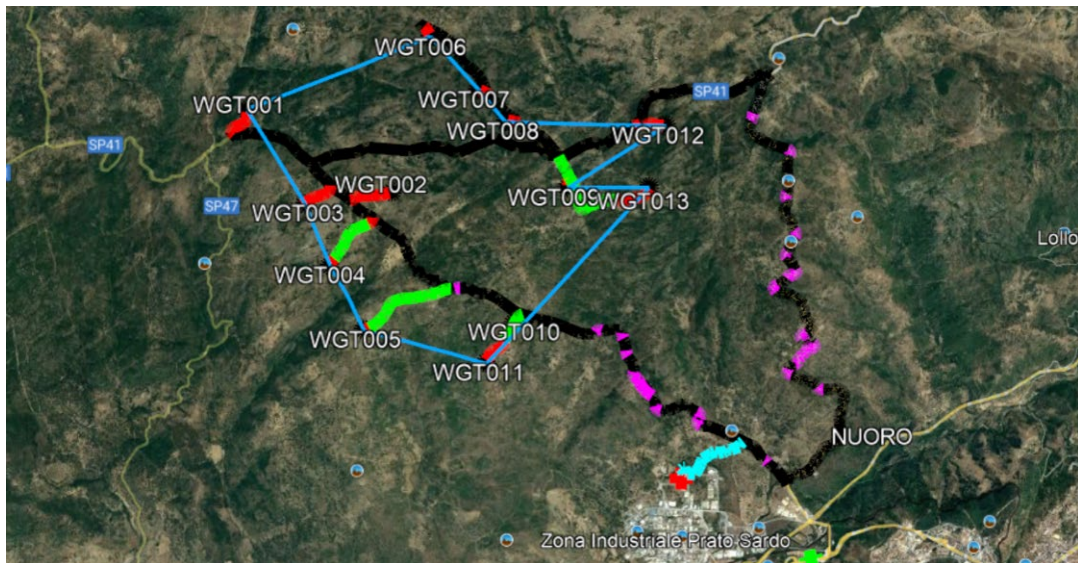


Figura 9 – Individuazione Poligonale parco eolico "Intermontes".

6.4 POTENZIALE EOLICO

Gli aerogeneratori hanno potenza nominale di 6,0 MW, per una potenza complessiva del parco eolico di 78 MW. L'altezza delle torri sino al mozzo (HUB) è di 102,5 m, il diametro delle pale è di 155 m per un'altezza complessiva della struttura pari a 180 m.

Dal punto di vista anemologico le valutazioni del potenziale sono basate su dati sperimentali misurati nel periodo novembre 2020 – novembre 2021 da un anemometro di altezza 95 m installato nel sito di progetto ed operativo da novembre 2020, con correlazione long-term effettuata con Dati Storici di Reanalisi ERA5 (da Gennaio 2000 a Gennaio 2022) per definire la ventosità attesa di lungo termine nell'area di progetto.

Nell'ambito dello studio si è approfondito altresì l'orografia del sito e della zona circostante nel suo complesso e nell'esito non si sono riscontrate criticità di nota. **La Stima di Produzione Energetica Netta P50 dell'impianto, calcolata al netto delle perdite energetiche, è di 160.8 GWh/anno, pari a 2063 Ore Equivalenti annue.**

Si sono altresì verificati i criteri imposti da Delibera Regionale 59/90 del 2020, per confermare la congruenza del sito e della wind farm in oggetto con i parametri di riferimento.

6.4.1 Anemologia del parco eolico "Intermontes"

Dal punto di vista anemometrico le valutazioni del potenziale di sito sono basate su due fonti di dati:

- Dati anemometrici sperimentali misurati nel sito di progetto mediante sensori installati su torre anemometrica di altezza 95 m, operativa a partire da novembre 2020 e di cui si allega il report di installazione;
- Dati storici di Reanalisi per comparare la ventosità rilevata dai dati misurati con la ventosità attesa di lungo termine.

L'ubicazione della torre anemometrica e l'elenco dei sensori installati sono riportate in Tabella 3 e Tabella 4.

Tabella 3 - Coordinate di installazione torre anemometrica nell'area di progetto.

UTM WGS84 32T Est [m]	UTM WGS84 32T Nord [m]	Altezza s.l.m. [m]
517430	4468827	748

Tabella 4 – Elenco dei sensori installati sulla torre anemometrica

Sensore	Quota installazione	Modello
Anemometro 1	95 m	Vector A100L2-HE4
Anemometro 2	95 m	Vector A100L2-HE4
Anemometro 3	80 m	Vector A100L2
Anemometro 4	80 m	Vector A100L2
Anemometro 5	60 m	Vector A100L2
Anemometro 6	60 m	Vector A100L2
Anemometro 7	40 m	Vector A100L2
Anemometro 8	40 m	Vector A100L2
Bandierina 1	90 m	Vector W200P-HE4
Bandierina 2	70 m	Vector W200P
Termoigrometro 1	88 m	Galltec Mela KPC 1/6
Termoigrometro 2	10 m	Galltec Mela KPC 1/6
Barometro	15 m	Kintech
Pluviometro	15 m	Young 52203

Sono quindi stati analizzati i dati anemometrici registrati, su base deciminutale, nel periodo novembre 2020 – novembre 2021, ovvero 12 mesi di dati utili complessivi.

Un data Quality Check di dettaglio è stato effettuato per riscontrare assenza di dati o anomalie negli stessi. Non si sono verificate interruzioni nei dati e nessuna particolare anomalia.

Sulla base dei dati misurati, si è riscontrata una **velocità media alla quota di 95 m pari a 6 m/s e una rosa dei venti prevalente dalle direzioni sud-ovest ed est.**

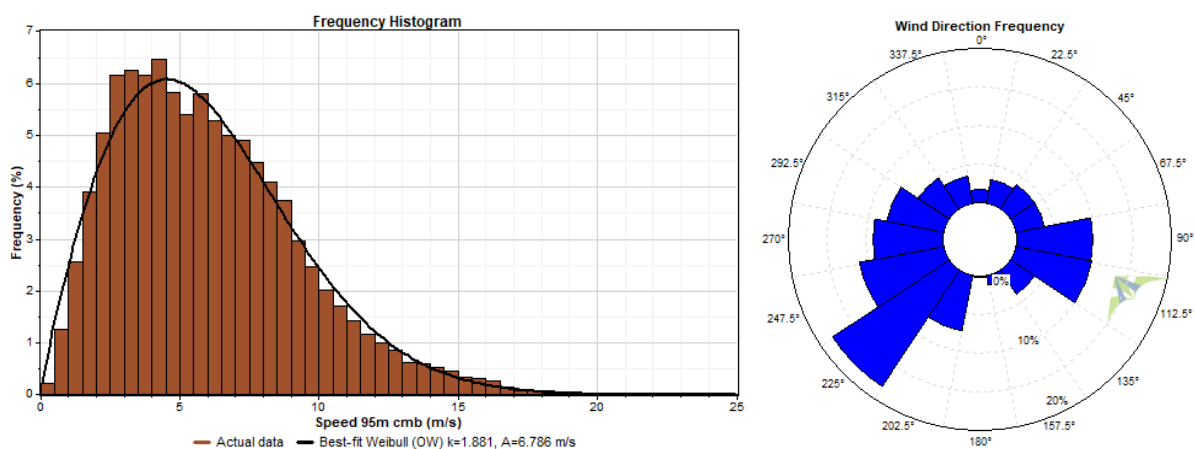


Figura 10 – Analisi dei dati anemometrici registrati nel periodo novembre 2020 – novembre 2021: istogramma delle frequenze della velocità media alla quota 95 m e rosa dei venti.

Per verificare se i 12 mesi di dati misurati della Stazione in sito siano rappresentativi della ventosità di lungo periodo o se sia necessario un correttivo, si sono adottati i dataset di Reanalisi ERA5 ricavati dal noto portale 3TIER (<https://www.3tier.com/>). Come procedura si sono estratti i dati orari ERA5 di velocità e direzione vento del periodo Gennaio 2000-Gennaio 2022 (22 anni complessivi) ad un punto di altezza 100m sopra il piano di campagna in corrispondenza della collocazione della Stazione in sito. Dopo previo confronto tra rosa dei venti ERA5 dei 22 anni che si mostra allineata con i dati misurati dai 12 mesi di riferimento della Stazione (wind rose check OK), si è dunque confrontata la media dei 22 anni dei dati ERA5 (long-term Gen2000-Gen2022). Tale confronto ha dimostrato che il periodo Nov2020-Nov2021 è rappresentativo della ventosità long-term, quindi non è stato applicato nessun fattore correttivo.

Anche dal punto di vista interdistanze tra WTG non si rilevano criticità di nota. In particolare nella figura seguente, considerando il modello WTG diametro rotore 155 m e interdistanze 3D ritenute il tipico minimo progettuale non si notano sovrapposizioni di aree di competenza di WTG. Ad oggi non si rilevano altresì altri parchi eolici operativi limitrofi o di imminente realizzazione al parco oggetto di questo studio.

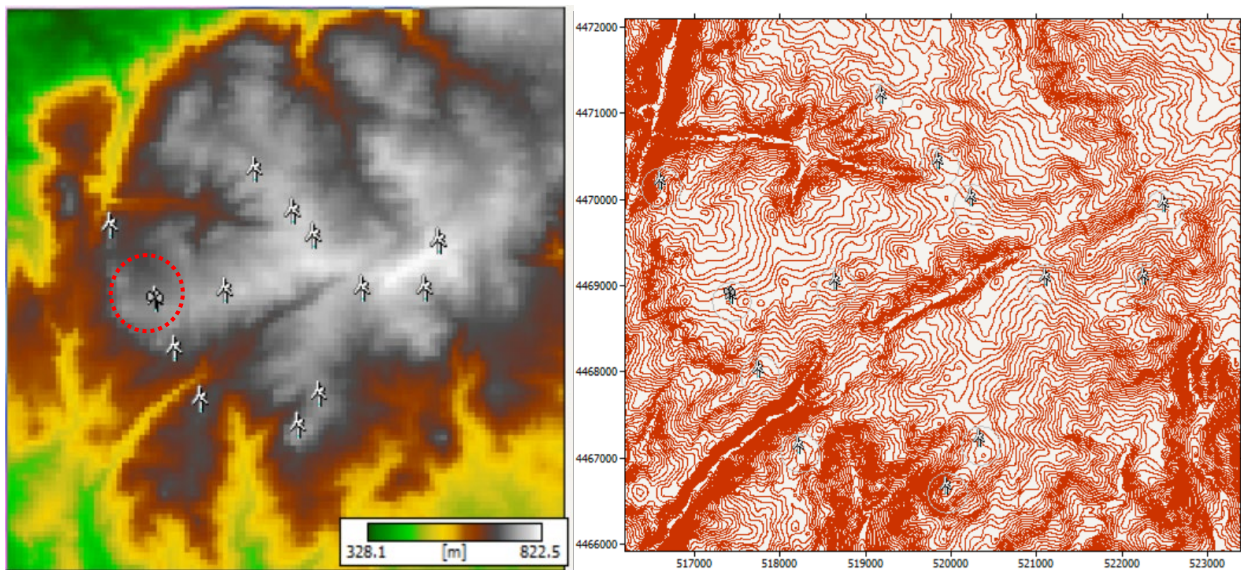


Figura 11 – WTG del Lay-Out wind farm Nuoro su DTM di altimetria e posizione dell’anemometro; Interdistanze WTG del Lay-Out wind farm Nuoro.

6.5 REQUISITI TECNICI IMPIANTO EOLICO

Nome del parco eolico:	Intermontes
Potenza installata:	78 MW
N° Aerogeneratori:	13
Potenza unitaria:	6,0 MW
Comuni interessati:	Nuoro

6.5.1 Opere elettromeccaniche

Il componente elettromeccanico fondamentale di un parco eolico è l'aerogeneratore, composto da:

- fondazione
- torre di sostegno
- navicella con organi di trasmissione e generazione
- rotore con pale per lo sfruttamento del vento

Di seguito sono dettagliate le principali caratteristiche tecniche degli aerogeneratori utilizzati. L'aerogeneratore preliminarmente considerato è il tipo SIEMENS GAMESA SG 6.0 - 155 – 6 MW di potenza nominale unitaria di 6.000 kW. Esso consiste in un sistema composto da rotore, moltiplicatore di giri e generatore elettrico situati in una navicella su una torre in acciaio di 102,5 m di altezza, installata su una fondazione di cemento armato.

6.5.2 Caratteristiche tecniche aerogeneratori

Le principali caratteristiche tecniche di ogni aerogeneratore sono:

- Tipologia di turbina: modello SIEMENS GAMESA SG 6.0 - 155 – 6 MW;
- Rotore tripala ad asse orizzontale;
- Orientazione del rotore in direzione del vento prevalente – sistema attivo imbardata;
- Sistema di controllo della potenza: Passo e velocità variabili;
- Diametro del rotore: 155 m;
- Superficie spazzata dalle pale: 18.869 m²

Tabella 5 – Specifiche principali WTG Siemens Gamesa SG155.

Modello WTG	Siemens Gamesa SG155 6.0 MW Mode AM-6
Potenza Nominale	6.0 MW
Diametro Rotore D	155 m
Altezza mozzo H	102,5 m
Altezza totale fuori terra	180 m
IEC class 61400-22	IIIA
Velocità di Cut-in / Cut-out / Re Cut-in	3.0 – 27.0 – 24.0 m/s

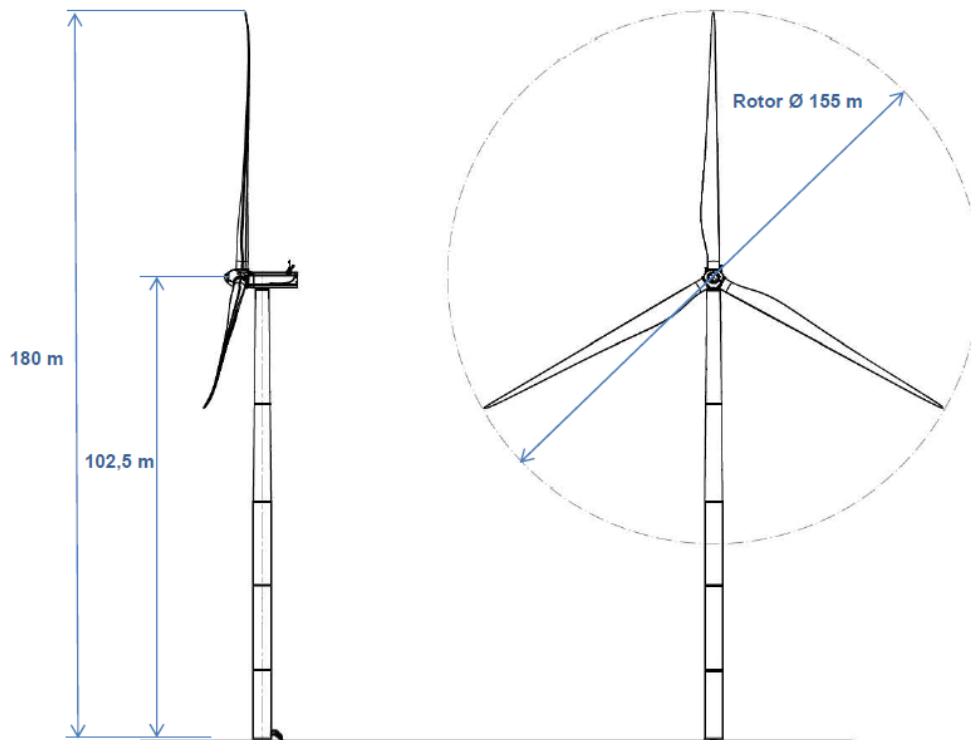


Figura 12 – Schema geometrico degli aerogeneratori in progetto SG 6.0 - 155.

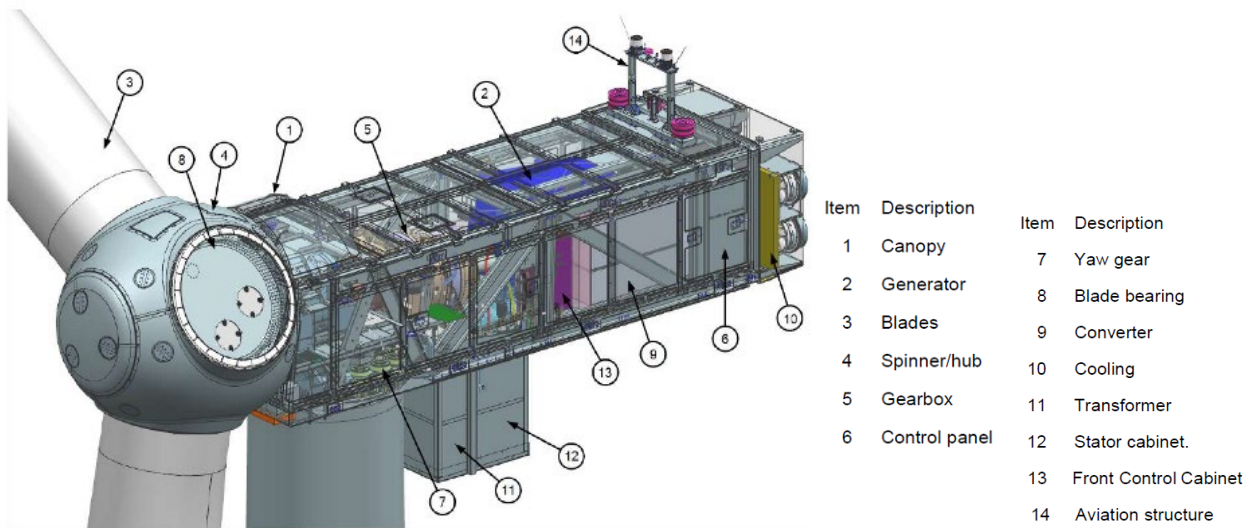


Figura 13 – Componenti dell'aerogeneratore.

6.5.3 Fasi di montaggio dell'aerogeneratore

Le fasi di installazione delle turbine, una volta terminate le opere di fondazione sono costituite dalle seguenti operazioni :

- ✓ trasporto e scarico materiali;

- ✓ controllo delle torri e del loro posizionamento;
- ✓ montaggio delle prime sezioni della torre;
- ✓ completamento della torre con il montaggio della sezione superiore;
- ✓ sollevamento della navicella e relativo posizionamento;
- ✓ montaggio delle pale sul mozzo;
- ✓ montaggio della passerella porta cavi e dei relativi cavi;
- ✓ sollevamento del rotore e relativo posizionamento;
- ✓ montaggio della traversa e dei cavi in navicella;
- ✓ collegamento dei cavi al quadro di controllo a base torre;
- ✓ messa in servizio.

Il montaggio della torre viene realizzato imbragando le sezioni con apposita attrezzatura per il sollevamento. La torre viene mantenuta ferma per il posizionamento mediante due funi di acciaio posizionate alla flangia inferiore. Il tronco inferiore viene innestato al concio di fondazione. Segue il montaggio dei conci superiori, seguito immediatamente dopo dall'installazione della navicella che viene ancorata alla gru con un apposito kit di sollevamento.

L'assemblaggio del rotore viene effettuato a terra. Il mozzo viene montato su un apposito piedistallo e in seguito si assicurano allo stesso le singole pale. Il rotore viene assicurato al suolo fino al montaggio in opera per evitare ribaltamenti in caso di raffiche di vento. Per il sollevamento si predispone una particolare attrezzatura che consente di effettuare le operazioni in condizioni di equilibrio statico.

Due pale vengono imbragate con corde di nylon, mentre la terza viene guidata mediante un forklift al fine di evitare inopportune oscillazioni e rotazioni. L'operazione di fissaggio dell'ogiva all'albero lento di trasmissione viene effettuata con il serraggio dei relativi bulloni in quota.



Figura 14 – Fasi di montaggio della torre dell'aerogeneratore.

7. OPERE CIVILI

Le opere civili relative al parco eolico "Intermontes" sono finalizzate a:

- adeguamento dei percorsi interni esistenti con allargamento della carreggiata;
- realizzazione della nuova viabilità interna in progetto;
- realizzazione delle fondazioni e delle piazzole degli aerogeneratori;
- realizzazione di scavi, canalizzazioni e cavidotti;
- ampliamento sottostazione esistente.

7.1 ASPETTI GENERALI DELLA VIABILITÀ DI ACCESSO ED INTERNA AL PARCO

La viabilità di accesso al parco è stata analizzata negli elaborati grafici di progetto, a cui si rimanda. In questo paragrafo sono elencate le caratteristiche tecniche che le strade di accesso al parco devono rispettare, secondo i criteri geometrici e piano altimetrici forniti dal produttore delle macchine.

7.1.1 Caratteristiche delle strade di accesso al parco

Le strade di accesso al parco sono definite come: *"Le strade di categoria inferiore ad autostrade, superstrade, che non fanno parte delle strade interne del parco eolico"*. Le strade di accesso al parco eolico sono quindi tutte le strade provinciali e statali che permettono di raggiungere la viabilità interna del parco.

Le strade di accesso dovranno soddisfare particolari caratteristiche geometriche e piano altimetriche per permettere il transito in sicurezza dei mezzi di trasporto dei componenti degli aerogeneratori.

La pendenza massima che viene stabilita è del 9 %. Nel caso di pendenze longitudinali in curve strette, in nessun caso si potrà superare il valore del 9%, realizzando interventi di miglioramento del manto stradale, se fosse necessario, per pendenze comprese tra il 7% ed il 9 %. La pendenza minima trasversale delle strade dovrà essere dello 0.5% per minimizzare il tempo di evacuazione dell'acqua superficiale dalla viabilità.

La larghezza minima dei viali di accesso al parco eolico sarà di 5 metri. Le strade di nuova realizzazione, sono state progettate secondo le indicazioni fornite dalla casa costruttrice dell'aerogeneratore di progetto. In particolare, esse, avranno raggi di curvatura variabili da 70 a 85 m a seconda dell'angolo di raccordo, anch'esso variabile da 60° a 120°.

Come già evidenziato, la viabilità di accesso al parco eolico "Intermontes" non presenta grosse criticità e risulta conforme alle caratteristiche richieste da SIEMENS GAMESA per il transito dei mezzi di trasporto degli aerogeneratori.

7.1.2 Caratteristiche delle strade interne al parco

Le strade interne al parco sono definite come: *"Le strade che partendo da un singolo aerogeneratore si collegano tanto a quello successivo che ai rami successivi degli altri aerogeneratori facenti parte dello stesso parco eolico"*.

Nelle strade interne del parco la pendenza potrà essere del 9 % sia in rettilineo che in curva. La pendenza longitudinale minima sarà superiore o al più uguale al 0.5% per permette una rapida evacuazione delle acque

superficiali dal manto stradale. La larghezza minima dei viali interni sarà di cinque metri, potendo scendere a cinque metri nei tratti molto rettilinei. I raggi di curvatura rispettano le stesse specifiche riportate per la viabilità di accesso, vedi §7.1.1.

7.1.3 Drenaggio delle acque superficiali ed interferenze con l'idrografia esistente

Il sistema di drenaggio è stato dimensionato in modo tale da permettere l'evacuazione in fossi di guardia, da realizzarsi su entrambi i lati della carreggiata, delle acque superficiali e delle acque di versante intercettate dalle strade, e in modo tale da dare continuità agli impluvi naturali presenti lungo il tracciato stradale.

In particolare, i fossi di guardia saranno realizzati in maniera tale da permettere il deflusso delle acque meteoriche di piattaforma e quelle raccolte da versante verso depressioni naturali ove sono previste opere idrauliche di attraversamento del corpo stradale in progetto (quali tubolari, ponticelli...) che permettano lo smaltimento delle portate raccolte e garantiscano la continuità idraulica degli impluvi naturali.

L'intervento in esame non presenta interferenze al deflusso di piena nell'area di esondazione dell'idrografia presente, poiché l'intera impronta dei tredici aerogeneratori e della sottostazione ricade al di fuori delle aree esondabili.

La viabilità di accesso, esterna ed interna al parco eolico, è costituita nella maggior parte dalla viabilità esistente, viabilità che non determina ostacolo alla dinamica di esondazione dell'area perifluviale. I nuovi tratti di viabilità in progetto non sono interessati dalle fasce fluviali dell'idrografia presente. Inoltre, in seguito ad analisi delle cartografie delle aree di rischio idraulico e geomorfologico PAI, non sono stati evidenziati rischi di alluvione o di frane nelle aree interessate dal progetto.

7.1.4 Composizione e struttura delle strade

Il massimo carico sopportato dalle strade corrisponderà ai carichi trasmessi dai mezzi di trasporto delle componenti degli aerogeneratori e nel caso della viabilità di accesso ed interna dal passaggio della gru principale per il montaggio degli aerogeneratori stessi. Se pure il peso dei mezzi sia importante, l'esperienza dimostra che il massimo deterioramento delle strade si ha a causa del continuo transito dei mezzi con i differenti elementi della macchina.

In funzione di questi elementi, la capacità portante o carico ammissibile minimo che deve caratterizzare le strade di accesso al parco sarà pari a 2 Kg/cm^2 , ossia 0.2 MPa , mentre nelle strade interne del parco sarà minimo 4 Kg/cm^2 , ossia 0.4 MPa ; altezza del piano di rotolamento e si dovrà mantenere tale per una profondità di almeno 1 m dal piano stradale. In funzione del tipo di materiale utilizzato la compattazione potrà raggiungere il valore di 6 Kg/cm^2 . I viali interni nei quali transiterà la gru per il montaggio degli aerogeneratori dovranno avere una capacità portante pari a 6 Kg/cm^2 , mentre per i restanti il valore minimo rimarrà di 4 Kg/cm^2 .

7.1.5 Piattaforme e solido stradale

Il dimensionamento della piattaforma e del solido stradale è stato realizzato in base ai carichi che sono previsti per la viabilità in oggetto. Il deterioramento maggiore delle strade avviene a causa del continuo passaggio degli automezzi che trasportano i vari elementi dell'aerogeneratore.

7.2 VIABILITÀ DI ACCESSO AL PARCO EOLICO "INTERMONTES"

La viabilità di accesso al parco eolico "INTERMONTES" è composta da strade statali, comunali e provinciali, con stacco dalla S.S. 131 DCN in corrispondenza dell'area industriale di Prato Sardo, dove è collocata l'area di trasbordo degli aerogeneratori, provenienti dal porto industriale di Oristano.

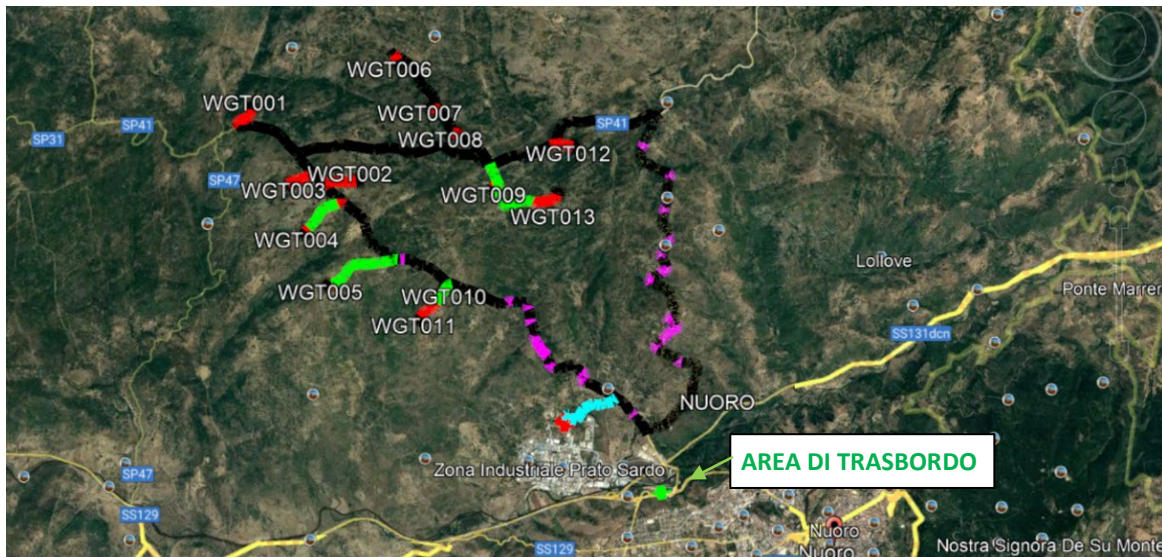


Figura 15 – Viabilità interna di accesso al parco eolico Intermontes, dall'area di trasbordo.

le strade di accesso all'area parco si presentano in buone condizioni, come verificato in fase di sopralluogo. All'interno dello stesso parco eolico tuttavia sarà necessario effettuare piccoli interventi di adeguamento della viabilità esistente, temporanei, in particolare lungo la strada comunale e della S.S. 389, per permettere il transito dei mezzi di trasporto delle componenti degli aerogeneratori. In corrispondenza delle piste per l'accesso ai singoli aerogeneratori, sarà necessario adeguare le piste sterrati esistenti, con modifiche permanenti, volte anche a migliorare l'accesso ai fondi esistenti; solo in alcuni casi e per brevi tratti si rende necessaria la realizzazione di tratti di pista su nuovi tracciati.

7.3 INTERVENTI DI ADEGUAMENTO DELLA VIABILITÀ DI ACCESSO PRIMA DELL'ARRIVO AL PARCO EOLICO

Come sopra riportato, le strade interessate dal trasporto delle componenti degli aerogeneratori non presentano grosse problematiche o interventi di adeguamento particolari, perché l'accesso all'area di trasbordo si trova in corrispondenza di un nodo stradale ben collegato, costituito dalla strada statale SS 131 DCN con svincolo dell'area industriale di Prato Sardo. Dal porto di sbarco di Oristano, il collegamento alla SS 131 avviene

tramite la SP 49; anche in questo caso le interferenze sono minime. Si rimanda alla *Relazione simulazione criticità di trasporto* allegata allo Studio di Impatto Ambientale per lo specifico approfondimento sulla verifica delle interferenze e sulle eventuali soluzioni da adottare per l'adeguamento temporaneo necessario solo per il passaggio dei carichi eccezionali, limitato alla fase di trasporto degli aerogeneratori.

7.4 INTERVENTI DI ADEGUAMENTO DELLA VIABILITÀ DI ACCESSO AL PARCO EOLICO DALL'AREA DI TRASBORDO

I mezzi di trasporto, dall'area di trasbordo prevista nell'area industriale di Prato Sardo, potranno raggiungere il parco eolico con un breve percorso, secondo due direttrici:

- SS 389 per gli aerogeneratori est e nord, ovvero le WTG 01, 02, 03, 04, 06, 07, 08, 09, 012, 013
- STRADA COMUNALE per gli aerogeneratori WTG 05, 10, 11

La presenza di alcuni tornanti in sequenza lungo la strada comunale non consente infatti di raggiungere tutte le piazzole di cantiere degli aerogeneratori con i mezzi di trasporto eccezionale, ma sarà possibile comunque utilizzare la viabilità comunale con i mezzi di cantiere tradizionale, per limitare il traffico di cantiere sulla SS 389 durante le fasi previste per tutte le opere civili. Si procederà pertanto solo con alcune modifiche temporanea della viabilità comunale e statale esistente, accedendo da sud e da nord est alle diverse aree, come sopra indicato per il trasporto degli aerogeneratori. A fine cantiere, sarà possibile accedere agevolmente al parco eolico con i mezzi per la manutenzione o i mezzi di cantiere dalla strada comunale, o eventualmente dalla strada statale senza necessità di modifiche alla stessa.

Si rimanda alla *Relazione simulazione criticità di trasporto* allegata allo Studio di Impatto Ambientale per lo specifico approfondimento sulla verifica delle interferenze e sulle soluzioni da adottare per l'adeguamento temporaneo necessario solo per il passaggio dei carichi eccezionali, limitato alla fase di trasporto degli aerogeneratori. Inoltre nelle tavole grafiche del **progetto civile SEZIONE 6 – ADEGUAMENTO VIABILITA' ESISTENTE** sono riportate le soluzioni progettuali adottate per la viabilità comunale e statale.

7.5 ADEGUAMENTI VIABILITÀ INTERNA AL PARCO EOLICO INTERMONTES

L'accesso alla viabilità interna del parco avverrà dalla strada provinciale 41 e dalla strada comunale a nord – est dell'area industriale di Prato Sardo. La valle dove sono collocati gli aerogeneratori è abbastanza regolare ed è attraversata in direzione est-ovest dalla strada provinciale 41 e in direzione nord-sud dalla strada comunale; da esse si dipartono le piste di accesso alle piazzole degli aerogeneratori,, in parte già esistenti e in parte da realizzare con un nuovo tracciato; le piste esistenti necessiteranno di interventi di adeguamento della carreggiata, che consistono principalmente nell'allargamento della banchina stradale, per garantire una larghezza utile di 5m, come rappresentato nella tavole di progetto 7 – *PIAZZOLE DI CANTIERE E NUOVE VIABILITA'*. Le piste saranno realizzate comunque per brevi tratti e in tratti a pendenza modesta, senza quindi particolari opere di scavo e riporto di materiali e senza richiedere la necessità di pavimentazioni asfaltate o in cls.

Si riporta in Figura 16 la rappresentazione planimetrica del posizionamento degli aerogeneratori e della viabilità interna oggetto di interventi.

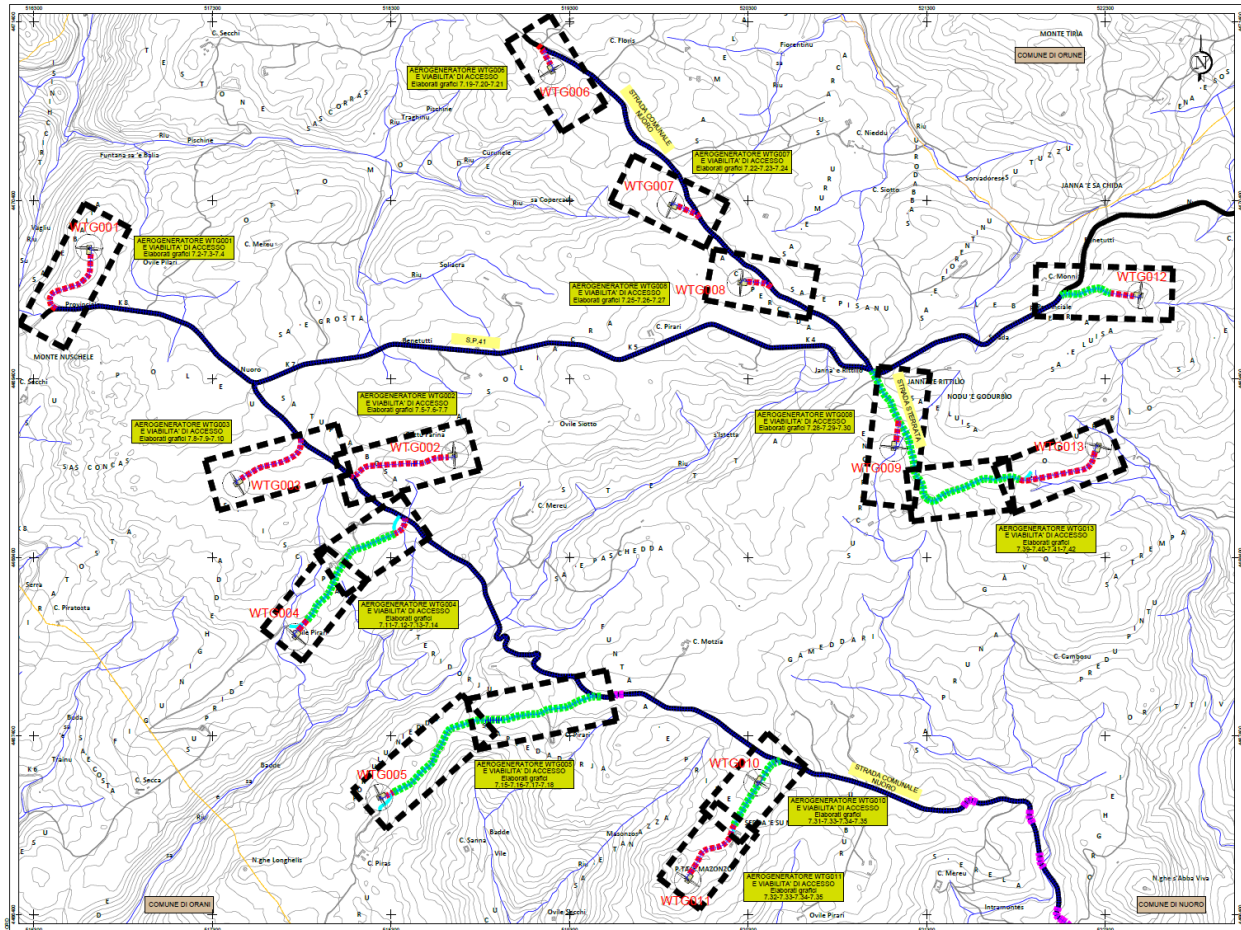


Figura 16 – Quadro d'unione viabilità interna area parco eolico "Intermontes" (in verde le piste esistenti oggetto di solo adeguamento e in rosso i tratti di pista di nuova viabilità).

Gli interventi sulla viabilità interna al parco eolico prevedono le seguenti lunghezze di tratti di adeguamento di piste esistenti e prolungamento della viabilità:

1. Nuova viabilità di accesso con pista fino a WTG006 (circa 125 m)
2. Nuova viabilità di accesso con pista fino a WTG 07 (circa 135 m)
3. Nuova viabilità di accesso con pista fino a WTG008 (circa 140 m)
4. Allargamento pista esistente fino a WTG012 (circa 290 m) e prolungamento viabilità (130 m)
5. Allargamento pista esistente fino a WTG009 (circa 320 m) e prolungamento viabilità (120 m)
6. Allargamento pista esistente fino a WTG013 (circa 1030 m) e prolungamento viabilità (490 m)
7. Nuova viabilità di accesso con pista fino a WTG001 (circa 450 m)

8. Nuova viabilità di accesso con pista fino a WTG003 (circa 430 m)
9. Nuova viabilità di accesso con pista fino a WTG002 (circa 565 m)
10. Allargamento pista esistente fino a WTG004 (circa 730 m) e prolungamento viabilità (60 m)
11. Allargamento pista esistente fino a WTG010 – WTG011 (450 m) e prolungamento viabilità (400 m)
12. Allargamento pista esistente fino a WTG005 (circa 1350 m) e prolungamento viabilità (50 m)

7.6 FONDAZIONE DEGLI AEROGENERATORI

La struttura di fondazione degli aerogeneratori di progetto è costituita da plinto di fondazione diretta sul substrato roccioso granitico, presente in corrispondenza di tutti i siti di posa degli aerogeneratori, realizzati in conglomerato cementizio armato gettato in opera. Il plinto ha forma tronco-conica per una migliore uniformità delle sollecitazioni trasmesse alla fondazione al variare della direzione del vento e consente l'ottimizzazione dell'area di impronta con conseguente minori quantità di armature e di calcestruzzo da impiegare.

Il plinto si presenta circolare in pianta con diametro pari a 21 metri e altezza variabile da un minimo di 120 cm sul perimetro esterno ad un massimo di 300 cm nella zona centrale (dimensionamento preliminare). Il plinto presenta una cavità assiale non armata per consentire il posizionamento dei cavi di collegamento dell'aerogeneratore alla linea elettrica. Tale zona sarà priva di armature e, di conseguenza, considerata non strutturale.



Figura 17 – Fasi di realizzazione del plinto di fondazione dell'aerogeneratore.

8. ALTERNATIVE DI PROGETTO E OPERE DI MITIGAZIONE

In sede progettuale sono state esaminate diverse ipotesi, sia di tipo tecnico-impiantistico che di localizzazione, nonché l'alternativa "zero", ossia la non realizzazione degli interventi in progetto. I criteri generali che hanno guidato le scelte progettuali si sono basati, ovviamente, su fattori quali le caratteristiche climatiche e anemometriche dell'area, l'orografia del sito, l'accessibilità (esistenza o meno di strade, piste), la disponibilità di infrastrutture elettriche vicine, il rispetto di distanze da eventuali vincoli presenti, o da eventuali centri abitati, cercando di ottimizzare, allo stesso tempo, il rendimento delle singole pale eoliche.

L'analisi delle alternative considerate, viene presentata di seguito in modo sintetico e si rimanda allo *Studio di Impatto Ambientale* per maggiori approfondimenti.

8.1 ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE

Nella scelta del sito sono stati in primo luogo considerati elementi di natura vincolistica; l'individuazione delle aree non idonee alla costruzione ed esercizio degli impianti a fonte rinnovabile è stata prevista dal Decreto del 10 settembre 2010, che definisce criteri generali per l'individuazione di tali aree, lasciando la competenza alle Regioni per l'identificazione di dettaglio.

La Regione Sardegna, con Delibera del 27 novembre 2020, n. 59/90 ha provveduto all'aggiornamento in dell'attuazione del DM 10/09/2010 con l'individuazione delle aree e siti non idonei all'installazione di determinate tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio regionale; il progetto proposto non ricade all'interno di tali aree.

In conclusione l'impianto in progetto, risulta compatibile con i criteri generali per l'individuazione di aree non idonee stabiliti dal DM 10/09/2010 e attuati Delibera della Giunta Regionale 27/11/2020 in quanto gli aerogeneratori risultano completamente esterni alle seguenti aree:

- a) le aree naturali protette istituite ai sensi della legge n. 394 del 1991, inserite nell'elenco ufficiale delle le aree naturali protette (parchi e riserve nazionali);
- b) le aree naturali protette istituite ai sensi della L.R. n. 31/1989 (parchi e riserve regionali);
- c) monumenti naturali; aree di rilevante interesse naturalistico;
- d) le aree in cui è accertata la presenza di specie animali soggette a tutela dalle convenzioni internazionali (Berna, Bonn, Parigi, Washington, Barcellona) e dalle direttive comunitarie;
- e) le zone umide di importanza internazionale, designate ai sensi della convenzione di Ramsar (zone umide incluse nell'elenco previsto dal DPR n.448/1976);
- f) le aree incluse nella Rete Natura 2000 (SIC e ZPS) e relative fasce di rispetto;
- g) le Important Bird Areas (IBA);
- h) le aree di riproduzione, alimentazione e transito di specie faunistiche protette, fra le quali ricadono le "oasi permanenti di protezione faunistica e cattura" di cui alla L.R. n. 23/1998.

Si precisa che per il punto d) aree in cui è accertata la presenza di specie animali soggette a tutela dalle convenzioni internazionali (Berni, Bonn, Parigi, Washington, Barcellona) e dalle direttive comunitarie l'impianto in progetto ne ricade parzialmente e si è provveduto alla elaborazione dello studio di incidenza ambientale al fine di valutare gli impatti dell'intervento sulla componente faunistica, con i relativi monitoraggi che sono tutt'ora in corso.

Inoltre si è tenuto conto delle seguenti aree d'interesse:

- Siti UNESCO;
- Beni culturali + 100 metri (ai sensi del Dlgs 42/2004, vincolo L.1089/1939);
- Aree dichiarate di notevole interesse pubblico (art. 136 del Dlgs 42/2004, vincolo L.1089/1939);
- Aree tutelate per legge (art. 142 del Dlgs 42/2004): territori costieri fino a 300 m, laghi e territori contermini fino a 300 m, fiumi torrenti e corsi d'acqua fino a 150 m, boschi con buffer di 100 m, zone archeologiche con buffer di 100m, tratturi con buffer di 100 m;
- Aree a pericolosità idraulica;
- Aree a pericolosità geomorfologica;
- Area edificabile urbana con buffer di 1km;
- Segnalazioni carta dei beni con buffer di 100 m;
- Grotte+ buffer 100 m;

Oltre ai suddetti elementi, di natura vincolistica, nella scelta del sito di progetto sono stati considerati altri fattori quali:

- ✓ adeguate caratteristiche anemometriche dell'area al fine di ottenere una soddisfacente produzione di energia;
- ✓ assenza di ostacoli presenti o futuri;
- ✓ la presenza della Rete di Trasmissione elettrica Nazionale (RTN) ad una distanza dal sito tale da consentire l'allaccio elettrico dell'impianto senza la realizzazione di infrastrutture elettriche di rilievo e su una linea RTN con ridotte limitazioni;
- ✓ viabilità esistente in buone condizioni ed in grado di consentire il transito agli automezzi per il trasporto delle strutture, al fine di minimizzare gli interventi di adeguamento della rete esistente;
- ✓ idonee caratteristiche geomorfologiche che consentano la realizzazione dell'opera senza la necessità di strutture di consolidamento di rilievo;
- ✓ una conformazione orografica tale da consentire allo stesso tempo la realizzazione delle opere provvisorie, con interventi qualitativamente e quantitativamente limitati, e comunque mai irreversibili (riduzione al minimo dei quantitativi di movimentazione del terreno e degli sbancamenti) oltre ad un inserimento paesaggistico dell'opera di lieve entità e comunque armonioso con il territorio;
- ✓ l'assenza di vegetazione di pregio o comunque di carattere rilevante (alberi ad alto fusto, vegetazione protetta, habitat e specie di interesse comunitario).

8.2 ALTERNATIVE PROGETTUALI

Dal punto di vista progettuale, le principali alternative tecniche relative agli aerogeneratori possono riguardare:

- la posizione dell'asse di rotazione;
- la disposizione planimetrica degli aerogeneratori;
- la potenza delle macchine;
- il numero delle eliche per singolo aerogeneratore.

Per quanto concerne la disposizione dell'asse del rotore rispetto alla direzione del vento, nel caso in esame, la scelta di progetto è ricaduta su aerogeneratori ad asse orizzontale, più efficienti (di circa il 30%) rispetto a quelli ad asse verticale.

Per quanto concerne la disposizione planimetrica degli aerogeneratori, questo è stata definita analizzando la distribuzione del potenziale eolico al fine di ottenere per ogni macchina la massima producibilità e allo stesso tempo minimizzando il disturbo causato alle macchine poste in scia ad altre (perdite per effetto scia). In aggiunta, gli aerogeneratori sono stati collocati in base alla fattibilità da un punto di vista orografico e nel rispetto dei vincoli ambientali citati nel precedente paragrafo.

Per quanto riguarda la potenzialità dell'impianto e le altre caratteristiche tecniche degli aerogeneratori, si evidenzia che la ricerca tecnologica in campo eolico si sta indirizzando verso la realizzazione di macchine con taglie sempre più grandi, l'ottimizzazione del profilo alare e l'aerodinamicità della pala, con lo scopo di incrementare il rapporto tra la potenza effettiva di uscita e la potenza massima estraibile dal vento. La tipologia di aerogeneratore prevista dal progetto ricade nella più avanzata gamma di macchine disponibili sul mercato che garantiscono la massima produzione annuale nella loro classe di appartenenza.

Infine, la scelta di avere tre pale per ogni aerogeneratore garantisce per questa taglie di macchine un ottimo in termini di coefficiente di potenza del rotore, velocità di rotazione, rapporto efficienza/costo e rumore emesso.

Rispetto all'alternativa valutata in sede di studio di prefattibilità, il presente progetto è indirizzato verso l'utilizzo di aerogeneratori di maggiore taglia e più efficienti che permettono una riduzione del numero di macchine installate e contemporaneamente un aumento della potenza installata e l'eliminazione dell'"effetto selva".

8.3 ALTERNATIVA "ZERO"

Il progetto definitivo dell'intervento in esame è stato il frutto di un percorso che ha visto la valutazione di diverse ipotesi progettuali e di localizzazione, ivi compresa di quella cosiddetta "zero", cioè la possibilità di non eseguirlo e realizzare l'impianto, come evidenziato nel paragrafo successivo, invece, rispetto all'alternativa 1 verranno installati un numero minore di aerogeneratori con conseguente minore occupazione di suolo per MW installato.

Il ricorso allo sfruttamento delle fonti rinnovabili è una strategia prioritaria per ridurre le emissioni di inquinanti in atmosfera dai processi termici di produzione di energia elettrica, tanto che l'intensificazione del ricorso a fonti

energetiche rinnovabili è uno dei principali obiettivi della pianificazione energetica a livello internazionale, nazionale e regionale.

I benefici ambientali derivanti dall'operazione dell'impianto, quantificabili in termini di mancate emissioni di inquinanti e di risparmio di combustibile, sono facilmente calcolabili moltiplicando la produzione di energia dall'impianto per i fattori di emissione specifici ed i fattori di consumo specifici riscontrati nell'attività di produzione di energia elettrica in Italia.

I benefici ambientali attesi dell'impianto in progetto, valutati sulla base della stima di produzione annua netta di energia elettrica, pari a circa 160.090 MWh/anno sono riportati nelle seguenti tabelle

Tabella 6 – Simulazione producibilità attesa.

	Producibilità netta [MWh/yr]	Ore equivalenti
Configurazione del parco eolico in progetto	160.090	2.063

Tabella 7– Benefici ambientali attesi- mancate emissioni di inquinanti

Mancate emissioni di Inquinante
CO2 69.559 T/anno
NOx 304 T/anno

Oltre ai benefici ambientali sopra descritti la costruzione dell'impianto eolico avrebbe effetti positivi non solo sul piano ambientale, ma anche sul piano socio-economico, costituendo un fattore di occupazione diretta sia nella fase di cantiere (per le attività di costruzione e installazione dell'impianto) che nella fase di esercizio dell'impianto (per le attività di gestione e manutenzione degli impianti).

Oltre ai vantaggi occupazionali diretti, la realizzazione dell'intervento proposto costituirà un'importante occasione per la creazione e lo sviluppo di società e ditte che graviteranno attorno dell'impianto eolico.

Le attività a carico dell'indotto saranno svolte prevalentemente ricorrendo a manodopera locale, per quanto compatibile con i necessari requisiti.

8.4 ALTERNATIVA 1: IMPIANTO EOLICO CON WTG DI MINORE TAGLIA

Oltre all'alternativa 0, ovvero quella di non realizzare il progetto se ne è valutata un'altra, ovvero realizzare un impianto ad energia rinnovabile di natura eolica utilizzando macchine più piccole. L'alternativa progettuale, in sede di studio di prefattibilità, è stata quella di realizzare un parco eolico con caratteristiche diverse da quello in progetto.

Per la realizzazione di un parco di 78 MW sarebbero necessari 21 aerogeneratori modelli SG132 3.6 MW con un'altezza di circa 84 m della navicella (150 m complessivi), già installati in un altro sito dalla società EDP nel 2021, posti ad una distanza minima l'uno dall'altro di circa 600 m, con un conseguente aumento del consumo di suolo e risorse naturali, a cui si aggiunge il maggior impatto paesaggistico andando a determinare il cosiddetto effetto selva, con una intervisibilità maggiore nell'area vasta.

Il minor numero di aerogeneratori, previsti in numero 13 (altezza 180 m) con la soluzione progettuale del presente progetto, posti ad una distanza variabile tra i 676 m e i 2.761 m circa, determinano una percezione del paesaggio più dolce rispetto all'alternativa progettuale con 21 aerogeneratori di minore potenza e dimensione (150 m). Questa è la prima misura atta alla riduzione degli impatti negativi sull'occupazione di suolo, sia in fase di cantiere che di esercizio, una minore perdita di naturalità, un minore impatto negativo relativo all'avifauna, in quanto viene ridotto l'effetto barriera, un minore impatto sul paesaggio perché viene evitato il cosiddetto effetto selva. Si ha un impatto negativo minore sia nella fase di trasporto degli aerogeneratori dal porto al sito, ma anche nella fase di dismissione, riducendo della metà ad esempio la produzione dei rifiuti non riciclabili quindi da smaltire in discarica. Quella proposta, di progetto, è sicuramente ambientalmente sostenibile rispetto all'alternativa progettuale.

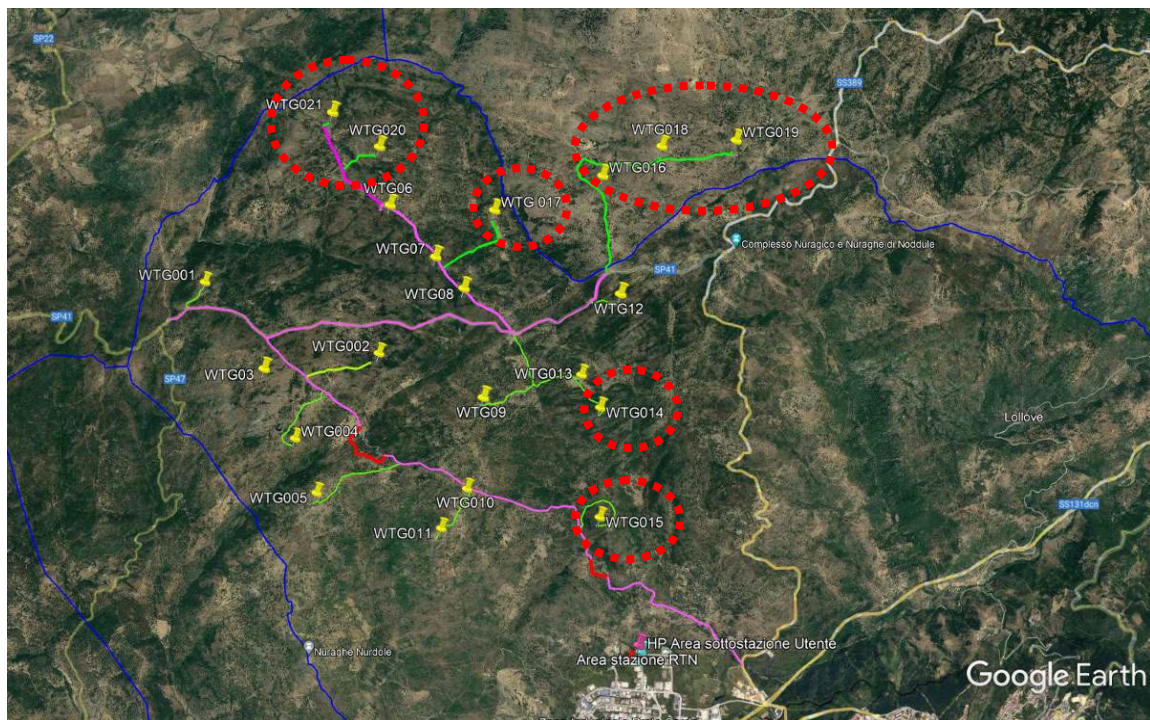


Figura 18 - Layout dell'alternativa progettuale (in rosso gli 8 aerogeneratori aggiuntivi).

8.5 AZIONI DI MITIGAZIONE DEGLI IMPATTI CONDOTTI SIN DALLA FASE DI PREFATTIBILITÀ, DI PROGETTO, DI CANTIERE E DI ESERCIZIO

Di seguito s'illustrano le azioni di mitigazione e di compensazione proposte:

- a. Nella presente variante progettuale l'ubicazione delle turbine è stata valutata non solo per sfruttare al massimo le capacità anemometriche del sito ma anche per integrarlo in maniera opportuna al contesto esistente.
 - b. Il paesaggio in questione ha già familiarità con opere simili in quanto è presente un altro parco eolico in esercizio che ha contribuito alla creazione di un nuovo paesaggio in cui gli elementi verticali ne costituiscono parte integrante.
 - c. Le piste di accesso alle piazzole delle turbine saranno realizzate con fondo in materiale drenante naturale.
 - d. Tutte le dorsali di media tensione e quella in alta tensione di collegamento all'ampliamento della Stazione Elettrica saranno interrato e realizzate utilizzando per quanto possibile la viabilità esistente.
 - e. Le turbine avranno soluzioni cromatiche neutre e vernici antiriflettenti coerentemente con le colorazioni dei parchi esistenti.
 - f. Il progetto prevede l'installazione di un gruppo omogeneo di turbine posizionate in modo da sfruttare al massimo le caratteristiche anemometriche del sito.
 - g. Si è previsto l'assenza di cabine di trasformazione a base palo utilizzando tubolari al fine di evitare zone cementate, pertanto i trasformatori saranno installati all'interno di ciascuna turbina in modo da trasportare nelle dorsali energia elettrica in media tensione.
 - h. Il sito prescelto è lontano da centri abitati; il centro abitato più prossimo è l'area industriale di Nuoro ubicata ad oltre 3 km.
 - i. Come già evidenziato l'area di inserimento è già contraddistinta da un altro impianto eolico per cui il nuovo impianto viene incluso in un contesto in cui sono già presenti tali elementi.
 - j. la scelta del luogo di ubicazione di un nuovo impianto eolico ha tenuto conto delle caratteristiche anemologiche e di inesistenza di altri impianti, inoltre per le turbine soluzioni cromatiche neutre e vernici antiriflettenti coerentemente con le colorazioni dei parchi esistenti.
- La disposizione degli aerogeneratori in progetto deriva da un'analisi della geometria del territorio e dall'uso del suolo dello stesso oltre che da elaborazioni numeriche con software dedicati che ottimizzano la disposizione degli aerogeneratori al fine di ottenere una maggiore la producibilità.
- k. Nella scelta dell'ubicazione di un impianto è stato considerato, compatibilmente con i vincoli di carattere tecnico e produttivo, la distanza da punti panoramici o da luoghi di alta frequentazione da cui l'impianto può essere percepito. Nella scelta dei punti di vista per le foto simulazioni sono stati scelti punti visuali condivisi con l'impianto esistente al fine di verificare la differenza in termini di impatti, elaborate dai siti sensibili ovvero centri abitati e siti d'importanza culturale, si è rimasti fuori dal Buffer dei 1,6 Km dai beni culturali ed altri beni paesaggistici, mentre è sicuramente maggiore l'impatto visivo all'avvicinarsi alle macchine installate.

- l. Gli aerogeneratori sono stati inseriti in modo da evitare l'effetto di eccessivo affollamento da significativi punti visuali; tale riduzione si è ottenuta aumentando, a parità di potenza complessiva, la potenza unitaria delle macchine e quindi la loro dimensione, riducendone contestualmente il numero. Le dimensioni e la densità, sono state commisurate alla scala dimensionale del sito.

Tabella 8– Distanza tra gli aerogeneratori.

Aerogeneratori	Distanza minima torri: D[m]	Spazio di turbolenza: D[m]	Spazio libero minimo: S [m]	Giudizio
WTG001-WTG002	2367	263,5	2103,5	OTTIMO
WTG001-WTG003	1572	263,5	1308,5	OTTIMO
WTG002-WTG003	1233	263,5	969,5	OTTIMO
WTG003-WTG004	921	263,5	657,5	OTTIMO
WTG002-WTG004	1349	263,5	1085,5	OTTIMO
WTG004-WTG005	1016	263,5	752,5	OTTIMO
WTG005-WTG011	1783	263,5	1519,5	OTTIMO
WTG010-WTG011	676	263,5	412,5	OTTIMO
WTG009-WTG010	2019	263,5	1755,5	OTTIMO
WTG009-WTG013	1148	263,5	884,5	OTTIMO
WTG008-WTG009	1279	263,5	1015,5	OTTIMO
WTG012-WTG013	877	263,5	613,5	OTTIMO
WTG006-WTG007	1000	263,5	736,5	OTTIMO
WTG002-WTG008	1867	263,5	1603,5	OTTIMO
WTG001-WTG006	2761	263,5	2497,5	OTTIMO

- m. le linee elettriche di collegamento saranno tutte interrato e saranno ridotte al minimo numero possibile. Tutte le costruzioni e le strutture accessorie saranno ridotte al minimo e ciò favorirà la percezione del parco eolico come unità. Dalle valutazioni preliminari effettuate al momento non sono stati individuate motivazioni ostative alla realizzazione delle dorsali interrate.
- n. Gli scavi e sbancamenti saranno limitati a quelli necessari per la realizzazione delle opere previste; per il riutilizzo dei terreni scavati è stato predisposto un piano di riutilizzo di rocce e terre da scavo. Il bilancio tra scavi e reinterri è negativo ma verrà adottato un piano di riutilizzo in sede di progetto esecutivo e in ultima scelta il conferimento in discarica. Nella fase di cantiere tutte le aree saranno continuamente bagnate per evitare la dispersione delle polveri.
- o. Si avrà cura di contenere i tempi per la costruzione compatibilmente con le condizioni atmosferiche in grado di influenzare la durata degli interventi.
- p. Per il trasporto delle turbine e dei vari componenti sarà utilizzata in parte la viabilità esistente che sarà adeguata, laddove necessario, agli ingombri dei mezzi utilizzati. E' prevista la realizzazione di ampliamenti temporanei di brevi tratti della viabilità esistente per facilitare l'accesso alle piazzole degli aerogeneratori.
- q. Il cantiere sarà allestito in modo di occupare la minima superficie del suolo.
- r. Nella fase di esercizio è previsto l'utilizzo di un avvisatore acustico per l'allontanamento dell'avifauna dagli aerogeneratori.

8.5.1 Misure di compensazione per la perdita di naturalità

Il progetto ha un limitatissimo consumo di suolo, non implica sottrazione di aree agricole di pregio, interessa in parte piccole porzioni a seminativo.

Il progetto per le modalità realizzative e il ridotto consumo di suolo di fatto non riduce in maniera significativa la compromissione delle aree per le quali, si propongono misure compensative adeguate. In particolare si prevede ove possibile il ripristino della vegetazione naturale utilizzando il terreno agrario derivante dallo scotico.

Nelle situazioni in cui è prevista la perdita permanente della naturalità dei suoli (realizzazione di nuova viabilità e piazzole degli aerogeneratori), si prevede di ricorrere a misure compensative di seguito illustrate nella tabella seguente. Per un approfondimento della tematica si rimanda all'elaborato V.1.22 dello Studio di Impatto Ambientale.

Le aree sono state identificate sulla base delle condizioni pedo-climatiche del sito e della disponibilità dei proprietari a mettere a disposizione i propri terreni per l'esecuzione degli interventi.

Tabella 9 - Sintesi misure compensative e superfici complessive sottoposte a restauro ecologico.

SINTESI MISURE COMPENSATIVE		
PERDITA DI VEGETAZIONE ARBOREA	Piante (n.)	sup. da imboscire - sesto impianto 2m*2m (ettari)
Alberi da asportare	766	
Rimboscimento compensativo con piante di sughera (rapporto 1:20)	15320	60.000
OCCUPAZIONE DI SUOLO FASE CANTIERE	superficie (mq)	sup. da ripristinare (mq)
Generatori	52.650	
Ripristino mediante coltivazione di specie erbacee (rapporto 1:1)		52.650
OCCUPAZIONE DI SUOLO FASE ESERCIZIO	superficie (mq)	sup. da ripristinare (mq)
Viabilità + generatori	83.318	
Ripristino mediante realizzazione di miglioramenti pascolo (rapporto 1:2)		166.636
TOTALE SUPERFICI MIGLIORATE		279.286
PERDITA MURI A SECCO	lunghezza (m.)	quantità da ripristinare (m.)
Ripristino mediante interventi di manutenzione manuale (rapporto 1:5)	88	440
TOTALE QUANTITA' RIPRISTINATE		440
MISURE ATTIVE ANTINCENDIO	quantità (n.)	
Realizzazione vascone antincendio comprensivo di opere di adduzione e derivazione idrica con idranti antincendio e abbeveratoi a servizio delle aziende agropastorali	2	

9. PRIMI ELEMENTI RELATIVI AL SISTEMA DI SICUREZZA PER LA REALIZZAZIONE DEL PROGETTO

Il progetto è stato sviluppato studiando la disposizione degli aerogeneratori in relazione a diversi fattori quali l'anemologia, l'orografia, le condizioni di accessibilità al sito, le distanze da eventuali fabbricati e/o strade esistenti, ed inoltre su considerazioni basate sul criterio di massima sicurezza, nonché di massimo rendimento degli aerogeneratori e del parco nel suo complesso.

Più in dettaglio i criteri ed i vincoli osservati nella definizione del layout di impianto sono stati i seguenti:

- potenziale eolico del sito;
- orografia e morfologia del sito;
- accessibilità e minimizzazione degli interventi sul suolo;
- disposizione delle macchine ad una distanza reciproca minima pari ad almeno 500m, atta a minimizzare l'effetto scia;
- condizioni di massima sicurezza, sia in fase di installazione che di esercizio.

Il numero complessivo e la posizione reciproca delle torri di un parco eolico è il risultato di complesse elaborazioni che tengono in debito conto la morfologia del territorio, le caratteristiche del vento e la tipologia delle torri. Inoltre, la disposizione delle torri, risolta nell'ambito della progettazione di un parco eolico, deve conciliare opposte esigenze:

- il funzionamento e la produttività dell'impianto
- la salvaguardia dell'ambiente nel quale si inseriscono riducendo ovvero eliminando, le interferenze
- ambientali a carico del paesaggio e/o delle emergenze architettoniche/archeologiche.

La disposizione finale del parco è stata verificata e confermata in seguito a diversi sopralluoghi, durante i quali tutte le posizioni sono state controllate e valutate "tecnicamente fattibili" sia per accessibilità che per la disponibilità di spazio per i lavori di costruzione. Tale disposizione scaturita anche dall'analisi delle limitazioni connesse al rispetto dei vincoli gravanti sull'area, è stata interpolata con la valutazione di sicurezza del parco stesso.

La posizione di ciascun aerogeneratore rispetta la distanza massima di gittata prevista per la tipologia di macchina da installare.

9.1 RELAZIONE SULLA FASE DI CANTIERIZZAZIONE

Nella fase di cantiere l'area occupata dalla piazzola adibita all'allestimento di ciascun aerogeneratore sarà maggiore rispetto a quella che si manterrà in esercizio. In particolare, in fase di cantiere si occuperà una superficie di circa 5000 m² suddivisa internamente in diverse aree con funzionalità ben distinte al fine di ottimizzare la fase di assemblamento degli aerogeneratori, una sarà adibita al trasporto a picchetto ed all'erezione della torre, navicella e rotore, più una zona di deposito aggiuntiva delle componenti degli aerogeneratori (vedi *elaborati grafici Aerogeneratori – fase di cantiere – fase di esercizio*).

Le strade di accesso per il transito dei mezzi eccezionali di carreggiata 5 m saranno prevalentemente costituite da bretelle di collegamento interno, e al confine, dei mappali dei terreni agricoli per il raggiungimento dei singoli aerogeneratori.

L'attività di cantiere può essere divisa in due fasi distinte:

- 1) preparazione del sito e realizzazione delle opere civili (movimentazione di terra/scavo in roccia per la preparazione di piani di fondazione, delle strade e dei piazzali e degli scavi per il cavidotto).
- 2) montaggio delle varie componenti degli aerogeneratori.

La durata complessiva dei lavori comprensiva della fase di sviluppo, realizzazione delle opere civili e della fase del montaggio delle varie componenti dell'impianto è stimata in **circa 17 mesi**, il numero di mesi di esecuzione dei lavori potrà variare in funzione degli esiti delle Conferenze dei Servizi sull'impianto.

La viabilità di servizio all'impianto e le piazzole costituiscono le opere di maggiore rilevanza al fine di permettere l'installazione dell'impianto. Le piazzole di manovra e montaggio avranno una superficie media di circa 6000 m², per poter consentire l'installazione della gru e delle macchine operatrici, l'assemblaggio delle torri, l'ubicazione delle fondazioni e la manovra degli automezzi.

Le torri tubolari degli aerogeneratori sono generalmente costituite da più elementi, dapprima stoccati nelle piazzole e poi sollevati uno per volta a mezzo gru per essere assemblati. Il numero di elementi che compongono la torre varia in funzione dell'altezza complessiva dell'aerogeneratore.

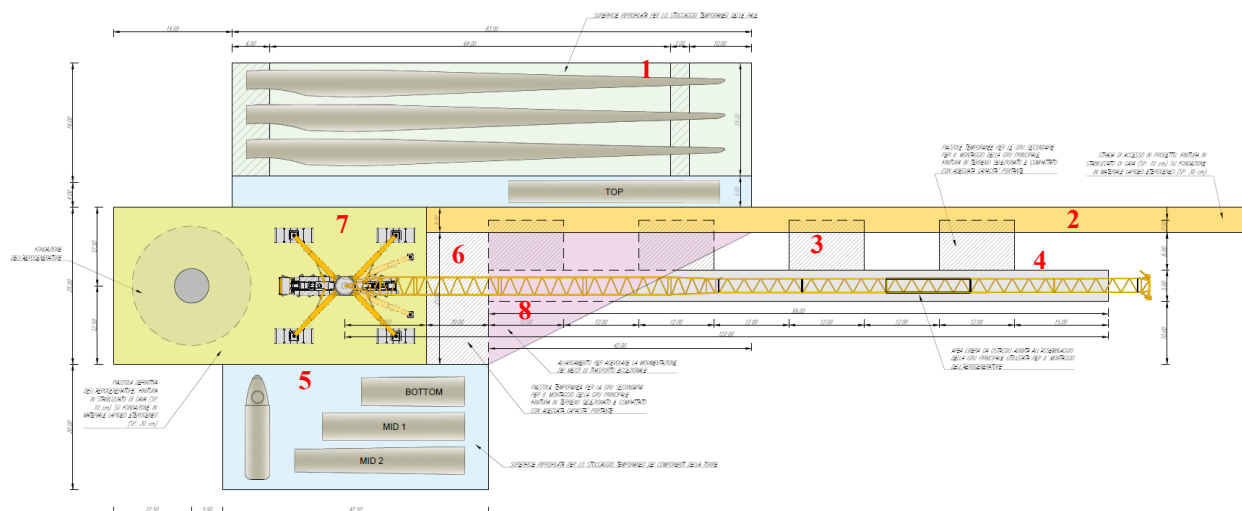


Figura 19 - Piazzola di montaggio; 1. Area di stoccaggio pale; 2. Strada di accesso; 3. Blocchi ausiliari; 4. Area di assemblaggio; 5. Area di stoccaggio sezioni torre e navicella; 6. Area di lavoro gru ausiliaria; 7. Area di lavoro gru principale; 8. Area di manovra.

Il progetto prevede, oltre all'adeguamento della viabilità esistente, anche la realizzazione di una nuova viabilità di servizio della larghezza media di 4 m, oltre a banchine laterali di 0,5 m, per garantire il transito dei mezzi che trasporteranno le componenti dell'aerogeneratore nel tratto terminale, a partire dalla viabilità già esistente.

Le piazzole adibite allo stazionamento dei mezzi di sollevamento durante l'installazione saranno realizzate con fondazione dotata di materiale arido da cava dello spessore di 0,4 m.

Successivamente all'installazione degli aerogeneratori, le piazzole di montaggio verranno ridimensionate, dovendo solo garantire l'accesso alle torri, da parte dei mezzi preposti alle ordinarie operazioni di manutenzione.

Tutte le aree eccedenti lo svolgimento delle attività di cui sopra verranno ripristinate e riportate allo stato originario. Pertanto in corrispondenza di ciascun aerogeneratore sarà visibile una piazzola di accesso e manutenzione avente dimensione di circa 1250 m², comprensiva di aerogeneratore, della fondazione e del cavidotto interrato.

9.2 SCAVI E SBANCAMENTI

Gli scavi e sbancamenti da realizzare sono:

- sbancamenti per la predisposizione dei terreni per lo stazionamento delle autogrù dedicate all'ergere delle torri ed aerogeneratori (piazzole in fase di cantiere);
- scavi per la realizzazione delle fondazioni di sostegno degli aerogeneratori;
- scavi per la realizzazione e/o la modifica della viabilità;
- scavi per la realizzazione/rifacimento dei cavidotti per il trasporto dell'energia generata.

Ad ogni torre corrisponde la realizzazione di una piazzola per il transito dell'automezzo adibito alla posa a picchetto delle pale dell'aerogeneratore, dei tronchi di torre e della navicella. Le aree interessate dopo aver subito la rimozione dello strato di scotico di 15 cm, saranno interessate da scavi di sbancamento di 50 cm, riempito successivamente da uno strato di 25 cm in misto granulare frantumato meccanicamente anidro, mediante la compattazione a strati eseguita con idonee macchine e di uno strato di 25 cm costituita da una inerte artificiale di appropriata granulometria, costipata a strati meccanicamente;

Nel caso di massimo carico, che corrisponde al trasporto della navicella (circa 130 ton, mezzo + carico), si dovrà avere una sollecitazione sotto l'inerte costipato e rullato a -50 cm inferiore al carico ammissibile del terreno.

In funzione di questi elementi, la capacità portante o carico ammissibile minimo che deve caratterizzare le piazzole del parco sarà pari a 4 Kg/cm², ossia 0.4 MPa. In funzione del tipo di materiale utilizzato la compattazione potrà raggiungere il valore di 6 Kg/cm².

Si precisa che l'individuazione di riferimenti geotecnici più idonei e precisi deve ricercarsi nelle specifiche indagini geognostiche e geotecniche che devono individuare le correzioni e le riduzioni cautelative in rapporto all'importanza delle opere da realizzare ed alle loro peculiarità costruttive. Dalle analisi effettuate la presenza di roccia affiorante permette di affermare che i terreni nei quali verranno fondati gli aerogeneratori e realizzate le relative piazzole risultano essere dei buoni terreni di fondazione.

I volumi in esubero, dati dalla differenza fra scavo e riporto, verranno conferiti in discarica, rispettando quando sancito dalla normativa vigente. Ad ogni modo, per maggiori informazioni si consulti la relazione codificata "Piano di utilizzo delle terre e rocce da scavo".

Per quanto attiene alle strade definitive per l'accesso agli aerogeneratori (operazioni di presidio e manutenzione), saranno generalmente mantenute la viabilità di nuova realizzazione e localmente ripristinata la strada esistente secondo quanto riportato dettagliatamente nelle tavole.

Il terreno movimentato e relativo alle piazzole ed alle strade di accesso al cantiere sarà depositato in luogo tale da non causare ingombro durante le fasi di lavoro, ed al fine di ostacolare quanto meno le attività agricole dei proprietari dei terreni.

Una volta ultimato il cantiere e superata la fase di collaudo dell'impianto le porzioni di piazzole e di strade eccedenti le necessità di cui alla successiva fase di esercizio, saranno dismesse, il materiale costipato di sottofondo sarà coperto da uno strato di terreno vegetale per rendere il terreno coltivabile e consentire future eventuali operazioni di manutenzione delle macchine installate.

9.3 DESCRIZIONE DELLA VIABILITÀ DI ACCESSO AI CANTIERI E VALUTAZIONE DELLA SUA ADEGUATEZZA, IN RELAZIONE ALLE MODALITÀ DI TRASPORTO DELLE APPARECCHIATURE

La viabilità di accesso al parco eolico "INTERMONTES" è composta da strade statali, comunali e provinciali, con stacco dalla S.S. 131 DCN in corrispondenza dell'area industriale di Prato Sardo, dove è collocata l'area di trasbordo degli aerogeneratori, provenienti dal porto industriale di Oristano.

Le strade di accesso all'area parco si presentano in buone condizioni, come verificato in fase di sopralluogo. All'interno dello stesso parco eolico tuttavia sarà necessario effettuare piccoli interventi di adeguamento della viabilità esistente, temporanei, in particolare lungo la strada comunale e della S.S. 389, per permettere il transito dei mezzi di trasporto delle componenti degli aerogeneratori. In corrispondenza delle piste per l'accesso ai singoli aerogeneratori, sarà necessario adeguare le piste sterrate esistenti, con modifiche permanenti, volte anche a migliorare l'accesso ai fondi esistenti; solo in alcuni casi e per brevi tratti si rende necessaria la realizzazione di tratti di pista su nuovi tracciati.

Si premette che il trasporto dei componenti costituenti le torri eoliche avverrà su un tracciato di strade provinciali e comunali già esistente mentre si renderanno necessari interventi contenuti di nuova viabilità di fatto limitati a:

- realizzazione delle bretelle di collegamento tra la viabilità esistente e i singoli aerogeneratori. Tali bretelle sono concentrate all'interno di terreni adibiti ad uso agricolo e saranno realizzate rispettando per quanto possibile i tracciati esistenti ovvero i limiti di confine degli appezzamenti agricoli;
- adeguamenti della viabilità comunale esistente così come mostrato negli elaborati grafici riportati a corredo della presente;
- eventuali allargamenti in corrispondenza di svincoli caratterizzati da raggi di curvatura incompatibili con il transito dei mezzi eccezionali;
- Eliminazione di qualsivoglia oggetto che ostacoli il passaggio dei mezzi (segnaletica stradale e guard rail), in modo da consentire la corretta installazione delle pale eoliche.

Le strade interne al parco sono definite come: "Le strade che partendo da un singolo aerogeneratore si collegano tanto a quello successivo che ai rami successivi degli altri aerogeneratori facenti parte dello stesso parco eolico". Nelle strade interne del parco la pendenza potrà essere del 9 % sia in rettilineo che in curva. La pendenza longitudinale minima sarà superiore o al più uguale al 0.5% per permette una rapida evacuazione delle acque superficiali dal manto stradale. La larghezza minima dei viali interni sarà di 5 metri, comprensiva delle banchine laterali. I raggi di curvatura rispettano le stesse specifiche sopra riportate per la viabilità di accesso.

Le caratteristiche stradali necessarie per il trasporto in sicurezza degli elementi dell'aerogeneratore in progetto sono sintetizzate in Figura 20 :

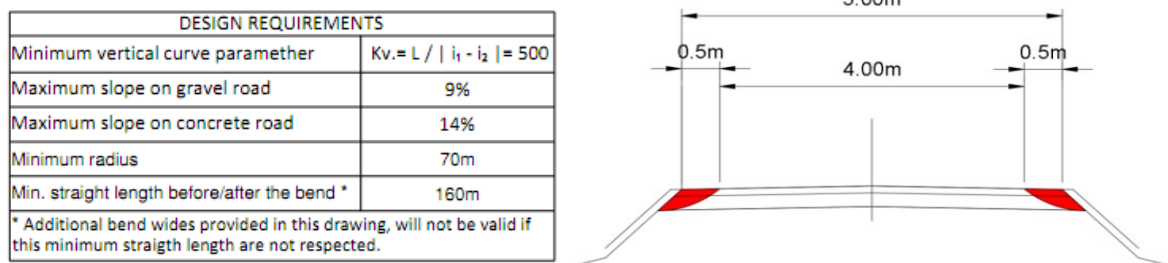


Figura 20 – Ingombri e caratteristiche della strada richiesti per il trasporto della pala.

Il report DI ANALISI è stato realizzato avvalendosi come mezzo di trasporto di esempio per l'aerogeneratore SIEMENS – GAMESA SG 6.0 – 155 nel caso di quello più sfavorevole a livello dimensionale tra quelli che verranno utilizzati, ma con l'ausilio del sistema Blade Lifter per il trasporto delle componenti del rotore, data la notevole lunghezza delle singole pale (76,5 m) non compatibile con un rimorchio tradizionale lungo la viabilità esterna al parco, trattandosi di area montuosa.

Le caratteristiche dimensionali dei mezzi di trasporto si differenziano quindi per i due principali componenti dell'aerogeneratore di maggiore dimensione, come segue:

- Lunghezza del rimorchio trasporto della pala, 65 metri per la viabilità esterna al parco eolico, mentre lungo la viabilità interna si utilizzerà il blade lifter;
- Larghezza: trasporto della navicella e del tronco maggiore della torre, 4,5 metri;

Un'immagine della pala e del mezzo di trasporto compresi gli ingombri complessivi è rappresentato in Figura 21.

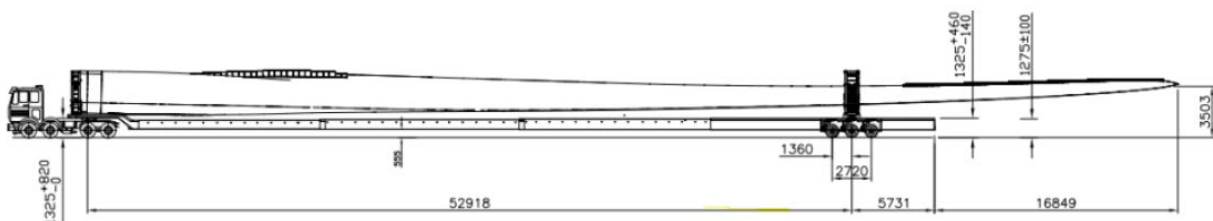


Figura 21 – Specifiche dimensionali del mezzo trasportatore dell'elemento pala lungo la viabilità esterna componente dell'aerogeneratore SG 155 – 6.0 MW.

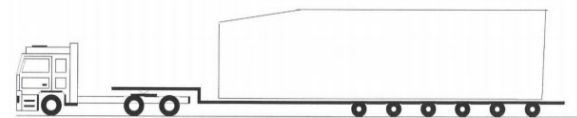
Inoltre, sono riportati nelle figure successive gli schemi di massima dei mezzi di trasporto convenzionali e con trasbordo con le specifiche dimensionali relative a ciascun componente, mentre in Tabella 10 le specifiche dimensionali e i pesi dei singoli componenti da trasportate per comporre l'aerogeneratore.

Tabella 10 – Pesi e dimensioni degli elementi componenti l'aerogeneratore SG 155 – 6.0.

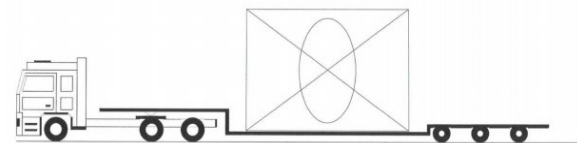
ELEMENT	W (kg)	L (m)	Ø Lower flange	Ø Upper Flange
Section 1	80007.00	16.720	4.690	4.435
Section 2	78997.00	22.680	4.435	4.430
Section 3	73219.00	26.600	4.430	3.580
Section 4	69595.00	34.200	3.580	3.595

LOADING CONFIGURATIONS

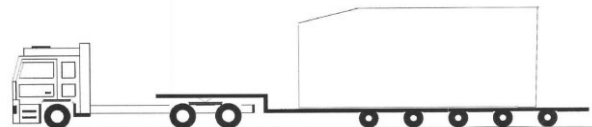
NACELLE - 23,00x4,00x4,20



HUB - 18,00x3,80x4,30



DRIVE TRAIN - 18,00x3,50x4,80



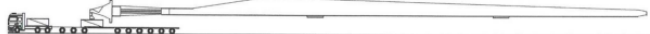
BLADE – 78,00x4,10x4,30



Figura 22 - Caratteristiche dimensionali dei mezzi di trasporto convenzionali dei pezzi dell'aerogeneratore.

Loading Configurations – Transhipment

BLADE – 92,00x3,50x5,20



TOWER – 40,00x4,45x5,20

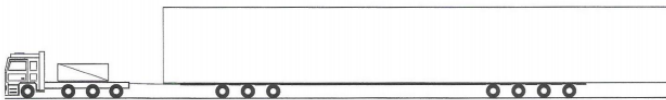


Figura 23 - Caratteristiche dimensionali dei mezzi di trasporto con trasbordo dei pezzi dell'aerogeneratore per la viabilità interna con blade lifter.

9.4 MONTAGGIO DELLE APPARECCHIATURE

Si premette che la navicella è equipaggiata di generatore, moltiplicatore di giri, trasformatore, ecc., già montati in stabilimento, pertanto viene rizzata e posata in quota completamente assemblata. La torre è invece costituita da N°4 tronchi che vengono innestati con sistema telescopico nella fase di erezione. Le pale vengono montate a

terra sul rotore con metodologia consolidata, ed unite poi, in quota, alla navicella. Per erigere ciascuna torre, navicella e rotore è richiesto l'impiego di una gru a traliccio semovente che dovrà essere piazzata nell'area predisposta prospiciente il blocco di fondazione della torre. Per il montaggio del singolo aerogeneratore occorrono in particolare i seguenti mezzi:

- gru tralicciata da 600 ton con altezza minima sotto gancio pari a 150 m;
- gru di appoggio da 150 ton;

L'area prevista, come specificato ai punti precedenti, sarà opportunamente dimensionata per resistere alle sollecitazioni dovute al carico gravante. La casa costruttrice fornisce in particolare le caratteristiche a cui dovrà rispondere il sistema per erigere il singolo aerogeneratore. Per erigere il singolo aerogeneratore sono richiesti mediamente 2/3 (tre) giorni consecutivi. Durante le fasi di montaggio la velocità del vento a 60 m non dovrà essere superiore a 8,0 m/sec al fine di non ostacolare e consentire di eseguire in sicurezza le operazioni di montaggio stesse. In conformità al progetto ed alle prescrizioni di cui alla DD 525/08:

- I lavori verranno eseguiti in maniera da non determinare alcun danneggiamento o alterazione a beni architettonici diffusi nel paesaggio agrario, quali manufatti di pregio, muretti a secco, tratturi;
- Tutti i materiali da costruzione necessari alla realizzazione del Campo Eolico quali pietrame, pietrisco, pietrischetto, ghiaia e ghiaietto verranno prelevate da cave autorizzate e/o da impianti di frantumazione e vagliatura per inerti all'uopo autorizzati.
- I materiali di risulta provenienti dagli scavi delle platee di fondazione degli aerogeneratori verranno riutilizzati in cantiere per consentire la realizzazione della fondazione delle strade di progetto.
- In linea generale verrà effettuato il compenso tra i materiali di scavo e quelli di riporto.
- I lavori di messa in opera del cantiere (fasi di spostamenti di terra, seppellimento e modificazioni della struttura vegetazionale, apertura di strade per il transito di mezzi pesanti, aree di deposito materiali) saranno gestiti al di fuori del periodo riproduttivo delle specie prioritarie presenti nell'area.



Figura 24 – Fasi di montaggio della torre dell'aerogeneratore.

9.5 INDICAZIONI E ACCORGIMENTI

9.5.1 Indicazione degli accorgimenti atti a evitare interferenze con il traffico locale e pericoli per le persone

Gli accorgimenti atti a evitare interferenze con il traffico locale e pericoli alle persone da prescrivere durante la fase di cantiere sono elencati e descritti nel Piano di Sicurezza e Coordinamento allegato alla presente.

Gli accorgimenti da prescrivere durante la fase, invece, di manutenzione consistono nel posizionare segnali stradali lungo la viabilità di nuova realizzazione e in prossimità di ciascuna pala. In particolare, i primi hanno l'obiettivo di invitare gli autisti dei veicoli transitanti nella zona a rispettare i limiti di velocità imposti dalla normativa stradale vigente. I secondi, invece, vogliono avvertire le persone transitanti nell'area delle torri che è presente il rischio elettrico.

9.5.2 Indicazione degli accorgimenti atti a evitare inquinamenti del suolo, acustici, idrici e atmosferici

Il progetto prevede la realizzazione in prossimità della cabina primaria dei manufatti muniti di servizio igienico-sanitario. Al fine di evitare l'inquinamento del suolo è previsto l'installazione di una vasca di tipo IMOFF.

9.5.3 Descrizione del ripristino dell'area cantiere

Una volta ultimato il cantiere e superata la fase di collaudo dell'impianto le porzioni di piazzole, saranno ricoperte del terreno vegetale originario perché sia nuovamente destinato all'attività agricola di origine.

9.6 CRONOPROGRAMMA

Il cronoprogramma sintetico dei lavori viene riportato di seguito, mentre si rimanda all'elaborato di dettaglio per la descrizione delle singole fasi lavorative.

Il programma di realizzazione dei lavori sarà articolato in una serie di fasi lavorative che di svilupperanno nella sequenza di seguito descritta:

1. Allestimento del cantiere;
2. Realizzazione della nuova viabilità di accesso ai siti e adeguamento di quella esistente;
3. Realizzazione della nuova viabilità di servizio per il collegamento tra i vari aerogeneratori;
4. Realizzazione delle piazzole di stoccaggio per l'installazione aerogeneratori;
5. Esecuzione delle opere di fondazione per gli aerogeneratori;
6. Realizzazione della sottostazione;
7. Trasporto, scarico e montaggio aerogeneratori;
8. Realizzazione dei cavidotti interrati per la posa dei cavi elettrici, da ubicare in adiacenza alla viabilità di servizio;
9. Connessioni elettriche;

10. Collaudo di prova dell'impianto;
11. Ripristino dello stato dei luoghi;
12. Dismissione e chiusura del cantiere.

Tutte le opere descritte saranno realizzate in maniera sinergica in modo da ottimizzare il più possibile i tempi di esecuzione dell'impianto e delle opere elettriche connesse, il loro espletamento nel tempo è riportato nel diagramma di Gantt di seguito allegato.

I lavori saranno eseguiti, previsionalmente e compatibilmente con l'emissione del decreto di autorizzazione unica alla costruzione ed esercizio dell'impianto da parte della Regione Sardegna.

A realizzazione avvenuta dell'impianto e delle opere connesse si provvederà al ripristino delle aree non strettamente necessarie alla funzionalità dell'impianto. Per la realizzazione dell'impianto è previsto un tempo complessivo di circa 17 mesi.

La lavorazione iniziale è costituita dall'adeguamento della viabilità esistente previste in modo tale da garantire l'accessibilità al sito di costruzione degli aerogeneratori. Si procederà dapprima all'adeguamento della viabilità che raggiunge gli aerogeneratori WTG012, WTG006, WTG007, WTG008, WTG009 e WTG013 in modo da permettere l'inizio della costruzione delle fondazioni. Successivamente si passerà all'adeguamento della viabilità lungo la S.S. 389, la strada comunale e agli aerogeneratori rimanenti, dando la priorità agli aerogeneratori che prevedono il trasporto delle parti attraverso la S.S. 389.

La fondazione di ogni WTG è effettuata in circa 15 giorni e sarà realizzata in seguito al completamento della viabilità relativa al raggiungimento della specifica piazzola di cantiere.

Il montaggio di ogni WTG è previsto a partire da circa 30 giorni successivi alla realizzazione della relativa fondazione e il tempo di montaggio di una singola turbina è di circa 15 giorni.

La posa del cavidotto è effettuata a partire dagli aerogeneratori più lontani verso la sottostazione seguendo la costruzione delle piste di accesso agli aerogeneratori.

La fase di trasporto dei WTG richiederà circa 3 mesi e pertanto le spedizioni dovranno essere organizzate e pianificate nel corso della fase "Emissione degli ordini" e "Pianificazione di dettaglio".

10. RIEPILOGO DEGLI ASPETTI ECONOMICI E FINANZIARI DEL PROGETTO

Quadro economico, con specificazione anche rispetto a:

- Oneri della sicurezza
- Rilievi, accertamenti e indagini
- Imprevisti
- Acquisizione aree o immobili, indennizzi;
- Spese tecniche;
- Spese per accertamenti di laboratorio e verifiche tecniche e collaudi
- Collaudi

10.1 GENERALITÀ

La società EDP Renewables Italia Holding Srl (EDPR) con sede legale a Milano, è promotrice del progetto per la costruzione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica con potenza di 78 MW ubicato nel comune Nuoro. EDP Renewables Italia Holding Srl rappresenta uno dei principali operatori in Italia e all'estero nel settore della produzione di energia da fonte rinnovabile, particolarmente impegnato nel campo dell'energia derivante da fonte eolica.

Rifacendosi all'esperienza maturata si è potuto redigere, in via preliminare, un'analisi dei costi da sostenere per la realizzazione dell'impianto oggetto di studio.

Le voci più importanti che concorrono alla realizzazione di un quadro economico per la realizzazione di un parco eolico, possono essere attribuiti agli investimenti iniziali e di sviluppo della promozione (studio di fattibilità, costi di progettazione, autorizzazioni/concessioni, costo degli aerogeneratori, ecc.) ed alla gestione (costi di manutenzione ordinaria e straordinaria degli aerogeneratori, affitto dei terreni, ecc.).

Per quel che concerne i costi di manutenzione ordinaria e straordinaria va detto che questi vengono definiti attraverso dei contratti di "service" tra il committente e il fornitore degli aerogeneratori. Tali contratti prevedono la manutenzione ordinaria per ogni turbina eolica, con controlli periodici e revisione delle apparecchiature meccaniche ed elettriche. La manutenzione straordinaria è, solitamente, inserita parzialmente nei contratti di service e prevede la sostituzione delle parti meccaniche non funzionanti. Tali contratti, inoltre, vengono stipulati all'acquisto degli aerogeneratori ed hanno una durata di 10 anni. Saranno previsti, all'interno del contratto, anche dei corsi di formazione e specializzazione per gli operai della maintenance.

Tra le voci di costo, in fase iniziale, si prevede anche la fase di smontaggio degli aerogeneratori anche se, molto spesso, quand'anche la vita delle turbine sia di 30 anni, le turbine esistenti verranno sottoposte a repowering, cioè verranno sostituite con aerogeneratori tecnologicamente più moderni ed efficaci.

10.2 COSTI DELL'INVESTIMENTO INIZIALE

Ai fini della realizzazione di un impianto eolico e, quindi, del suo avviamento, i costi maggiori da sostenere sono concentrati nella fase autorizzativa-promozionale e di costruzione.

Nel suo complesso l'investimento può essere così suddiviso:

- attività di sviluppo e promozione: 5% dell'investimento totale;
- fornitura e installazione aerogeneratori: 75% dell'investimento totale;
- realizzazione opere accessorie ed infrastrutturali: 10% dell'investimento totale;
- collegamento alla rete elettrica: 10% dell'investimento totale.

La spesa maggiore dell'intero investimento consiste nell'acquisizione degli aerogeneratori; per quanto concerne, invece, la realizzazione delle opere accessorie, delle infrastrutture e della connessione alla rete, queste dipendono essenzialmente dalla complessità del sito ed in particolare: accessibilità con i mezzi pesanti, morfologia e natura del suolo, distanza di connessione dalla rete elettrica, ecc.

10.3 SVILUPPO DELL'INIZIATIVA

Lo sviluppo dell'iniziativa consiste nell'individuazione del sito, nella valutazione dei vincoli ambientali e non presenti sul territorio, nella sua valutazione anemologica attraverso una campagna di misurazione del potenziale eolico della zona, nella progettazione dell'impianto, nell'ottenimento di tutte le autorizzazioni necessarie alla realizzazione dell'impianto stesso, dalla Valutazione d'Impatto Ambientale alla Autorizzazione Unica, come da normativa nazionale (Dlgs 387/03).

Anche se, nel complesso, dal punto di vista economico rappresenta solo il 5% circa dell'investimento totale, in realtà la sua importanza è grande in quanto una errata valutazione del sito potrà avere ripercussioni enormi sulla producibilità dell'impianto stesso. Per il suo difficile sviluppo e per le innumerevoli esternalità che caratterizzano questa fase, i tempi stimati sono quasi sempre superiori ad un anno.

10.4 INSTALLAZIONE DEGLI AEROGENERATORI

Nell'economia generale dell'investimento l'acquisto degli aerogeneratori rappresenta i $\frac{3}{4}$, circa, dello stesso.

Il tipo di aerogeneratore da installare varia da diversi fattori, in particolare dall'orografia del sito e dalle sue condizioni di ventosità.

Il costo di una turbina, inclusivo di acquisto, trasporto, montaggio ed avviamento con connessione alla rete è direttamente proporzionale alla potenza del rotore ed all'altezza della torre piuttosto che alla semplice potenza nominale. Nel caso oggetto del presente studio, dopo attente analisi e valutazioni, si è deciso di installare aerogeneratori SIEMENS GAMESA SG 6.0 - 155, con un rotore di diametro di 155 m, che sfrutta in modo migliore le condizioni di ventosità del sito. Il costo complessivo, per i 13 aerogeneratori previsti, si aggira intorno ai 58.900 k€.

10.5 OPERE ACCESSORIE ED INFRASTRUTTURE

I costi relativi alle opere accessorie ed alle infrastrutture sono, generalmente, molto variabili in quanto dipendono dalle caratteristiche del sito e dalla sua complessità. Bisogna tener presente, infatti, che per realizzare le fondazioni, le piazzole, gli scavi per i cavidotti, la viabilità necessaria per raggiungere le postazioni

con i mezzi speciali (dagli automezzi alle gru usate per il montaggio dei vari componenti degli aerogeneratori), la morfologia e la natura del terreno possono influenzare anche parecchio questi costi.

Se da un lato, inoltre, l'accessibilità impatta sui costi di trasporto e sull'organizzazione del cantiere, dall'altro la distanza dalle linee elettriche esistenti o da costruire determina i costi di trasmissione alla rete elettrica.

Nel computo generale questi costi incidono, sull'intero investimento, per un 10% circa.

L'impianto eolico in oggetto è ubicato in un'area dotata di idonea viabilità perché le strade utilizzate per raggiungerlo, provinciali, statali e comunali, sono tutte in buone condizioni e non presentano punti estremamente critici da adeguare. Oltre, naturalmente, alla realizzazione delle piazzole di montaggio degli aerogeneratori stessi.

10.6 L'ALLACCIAMENTO

Il gestore della rete propone la soluzione per la connessione alla RTN ed individua le parti di impianto necessarie:

- Impianti di rete per la connessione;
- Impianti di utenza per la connessione.

Per impianto di rete per la connessione si intende la porzione di impianto per la connessione di competenza del gestore di rete, con obbligo di connessione a terzi; con una parola la sottostazione. Con il termine, invece, impianto di utenza per la connessione ci si riferisce alla porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza del soggetto richiedente la connessione; con una parola l'edificio di controllo.

I fattori che caratterizzano la connessione alla RTN sono:

- potenza di connessione;
- livello di tensione al quale viene realizzata la connessione;
- tipologia dell'impianto per il quale è stato richiesto l'accesso alle infrastrutture di reti elettriche, con riferimento all'immissione o al prelievo di energia elettrica;
- tipologia della rete elettrica esistente;
- eventuali aspetti riguardanti la gestione e la sicurezza del sistema elettrico.

I gestori di rete individuano le tipologie degli impianti di rete per la connessione che possono essere progettati e realizzati a cura dei soggetti richiedenti la connessione, alle condizioni economiche fissate dall'Autorità.

Gli impianti di rete per la connessione realizzati dal soggetto richiedente sono resi disponibili al gestore di rete per il collaudo e la conseguente accettazione, nonché per la gestione, secondo la normativa vigente per la rete interessata dalla connessione, attraverso appositi contratti stipulati tra il soggetto richiedente la connessione ed il gestore medesimo, prima dell'inizio della realizzazione.

Il soggetto richiedente la connessione alla rete di un impianto elettrico, o la modifica della potenza di una connessione esistente, presenta detta richiesta al Gestore della rete o all'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale.

L'importo complessivo è estremamente variabile ed è strettamente correlato a:

- potenza dell'impianto;
- obbligo di progettazione di impianti di rete;
- tipologia di sottostazioni;
- tipologia della rete (ad alta o media tensione);
- lunghezza del cavidotto interrato;
- numero di linee di cavo interrato;
- eventuali linee aeree.

Il parco eolico "INTERMONTES" sarà costituito da una sezione a 150 kV comprendente la sottostazione di trasformazione per la connessione alla RTN ed una sezione in media tensione a 30 kV che convoglierà l'energia dai singoli aerogeneratori verso la sottostazione di trasformazione 30/150 kV. L'impianto sarà composto da 13 aerogeneratori collegati mediante un cavidotto in media tensione interrato suddiviso in quattro sottocampi: Linea 1 (WTG 9, 12, 13), Linea 2 (WTG 6, 7, 8), Linea 3 (WTG .1, 2, 3) e Linea 4 (WTG 4, 5, 10, 11).

La configurazione del circuito MT verrà descritta meglio nella rispettiva relazione. Ciascun aerogeneratore avrà una potenza unitaria pari 6.000 kW cadauno, per una potenza nominale complessiva di 78 MW. L'energia viene prodotta da ciascun aerogeneratore a 690 V e 50 Hz. La tensione viene elevata a 30 kV in un centro di trasformazione ubicato nella navicella della macchina e viene evacuata tramite cavi elettrici interrati in MT fino all'aerogeneratore successivo.

L'allacciamento del parco eolico alla RTN è subordinato alla richiesta di connessione alla rete, da presentare al Gestore di rete. La soluzione tecnica di connessione (codice pratica 202002044) del parco eolico "Intermontes" prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 150 kV sulla futura Stazione Elettrica (SE) di Smistamento della RTN a 150 kV da inserire in entra – esce alla linea RTN a 150 kV "Taloro – Siniscola 2", previa realizzazione del nuovo elettrodotto a 150 kV tra la nuova SE e il futuro ampliamento a 150 kV della SE RTN "Ottana".

In conseguenza di ciò si è scelto di costruire la sottostazione di trasformazione 30/150 kV in un terreno adiacente alla sottostazione RTN secondo lo schema di allacciamento della STMG descritta sopra. La nuova sottostazione sorgerà quindi nel territorio comunale di Nuoro, precisamente nella zona industriale di Pratosardo. Planimetria, sezioni e schema unifilare dell'impianto sono riportati nei rispettivi allegati.

10.7 COSTI DI FUNZIONAMENTO E PRODUZIONE

I costi di funzionamento e di produzione sono relativi a:

- Costi di mantenimento in esercizio dell'impianto e di manutenzione dello stesso;
- Costi di produzione dell'energia elettrica;
- Costi sostenuti per il canone di concessione all'Ente concedente;
- Costi esterni (impatto ambientale);
- Costi di dismissione.

I costi di funzionamento di un impianto eolico riguardano, essenzialmente, l'amministrazione, il canone agli Enti locali ed ai proprietari dei terreni sui quali sono installati gli aerogeneratori, i premi assicurativi e la manutenzione ordinaria e straordinaria dell'impianto stesso.

Per quel che concerne l'esercizio dell'impianto, va detto che con le moderne tecnologie gli impianti sono ormai controllati a distanza e non richiedono presidi permanenti sul sito. In relazione, invece, alla manutenzione, va detto che gli attuali aerogeneratori sono realizzati per funzionare circa 200.000 ore, durante la vita dell'impianto prevista in 30 anni. Dopo un periodo iniziale di garanzia, in genere tre anni, coperto dal costruttore delle macchine, alcuni gestori d'impianti eolici stipulano un contratto di servizio con società specializzate nella manutenzione.

I costi della manutenzione, man mano che l'impianto accumula ore di funzionamento, tendono ad aumentare; alcune parti, infatti, sono particolarmente soggette ad usura e, quindi, necessitano di essere sostituite durante la vita dell'aerogeneratore; si tratta, generalmente, del rotore e degli ingranaggi contenuti nel moltiplicatore di giri di rotazione dell'albero. In tal caso, la spesa da sostenere si aggira intorno al 10% del costo degli aerogeneratori che, per il caso in oggetto, è di circa 5.900.000 €.

10.8 QUADRO ECONOMICO D'IMPIANTO (ART. 32 DPR N°207/2010)

In riferimento al Computo metrico allegato al progetto (Elaborato 1.3), l'importo inerente la voce **A1 "lavori previsti" nel quadro economico**, risulta pari alla somma delle voci:

Pertanto, l'importo inerente la voce **A1 "lavori previsti" nel quadro economico** risulta pari alla somma delle voci

Pertanto, l'importo inerente la voce **A1 "lavori previsti" nel quadro economico** risulta pari alla somma delle voci

- | | | |
|---|---|---------------|
| • C001 allestimento cantiere: | € | 38.446,06 |
| • C002 piazzole aerogeneratori e viabilità: | € | 63.889.560,62 |
| • C003 adeguamento viabilità esistente: | € | 766.574,32 |
| • C004 cavidotti: | € | 4.643.398,94 |
| • C005 sottostazione elettrica: | € | 2.213.320,00 |
| • C009 trasporto a discarica: | € | 338.700,06 |

TOTALE voce A1 "lavori previsti" = € 71.890.000,00

Ad essi si devono quindi aggiungere nel quadro economico le voci relative ai **costi della sicurezza A.2** pari € 173.000,00, i **costi delle opere di mitigazione e compensazione ambientale (€ 600.000,00)**, che rientrano nella **voce A.3** del quadro economico, e i costi per lo **Studio di Impatto Ambientale e delle attività del Piano di monitoraggio ambientale**, che rientrano nella **voce A.4 (€ 70.000,00)**, i **costi delle opere connesse voce A.5 (€ 450.000,00)**, tra cui la STMG per l'allaccio alla rete elettrica, i **costi delle opere di dismissione (2.130.000,00)**, previsti nella **voce A.6**, e i **costi per la realizzazione della RTN (22.496.500,00)** previsti nella **voce A.7**

Il totale della voce A "costo dei lavori" risulta pari a € 97.809.500,00 €, oltre a IVA (10%).

Come da dettaglio del presente quadro economico, **le spese generali, voce B**, risultano pari a € 2.561.825,00 € oltre a IVA (22%).

QUADRO ECONOMICO GENERALE (VALORE COMPLESSIVO DELL'OPERA PRIVATA E DELL'OPERA RTN)				
	Descrizione	Importi (€)	iva (%)	TOTALE iva compresa (€)
A)	Costo dei lavori			
A.1	Interventi previsti	71.890.000,00 €	10%	79.079.000,00 €
A.2	Oneri di sicurezza	173.000,00 €	10%	190.300,00 €
A.3	Opere di mitigazione e compensazione ambientale	600.000,00 €	10%	660.000,00 €
A.4	Spese previste da Studio di Impatto Ambientale, Studio Preliminare Ambientale e Progetto di Monitoraggio Ambientale	70.000,00 €	10%	77.000,00 €
A.5	Opere connesse (STMG)	450.000,00 €	10%	45.000,00 €
A.6	Opere di dismissione	2.130.000,00 €	10%	2.343.000,00 €
A.7	Altre opere (RTN)*	22.496.500,00 €	10%	24.746.150,00 €
	Totale A	97.809.500,00 €	10%	107.140.450,00 €
* Fonte TERNA: RAPPORTO SUI COSTI MEDI DEGLI IMPIANTI DI RETE				
B)	Spese Generali			
B.1)	Spese tecniche redazione progetto e SIA	260.000,00 €	22%	317.200,00 €
B.2)	Spese direzione lavori	156.000,00 €	22%	190.320,00 €
B.3)	Spese per rilievi, accertamenti ed indagini (monitoraggio ambientale e sondaggi)	160.000,00 €	22%	195.200,00 €
B.4)	Eventuali spese per imprevisti	1.839.475,00 €	22%	2.244.159,50 €
B.5)	Spese consulenza e supporto	72.800,00 €	22%	88.816,00 €
B.6)	Collaudo tecnico amministrativo, collaudo statico ed altri eventuali collaudi specialistici	31.200,00 €	22%	38.064,00 €
B.7)	Allacciamento a pubblici servizi	7.000,00 €	22%	8.540,00 €
B.8)	Spese per attività di consulenza o di supporto	10.000,00 €	22%	12.200,00 €
B.9)	Interferenze	25.000,00 €	22%	30.500,00 €
B.10)	Arrotondamenti	350,00 €		350,00 €
B.11)	Spese per pubblicità e, ove previsto, per opere artistiche	- €		
B.12)	Spese varie	- €		
B.13)	Spese per accertamenti di laboratorio e verifiche tecniche	- €		
	Totale B	2.561.825,00 €		3.125.349,50 €
C)	Eventuali altre imposte e contributi dovuti per legge oppure indicazione della disposizione relativa l'eventuale esonero	- €		
	"Valore complessivo dell'opera" TOTALE (A+B+C)	100.371.325,00 €		110.265.799,50 €

10.9 STIMA DEI COSTI DI DISMISSIONE E DI RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI

Al termine della vita utile dell'impianto eolico, si procederà alla dismissione dello stesso e alla messa in pristino delle aree interessate. In particolare si procederà alla dismissione degli aerogeneratori, al recupero del materiale costituente gli stessi aerogeneratori, quindi alla dismissione delle piazzole di fondazione e delle bretelle di accesso alle stesse. Verranno, invece, lasciate intatte le strade di accesso al parco, poiché si prevede che le stesse diventino parte integrante della viabilità interna di accesso ai poderi.

La sottostazione elettrica, infine, sarà oggetto di dismissione nella parte elettrica, con consegna delle apparecchiature non riciclabili alle discariche autorizzate e recupero delle materie prime, se previsto.

Al termine delle operazioni di cui sopra, si procederà all'inerbimento delle aree dismesse e alla piantumazione di elementi arborei autoctoni. Gli importi stimati e computati, ammontano a circa 2.130.000,00 €. Le operazioni di dismissione sono meglio descritte nell'elaborato "Piano di dismissione e ripristino stato dei luoghi".