



PROGETTO: Progetto Definitivo per il parco eolico da 48,0 MW "Energia Is Coris" costituito da n.9 aerogeneratori

Elaborato:

Relazione tecnica generale

Codice Elaborato

WIND01.REL05

Scala

Formato elaborato

PROPONENTE



Timbro e firma

Timbro e firma

REDATTORI

Ing. Giuseppe Pili
Ing. Michele Pigliaru

COORDINAMENTO

BIA s.r.l.
Piazza dell'Annunziata 7
Cagliari (CA) - 09123
P.IVA 03983480926
energhiabia@pec.it



Rev.	Data	Descrizione	Elaborato	Verificato	Approvato
02					
01	12/2022	Aggiornamento	Giuseppe Pili Michele Pigliaru		
00	04/2022	Emissione per validazione	Giuseppe Pili Michele Pigliaru		

Sommarario

1	PREMESSA.....	3
2	INQUADRAMENTO DEL PROGETTO E DELLO STATO DI FATTO	15
2.1	Localizzazione e caratteristiche del sito.....	17
2.2	Comuni e le aree urbane di riferimento	17
3	ANALISI DELLA POTENZIALITÀ ANEMOLOGICA.....	19
4	DESCRIZIONE DEGLI INTERVENTI IN PROGETTO.....	20
4.1	Descrizione dei generatori.....	20
4.2	Descrizione gli interventi sulla viabilità.....	22
4.2.1	Viabilità di accesso al sito di progetto.....	24
4.2.2	Viabilità interna di accesso agli aerogeneratori.....	25
4.3	Inquadramento geologico.....	28
4.3.1	Descrizione opere di fondazione	36
4.4	Descrizione degli interventi civili	39
4.4.1	Piazzole e aree di manovra dei mezzi pesanti	40
4.4.2	Fondazioni degli aerogeneratori	41
4.4.3	Opere di regolazione dei flussi idrici.....	42
4.4.4	Analisi delle superfici occupate dall'impianto.....	42
4.5	Opere elettriche	43
4.5.1	Aerogeneratori.....	44
4.5.2	Opere di connessione interne.....	48
4.5.3	Elettrodotto 30 kV.....	48
4.5.4	Predisposizione area storage	49
4.5.5	Elettrodotto 30 kV.....	49
4.5.6	Stazione di trasformazione MT/AT (step-up).....	50
4.6	Aree di stoccaggio temporaneo.....	51
4.7	Gestione dell'impianto durante la fase di esercizio	51
4.8	Dismissione e ripristino del contesto.....	52
5	PRIMI ELEMENTI SULLA SICUREZZA.....	52
5.1	Sicurezza durante la fase di cantiere	52
6	ASPETTI ECONOMICI	54
6.1	Capex	54
6.2	Acquisto della tecnologia e dei materiali.....	55
6.3	Progetto e sviluppo.....	55
6.3.1	Opere infrastrutturali	55
6.3.2	Opere elettriche e di connessione	56
6.3.3	Opex.....	56
6.4	Dismissione e ripristino.....	57

1 PREMESSA

La presente relazione è parte integrante del procedimento di Autorizzazione Unica Regionale ai sensi dell'articolo 12 del Decreto Legislativo numero 387 del 2003 e del D. G. R. 3/15 del 23 gennaio 2018.

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto eolico per la produzione di energia elettrica, di potenza nominale pari a 55'800 kW, da localizzarsi su terreni ricadenti nel Comune di Villamassargia, Narcao e Musei (SU). L'impianto verrà allacciato alla Rete Elettrica Nazionale di Alta Tensione con collegamento in antenna a 150 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE), da inserire in entra – esce alla linea RTN a 150 kV "Villacidro-Serramanna" nel Comune di Musei.

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

1.1 Contesto del progetto

L'energia eolica è una fonte rinnovabile che sfrutta il movimento delle masse d'aria per generare elettricità attraverso il moto rotatorio delle pale intorno a un asse detto 'mozzo'. Le correnti d'aria generano complessivamente nel mondo 860.000 TWh di energia ogni anno, pari a circa otto volte il consumo mondiale odierno di energia. Secondo l'Agenzia Statistica e Analitica del Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti d'America (EIA), il consumo elettrico mondiale crescerà del 50% dal 2020 al 2050.

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

L'energia eolica è, assieme a quella solare fotovoltaica, la fonte rinnovabile con la *LCOE* ("*levelized cost of energy*", costo agglomerato dell'energia) più basso. Questo dato è stato ottenuto grazie a ingenti investimenti che hanno migliorato l'efficienza delle soluzioni tecnologiche, che soprattutto negli ultimi anni hanno permesso da un lato di abbattere i costi

dei generatori installati, e dall'altra di aumentarne l'efficienza a parità di ventosità. Poiché la LCOE è definita come il rapporto tra la somma di tutti i costi da sostenere per la generazione dell'energia durante tutta la vita dell'impianto e la valorizzazione economica di tutta l'energia prodotta nello stesso lasso di tempo, la conseguenza è stata un abbassamento del suddetto rapporto su valori in alcuni casi inferiori a quello dell'energia prodotta dalle fonti fossili.

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

1.2 Scenario e normativa di riferimento

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

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

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

L'Unione Europea, inoltre, ha varato nel 2008 il "Pacchetto Clima-Energia" (meglio conosciuto anche come "Pacchetto 20/20/20") che prevede i seguenti obiettivi climatici sostanziali per tutti i Paesi membri dell'Unione, tra cui l'Italia:

- a) ridurre del 20% le emissioni di gas serra rispetto ai livelli registrati nel 1990;
- b) ottenere almeno il 20% dell'energia consumata da fonti rinnovabili;
- c) ridurre del 20% i consumi previsti.

Secondo il nuovo rapporto "Trends and Projections in Europe 202" dell'European Environment Agency (EEA) «L'Unione europea (Ue) ha raggiunto i suoi tre principali obiettivi climatici ed energetici entro il 2020» e «Se si compiono ulteriori sforzi e si adottano e si attuano nuove politiche, l'obiettivo per il 2030 di una riduzione del 55 % delle emissioni nette di gas serra può essere raggiunto.

L'obiettivo 20/20/20 è stato successivamente rimodulato e rafforzato per l'anno 2030, portando per quella data al 40% la percentuale di abbattimento delle emissioni di gas serra, al 27% la quota di consumi generati da rinnovabili e al 27% il taglio dei consumi elettrici.

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

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

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

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

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

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

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

- D.P.R. 44 del 13 marzo 1976 "Esecuzione della convenzione relativa alle zone umide di importanza internazionale", firmata a Ramsar il 2 febbraio 1971;
- Legge 431/85 (ex-legge Galasso) riguardante i vincoli di interesse paesaggistici e ambientali;
- L. R. 31/89 "Norme per l'istituzione e la gestione dei parchi, delle riserve e dei monumenti naturali nonché delle aree naturali protette";
- D.P.R. 12 aprile 1996 "Atto di indirizzo e coordinamento per l'attivazione dell'art.40, comma 1, della legge 22 Febbraio 1995 numero 46, concernente le disposizioni in materia di Valutazione di Impatto Ambientale";
- Direttiva Comunitaria 92/43/CEE denominata "Habitat";
- D.P.R. numero 357/97 "Regolamento recante attuazione della direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatiche";
- D.P.R. numero 357/97 "Regolamento recante attuazione della direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatiche";
- Legge Regionale numero 1/99 art.31 recante "Norma transitoria in materia di valutazione di impatto ambientale";
- L. numero 490/99 "Testo unico delle disposizioni legislative in materia di beni culturali e ambientali, a norma dell'articolo 1 della legge 8 ottobre, numero 352";
- Legge Regionale numero 4/00 "Disposizioni in materia di valutazione di impatto ambientale — modifica art.31 della Legge Regionale numero 1 del 1999;
- D.P.R. numero 554/99 "Regolamento di attuazione della legge quadro in materia di lavori pubblici" 11 febbraio 1994, numero109, e successive modifiche;

- Legge Regionale numero 17/00 "Valutazione di impatto ambientale". Modifiche all'art. 31 della Legge Regionale numero 1 del 1999";
- D.M. 3 aprile 2000 "Elenco delle zone di protezione speciale designate ai sensi della direttiva 79/409/CEE e dei siti di importanza comunitaria proposti ai sensi della direttiva 92/43/CEE";
- Deliberazione 20 luglio 2000 della conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato le Regioni e le Province Autonome di Trento e Bolzano — "Approvazione del III aggiornamento dell'elenco ufficiale delle aree naturali protette, ai sensi del combinato disposto dell'art.3, comma 4, lettera c), della legge 6 dicembre 1991, numero 394, e dell'art. 7, comma 1, allegato A, del decreto legislativo 28 agosto 1997, numero 281 (Deliberazione numero 993);
- Legge Regionale numero 14/00 all'art. 3 comma 1 dispone che in materia di autorizzazione agli scarichi devono essere applicate le norme recate dal D.Lgs. 152/99, per quanto non diversamente disciplinate dal medesimo articolo;
- Circolare esplicativa sulle innovazioni introdotte in materia di valutazione di impatto ambientale con l'art. 17 Legge Regionale. 05.09.2000 numero 17;
- Legge Regionale 29 aprile 2003, numero 3 Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale della Regione (legge finanziaria 2003), modifica dell'art. 31 comma 1 della Legge Regionale numero 1 del 1999; D.Lgs. 29 dicembre 2003, numero 387, "Attuazione della direttiva 2001/77 Ce relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili";
- L. 23 agosto 2004, numero 239 "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia";
- D.Lgs. 3 aprile 2006, numero 152 "Norme in materia ambientale";
- Legge Regionale 12 Giugno 2006, numero 9 Conferimento di funzioni e compiti agli enti locali;
- Legge Regionale 29 maggio 2007, numero 2 art. 18 comma 1;
- Legge 24 dicembre 2007, numero 244. Finanziaria 2008;
- D.Lgs. 16 gennaio 2008, numero 4 "Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del decreto legislativo 3 aprile 2006, numero 152, recante norme in materia ambientale";

- D.G.R. del 23 aprile 2008 numero 24/23 Direttive per lo svolgimento delle procedure di impatto ambientale e di valutazione ambientale strategica;
- D.M. Sviluppo economico 18 dicembre 2008 "Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili";
- D.G.R. del 16 gennaio 2009 numero 3/17 Modifiche allo "Studio per l'individuazione delle aree in cui ubicare gli impianti eolici";
- Direttiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle Direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE;
- L. 23 luglio 2009, numero 99 "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia";
- Legge Regionale 7 agosto 2009, numero 3 "Disposizioni urgenti nei settori economico e sociale";
- D.G.R. del 12 marzo 2010 numero 10/3 "Linee guida per l'autorizzazione unica alla realizzazione degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili"; (abrogato da D.G.R. del 1° luglio 2010, numero 25/40);
- Sentenza del TAR numero 673 del 9 aprile 2010. " Esclusione dell'ubicazione di impianti eolici in zone contermini alle aree P.I.P. - Illegittimità - Art. 112 N.T.A. al P.P.R. - Individuazione delle aree da destinare all'eolico mediante studio specifico" D.G.R. del 1° luglio 2010, numero 25/40 "Nuove linee guida regionali per l'autorizzazione unica di impianti da fonti rinnovabili";
- Decreto del 10 settembre 2010 del Ministero dello Sviluppo Economico "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili";
- D.G.R. del 30/12/2010 numero 47/63 "Autorizzazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Modifica della Delib. G.R. numero 25/40 del 1/7/2010";
- Sentenza TAR Sardegna 14/01/2011 numero 28;
- D. Lgs numero 28/2011 "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE";

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

- Legge 22 febbraio 2001, numero 36 ("Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici"), (G.U. n° 55 del 7 marzo 2001);
- Decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 8 luglio 2003 ("Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti"), (GU n° 200 del 29/08/03);
- CEI 11-60, "Portata al limite termico delle linee elettriche aeree esterne", seconda Ed
- Norme CEI 11-17, Impianti di produzione, trasmissione, e distribuzione pubblica di energia elettrica, Linee in cavo;
- Norme CEI 11-32, Impianti di produzione di energia elettrica connessi a sistemi di III categoria;
- Norme CEI 64-8, Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- Norme CEI 103-6, Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto;
- CEI 211-4 "Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche";
- Decreto Legislativo 19 novembre 2007, numero 257 —G.U. numero 9 dell'11 gennaio 2008
- Delibera 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 numero DCST/3/2/7900/42285/2940 del 18/02/82 "Protezione delle linee di telecomunicazione per perturbazioni esterne di natura elettrica — Aggiornamento delle Circolare del Mini. P.T. LCI/43505/3200 del 08/01/68,
 - Circolare "Prescrizione per gli impianti di telecomunicazione allacciati alla rete pubblica, installati nelle cabine, stazioni e centrali elettriche AT", trasmessa con nota Ministeriale numero LCI/U2/2/71571/SI del 13/03/73,
 - CEI 0-16 Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
 - CEI 99-2 Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a.;
 - CEI 99-3 Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.;
 - CEI 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica
- Linee in cavo
- CEI 11-25 Calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti trifasi a corrente alternata;
 - CEI 11-27 Lavori su impianti elettrici;
 - CEI 64-8 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
 - CEI 81-10 Protezione contro i fulmini
 - CEI EN 50110-1-2 esercizio degli impianti elettrici;
 - CEI EN 61400 Sistemi di generazione da fonte eolica
 - 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.;

- El 106-11, "Guida per la determinazione della fascia di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art.6)", 1ª ed.;
- Delibera AEEG 168/03 Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, numero 79;
- Delibera AEEG 05/04 Intimazione alle imprese distributrici a 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, numero 5/04,
- Delibera AEEG ARG/elt 98/08 Verifica del Codice di trasmissione e di dispacciamento in materia di condizioni per la gestione della produzione di energia elettrica da fonte eolica,
- Delibera AEEG ARG/elt 99/08 Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive — TICA);
- Delibera AEEG ARG/elt 04/10 Procedura per il miglioramento della prevedibilità delle immissioni dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili relativamente alle unità di produzione non rilevanti;
- Delibera AEEG ARG/elt 05/10 "Condizioni per il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili";
- D.M. LL.PP. 11 marzo 1988 ("Norme tecniche riguardanti le indagini sui terreni e sulle rocce, la stabilità dei pendii naturali e delle scarpate, i criteri generali e le prescrizioni per la progettazione, l'esecuzione e il collaudo delle opere di sostegno delle terre e delle opere di fondazione" e successive istruzioni);
- Consiglio Nazionale delle Ricerche — Norme tecniche numero 78 del 28 luglio 1980, Norme sulle caratteristiche geometriche delle strade extraurbane;
- Consiglio Nazionale delle Ricerche — Norme Tecniche n° 90 del 15 aprile 1983;
- D.M. 05/11/2001 Norme funzionali e geometriche per la costruzione delle strade e successive modifiche e integrazioni (D.M. 22/04/2004);
- D.M. 19/04/2006 Norme funzionali e geometriche per la costruzione delle intersezioni stradali.

- D.M. 14 gennaio 2008 ("Norme tecniche per le costruzioni");
- Opere civili e sicurezza: Sicurezza nei luoghi di lavoro;
- D.Lgs. 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.Lgs. 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, numero 81 ("Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 Agosto 2007, numero 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro") e successive modifiche;

Con il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), varato in via definitiva dal Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) in Gennaio 2020 in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999, vengono stabiliti gli obiettivi nazionali al 2030 sull'efficienza energetica, sulle fonti rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni di CO₂, nonché gli obiettivi in tema di sicurezza energetica, interconnessioni, mercato unico dell'energia e competitività, sviluppo e mobilità sostenibile, delineando per ciascuno di essi le misure che saranno attuate per assicurarne il raggiungimento.

In conclusione, si evidenzia che in base all'art. 1 comma 4 della legge 9 gennaio 1991 n. 10, "L'utilizzazione delle fonti di energia di cui al comma 3 è considerata di pubblico interesse e di pubblica utilità e le opere relative sono equiparate alle opere dichiarate indifferibili e urgenti ai fini dell'applicazione delle leggi sulle opere pubbliche", l'intervento in progetto è opera di pubblico interesse e pubblica utilità "ex lege" ad ogni effetto e per ogni conseguenza, giuridica, economica, procedimentale, espropriativa, come anche definito dall'art. 12 del D.LGS. N.387 del 29 dicembre 2003.

1.3 Proponente del progetto

Il soggetto proponente del progetto in esame è Fred. Olsen Renewables Italy s.r.l., con sede legale in Roma (RM) Viale Castro Pretorio, 122. La società è soggetta all'Attività di Direzione e coordinamento di Fred. Olsen Renewables AS, controllata al 100% da Bonheur ASA, quotata alla Borsa Norvegese.

Fred. Olsen Renewables è una società che opera nel settore delle energie rinnovabili dalla metà degli anni '90. Al momento possiede e gestisce circa 800 MW di impianti eolici in

esercizio in Norvegia, Svezia e UK e si sta saldamente consolidando anche nel mercato italiano dove ha l'obiettivo di sviluppare relazioni a lungo termine con le comunità e le parti interessate dai suoi progetti che intende portare avanti, costruire e gestire per l'intera vita utile.

2 INQUADRAMENTO DEL PROGETTO E DELLO STATO DI FATTO

Il progetto "Energia Is Coris" è ubicato nei Comuni di Villamassargia, Narcao e Musei, in provincia del Sud Sardegna. Più precisamente l'area interessata dalla realizzazione dell'impianto eolico è localizzata nella parte sud-occidentale della regione Sardegna, lungo il confine dei comuni di Narcao (SU) e Villamassargia (SU). Sei aerogeneratori ricadono lungo il perimetro comunale (WTG 01-06), a cavallo tra i due territori, mentre le ultime tre turbine ad est sono situate sul territorio di Villamassargia (WTG 07-09).

L'impianto sarà del tipo grid-connected e l'energia elettrica prodotta sarà riversata completamente in rete, salvo gli autoconsumi di centrale. La connessione alla rete di trasmissione in Alta Tensione a 150 kV avverrà mediante cabina di trasformazione MT/AT (cabina di "step-up" o Sottostazione Elettrica Utente) di competenza del proponente, collegata in antenna alla nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV da inserire in entrata alla linea RTN a 150 kV "Iglesias 2 – Siliqua", previo potenziamento/rifacimento della linea RTN 150 kV "Villacidro – Serramanna".

Le opere elettriche a monte della Sottostazione Elettrica Utente sono descritte nel documento di progetto WIND01.REL005a.

La Sottostazione Elettrica Utente (nel seguito SSEU o step-up) sarà trattata nel documento di progetto WIND01.REL005c.

È prevista l'installazione di nove aerogeneratori di ultima generazione ad asse orizzontale di potenza pari a circa 6,2 MW ciascuno, per una potenza complessiva di 55,8 MW, denominati in ordine crescente da WTG01 a WTG09. Gli aerogeneratori saranno montati su torri tubolari di acciaio che avranno il mozzo del rotore a un'altezza da terra di 125 metri dal piano campagna, diametro delle pale di 162 metri e l'altezza massima dal suolo di ogni macchina (compresa la massima estensione da terra della terna di pale) sarà pertanto pari a 206 metri con un'area spazzata di 20612 m². È inoltre prevista l'installazione di una torre anemometrica di misura che monitorerà le condizioni ambientali e del vento della zona di impianto per tutta la vita di quest'ultimo. Si riportano di seguito le coordinate delle turbine:

Aerogeneratore	Gauss Boaga N (m)	Gauss Boaga E (m)	Altitudine (m)
WTG001	1 465 014	4 342 298	602
WTG002	1 465 873	4 342 292	572
WTG003	1 466 548	4 342 250	574
WTG004	1 467 722	4 342 457	600
WTG005	1 468 256	4 342 397	596
WTG006	1 468 875	4 342 527	596
WTG007	1 469 390	4 342 583	557
WTG008	1 469 855	4 342 797	580
WTG009	1 470 622	4 342 593	560

La produzione di energia da parte dei generatori eolici avverrà ad una tensione di 30 kV. Le linee interrato a 30 kV provenienti dagli aerogeneratori viaggiano interrato alla stazione di trasformazione utente 30/150 kV (step-up) posta in prossimità della SE Terna.

La soluzione tecnica di connessione dell'impianto alla Rete Pubblica di Trasmissione Nazionale (STMG – Soluzione Tecnica Minima Generale) è stata fornita da Terna S.p.A. con il preventivo di connessione relativo alla pratica 202101610.

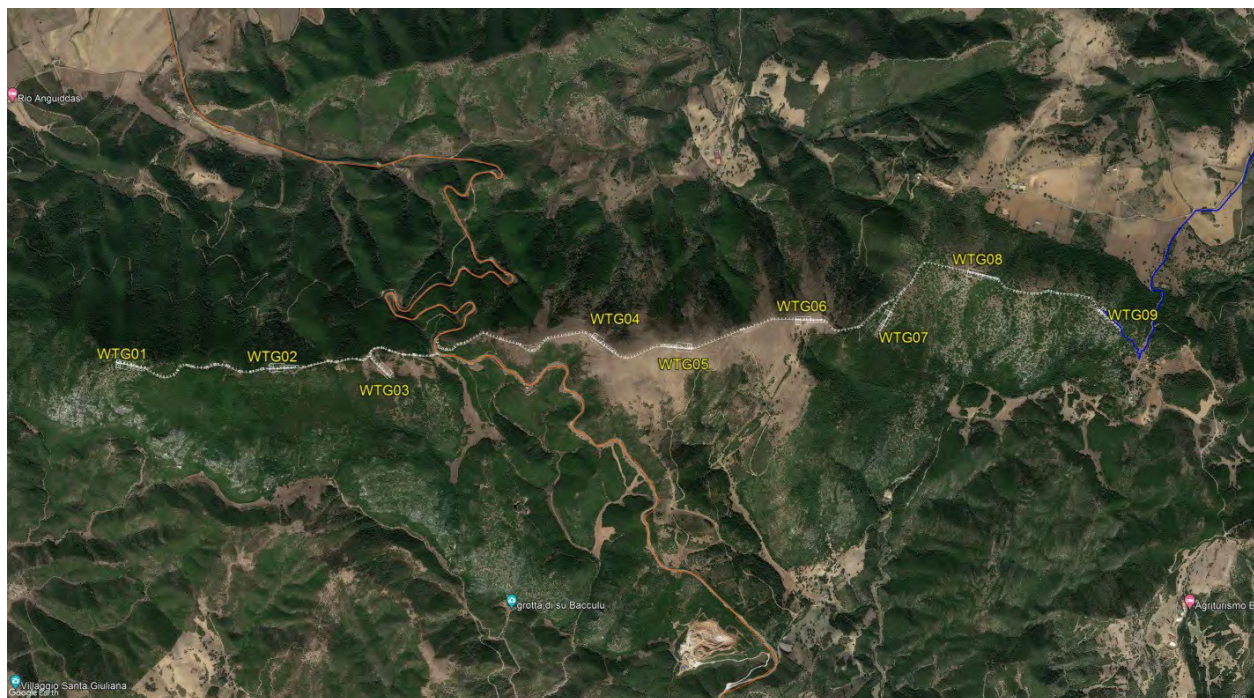


Figura 1: Layout degli aerogeneratori e viabilità interna su ortofoto

2.1 Localizzazione e caratteristiche del sito

Il progetto si sviluppa sui rilievi montuosi del Sulcis, nel territorio della provincia del Sud Sardegna, quadrante sud-occidentale della Regione Autonoma della Sardegna. L'estensione dell'area d'impianto, escluso il tratto interessato dal collegamento alla S.E. di Terna, è di circa 3,37 km², prevalentemente alta collina con l'impianto che si sviluppa sulla cresta dei rilievi longitudinalmente (W-E) per circa 6,00 km e trasversalmente (N-S) per circa 0,56 km.

2.2 Comuni e le aree urbane di riferimento

L'impianto si sviluppa nei territori comunali di Villamassargia, Narcao nella Provincia del Sud Sardegna (SU). Lo studio di inserimento urbanistico dettagliato è trattato nel documento di progetto WIND01.REL003

Comune di Villamassargia

Provincia	Sud Sardegna (SU)
Regione	Sardegna
Popolazione	3.427 abitanti (01/01/2021 - Istat)
Superficie	91,39 km ²
Densità	37,50 ab. /km ²
Codice Istat	111098
Codice catastale	L968

Prefisso 0781

CAP 09010

L'area di pertinenza del progetto ricade in zona E5a e E5b del PUC. Il cavidotto, inoltre, attraversa le sottozone E2bl, E2blll e la zona G3.3 del Parco Is Cortis de s'Ortu Mannu, appartenente ai Parchi pubblici e territoriali (G3), lungo la viabilità esistente.

2.2.1 Comune di Narcao

Provincia	Sud Sardegna (SU)
Regione	Sardegna
Popolazione	3.102 abitanti (01/01/2021 - Istat)
Superficie	85,87km ²
Densità	36,12 ab. /km ²
Codice Istat	111044
Codice catastale	F841
Prefisso	0781
CAP	09010

L'area di pertinenza del progetto ricade in zona E5 del PUC.

2.2.2 Comune di Musei

Provincia	Sud Sardegna (SU)
Regione	Sardegna
Popolazione	1.495 abitanti (01/01/2021 - Istat)
Superficie	20,27 km ²
Densità	73,74 ab. /km ²
Codice Istat	111043
Codice catastale	F822
Prefisso	0781
CAP	09010

L'area di pertinenza del progetto ricade in zona E, sottozona E2.

3 ANALISI DELLA POTENZIALITÀ ANEMOLOGICA

L'analisi preliminare della risorsa anemologica è stata condotta dalla società Vector Renewables Italia S.r.l. al fine di valutare la produzione attesa dell'impianto. Il report relativo a tale analisi è allegato al presente progetto ed è denominato WIND01-REL006 Valutazione preliminare della risorsa eolica.

4 DESCRIZIONE DEGLI INTERVENTI IN PROGETTO

4.1 Descrizione dei generatori

Gli aerogeneratori previsti sono macchine con potenza nominale pari a 6.2 MW, orientati sopravento, con controllo attivo del *pitch* delle pale e dello *yaw* della navicella. Per la progettazione di dettaglio, ai fini della valutazione dei carichi, delle dimensioni e di tutti i valori tecnici e di ingombro architettonico sono stati utilizzati gli aerogeneratori V 162 6.2 MW HH125 di VESTAS. In fase realizzativa le macchine potranno però essere differenti, rimanendo nelle caratteristiche tecniche e dimensionali delle stesse.

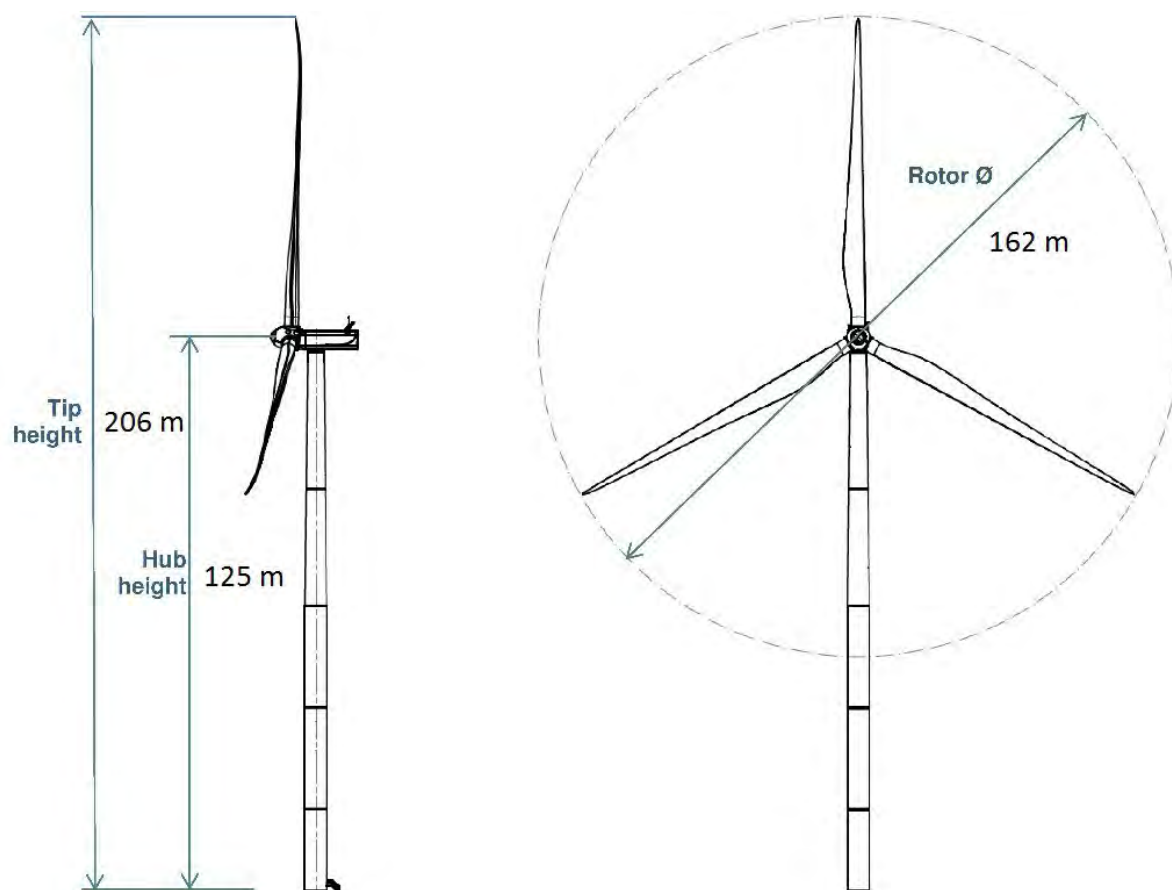


Fig. 2 – generatore eolico ad asse orizzontale

Il rotore(*rotor*) del generatore è composto da tre pale ognuna di lunghezza pari a 79,35 metri. Nel complesso, il gruppo rotante ha un diametro di 162 metri, e spazza un'area pari a 20'612 metri quadrati. Il mozzo del generatore sarà collocato ad un'altezza di 125 metri (*hub height*), mentre l'altezza massima raggiunta da ogni generatore (*tip height*), inclusa l'altezza massima da terra delle pale, sarà di 206 metri.

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

La navicella su cui è montato il gruppo rotore comprensivo delle pale, sarà montata sulla torre con una ralla di brandeggio (*yaw*), anch'essa controllata da un gruppo di motoriduttori che orienteranno il generatore sopravento rispetto al vento, massimizzando la captazione del flusso d'aria da parte della superficie del rotore. Sulla navicella sarà inoltre installato un gruppo di sensori che, collegati al sistema di controllo, governerà orientamento della navicella, inclinazione delle pale, freno dell'albero motore e ogni altra attività del generatore. Il moto rotatorio dell'albero del generatore alimenta un generatore asincrono che produrrà energia elettrica a 720 V e 50 Hz. Il livello di tensione sarà elevato a 30 kV mediante un trasformatore MT/bt posto all'interno dell'generatore eolico stesso. L'energia prodotta sarà convogliata verso la rete elettrica pubblica attraverso un quadro MT posto anch'esso all'interno dell'aerogeneratore.

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

Tutti i dispositivi funzionali alla manutenzione e al buon funzionamento del parco saranno alimentati tramite una fornitura dedicata in bassa tensione. Questa garantirà che anche in

assenza di vento il parco possa garantire il funzionamento di tutti i servizi ausiliari e di controllo.

Si rimanda agli elaborati specialistici di progetto per ogni ulteriore dettaglio.

4.2 Descrizione gli interventi sulla viabilità



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

Le strade di accesso al parco sono state progettate secondo le specifiche di raggio planimetrico, pendenza trasversale e longitudinale previste dal produttore delle componenti del generatore eolico, così da permettere ai mezzi pesanti che opereranno durante la fase di cantiere di manovrare e percorrere la viabilità in sicurezza. Un trasportatore specializzato

nella movimentazione e nella posa di strutture eoliche ha supportato queste valutazioni provvedendo a una fattibilità per le soluzioni di viabilità e opere civili previste in progetto.

La viabilità interna del parco eolico sarà caratterizzata dalla larghezza della carreggiata di 5.0 m oltre 0.50 m per parte di cunetta e dovrà essere caratterizzata da una portanza minima di 2 kg/cm² e sopportare un carico per asse del camion pari a 12 t.

Le componenti con il maggiore ingombro che percorreranno il tragitto dal porto di Portoscuso ai luoghi d'intervento sono le navicelle dei generatori, i tronchi delle torri di sostegno e le pale. Mentre per il trasporto delle navicelle e dei conci delle torri verrà impiegato un pianale ribassato di adeguata lunghezza, per le pale verrà utilizzato il *Blade Lifter* (o alza-pala), come raffigurato in fig.4, dal porto d'arrivo fino al raggiungimento delle piazzole di montaggio delle turbine. Queste macchine permettono di elevare la punta delle pale trasportate evitando l'interferenza a terra con ostacoli più o meno alti (guardrail, cartellonistica verticale, alberi, pali di illuminazione pubblica, ecc.) che comprometterebbero l'utilizzo di un trasporto tradizionale. Questi mezzi dispongono di sistemi di sicurezza antiribaltamento quali anemometri montati sulla cima della pala, misuratori di sforzi di torsione, e riescono a inclinare la pala fino a un massimo di 60° da terra e di ruotarla di 360° intorno al proprio asse (*pitch*).

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

Nel tratto viario principale esterno al parco, sulla viabilità esistente, sarà necessario eseguire una serie di operazioni che permetteranno l'agevole trasporto dei componenti più ingombranti delle turbine eoliche.

Gli interventi riguarderanno in dettaglio:

- rimozione e ripiantumazione della vegetazione, quali alberi e cespugli, prospiciente la viabilità interessata;
- rimozione temporanea di spartitraffico e/o porzioni di marciapiedi;
- maggiorazione raggi di curvatura dei tornanti;
- rimozione temporanea di segnaletica verticale.

Si rimanda ai dettagli di progetto delle opere civili per ogni maggior dettaglio e specifica e alla relazione WIND01-REL004 - Relazione interventi su viabilità di trasporto turbine Road Survey.

4.2.1 Viabilità di accesso al sito di progetto

La viabilità di arrivo all'area d'impianto è composta da strade statali, provinciali e comunali. Lo stato di conservazione dell'infrastruttura è per lo più in condizioni idonee.

La scelta di evitare il trasbordo da pianale e l'utilizzo immediato del Blade Lifter per il trasporto delle pale è dovuta principalmente alla ridotta distanza del porto di arrivo al sito dell'impianto. La bassa velocità di percorrenza di questo mezzo, in casi in cui le distanze fossero maggiori, comporterebbe tempi lunghi di approvvigionamento degli elementi. Nel caso in oggetto questo fattore è trascurabile e i vantaggi derivanti dall'utilizzo del Blade Lifter sono molteplici: la ridotta necessità di alterazione della viabilità, l'evitata o ridotta rimozione di cartellonistica stradale e/o guardrail, l'evitato allargamento delle carreggiate, il quale determina spesso la rimozione della vegetazione arborea.

Gli elementi componenti delle turbine eoliche (come precedentemente menzionati, pale, mozzo, navicella e conchi di torre) saranno stoccati nel porto commerciale di Portoscuso.

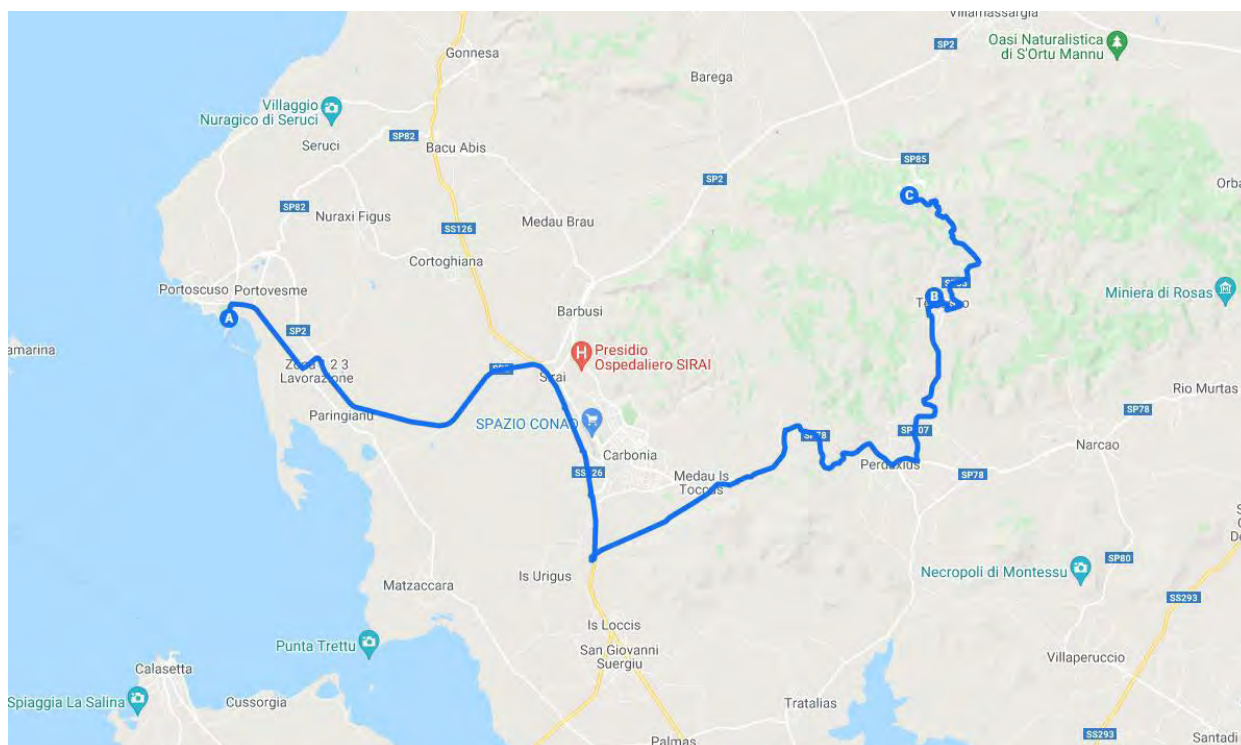


Figura 4 – Viabilità di trasporto



Figura 5: Panoramica della viabilità di accesso al sito

Per una descrizione più approfondita delle interferenze del percorso si rimanda alla relazione WIND01-REL004 – Relazione interventi su viabilità di trasporto turbine.

4.2.2 Viabilità interna di accesso agli aerogeneratori

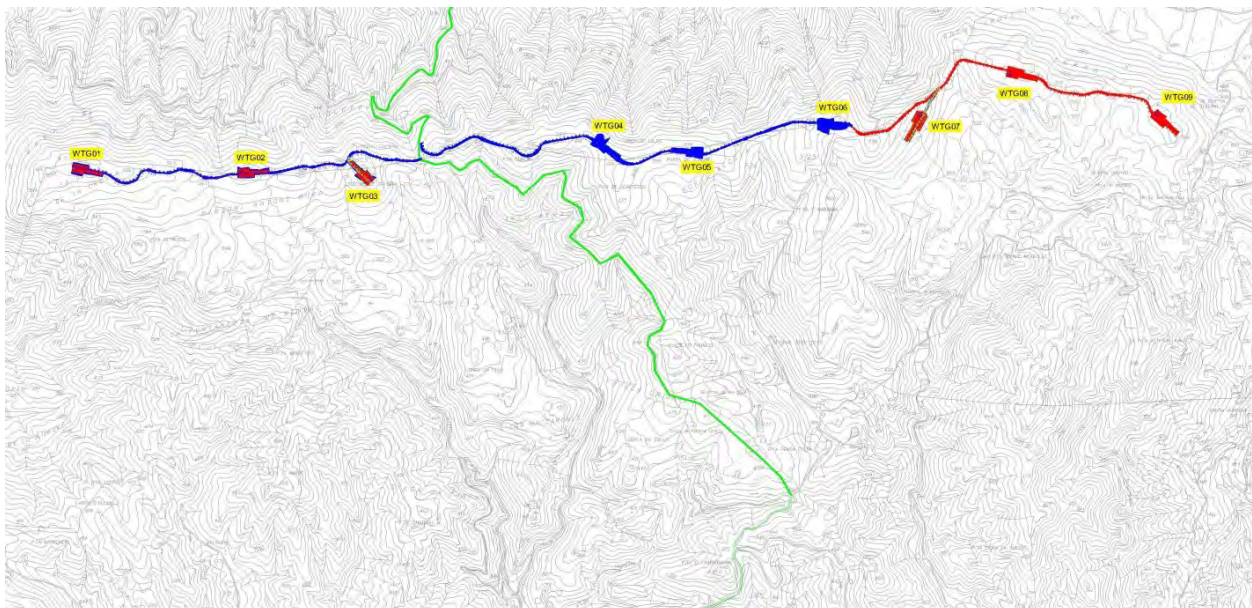
A partire dalla SP85, che ha origine dalla SP107 nelle vicinanze del centro abitato di Terraseo, si diramano i due assi di viabilità principale che servono l'intero parco eolico e dai quali partono alcuni brevi tratti viari minori che servono esclusivamente un aerogeneratore, la WTG03 e la WTG07.

In corrispondenza del punto in cui la SP85 arriva sul dosso del rilievo, originano i due tratti principale della viabilità di servizio: il tratto OVEST ed il tratto EST che servono i tre cluster in cui si divide l'intero impianto. Possiamo infatti immaginare l'intero parco composto dal gruppo OVEST (WTG01, WTG02 e WTG03), dal gruppo EST1 (WTG04, WTG05 e WTG06) ed infine dal gruppo EST2 (WTG07, WTG08 e WTG09).

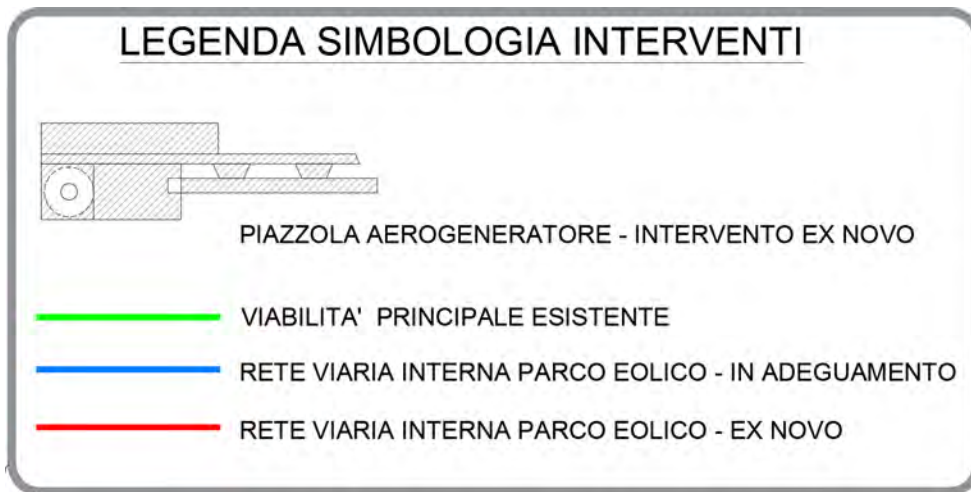
Il gruppo Ovest, composto dalle turbine 01, 02 e 03, è raggiungibile attraverso una strada sterrata secondaria, oggetto di adeguamento. Le piazzole delle turbine verranno invece raggiunte tramite realizzazione di viabilità ex novo.

I gruppi EST1 ed EST2 saranno serviti da una viabilità che ripercorrerà fino alla WTG06 una carrareccia esistente da adeguare e da una viabilità di nuova apertura che partirà dalla WTG06

ed arriverà alla WTG09. L'andamento dell'intera viabilità sarà sostanzialmente rettilineo, come mostra l'immagine sottostante.



Si riporta di seguito, per una migliore comprensione, lo schema della viabilità e la relativa legenda.



Da un punto di vista paesaggistico e ambientale, la viabilità interna di progetto non attraversa corpi idrici classificati come acque pubbliche (R.D. 1775/33) o censiti o nell'elenco del P.P.R. Amministrativamente la viabilità interna attraversa esclusivamente il territorio del Comune di Villamassargia e di Narcao (SU).

Il criterio fondamentale adottato per la definizione della viabilità di accesso al parco eolico è stato quello di utilizzare il più possibile la rete viaria esistente; qualunque fosse la sua

importanza. La viabilità interna di accesso al parco, come già accennato, ha origine dalla SP85, nel tratto a Sud dell'impianto che lambisce l'abitato di Terraseo, frazione di Narcao. Tale viabilità è interessata in modo marginale da interventi di modifica, in quanto la tipologia di opere necessarie per permettere il transito agevole ai mezzi che trasportano i componenti delle torri si riducono ad interventi locali su qualche fronda di alberi che occupano la carreggiata, qualche allargamento di curva, rimozione temporanea di cartellonistica stradale, rimozione di linee elettriche aeree che sovrastano la carreggiata stradale, modifica di sbarre e cancelli nell'area portuale.

Altre considerazioni vanno fatte per la viabilità di servizio interna al parco. Come anticipato, tale rete viaria ha origine dalla SP85 alle coordinate 39°13'47.05"N-8°36'55.71"E per il tratto "OVEST" ed alle coordinate 39°13'50.21"N-8°36'54.29"E per quello "EST". Anche per questa viabilità si è cercato di sfruttare l'insieme di sentieri e rete viaria rurale esistente, adeguandone volta per volta le caratteristiche che non ne permettono l'utilizzo per il trasporto dei vari componenti degli aerogeneratori. Sono stati previsti interventi per modificare i raggi di curvatura planimetrici e quelli di raccordo altimetrici, le pendenze longitudinali e la larghezza della carreggiata. Nei tratti in rilievo potranno essere posizionati dei tubolari o opere d'arte minori dimensionati a seguito dei calcoli esecutivi sulla idrologia del territorio attraversato.

Nella tabella che segue sono state riassunte le caratteristiche salienti dei vari tratti, evidenziando in rosso quelle che in fase esecutiva dovranno essere verificate con particolare attenzione al fine di minimizzare l'impatto dell'infrastruttura con l'ambiente circostante e rendere più agevole possibile il trasporto dei vari componenti.

NOME ASSE	Lunghezza con piazzole [m]	Solo viabilità tratto ex novo [m]	Pendenza minima [%]	Pendenza massima > 10%	Lunghezza tratto con pendenza > 10% [m]	Lunghezza tratto con pendenza > 14% [m]	Raggio Verticale min[m]
ASSE OVEST	1 917,883	280,000	0,423	16,752	103	103	350
ASSE EST TRATTO N.1	2 435,317	803,583	0,262	20,752	795,7	559	350
ASSE EST TRATTO N.2	1 984,094	1 984,094	1,957	17,368	757	452	350
Diramazione Turbina 3 (Asse WTG003)	181,479	181,479	1,006	6,370			400
Diramazione Turbina 7 (Asse WTG007)	322,423	322,423	0,719	8,009			800
Totale	6 841,20	3 571,58			1655,7	1114	

La sezione tipo della viabilità interna (vedi sezione tipo in rilevato riportata in fig. 8), prevede una carreggiata di 5,00 m di larghezza e due banchine di 0,50 m ai lati della stessa.

Considerando la proiezione del solido stradale derivante dall'ingombro dei rilevati e degli scavi, l'area d'impronta della viabilità, piazzole incluse, è di complessivi 105'502m².

In fase esecutiva si dovrà prevedere un rilievo più dettagliato dello stato dei luoghi al fine di minimizzare l'altezza dei rilevati e la profondità degli scavi ed avvicinarsi all'area limite d'ingombro che è quella del solo cassonetto + banchine.

La viabilità di servizio del parco eolico è stata scelta utilizzando per la maggior parte i tracciati preesistenti che verranno adeguatamente ridefiniti nelle sezioni nella misura utile e funzionale al servizio destinato con particolare riferimento alla fase di realizzazione del parco ove avverrà la maggior se non totale movimentazione di carichi e mezzi. Verrà inoltre realizzata viabilità ex novo che si svilupperà in sostanza lungo la cresta dei rilievi tra la WTG06 e la WTG09 e in qualche tratto lungo il versante, come nel caso della diramazione per l'accesso alla WTG07. Qualche tratto aggiuntivo sarà realizzato a servizio dell'impianto per il passaggio del cavidotto di connessione. La stessa viabilità sarà mantenuta in fase di esercizio.

Relativamente alla sistemazione della viabilità esistente e all'apertura dei tratti ex-novo, si richiama l'attenzione sulle caratteristiche geologiche e geotecniche dei terreni interessati dagli interventi, rimandando comunque alle relazioni specialistiche geologica e geotecnica per una più dettagliata trattazione dell'argomento.

4.3 Inquadramento geologico

Le caratteristiche geologiche e geomorfologiche dell'area sono presentate dettagliatamente nella relazione specialistica allegata, redatta a cura della Dott.ssa Geol. Cosima Atzori. Di seguito se ne riporta una sintesi.

Le litologie sulle quali poggeranno le turbine appartengono alla successione sedimentaria pre-discordanza Sarda. Il termine più antico della Successione è costituito dal Membro di Mattoppa della Formazione di Nebida. Si tratta di metaquarzoareniti, metarose a grana fine, metagrovacche, con intercalazioni di metasiltiti grigio-chiare, in strati decimetrici e metrici. Verso l'alto il grado di maturità diminuisce progressivamente e le intercalazioni arenacee divengono più frequenti e di maggiore potenza, fino a passare a metarenarie quarzoso-micacee e metagrovacche con matrice carbonatica. La parte alta della successione del Membro di Mattoppa è caratterizzata dalla presenza di livelli e lenti di calcari ad archeociati

(NEB1a). Il Membro di Mattoppa è poi ricoperto in concordanza dal Membro di Punta Manna (NEB2), che inizia con un orizzonte pressoché continuo di calcari oolitici (NEB2a).

A seguire verso l'alto stratigrafico è poi presente la Formazione di Gonnese, questa si divide a sua volta in "Dolomia Rigata" alla base e "Calcere Ceroide" al tetto, in quest'ultimo si distinguono poi due litofacies, ovvero quella delle "Dolomie Grigie" e quella delle "Dolomie Gialle".

Il membro della Dolomia rigata (GNN1) è costituito da dolomie primarie grigio chiaro ben stratificate e laminate, stromatoliti laminate con pseudomorfi su gesso o anidrite e pisoliti vadose e/o brecce di disseccamento. Il membro di Calcere Ceroide (GNN2) è costituito da calcari massivi di colore grigio, quasi puri, generalmente mal stratificati, spesso intensamente dolomitizzati. Questo membro è localmente interessato da un'intensa dolomitizzazione diagenetica tardiva che dà origine alla cosiddetta "Dolomia grigia" (GNN2a); è poi presente una varietà gialla (Dolomia gialla GNN2b), in questa l'andamento della dolomitizzazione, la sua genesi e l'età non sono completamente chiare.

UNITA' DELL'IGLESIENTE-SULCIS

Successione sedimentaria pre-discordanza Sarda

GNN2 - Membro del Calcere ceroide (FORMAZIONE DI GONNESA). Calcari grigi massivi, talora nerastri, spesso dolomitizzati. CAMBRIANO INF. (ATDABANIANO SUP. - LENIANO)

GNN2a - Litofacies nel Membro del Calcere ceroide (FORMAZIONE DI GONNESA). Dolomie e calcari dolomitici di colore da giallastro a bruno, massivi (Dolomia grigia" Auct.). CAMBRIANO INF. (ATDABANIANO SUP. - LENIANO MEDIO)

GNN1 - Membro della Dolomia rigata (FORMAZIONE DI GONNESA). Dolomie grigio chiare ben stratificate e laminate, spesso con laminazioni stromatolitiche, con noduli e livelli di selce scura alla base. CAMBRIANO INF. (ATDABANIANO SUP.-LENIANO)

NEB2- Membro di Punta Manna (FORMAZIONE DI NEBIDA). Metarenarie quarzose e siltiti, con laminazioni incrociate e piano-parallele, verso l'alto alternanze di calcari, talvolta ricchi in archeociati, e dolomie con bioturbazioni, spesso silicizzate. CAMBRIANO INF

NEB2a - Litofacies nel Membro di Punta Manna (FORMAZIONE DI NEBIDA). Alla base calcari oolitici e oncolitici con subordinate intercalazioni di metarenarie e metasiltiti. CAMBRIANO INF. (ATDABANIANO)

NEB1 - Membro di Mattoppa (FORMAZIONE DI NEBIDA). Metarenarie e metasiltiti, con laminazioni piano-parallele, alternate a bancate decimetriche di metarenarie quarzose, con rari livelli carbonatici. CAMBRIANO INF. (ATDABANIANO)

DEPOSITI QUATERNARI DELL'AREA CONTINENTALE

b- Depositi alluvionali. OLOCENE

b2- Coltri eluvio-colluviali. Detriti immersi in matrice fine, talora con intercalazioni di suoli più o meno evoluti, arricchiti in frazione organica. OLOCENE

In particolare le turbine T1, T2, T7, T8 e T9 ricadono nelle litologie GNN1-GNN2; la turbina T3 ricade nella NEB2 e le turbine T4, T5 e T6 ricadono nella NEB1.

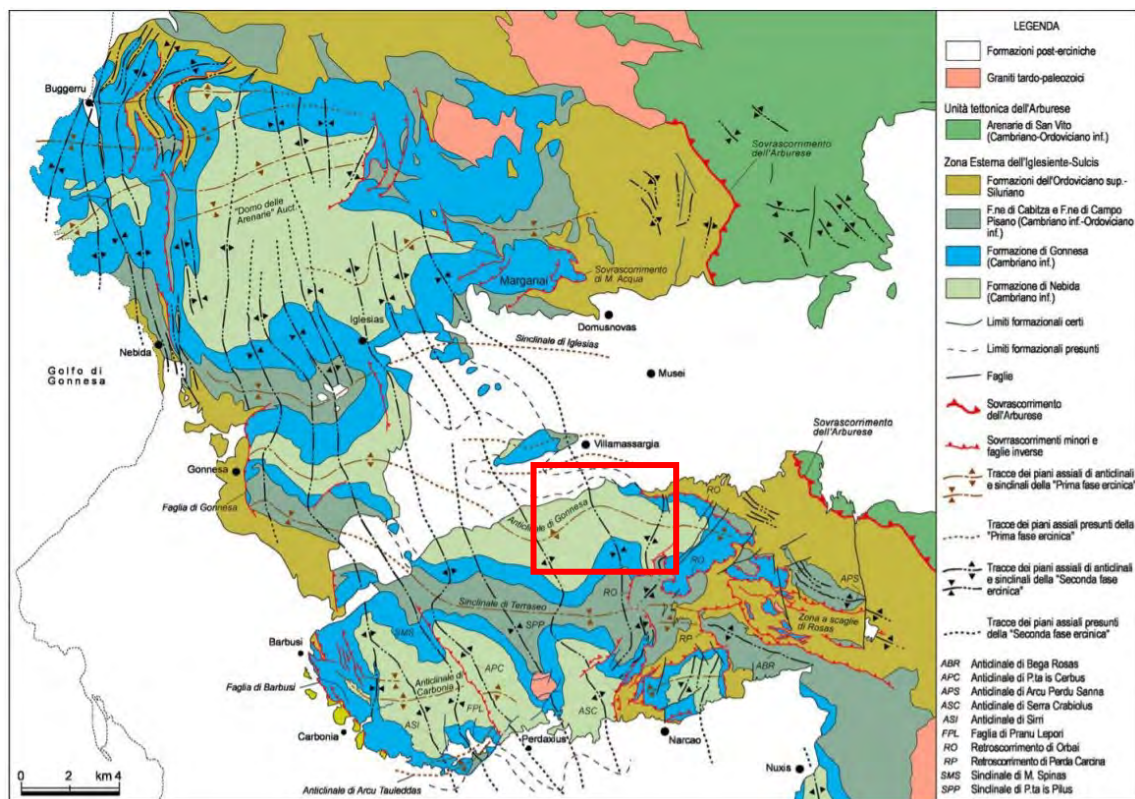


Figura 6: Schema geologico-strutturale del basamento varisico del Sulcis-Iglesiente (Carmignani et al., 1982a; Funedda et al., 2009).

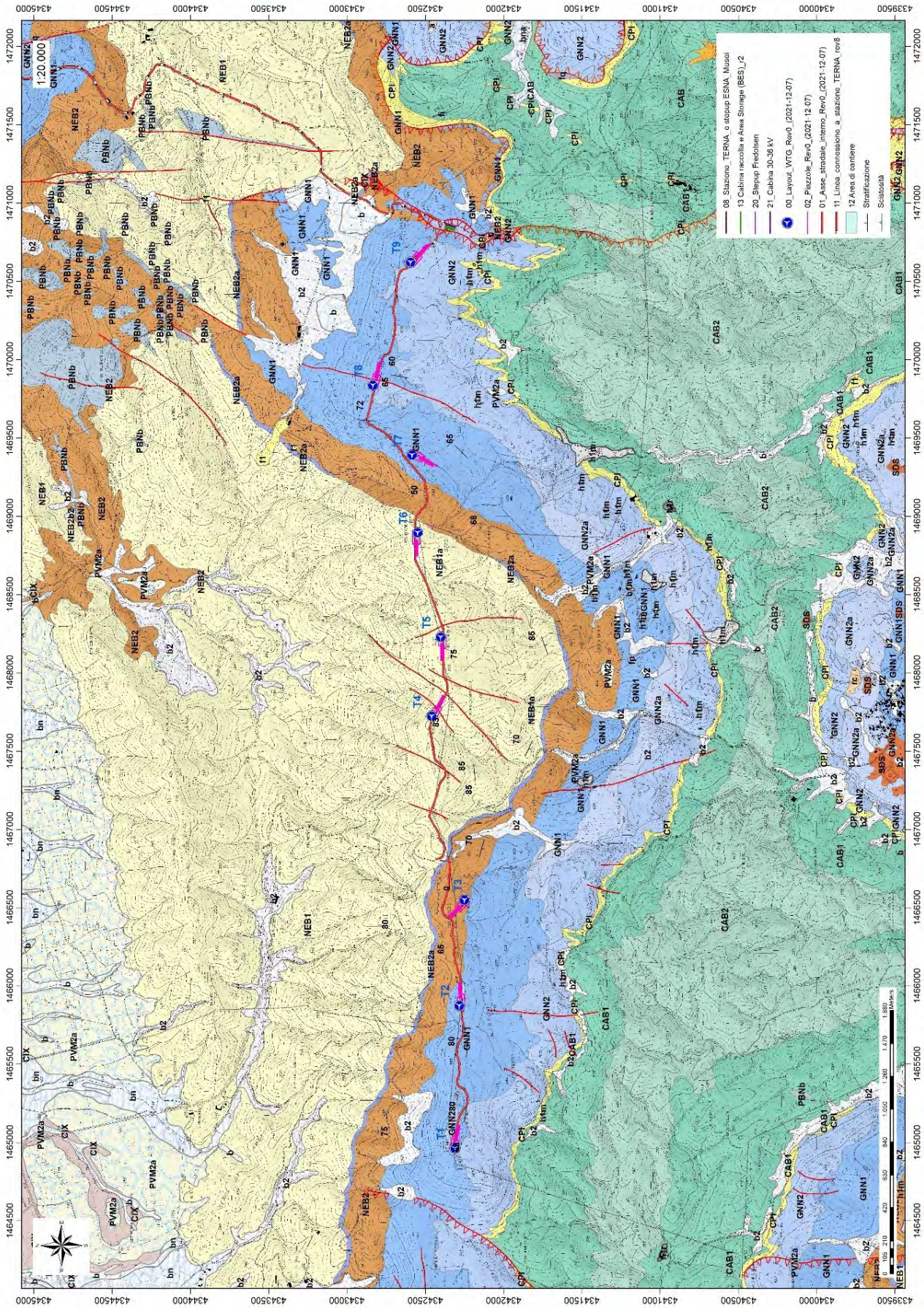


Figura 7: Stralcio carta geologica (Fonte RAS)



Figura 8: Membro della dolomia rigata affiorante (GNN1).



Figura 9: Particolare di dolomia (GNN) nel quale è possibile notare la fratturazione riempita da calcite ricristallizzata.

Le turbine T1 e T2 poggeranno in litologie appartenenti alle dolomie della Formazione di Gonnese, sono segnalati nel catasto speleologico grotte e cavità carsiche, in corrispondenza delle piazzole non sono però stati rilevati vuoti nella roccia, le insenature risultano riempite da coltri eluvio-colluviali.



Figura 10: Roccia affiorante (GNN1) nei pressi della piazzola della Turbina1



Figura 11: Piazzola Turbina 2

La Turbina numero 3 poggia nella Formazione di Nebida, la giacitura delle principali discontinuità è subverticale, non sono stati rilevati ammassi rocciosi affioranti, la sommità del colle è ampia e dolce, raggiunge una quota di circa 508mslm. La morfologia è simile per quanto riguarda le piazzuole delle T4, T5 e T6, in prossimità di quest'ultima è però possibile osservare costolature di roccia affiorante con giacitura quasi verticale delimitando piccole aree dalla superficie più aspra.



Figura 12: Piazzola Turbina 3



Figura 13: Posizione Turbina 4.



Figura 14: Foto scattata da posizione Turbina 5.



Figura 15: Pressi Turbina 6.

In corrispondenza della posizione della Turbina numero 7 la roccia affiora in buona parte della superficie, il resto risulta coperto da coltri eluvio-colluviali e vegetazione, non sono stati segnalati durante l'attività di rilevamento in campo grotte o cavità carsiche, il basamento roccioso risulta poco alterato mediamente fratturato. Nelle piazzole in cui poggeranno le

Turbine 8-9 la superficie di esposizione del basamento roccioso è inferiore, si ritiene in ogni caso che gli spessori di coltre siano esigui, poiché piccoli affioramenti di roccia in posto risultano sparsi omogeneamente in tutta la sommità del colle.



Figura 16 Posizione Turbina 7



Figura 17 Piazzola T7, foto rivolta a Ovest.

Nella piazzola della Turbina 9 sono state rilevate morfologie tipiche delle litologie carbonatiche, come i Lapies e i Karren, si tratta di morfologie carsiche superficiali, dovute alla dissoluzione del Carbonato di Calcio ad opera delle acque meteoriche. In seguito al testo, in una fotografia scattata poco a S.E. nella Turbina 9 è possibile notare scannellature nella superficie della dolomia affiorante, e in una foto successiva, come l'unione di più Karren tenda a formare un "campo carreggiato", il parallelismo dei diversi solchi è probabilmente dovuto alla stratificazione, le cui discontinuità sono state accentuate dall'incisione dell'acqua piovana. Oltre alle cavità carsiche segnalate nel catasto speleologico è stata rilevata circa 200m a S.E. rispetto alla Turbina 9 una cavità affiorante con andamento subverticale, come si può notare nell'immagine nella pagina seguente.

4.3.1 Descrizione opere di fondazione

Per quanto concerne l'installazione degli aerogeneratori, gli stessi prevedono opere fondanti costituite da plinti circolari a sezione troncoconica. Il cui piano di posa è previsto ad una profondità variabile di 2÷10 m da piano campagna.

L'analisi geologica ha restituito per queste profondità di scavo una condizione generalmente rappresentata da ammassi rocciosi da molto fratturati a fratturati in relazione alla tipologia litologica come definito nei diversi modelli geologici individuati.

In ordine al grado di fratturazione si identificano le seguenti criticità alle quali tener conto in fase di progettazione esecutiva quando i modelli geologici individuati verranno confermati da indagini specifiche e puntuali sui siti di imposta dei singoli aerogeneratori:

- Azioni sulle pareti e stabilità dei fronti. Lo scavo stesso, in quanto genera depressione, può innescare locali smottamenti in corrispondenza degli orizzonti meno competenti a causa di fenomeni di detensionamento determinati dall'asportazione del materiale durante l'escavazione, sia in relazione ai livelli meno competenti sia alle direzioni del sistema di fratturazione che può generare componenti a franapoggio.

La profonda deformazione che le metamorfite hanno subito genera variazioni di giacitura anche nell'ordine del metro, pertanto, si ritiene importante in fase di realizzazione degli scavi di fondazione eseguire un dettagliato rilievo geostrutturale puntuale finalizzato all'esclusione di ogni possibile rischio di crollo e/o slittamento di porzioni di parete.

- Circolazione idrica sotterranea secondaria o indotta e/o stagnazione di acque di pioggia –pur se non è stata rilevata in fase di indagine, vanno considerati gli effetti dell'eventuale presenza d'acqua alla quota di imposta delle fondazioni in relazione ad una possibile circolazione idrica indotta dai fenomeni di detensionamento dovuti agli scavi, con particolare riferimento alla stagionalità degli apporti idrici e del relativo flusso negli ambiti più superficiali delle coltri di dolomie e metarenarie. In tal caso, in fase esecutiva, sarà opportuno provvedere a mantenere lo scavo asciutto mediante l'installazione di pompe adeguatamente dimensionate per la portata da emungere.

Per quanto riguarda la scavabilità del substrato roccioso esso nelle varie facies presenti e nella parte superficiale risulta quasi sempre da fratturato a molto fratturato per cui facilmente scavabile con ripper e martellone.

La possibile presenza di alcune saccature a forte componente argillosa suggerisce di prevedere opere di smaltimento delle acque superficiali adeguatamente dimensionate.

Il tracciato del cavidotto si snoda lungo aree pianeggianti e tracciati stradali esistenti. Il cavidotto in progetto andrà a interessare il basamento paleozoico, in particolare nella Formazioni di Nebida, nella Formazione di Gonnese, e nella Formazione del Monte Argentu; ricadrà inoltre, in particolar modo nell'ultimo tratto di pianura ad arrivare alla sottostazione, nei depositi terziari e quaternari, in particolare nei depositi appartenenti alla Formazione del Cixerri, al Subsistema di Portovesme, ai depositi alluvionali e ai depositi alluvionali terrazzati. Non sono previste fondazioni profonde, pertanto non si rilevano particolari criticità salvo il controllo del deflusso delle acque superficiali essendo posizionata alle pendici di un versante. Dai risultati delle indagini eseguite e dallo studio dei terreni interessati dall'intervento, si stima che circa il 75% del materiale scavato possa essere riutilizzato, previa frantumazione e vagliatura in situ, per la realizzazione dei rilevati con pacchetto stradale composto da uno strato di fondazione di 40 cm e strato di finitura da 20 cm in misto stabilizzato con materiali ecologici. Tale riutilizzo è possibile a seguito della verifica positiva dell'appartenenza del materiale frantumato alla classe "A1" secondo UNI CNR 10006-2002. Nei tratti stradali con elevata pendenza longitudinale la stabilizzazione del misto granulare costituente lo strato di finitura/usura potrebbe essere realizzata con cemento per garantire un maggior coefficiente di attrito ai mezzi di trasporto.

Localmente potrebbe essere necessario l'utilizzo di appositi geosintetici allo scopo di migliorare la capacità portante del sottofondo stradale, anche alla luce dei notevoli carichi che ogni asse degli automezzi dovrà scaricare a terra (carico massimo di 12 t ad asse).

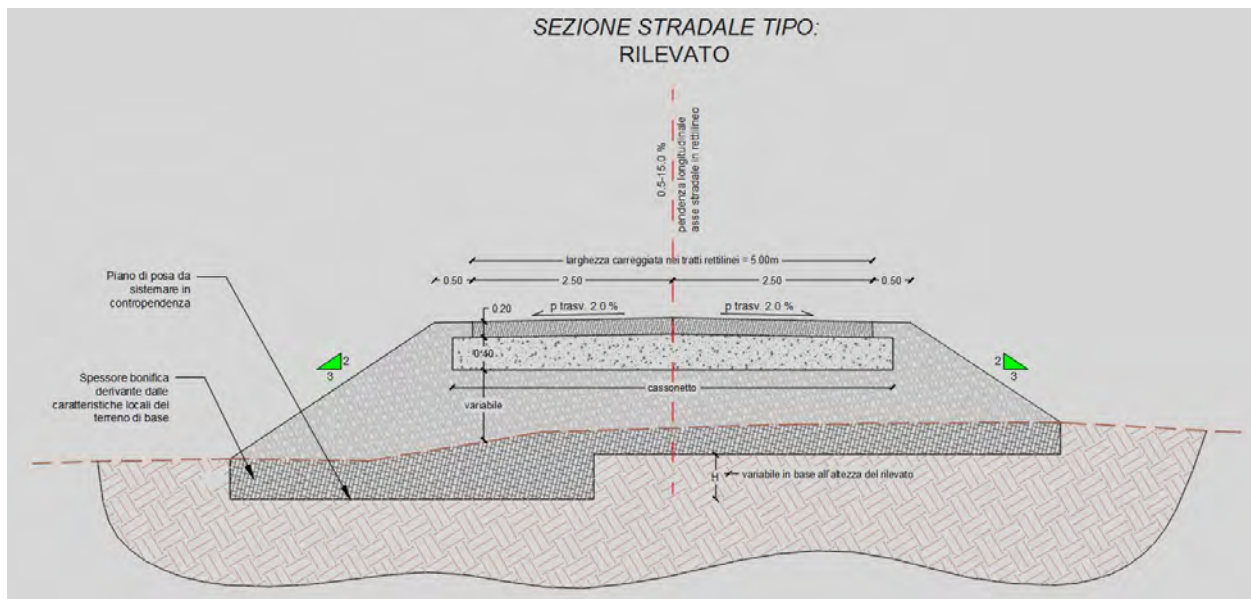


Figura 18: sezione stradale tipo in rilevato all'interno del parco eolico

Sarà fondamentale, in fase di esecuzione dell'opera, l'effettuazione di prove sul materiale da utilizzare e successivamente delle prove su piastra sul corpo stradale per la verifica della portanza dell'infrastruttura.

Si rimanda ai dettagli di progetto sulla viabilità per ogni maggior dettaglio e specifica, in particolare gli elaborati WIND01.ELB05e - Sezioni stradali tipo e WIND01.ELB005d- Planimetrie e profili viabilità secondaria e piazzole.

Di seguito si riportano le raccomandazioni della casa costruttrice degli aerogeneratori relativamente alle caratteristiche costruttive delle strade esterne ed interne al parco. In fase di progetto esecutivo e a seguito di più approfondito rilievo plano-altimetrico del tracciato individuato, si provvederà alla verifica del rispetto di tali indicazioni ed agli eventuali interventi puntuali.

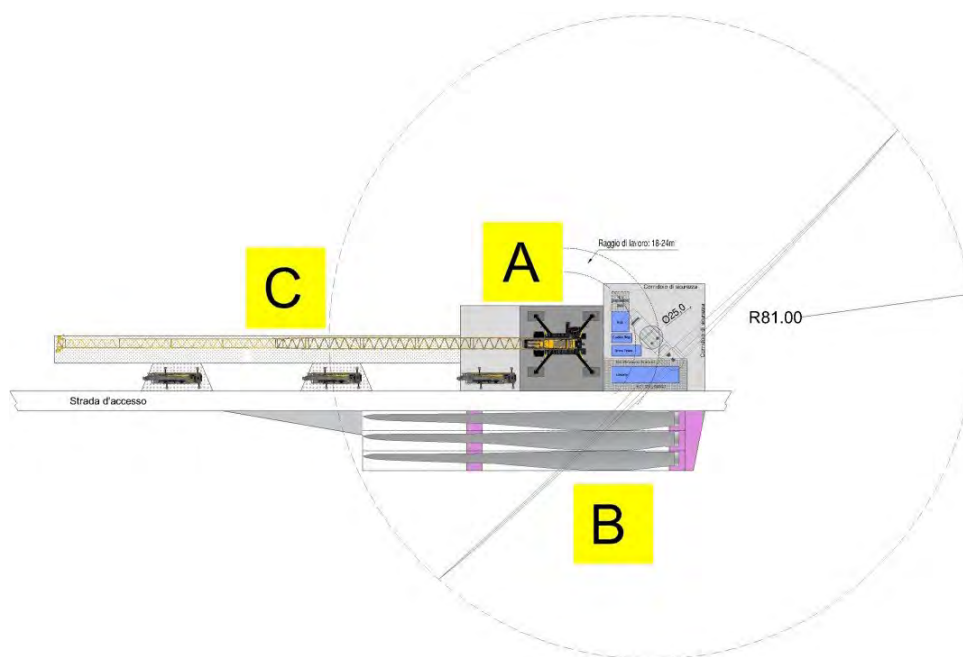
	Pendenze Longitudinali (%)		Pendenze Trasversali (%)			
	Massima		Minima		Massima	Minima
	Sezione rettilinea	Sezione curva	Sezione dritta	Sezione curva	Sezione dritta/curva	Sezione dritta/curva
A. Strada d'accesso al parco eolico e strada interna al parco eolico	> 10 e ≤14 senza calcestruzzo se il tratto in pendenza <200 m ⁽¹⁾ > 10 e ≤14 calcestruzzo o pavimentazione migliorata con calcestruzzo se il tratto in pendenza > 200 m ⁽¹⁾ > 14 e ≤16 calcestruzzo o pavimentazione migliorata trattore 6x6 > 16 necessità di studio del traino	Fino a 7 senza calcestruzzo ⁽¹⁾ > 7 e ≤10 Calcestruzzo o pavimentazioni migliorate ⁽¹⁾ > 10 necessità di studio del traino	0.50	0.50	2	0.20
B. Accesso e strade interne in retromarcia	≤ 3 fino a max. di 1000 m senza calcestruzzo. > 3 e ≤5 max. 1000 m calcestruzzo migliorato o pavimentazione	<2 fino a max. 500 m senza calcestruzzo. ≥2 e ≤3 max. 500 m di calcestruzzo o pavimentazione migliorata	0.50	0.50	2	0.20
(1) Pavimentazione migliorata: fondo stradale con coefficiente di attrito di almeno 0,35						

4.4 Descrizione degli interventi civili

Le opere civili comprendono la realizzazione delle fondazioni di sostegno degli aerogeneratori, le piazzole di posizionamento delle gru, gli scavi, i canali e i cavidotti necessari per i cavi elettrici e i cavi in fibra ottica, la realizzazione delle opere di posizionamento delle cabine di consegna e di parallelo dell'impianto.

4.4.1 Piazzole e aree di manovra dei mezzi pesanti

Le aree destinate alle piazzole degli aerogeneratori (cfr. elaborati grafici numero WIND01.ELB05a – Piazzole tipo aerogeneratore e WIND01.ELB05f – Planimetrie, profili e sezioni piazzole aerogeneratore) sono destinate al posizionamento delle gru che installeranno le torri eoliche e dei mezzi di betonaggio che getteranno il calcestruzzo che costituirà il plinto di ogni fondazione (*WIND01.ELB05b – Schema plinto aerogeneratore*) e al deposito in fase di montaggio delle componenti di ogni aerogeneratore (piazzole di cantiere). La singola piazzola, che si compone di tre macro-zone, occuperà un'area di circa 4'600m² di superficie nella configurazione "temporanea" e solamente 1460 m² in quella "permanente", oltre chiaramente gli ingombri dovuti alla realizzazione dei rilevati e degli scavi che differiscono da piazzola a piazzola.



Nella configurazione "temporanea" ci sarà la presenza delle tre zone A, B e C, rispettivamente piazzola permanente, area di deposito pale e area per montaggio/smontaggio del braccio tralicciato della gru principale. Nello specifico le caratteristiche delle tre zone sono:

Zona A) Piazzola permanente inscritta all'interno di un rettangolo di circa 62 m di lunghezza e 27 di larghezza che verrà livellata in fase di cantiere in modo da avere pendenza longitudinale massima pari a $\pm 0\%$. Quest'area comprende l'area di sedime del plinto della torre eolica, la piazzola per la gru principale e quella della gru secondaria;

ZONA B) Area di deposito temporaneo delle pale, avente dimensioni di circa 15 x 86 m, che avrà carattere temporaneo e durata pari a quella del cantiere.

ZONA C) Area di montaggio/smontaggio del braccio tralicciato della gru principale, di dimensioni di circa 102 x 14 m, sarà presente solo durante la fase di cantiere e sarà rinaturalizzata a fine lavori.

Di queste aree, soltanto la piazzola di posizionamento della gru verrà mantenuta in terreno battuto durante tutta la vita dell'impianto per la manutenzione ordinaria e straordinaria degli aerogeneratori, mentre le altre aree torneranno spontaneamente a una vocazione naturale grazie all'accrescimento del manto erboso. I perimetri delle aree a base torre saranno inoltre piantumati per mitigare l'impatto visivo degli sbancamenti e dei reinterri necessari per garantire la pendenza prescritta dalle macchine e dai mezzi pesanti.

4.4.2 Fondazioni degli aerogeneratori

Le fondazioni di sostegno delle torri eoliche saranno realizzate in calcestruzzo armato con base cilindrica e cono soprastante rastremato in prossimità del concio di fissaggio della base della torre. Per una descrizione delle caratteristiche strutturali dei plinti di fondazione degli aerogeneratori, si rimanda all'elaborato WIND01.ELB05b–Schema plinto aerogeneratore e alla relazione di calcolo WIND01.REL045 –Calcoli preliminari plinto.

Lo scavo delle fondazioni verrà realizzato con mezzi pesanti di movimentazione terra, mentre il posizionamento dell'armatura in ferro avverrà ad opera di personale specializzato e con l'ausilio di gru o di mezzi di sollevamento in genere.

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

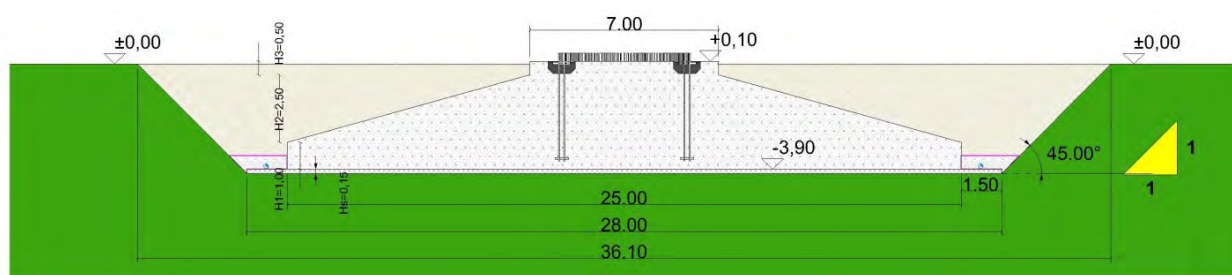


Figura 10 – Schema plinto fondazione aerogeneratore

Per quanto riguarda il calcestruzzo del plinto, dovrà avere resistenza caratteristica diversa per quanto riguarda la piastra di base e la parte tronco conica fino al colletto (C35/45). Quest'ultimo invece dovrà essere realizzato con calcestruzzo del tipo C50/60. Durante tutta la durata del getto si dovrà provvedere che il calcestruzzo sia debitamente vibrato al fine di eliminare eventuali vuoti e garantire al conglomerato cementizio la maggiore omogeneità,

densità e compattezza possibile. Per le sigillature finali della gabbia di fondazioni si utilizzerà invece una malta ad alta resistenza fibrorinforzata del tipo C90/105. Le armature metalliche saranno realizzate con acciaio per cemento armato tipo B450C garantendo un copriferro di 5 cm. Tutti i getti di calcestruzzo per la realizzazione del plinto dovranno essere realizzati nel minor tempo possibile e comunque in maniera tale che si verifichi la condizione "bagnato su bagnato".

4.4.3 Opere di regolazione dei flussi idrici

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

Come criterio generale è stata prevista una pendenza di almeno 1.5% per regimentare il flusso delle acque, e laddove necessario, come ad esempio in presenza di cunette, dossi o avvallamenti, di istituire sistemi di tombini e canali di evacuazione per non ostacolare il naturale deflusso idrico e non alterare l'assetto idrologico del contesto.

Alla base dei rilevati delle piazzole di servizio degli aerogeneratori saranno realizzati fossi di guardia per la captazione delle acque non assorbite dal terreno che verranno convogliate verso i compluvi naturali.

4.4.4 Analisi delle superfici occupate dall'impianto

Le opere civili necessarie per la realizzazione del parco eolico in progetto, relativamente alla fase di cantiere occupano una superficie totale di 10,55 ha circa, suddivisi in 5,76 ha circa di viabilità interna all'impianto e 4,79 ha circa di piazzole di montaggio.

Poiché le porzioni di piazzola dedicate alla posa temporanea dei componenti durante la fase di cantiere verranno restituite a contesto naturale alla fine del cantiere, si può pertanto considerare che le aree di terreno dedicate al progetto durante la sua fase di esercizio saranno di circa 19'345 m² dovuti all'ingombro delle piazzole permanenti e 57'594 m² di viabilità, a cui andranno sommati:

- circa 1250 per la step-up;
- circa 900 m² per la cabina di parallelo storage – sala controllo – magazzino ricambi ;
- circa 1000 m² per l'area da destinare in futuro allo storage;
- circa 3000 m² di area di cantiere.

L'area di cantiere sarà realizzata in corrispondenza della WTG02 utilizzando parte della piazzola della stessa turbina, che sarà l'ultima ad essere montata per permettere di avere il minimo impatto possibile pur realizzando tutte le infrastrutture necessarie per la realizzazione dell'impianto eolico. I 3000 m² sono quindi aggiuntivi rispetto all'ingombro della piazzola WTG02 (6584 m²), arrivando a definire un'area di cantiere complessiva di circa 1 ha.

La viabilità esistente, come anticipato, continuerà ad avere un uso promiscuo e non dedicato all'impianto, e pertanto si ritiene non possa considerarsi area dell'impianto in senso stretto.

Con riferimento alla figura di pag.28, nella quale sono evidenziati i tratti in adeguamento e quelli ex novo, si può quindi considerare che la superficie totale dedicata all'impianto durante la sua fase di esercizio sia pari a circa 23'562 m² (2,26 ha).

4.5 Opere elettriche

Dal punto di vista delle opere elettriche, nell'impianto in progetto, possono individuarsi:

- Aerogeneratori con relativo sistema di protezione e controllo;
- Linee a 30 kV interrate per il collegamento in parallelo dei generatori e per la connessione alla Sottostazione Elettrica Utente di trasformazione 30/150 kV posta in prossimità della SE Terna;
- Predisposizione area storage;
- Sottostazione Elettrica Utente di trasformazione 30/150 kV;
- Collegamento in 150 kV verso la SE Terna;
- Opere di rete.

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

Per la connessione dell'impianto "Energia Is Coris" alla rete elettrica AT/AAT di Terna, come da STMG presente sul preventivo di connessione n. 202101610 emesso da Terna S.p.A. in data 08/11/2021, accettato in data 21 dicembre 2021 e successivamente modificato in data 27/07/2021 con adeguamento della potenza in immissione e inserimento di uno impianto accumulo (storage) da 16MVA/32MWh, sono necessarie opere di adeguamento della rete elettrica. In particolare l'impianto in esame sarà connesso alla RTN (Rete di Trasmissione Nazionale) mediante cabina di trasformazione MT/AT (cabina di "step-up" o Sottostazione Elettrica Utente) di competenza del proponente, collegata in antenna alla nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV "Iglesias 2 – Siliqua", previo potenziamento/rifacimento della linea RTN 150 kV "Villacidro – Serramanna".

Dette opere verranno autorizzate tramite procedura integrata alla presente, in quanto necessarie e prodromiche.

4.5.1 Aerogeneratori.

Si prevede l'installazione di n. 9 aerogeneratori con potenza nominale di 6,2 MW ciascuno per una potenza nominale totale di 55,8 MW.

L'impianto è suddiviso in 3 sottocampi da 3 aerogeneratori ciascuno. Lo schema dei sottocampi è il seguente:

- Sottocampo 1
 - Aerogeneratore n. 01
 - Aerogeneratore n. 02
 - Aerogeneratore n. 03
- Sottocampo 2
 - Aerogeneratore n. 04
 - Aerogeneratore n. 05
 - Aerogeneratore n. 06
- Sottocampo 3
 - Aerogeneratore n. 07
 - Aerogeneratore n. 08
 - Aerogeneratore n. 09

Lo schema di collegamento degli aerogeneratori è riportato sul documento di progetto WIND01.ELB008c.

Ciascun aerogeneratore avrà le seguenti caratteristiche:

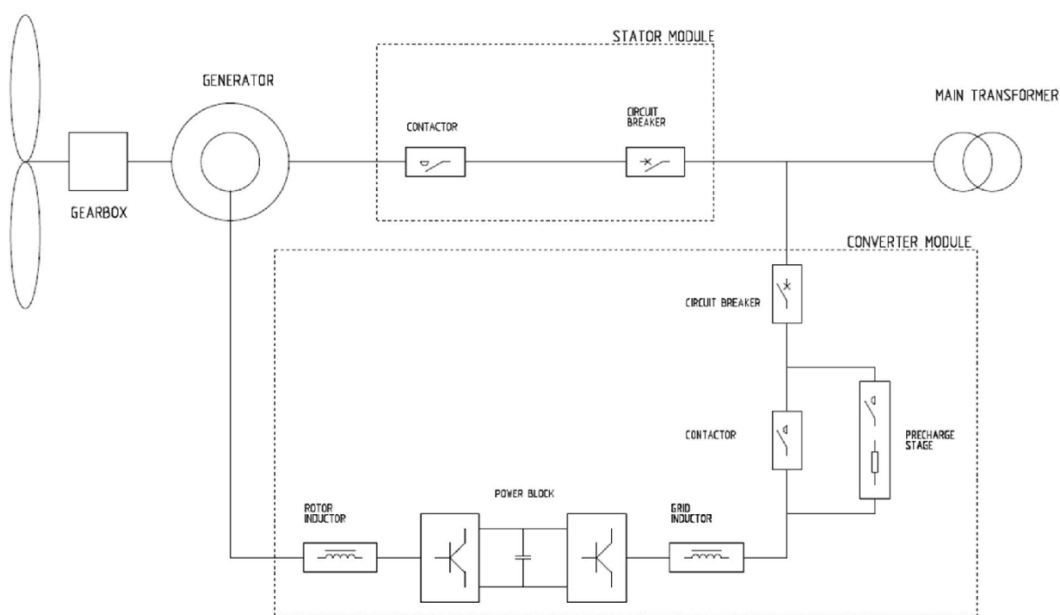
Rotore:	
Tipo	Asse orizzontale a 3 pale
Posizione	Sopravento
Diametro	162 m
Superficie spazzata	20600 m ²
Regolazione della Potenza	Regolazione del passo e della coppia con velocità variabile
Inclinazione del rotore	6 gradi
Pala:	
Tipo	Autoportante
Lunghezza della lama	79,35 m
Corde massima	4,5 m
Materiale	G (fibra di vetro) - CRP (plastica rinforzata con carbonio)
Generatore:	
Tipo.	Asincrono, DFIG
Potenza nominale di base	6,2 MW
Tensione nominale	720 V
Frequenza	50 Hz
Sistema di imbardata:	
Tipo	Attivo
Cuscinetto d'imbardata	Orientato esternamente

Trasmissione di imbardata	Motoriduttori elettrici
Freno di imbardata	Freno ad attrito attivo
Sistema di controllo:	
Tipo	Sistema di controllo integrato (ICS)
Sistema SCADA	Sistema SCADA
Freno aerodinamico:	
Tipo	Pitching a campata piena
Attivazione	Idraulica
Freno meccanico:	
Tipo	Freno a disco idraulico
Posizione Gearbox	Posteriore
Torre:	
Tipo	Tubolare in acciaio
Altezza al mozzo	125 m
Dati operativi	
Velocità del vento di Cut-in	3 m/s
Velocità nominale del vento	11,0 m/s (vento costante senza turbolenza, come definito da IEC61400-1)
Velocità del vento Cut-out	24 m/s

In ogni aerogeneratore sono contenute le seguenti apparecchiature elettriche:

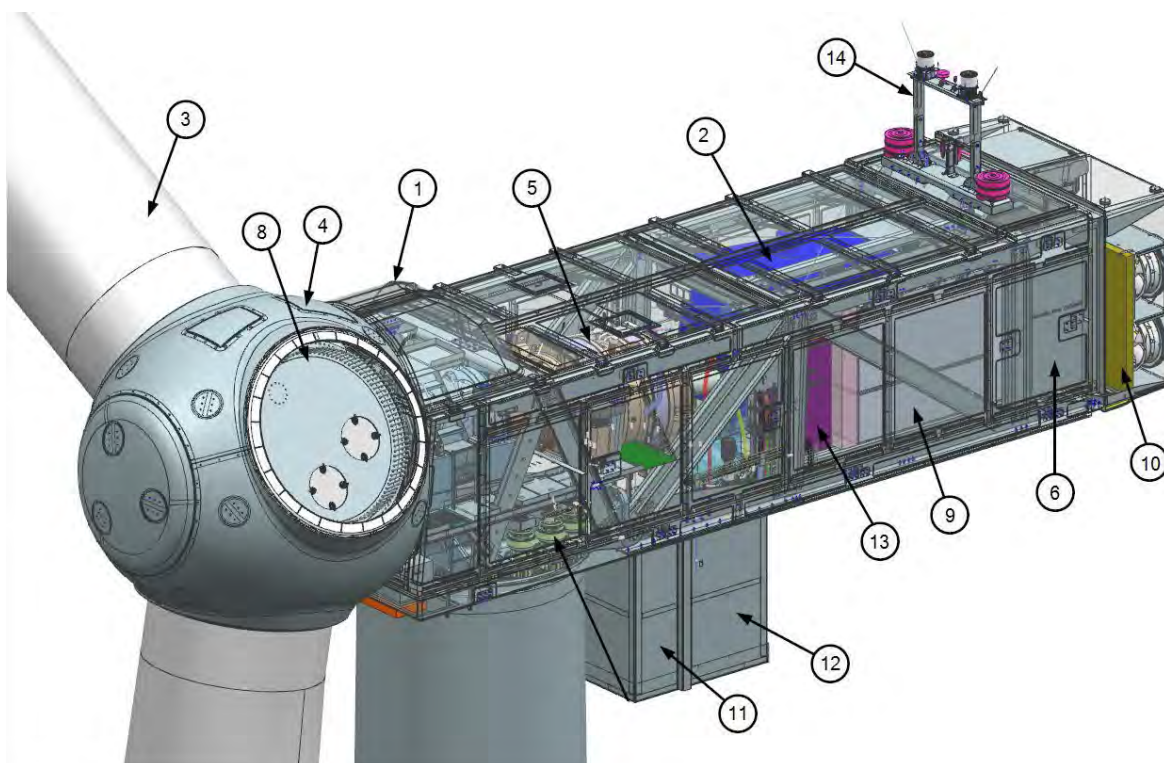
- Un alternatore asincrono da 6,2 MW nominali posto nella navicella a 125 metri di altezza;
- Un trasformatore BT/MT 0,72/30 kV da 7,3 MVA posto anch'esso nella navicella;
- Un quadro MT dislocato alla base della torre;
- Quadro BT di potenza dislocato nella navicella;
- Quadro BT ausiliari alla base della torre.

Di seguito lo schema di funzionamento semplificato dell'aerogeneratore:



Tutte le apparecchiature necessarie alla trasformazione dell'energia meccanica del vento in energia elettrica sono dislocate nella navicella posta a 125 m di altezza. Nella figura che segue sono descritti i principali componenti presenti all'interno della navicella.

1	Copertura navicella	8	Cuscinetto della pala
2	Generatore	9	Inverter
3	Pala	10	Raffreddamento
4	Mozzo	11	Trasformatore
5	Riduttore	12	Armadio statori
6	Pannello di controllo	13	Armadio di controllo anteriore
		14	Avionica



I principali componenti elettrici presenti all'interno della navicella sono l'alternatore e il trasformatore.

Le caratteristiche elettriche dell'alternatore sono:

Parametri nominali e di interfacciamento alla rete:

Potenza nominale.	6200 kW
Tensione nominale.	720V
Correzione del fattore di potenza	Controllato da inverter

Gamma del fattore di potenza bilanciata	da 0,9 capacitivo a 0,9 induttivo a tensione nominale	
Generatore:		
Tipo	Asincrono a doppia alimentazione	
Potenza massima	6600 kW alla temperatura esterna di 30°C	
Velocità nominale	1120 giri/min-6p (50Hz)	
Protezione:		
Classe di isolamento	Statore H/H - Rotore H/H	
Rilevamento temperature di avvolgimento	6 sensori Pt 100	
Rilevamento temperature dei cuscinetti	3 Pt 100	
Rilevamento temperature anelli scorrevoli	1 Pt 100	
Raffreddamento:		
Sistema di raffreddamento	Raffreddamento ad aria	
Ventilazione interna	Aria	
Parametri di controllo	Temperature di avvolgimento e dei cuscinetti.	
Inverter:		
Tipo	4Q carico parziale B2B	
Commutazione	PWM	
Frequenza di commutazione lato rete	2,5 kHz	
Raffreddamento	Liquido / Aria	
Protezione del circuito principale:		
Protezione da corto circuito	Interruttore automatico	
Scaricatore di sovratensione	varistori	
Livelli di potenza di picco:		
10 min di media	Limitato al nominale	
Specifiche di interfacciamento alla rete:		
Frequenza nominale della rete	50 Hz	
Tensione minima	85 % del nominale	
Tensione massima	113 % del nominale	
Frequenza minima	92 % del nominale	
Frequenza massima	108 % del nominale	
Massimo squilibrio di tensione (sequenza negativa della tensione dei componenti)	≤5 %	
Livello massimo di cortocircuito ai morsetti della rete del regolatore (720 V)	82 kA	
Consumo di energia da rete (stimato):		
In stand-by, senza imbardata	10 kW	
In stand-by, imbardata	50 kW	
Alimentazione del sistema di controllo:		
Sistema di alimentazione	UPS online, batteria Li-Ion	
Tempo di back-up	1 min	
Specifiche di messa a terra		
Sistema di messa a terra	Secondo IEC62305-3 ED 1.0:2010	
Ferri di armatura della fondazione	Devono essere collegati al dispersore	
Collegamento HV	Lo schermo del cavo HV deve essere collegato al sistema di messa a terra	

Le caratteristiche elettriche del trasformatore sono:

Parametri elettrici:

Potenza nominale 7,3 MVA

Tipo	In olio
Corrente massima	5.85 kA + armoniche alla tensione nominale $\pm 10\%$.
Tensione nominale	30/0,72 kV
Frequenza	50 Hz
Tensione di cortocircuito	6% \pm 8,3%
Perdite (PO /Pk75°C)	4.77/84.24 kW
Gruppo vettoriale	Dyn11
Standard	IEC 60076 - Direttiva ECO Design
Sistema di monitoraggio:	
Sensore di temperatura massima dell'olio	PT100
Sensore di monitoraggio del livello dell'olio	Ingresso digitale
Relè di sovrappressione	Ingresso digitale
Raffreddamento:	
Tipo di raffreddamento...	KFAF
Liquido all'interno del trasformatore	Liquido di Classe K
Liquido di raffreddamento allo scambiatore di calore	Glysantin
Sistema di messa a terra del neutro:	
Centro stella	il centro stella del trasformatore è collegato a terra

Alla base della torre (palo in acciaio) sono dislocati i quadri MT e le interfacce del sistema di controllo. I quadri MT conterranno le protezioni per il trasformatore dislocato sulla navicella e l'interruttore per il collegamento all'aerogeneratore successivo secondo lo schema a blocchi rappresentato nel documento di progetto WIND01.ELB008c.

4.5.2 Opere di connessione interne

L'elettrodotto interno all'impianto è gestito a 30 kV a partire dagli aerogeneratori sino SSEU, posta in prossimità della SE Terna. Le linee a 30 kV sono dislocate sia nei territori comunali di Villamassargia (SU), Narcao (SU) e Musei (SU).

4.5.3 Elettrodotto 30 kV

I cavi utilizzati, sia per il collegamento interno dei sottocampi che per la connessione alla SSEU, saranno delle seguenti tipologie:

- Cavi tripolari con anime disposte ad elica visibile e conduttori in alluminio. Tali cavi saranno utilizzati in posa direttamente interrata per l'interconnessione fra gli aerogeneratori (vedi WIND01.ELB008c e WIND01.ELB010a);
- Cavi unipolari con conduttori in alluminio. Tali cavi saranno utilizzati in posa direttamente interrata, disposti a trifoglio, per l'interconnessione fra gli aerogeneratori e la SSEU di trasformazione 30/150 kV(vedi WIND01.ELB008c e WIND01.ELB010a).

Per tutte le linee elettriche MT a 30 kV, si prevede la posa direttamente interrata dei cavi ad una profondità di 1,50 m dal piano di calpestio. Per il dettaglio dei tipologici di posa, si rimanda

all'elaborato WIND01.ELB010a - Tracciato elettrodotti (interno) MT.

La tabella che segue riporta le tipologie e le formazioni dei cavi MT utilizzati nelle diverse sezioni di impianto (la sigla WTG indica l'aerogeneratore). Tutte le linee in cavo soddisfano la verifica termica prevista dalla normativa vigente, sia per quanto concerne le correnti di cortocircuito che per la tenuta termica dei cavi (vedi Relazione Calcoli elettrici allegata al documento di progetto WIND01.ELB008b).

	Partenza linea	Arrivo Linea	Tipo di cavo	Formazione
SOTTOCAMPO 1	STEPUP 30/150kV	WTG03	ARG7H1RX 18-30 KV tripolare elicordato	3x(1x500) mmq
	WTG03	WTG01	ARG7H1RX 18-30 KV tripolare elicordato	1x(3x120) mmq
	WTG03	WTG02	ARG7H1RX 18-30 KV tripolare elicordato	1x(3x120) mmq
SOTTOCAMPO 2	STEPUP 30/150kV	WTG06	ARG7H1RX 18-30 KV tripolare elicordato	3x(1x500) mmq
	WTG06	WTG04	ARG7H1RX 18-30 KV tripolare elicordato	1x(3x120) mmq
	WTG06	WTG05	ARG7H1RX 18-30 KV tripolare elicordato	1x(3x120) mmq
SOTTOCAMPO 3	STEPUP 30/150kV	WTG09	ARG7H1RX 18-30 KV tripolare elicordato	3x(1x500) mmq
	WTG09	WTG07	ARG7H1RX 18-30 KV tripolare elicordato	1x(3x120) mmq
	WTG09	WTG08	ARG7H1RX 18-30 KV tripolare elicordato	1x(3x120) mmq

4.5.4 Predisposizione area storage

In prossimità della WTG9 è stata individuata un'area di circa 970 m² che è dimensionata per ospitare, in futuro, un impianto di stoccaggio di energia elettrica mediante batterie (impianto storage). L'area potrà ospitare un impianto di storage con potenza di circa 16 MVA e capacità di circa 32 MWh. Con il presente progetto si intende autorizzare l'area di sedime come predisposizione del futuro ed eventuale impianto di storage.

4.5.5 Elettrodotto 30 kV

Dalle 3 turbine WTG03, WTG06 e WTG09 partiranno 3 linee interrate fino alla sottostazione di trasformazione 30/150 kV (SSEU).

I cavi utilizzati, saranno delle seguenti tipologie:

- Cavi unipolari con conduttori in alluminio riuniti in fasci tripolari a trifoglio. Tali cavi saranno utilizzati in posa direttamente interrata per il vettoriamento dell'energia prodotta dall'impianto fino alla SSEU (vedi Tavola WIND01.ELB010a).

Per il dettaglio dei tipologici di posa, si rimanda all'elaborato WIND01.ELB010a - Tracciato elettrodotti (interno) MT. Per tutte le linee elettriche a 30 kV, si prevede la posa ad una profondità minima di 1,50 m dal piano di calpestio.

Per l'attraversamento dei fiumi inseriti nell'elenco delle Acque Pubbliche di cui al R.D. 1775/33 (vedi Tavola WIND01.ELB017c) è prevista la posa interrata mediante TRIVELLAZIONE ORIZZONTALE CONTROLLATA (T.O.C.). La posa mediante T.O.C. è prevista anche per gli attraversamenti di reti viarie di primaria importanza.

Si tratta di una tecnologia che consente la posa lungo un profilo trivellato di tubazioni in polietilene, in acciaio o in ghisa sferoidale. Le T.O.C. sono particolarmente adatte per il superamento di ostacoli, quali fiumi, canali, strade di grande comunicazione, aree pubbliche, aree archeologiche etc.

Nel caso in questione, per ognuno dei seguenti attraversamenti vedi (Tavola WIND01.ELB017c):

1. RIU DE SU CANNONI – ACQUA PUBBLICA R.D. 1775/33 (in 3 punti);
2. S.P. N. 2 AL km 36+680;
3. RIU CIXERRI – ACQUA PUBBLICA R.D. 1775/33;
4. FERROVIA IGLESIAS - DECIMOMANNU - CIRCA 1165 m A EST DEL CASELLO N. 22;
5. SA GORA CEA SEDDORI – ACQUA PUBBLICA R.D. 1775/33

è prevista l'utilizzazione della T.O.C. per posare un tubo di polietilene PN 16 che attraverserà in sub-alveo i fiumi, la S.P. N. 2 e la ferrovia Iglesias – Decimomannu. La tabella che segue riporta le tipologie e le formazioni dei cavi MT utilizzati nelle diverse sezioni di impianto (La sigla SSEU sta per Sottostazione Elettrica Utente). Tutte le linee in cavo soddisfano la verifica termica prevista dalla normativa vigente, sia per quanto concerne le correnti di cortocircuito che per la tenuta termica dei cavi (vedi Relazione Calcoli elettrici allegata al documento di progetto WIND01.ELB008b).

	Partenza linea	Arrivo Linea	Tipo di cavo	Formazione
SOTTOCAMPO 1	WTG03	SSEU	ARG7H1R 18/130 kV unipolare a trifoglio	3x(1x500) mmq
SOTTOCAMPO 2	WTG06	SSEU	ARG7H1R 18/130 kV unipolare a trifoglio	3x(1x500) mmq
SOTTOCAMPO 3	WTG09	SSEU	ARG7H1R 18/130 kV unipolare a trifoglio	3x(1x500) mmq

4.5.6 Stazione di trasformazione MT/AT (step-up)

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

La step-up riceve a 30 kV l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico tramite una cabina a 30 kV posta all'interno dell'area della step-up stessa. Successivamente, l'energia collettata viene innalzata al livello di tensione della RTN 150kV, tramite un trasformatore 150/ 30 kV della potenza di 45-63 MVA (ONAN-ONAF). Dal trasformatore si diparte lo stallo AT, costituito da organi di misura, protezione e sezionamento in AT isolati in aria, fino a giungere al punto di connessione con l'adiacente cabina primaria Terna, attraverso un sistema di sbarre aeree. La cabina di step-up è dettagliatamente descritta nel documento di progetto WIND01.REL005c

4.6 Aree di stoccaggio temporaneo

La scelta di operare il trasporto delle pale con l'alza-pala (*Blade Lifter*) è derivato dalla volontà di minimizzare l'impatto che la realizzazione del parco eolico potesse avere sul paesaggio. L'utilizzo di tale mezzo speciale ha comportato, oltre caratteristiche meno restrittive per la realizzazione della viabilità (raggi di curvatura planimetrici e raggi dei raccordi verticali più piccoli), anche l'eliminazione delle aree di stoccaggio temporaneo dei componenti delle torri eoliche e quindi la riduzione delle aree trasformate.

4.7 Gestione dell'impianto durante la fase di esercizio

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

I dati di esercizio saranno controllati tramite un monitoraggio remoto e connessione alla rete internet, e pertanto gli interventi umani con veicoli saranno circostanziati nel tempo, e si ridurranno principalmente ad attività di manutenzione ordinaria annuale. A queste si

aggiungeranno attività sporadiche quali la guardiana, il controllo della vegetazione a bordo strada e la sua potatura in caso di crescita oltre il limite della carreggiata, e le ispezioni periodiche che dovessero rendersi necessarie al di fuori degli ambiti manutentivi ordinari.

4.8 Dismissione e ripristino del contesto

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

Nella prospettiva di smantellamento a fine vita del parco eolico proposto, la normativa sancisce che il proponente dovrà versare una garanzia sugli importi che si renderanno necessari per la rimozione e il ripristino dei contesti oggetto del presente intervento. La fase di decommissionamento dell'impianto è dettagliata nello specifico nelle relazioni WIND01.REL002 -Piano di dismissione e WIND01.REL017b – Cronoprogramma dei lavori di dismissione e ripristino, cui si rimanda per ogni ulteriore dettaglio.

5 PRIMI ELEMENTI SULLA SICUREZZA

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

5.1 Sicurezza durante la fase di cantiere

Durante la fase di preparazione del sito, le piazzole degli aerogeneratori, una volta realizzato il plinto in cemento armato, saranno adibite allo stoccaggio della terna di pale, che saranno montate successivamente, e delle componenti dell'aerogeneratore, stesso quali componenti della torre tubolare e navicella.

La fase di cantiere sarà suddivisa in due ulteriori sottofasi:

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

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

Durante la prima fase si procederà agli sbancamenti per rendere idonea e più regolare la morfologia del terreno oggetto degli interventi civili quali strade e piazzole. Per le zone delle piazzole di transito degli aerogeneratori, si procederà rimuovendo una prima porzione di terreno pari a circa 20 cm (scotico), e quindi successivamente gli scavi di sbancamento per lo spessore necessario ad arrivare a -0.60 cm dal piano finito della piazzola. A seguito dello scavo si provvederà alla realizzazione dello strato di fondazione per uno spessore di 40 cm con misto granulare frantumato meccanicamente, con compattazione a strati, e quindi uno strato di 20 cm costituito da un inerte superficiale di adeguata granulometrica compattata meccanicamente fino al raggiungimento delle caratteristiche richieste. Con queste specifiche si potrà garantire una pressione superficiale sulle piazzole pari a 4 kg/cm^2 , o in caso di compattazione maggiore (ad esempio in prossimità della piazzola adibita alla gru di sollevamento) fino a 6 kg/cm^2 .



Figura 19 – Una gru tipo Liebherr 1750 durante l'installazione di un generatore eolico

Le strade e la viabilità interna verranno in questa fase adeguate tenendo conto delle prescrizioni di sicurezza per la movimentazione dei mezzi di trasporto e delle gru, e realizzando le opere per la regolazione di deflusso descritte nel capitolo 4 paragrafo 4.2.2. Durante la fase di movimento dei mezzi e dei materiali verranno apposte le segnaletiche prescritte e necessarie a regolare il traffico cercando di impattare quanto meno possibile sulla viabilità ordinaria.

Nella gestione della sicurezza in cantiere bisognerà tener presente che i materiali come pietrame, ghiaia, pietrisco o ghiaietto, necessari alla realizzazione delle infrastrutture, saranno reperiti in cantiere, perché saranno riutilizzate terre e rocce asportate in sito, avendo un

esubero di scavo rispetto al rilevato di circa $110'000 \text{ m}^3$.

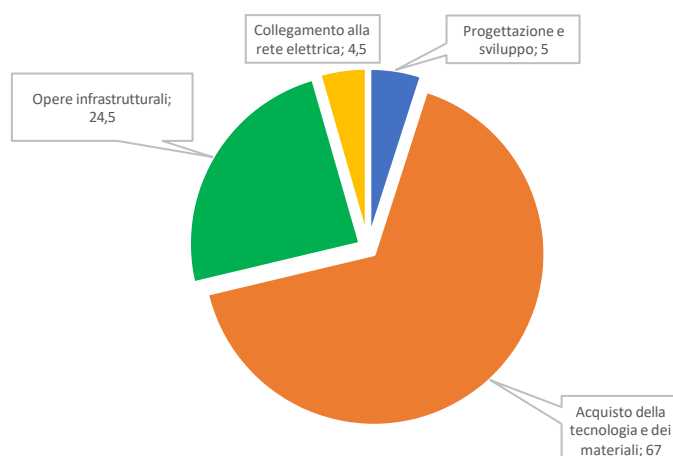
I lavori di preparazione degli inerti al riutilizzo questa verranno svolti in modo da non interferire nelle attività inderogabili svolte nelle aree immediatamente circostanti.

Durante la fase di montaggio dei generatori eolici, verrà impiegata una gru principale tipo Liebherr "1750" da 750 tonnellate a 9 assi, braccio telescopico e altezza sottogancio pari ad almeno 150 m dal piano campagna, e gru secondarie di supporto alla principale. Le piazzole e l'infrastruttura viaria saranno realizzati così da tollerare le pressioni previste da questi automezzi durante la loro fase operativa. L'erezione e la corretta messa in esercizio di un singolo aerogeneratore richiedono mediamente tre giorni lavorativi, durante i quali le norme di sicurezza prevedono un vento in sito non superiore agli 8 m/s a 60 metri di quota da terra. I lavori saranno svolti in modo da mantenere in sicurezza i manufatti e i beni architettonici circostanti le aree di intervento e trasporto, e non saranno ulteriormente alterate le componenti di paesaggio oltre a quelle previste in progetto. Terminata la fase di installazione, le aree non più necessarie per la manutenzione del parco saranno coperte con lo scotico precedentemente accantonato per favorirne la rinaturalizzazione.

6 ASPETTI ECONOMICI

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

6.1 Capex



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

6.2 Acquisto della tecnologia e dei materiali

La parte di gran lunga più consistente dell'approvvigionamento tecnologico consiste nell'acquisto e nel trasporto sul luogo d'installazione dei nove aerogeneratori a progetto.

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

6.3 Progetto e sviluppo

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

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

6.3.1 Opere infrastrutturali

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

6.3.2 Opere elettriche e di connessione

Con questo segmento di costo si includono:

- Le linee elettriche interrato che collegano tra loro gli aerogeneratori e verso la stepup 30/150 kV;
- le opere di elettrodotto che collegano l'impianto alla stazione di step-up in prossimità della nuova SE Terna;
- la stazione di step-up che rilancia la tensione da 30 kV a 150 kV
- le sbarre in alta tensione che collegano quest'ultima alla SE di proprietà Terna S.p.A.

Le lunghezze delle linee sono indicate negli schemi unifilari di progetto e riportate nel computo metrico.

6.3.3 Opex

Le attività di questa categoria constano principalmente di:

- Costi di mantenimento in esercizio dell'impianto con interventi periodici di manutenzione ordinaria;
- Costi di mantenimento in esercizio con interventi di manutenzione straordinaria;
- Costi di diritto di superficie per le aree di competenza dell'impianto di produzione;
- Costi di consumo dell'energia necessaria per le apparecchiature in caso di fermo impianto;
- Costi di mitigazione e compensazione;
- Costi amministrativi (Tasse locali, concessioni, assicurazione, etc.).

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

6.4 Dismissione e ripristino

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