

PROGETTO: "NURRI IR" INTEGRALE RICOSTRUZIONE DEL PARCO EOLICO DI NURRI (SU)
INTERVENTO DI REPOWERING CON SOSTITUZIONE DEGLI AEROGENERATORI
ESISTENTI E RELATIVA RIDUZIONE DEL NUMERO DELLE MACCHINE

Elaborato:

Relazione descrittiva generale

Codice Elaborato

NIR.RELO1

Scala

Formato elaborato

PROPONENTE



EDISON
EDF GROUP

EDISON RINNOVABILI Spa
Foro Buonaparte, 31
20121 Milano MI

Timbro e firma

Timbro e firma

REDATTORE



Giuseppe Pili Ingegnere

Studio d'Ingegneria
Via Aosta, 1 - 08100 Nuoro - P. IVA 00880550918
tel. 0784/230351
pilitec@gmail.com - pec : francesco.pili@ingpec.eu

Rev.	Data	Descrizione	Elaborato	Verificato	Approvato
02					
01					
00	10/2023	Emissione per validazione	Giuseppe Pili		

SOMMARIO

1	PREMESSA.....	2
1.1	Contesto del progetto	2
1.2	Scenario e normativa di riferimento.....	3
1.3	Proponente del progetto	12
1.4	Inquadramento del progetto e dello stato dei luoghi	13
1.5	Localizzazione e caratteristiche del sito.....	15
1.6	Comuni e aree urbane di riferimento	15
1.6.1	COMUNE DI NURRI	15
2	DESCRIZIONE degli interventi in progetto.....	16
2.1	Descrizione dei generatori	16
2.2	Descrizione gli interventi sulla viabilità	18
2.2.1	VIABILITÀ DI ACCESSO AL SITO DI PROGETTO.....	20
2.2.2	VIABILITÀ INTERNA DI ACCESSO AGLI AEROGENERATORI	21
2.2.3	INQUADRAMENTO GEOMORFOLOGICO E GEOLOGICO.....	24
2.2.4	MODELLO GEOLOGICO DI SITO	27
2.3	Descrizione degli interventi civili	32
2.3.1	PIAZZOLE E AREE DI MANOVRA DEI MEZZI PESANTI.....	32
2.3.2	FONDAZIONI DEGLI AEROGENERATORI.....	34
2.3.3	OPERE DI REGOLAZIONE DEI FLUSSI IDRICI.....	35
2.4	Aree di stoccaggio temporaneo	36
2.5	Gestione dell’impianto durante la fase di esercizio	36
2.6	Dismissione e ripristino del contesto	37
3	Primi elementi sulla sicurezza.....	37
3.1	Sicurezza durante la fase di cantiere	37
4	Aspetti economici.....	39
4.1	Capex	40
4.1.1	ACQUISTO DELLA TECNOLOGIA E DEI MATERIALI.....	40
4.1.2	PROGETTO E SVILUPPO	40
4.1.3	OPERE INFRASTRUTTURALI	41
4.1.4	OPERE ELETTRICHE E DI CONNESSIONE	41
4.2	Opex.....	41
4.3	Dismissione e ripristino	42

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 relativa al parco eolico "**GUZZINI**" da realizzarsi nel territorio del Comune di Nurri (SU).

Il progetto, da localizzarsi nel territorio del Comune di Nurri (SU) e con potenza nominale pari a 92,4 MW limitata per una potenza in immissione di **90,0 MW**, prevede l'**Integrale Ricostruzione** di un parco eolico esistente per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile.

Questo documento fornisce un riepilogo delle scelte progettuali dal punto di vista civile e funzionale, inquadrando il territorio oggetto dell'intervento e dettagliando le scelte che hanno portato al posizionamento degli aerogeneratori e delle opere accessorie.

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, secondo il **Global Wind Report 2022** in totale a una potenza installata a fine 2021 pari a **837 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, 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 2022" 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 Regionalenúmero1 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. 17 gennaio 2018 (Aggiornamento delle "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 2030 (PNIEC), varato in via definitiva dal Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) il 21 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 la società **"EDISON RINNOVABILI SPA"** con sede legale in **FORO BUONAPARTE, 31**, nel Comune di **MILANO**, P.IVA e C.F. **09571891002**.

La **"EDISON RINNOVABILI SPA"** è una società controllata al 100% da Edison Spa.

Edison Spa è la più antica società energetica d'Europa, con 140 anni di storia e di primati. Ha accolto la sfida di dare energia nel lontano 1883, contribuendo all'elettrificazione e allo sviluppo economico e sociale del Paese. Oggi, è uno degli operatori leader del settore in Italia, in prima linea nella sfida della transizione energetica.

Svolge attività integrate lungo tutta la filiera elettrica: dalla produzione di energia alla gestione e manutenzione dei parchi di generazione, fino alla vendita ai clienti finali, con attività di business dedicate alle energie rinnovabili e con l'obiettivo al 2030 di portare la generazione green al 40% del proprio mix produttivo.

Grazie al suo parco di produzione di energia elettrica ampiamente diversificato che conta 107 centrali idroelettriche, 14 centrali termoelettriche, 53 campi eolici, 56 campi fotovoltaici per una potenza netta installata di 7,2GW, nel 2022 la Società ha prodotto 19,7 TWh di elettricità pari al 7,2% di produzione sul totale italiano.

Accompagnare le eccellenze della cultura italiana verso un futuro più sostenibile è uno degli impegni assunti da Edison, in linea con l'obiettivo di creare valore condiviso con i territori e le comunità in cui opera. Il legame con il Teatro alla Scala di Milano comincia il 26 dicembre 1883, quando Edison illumina per la prima volta il teatro grazie all'energia elettrica. Dopo 140 anni, Edison è ancora al fianco della Fondazione nel percorso di decarbonizzazione e transizione ecologica delle sue sedi, per ridurre l'impronta carbonica e ottimizzarne i consumi energetici attraverso il progetto "Scala Green". Edison accompagna ugualmente il FAI nel percorso di decarbonizzazione e transizione ecologica dei suoi Beni sul territorio nazionale, con l'impegno di ridurre le emissioni di CO2 del 35% entro il 2030 e di azzerarle entro il 2040.

1.4 Inquadramento del progetto e dello stato dei luoghi

Il progetto "Parco Eolico GUZZINI" è ubicato nel Comune Nurri, nella provincia del Sud Sardegna. Il progetto di Integrale Ricostruzione interessa il parco eolico esistente che si compone di **26** generatori della potenza di 850 kW che saranno rimossi e smaltiti unitamente alle varie linee elettriche che li collegano tra di loro e poi alla S.E. di TERNA.

Il nuovo parco eolico, denominato "GUZZINI", sarà composto da 14 aerogeneratori di ultima generazione ad asse orizzontale di potenza pari a **6,6 MW** ciascuno, per una potenza di picco di **92,4 MW** ed una potenza in immissione di **90,0 MW**, nel rispetto della domanda di connessione e così come riportato nella STMG n°202101471 rilasciata da TERNA in data 22.12.2022. Tale riduzione di potenza si potrà con i sistemi di controllo elettronico in dotazione agli aerogeneratori. Il nuovo parco, che si estenderà su un'area di circa **600 ha**, si comporrà di quattordici aerogeneratori, denominati in ordine crescente da NIR01 a NIR14 (N.I.R. *Nurri Integrale Ricostruzione*), tutti ricadenti su terreni di privati.

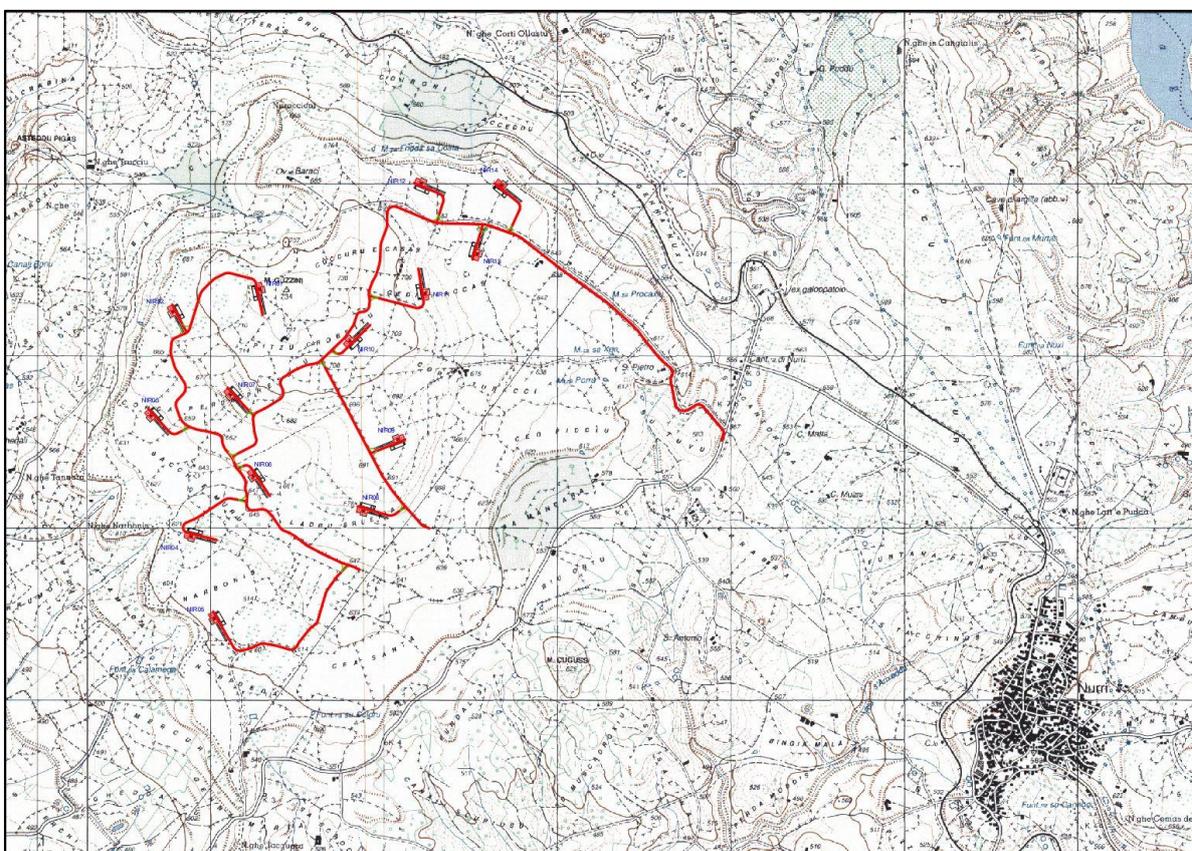


Figura 1: Layout degli aerogeneratori e viabilità interna su IGM 25'000 Serie 25 -Fogli: 540 sez. I "Nurri"

L'impianto sarà del tipo grid-connected e l'energia elettrica prodotta sarà riversata completamente in rete, salvo gli autoconsumi di centrale.

La produzione di energia elettrica sarà garantita dai 14 aerogeneratori che 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 150 metri e l'altezza massima dal suolo di ogni

macchina (compresa la massima estensione da terra della terna di pale) sarà pertanto di 200 metri con un'area spazzata di 17'671 m².

Per l'alimentazione dei servizi ausiliari (Illuminazione, Videocontrollo, Monitoraggio impianto) del parco eolico, sarà richiesta al Distributore una fornitura dedicata in bassa tensione da 50 kW.

1.5 Localizzazione e caratteristiche del sito

Il progetto si sviluppa nel Sarcidano e più precisamente su un altopiano nel territorio del comune di Nurri, nella provincia del Sud Sardegna, quadrante sud-orientale della Regione Autonoma della Sardegna. L'estensione dell'area d'impianto, compresa l'area della S.E. di Terna, è di circa 600 ha. L'impianto, che si sviluppa ad Nord-Ovest dell'abitato di Nurri ad una quota media di circa 680 m s.l.m., interessa una parte di territorio servito da una estesa e fitta rete viaria rurale che permette il raggiungimento di circa **85%** delle posizioni nelle quali dovranno essere realizzate le torri eoliche. La maggior parte della viabilità esistente, che si presenta in buono stato in quanto sottoposta ad una frequente manutenzione, è stata realizzata e/o sistemata durante la realizzazione del parco esistente e questo aspetto ne ha permesso l'utilizzo prevedendo localmente degli interventi di adeguamento e minimizzando l'apertura di nuova viabilità. L'orografia generale del sito non presenta pendenze troppo elevate e la viabilità ex-novo sarà realizzata cercando di minimizzare i raggi di curvatura planimetrici e le pendenze longitudinali al fine di ridurre i movimenti terra e quindi l'impatto con il paesaggio attraversato.

1.6 Comuni e aree urbane di riferimento

L'impianto si sviluppa nel territorio comunale di Nurri, nella Provincia del Sud Sardegna (SS). Lo studio di inserimento urbanistico dettagliato sarà trattato in uno specifico documento di progetto.

1.6.1 Comune di Nurri

Provincia	Sud Sardegna (SU)
Regione	Sardegna
Altitudine	700 m
Popolazione	2'025 abitanti (01/01/2023 - Istat)
Superficie	73,67 km ²

Densità	27,49 ab. /km ²
Codice Istat	111048
Codice catastale	B246
Prefisso	0782
Codice Postale	09059

2 DESCRIZIONE DEGLI INTERVENTI IN PROGETTO

2.1 Descrizione dei generatori

Gli aerogeneratori previsti sono macchine con potenza nominale pari a **6,6 MW**, orientati sopravento, con controllo attivo del *pitch* delle pale e dello *yaw* della navicella. Per la progettazione di dettaglio, ai fini della valutazione dei carichi, delle dimensioni e di tutti i valori tecnici e di ingombro architettonico sono stati utilizzati gli aerogeneratori **V 150-6.0 MW HH125** di VESTAS. In fase realizzativa le macchine potranno però essere differenti, rimanendo nelle caratteristiche tecniche e dimensionali delle stesse.

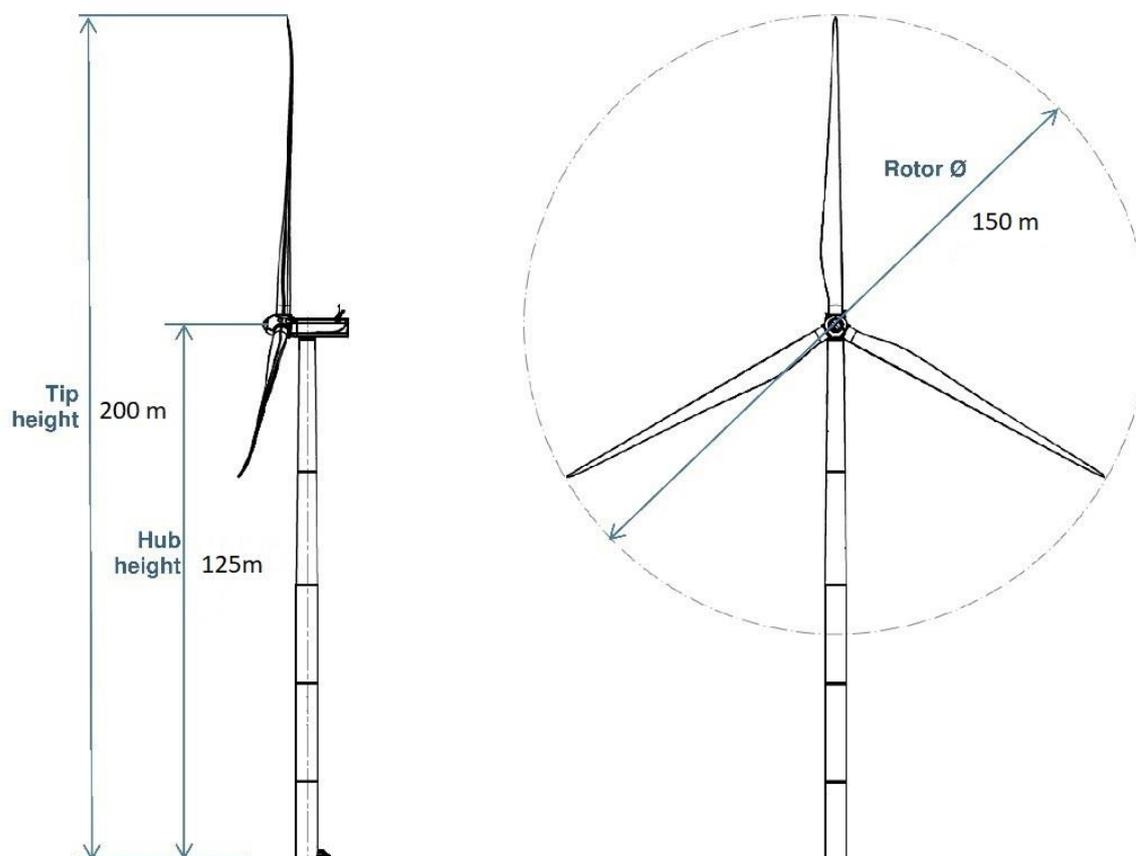


Fig. 3 – Generatore eolico ad asse orizzontale

Il rotore (*rotor*) del generatore è composto da tre pale ognuna di lunghezza pari a 73,65 metri. Nel complesso, il gruppo rotante ha un diametro di **150 metri**, e spazza un'area pari a 17'671 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 **200 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. 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.

2.2 Descrizione gli interventi sulla viabilità



Figura 4 – Blade lifter, utilizzato per il trasporto di pale per aerogeneratori

L'accesso al parco in progetto avviene da un singolo ingresso, esistente, al km 6+850 dalla SS189 dalla quale al km 7+250 ha origine la SP10 che porta all'abitato di Nurri. La viabilità di servizio interna al parco eolico ricalca per la maggior parte una viabilità esistente realizzata solo nel tratto iniziale in bitume e per la restante parte in terra battuta avente per la

maggior parte dello sviluppo raggi di curvatura e pendenze adeguate al transito dei mezzi pesanti che movimentano le componenti degli aerogeneratori. Laddove non è possibile raggiungere le postazioni delle torri eoliche verranno realizzati dei tratti viari ex-novo, progettati 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 minima della carreggiata di 5,0 m oltre 0,50 m per parte di cunetta in terra e dovrà essere caratterizzata da una portanza minima di 2 kg/cm² e sopportare un carico per asse del camion pari a 12 t. Nella figura seguente è riportata una sezione stradale tipo a mezza costa:

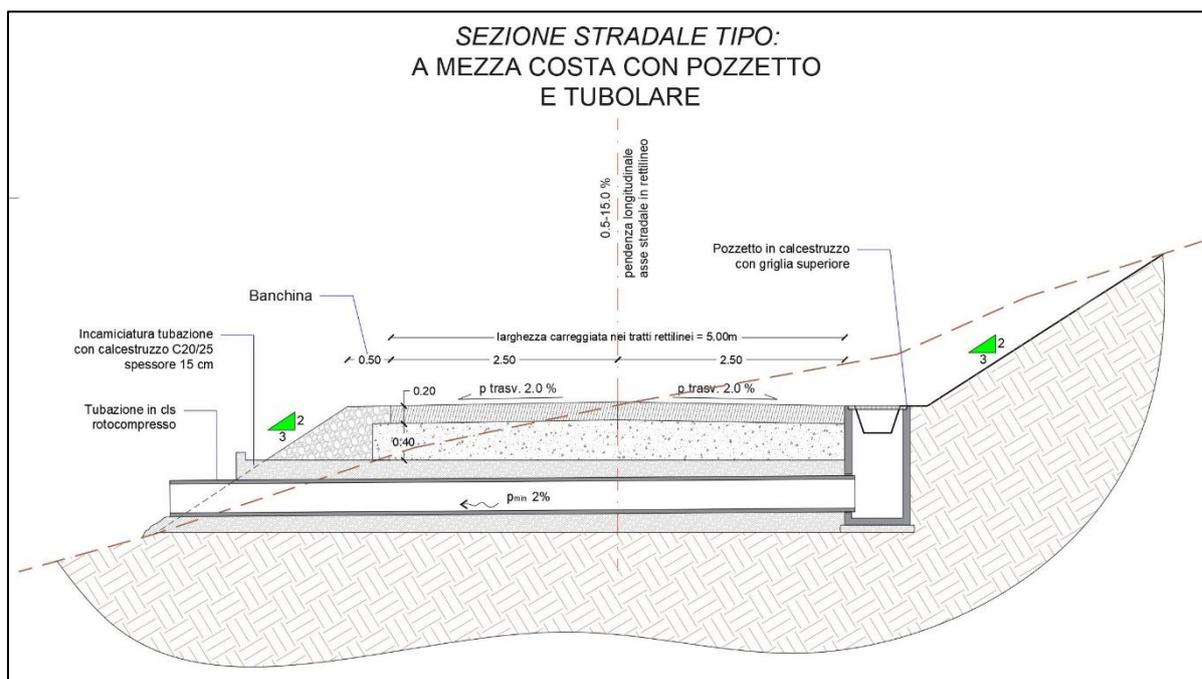


Figura 5 – Sezione stradale tipo a mezza costa

Le componenti con il maggiore ingombro che percorreranno il tragitto dal porto d'arrivo 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 conchi delle torri verrà impiegato un pianale ribassato di adeguata lunghezza dal porto d'arrivo fino alle piazzole delle turbine, per le pale

verrà utilizzato un pianale fino ad un'area di trasbordo all'ingresso del parco eolico e poi si utilizzerà il *Blade Lifter* (o alza-pala), come raffigurato in fig.4, 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 "Relazione interventi su viabilità di trasporto turbine Road Survey" per meglio identificare le operazioni da eseguire lungo il tragitto esterno al parco.

2.2.1 Viabilità di accesso al sito di progetto

La viabilità di arrivo all'area d'impianto è composta da strade statali, provinciali e comunali, il cui stato di conservazione è per lo più buono.

Relativamente al trasporto delle pale, la scelta di operare il trasbordo da pianale in prossimità dell'ingresso al parco eolico ed il successivo utilizzo del *Blade Lifter* per il tratto interno al parco, è dovuta principalmente alla non breve distanza del porto di arrivo dal sito

dell'impianto. La bassa velocità di percorrenza di questo mezzo infatti, nel caso in cui lo si volesse adoperare direttamente dal porto d'arrivo, fosse Cagliari o Oristano, comporterebbe tempi lunghi di percorrenza e quindi di approvvigionamento degli elementi costituendo l'aerogeneratore.

2.2.2 Viabilità interna di accesso agli aerogeneratori

A partire dalla SS189 si dirama l'asse **P01** della viabilità principale che, unitamente agli altri tratti principali (da P02 a P05) servono l'intero parco eolico e dai quali partono i tratti viari che servono tutte le quattordici turbine che compongono il parco.

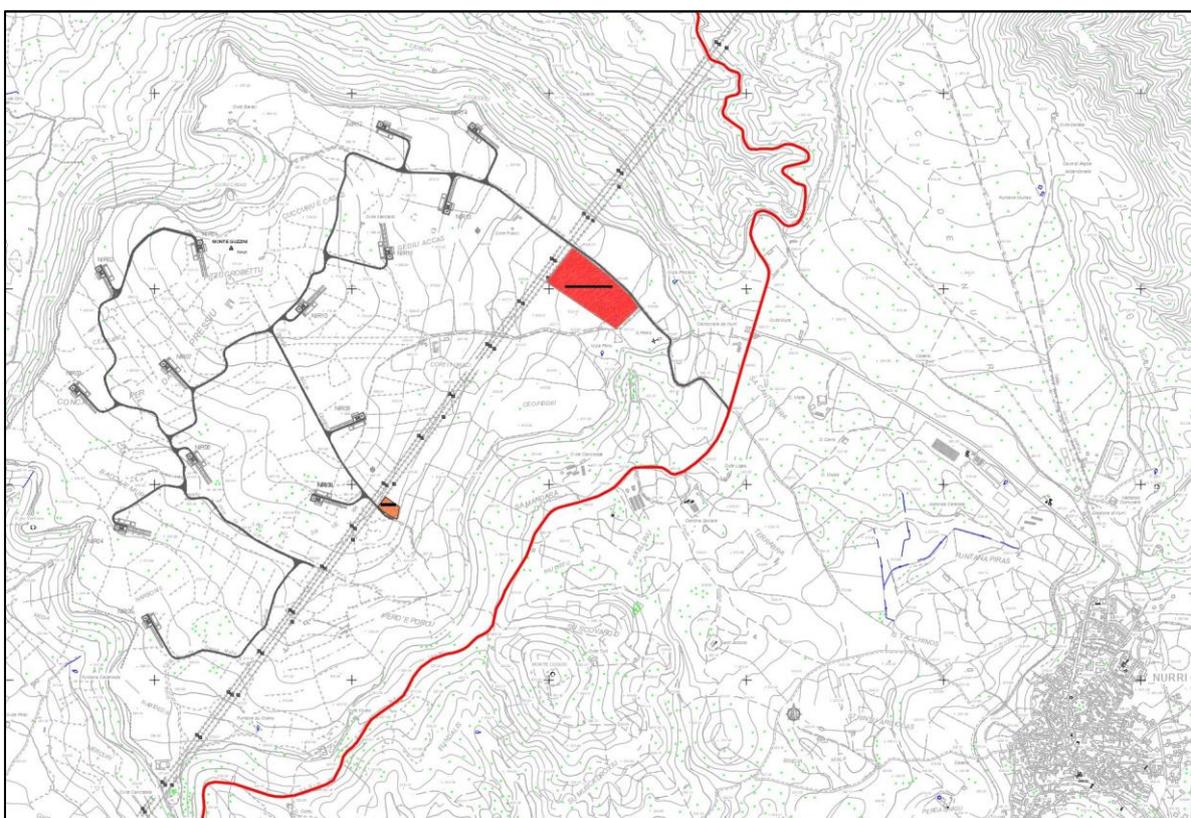


Figura 6 – Planimetria generale su CTR dell'impianto eolico "GUZZINI"

La viabilità a servizio del parco, oltre i cinque tratti principali che ricalcano la viabilità esistente, si compone delle varie diramazioni che portano ai vari aerogeneratori. Mentre i tratti della viabilità principali sono interessati solo da interventi di adeguamento, la maggior parte delle diramazioni alle varie turbine sono da realizzarsi ex-novo.

Nella tabella n.1 sono riportate, tratto per tratto, le caratteristiche principali della viabilità di servizio al parco, evidenziando in rosso quei valori che possono discostarsi dai limiti massimi individuati (pendenza longitudinale).

Tabella 1

NOME ASSE	Lunghezza con piazzole (m)	Lunghezza piazzola [m]	Solo Viabilità (m)	Viabilità tratto in adeguamento [m]	Solo viabilità tratto ex novo [m]	Pendenza minima [%]	Pendenza massima [%]	Lunghezza tratto Pendenza > 10% [m]	Lunghezza tratto Pendenza > 14% [m]	Raggio Verticale min. [m]	Area ingombro Corpo Stradale e Piazzola [m ²]
ASSE P01	2.233,35		2.233,35	2.233,35		0,2	9,7	0	0	1000	27.755
ASSE P02	1.985,64		1.985,64	1.985,64		0,2	9,4	0	0	1000	19.787
ASSE P03	1.123,90		1.123,90	1.123,90		0,4	8,9	0	0	300	10.969
ASSE P04	1.125,00		1.125,00	865,00	260,00	1,2	9,0	0	0	1000	11.105
ASSE P05	1.173,74		1.173,74	1.173,74		0,7	19,2		33,43	350	12.375
DIRAMAZIONE WTG01	647,00	186,50	460,50	460,50		5,6	8,5	0,00	0,00	1.000	15.972
DIRAMAZIONE WTG02	181,57	181,57	0,00		0,00	2,0	7,2	0,00	0,00	1.000	11.373
DIRAMAZIONE WTG03	309,70	186,50	123,20		123,20	8,7	8,7	0,00	0,00	1.000	11.714
DIRAMAZIONE WTG04	641,90	186,50	455,40	267,00	188,40	5,2	8,0	0,00	0,00	350	16.751
DIRAMAZIONE WTG05	1.199,14	186,50	1.012,64	900,00	112,64	1,2	8,3	0,00	0,00	1.000	21.878
DIRAMAZIONE WTG06	283,68	186,50	97,18		97,18	4,6	4,6	0,00	0,00	1.000	11.121
DIRAMAZIONE WTG07	220,94	186,50	34,44		34,44	4,8	10,1	36,89	0,00	1.000	10.906
DIRAMAZIONE WTG08	298,27	186,50	111,77		111,77	1,5	1,6	0,00	0,00	1.000	12.020
DIRAMAZIONE WTG09	215,74	186,50	29,24		29,24	2,4	4,3	0,00	0,00	1.000	11.197
DIRAMAZIONE WTG10	295,18	186,50	108,68		108,68	-	-	-	-	-	10.900
DIRAMAZIONE WTG11	541,38	186,50	354,88		354,88	6,3	15,4		46,78	350	14.506
DIRAMAZIONE WTG12	341,67	186,50	155,17		155,17	5,5	5,5			1.000	12.911
DIRAMAZIONE WTG13	212,12	186,50	25,62		25,62	2,7	2,7	0,00	0,00	1.000	11.071
DIRAMAZIONE WTG14	367,21	186,50	180,71		180,71	2,5	4,6	0,00	0,00	1.000	13.087
	13.397,13	2.606,07	10.791,06	9.009,13	1.781,93			36,89	80,21		267.398

Amministrativamente la viabilità interna attraversa esclusivamente il territorio del Comune di Nurri (SU).

Il criterio fondamentale adottato per la definizione della viabilità di accesso alle varie turbine del 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 SS189, al km 6+850.



Foto n.1 – Viabilità esistente realizzata in terra

Tale viabilità esistente sarà interessata da interventi di modifica quali l'allargamento della carreggiata, modifiche planimetriche dovute all'adeguamento dei raggi di curvatura delle curve, modifica locale di dossi e cunette che possono ostacolare il transito dei mezzi speciali deputati al trasporto dei componenti delle turbine, dai vari conci fino alla navicella ed alle pale. Le lavorazioni relative alle piazzole e alle diramazioni per raggiungerle saranno invece più varie e complete in quanto si tratta di aprire della nuova viabilità.

Nella fotografia su riportata si evidenzia la tipologia di viabilità presente realizzata in terra.

Si è cercato di sfruttare al massimo l'insieme di sentieri e rete viaria rurale esistente, adeguandone volta per volta le caratteristiche geometriche che non ne permettessero l'utilizzo per il trasporto dei vari componenti degli aerogeneratori. Oltre gli interventi sull'andamento planimetrico e la larghezza della carreggiata, sono stati previsti interventi per modificare i raggi di raccordo altimetrici e le pendenze longitudinali. 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 (Fig. 5).

In fase esecutiva si dovrà eseguire 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 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.

2.2.3 Inquadramento geomorfologico e geologico

Le caratteristiche geomorfologiche e geologiche dell'area sono presentate dettagliatamente nella relazione specialistica redatta a cura della Dott.ssa Geol. Cosima Atzori, a cui si rimanda. Di seguito se ne riporta una sintesi finalizzata ad evidenziare alcuni aspetti legati direttamente alle opere fondali da realizzare.

2.2.3.1 Lineamenti geomorfologici dell'area di studio

La geomorfologia dell'area vasta è caratterizzata dalla presenza di una estesa superficie di spianamento che è tuttora ben preservata al di sotto dei basalti delle Giare. Essa taglia indistintamente tutte le formazioni pre-basaltiche giungendo ad interessare il basamento. Questa morfologia che interessava larga parte della Sardegna meridionale, costituisce la base di partenza alla successiva evoluzione dell'area. Rappresenta la testimonianza di un'importante fase erosiva, verificata al livello del mare e successivamente sollevata da movimenti tettonici.

La messa in posto dei plateaux basaltici su questa superficie e il successivo sviluppo di un reticolo idrografico spesso a controllo tettonico hanno determinato la morfologia attuale

dell'area vasta con rilievi tabulari sub-orizzontali spesso isolati come testimoni di un antico espandimento lavico che interessava diverse centinaia di kmq.

I tratti geomorfologici del settore sud est di studio sono dati da estesi rilievi collinari del basamento paleozoico, incisi dai corsi d'acqua principali e dai loro affluenti. I corsi d'acqua incidono il basamento paleozoico, formando valli con versanti poco acclivi. Il basamento paleozoico che affiora nell'area di studio appare inciso da un reticolo idrografico impostato sui principali lineamenti strutturali, tale aspetto è fortemente connesso con l'evoluzione tettonica dell'intero settore e in particolar modo con l'evoluzione oligo-miocenica e plio-quadernaria.

Le superfici morfologiche principali sono rappresentate da modesti rilievi sub arrotondati e dai resti di un altipiano profondamente dissecato dai processi erosivi lineari. L'originale superficie di spianamento è conservata solo per alcuni tratti mentre nella maggior parte dell'area è riconoscibile solo da rilievi di uguale altezza. I rilievi principali hanno altezze intorno ai 450-500 metri (Genna Ruina 457 m, Monte Piddiu 494 m, Bruncu Crabili 475 m, Serra S'Astula 506m) e il Monte Guzzini (734m) ; lo stesso lungo il perimetro termina con orli di scarpata subverticali che tendono ad arretrare per fenomeni franosi di crollo-ribaltamento.

Il reticolo idrografico dell'area di studio mostra valli quasi sempre poco incassate, con prevalente andamento N-S. Alcuni corsi d'acqua presentano un caratteristico andamento a meandri ereditati nel basamento paleozoico per la sovrapposizione a seguito dell'asportazione delle coperture sedimentarie terziarie o, in qualche caso, influenzati dalla litologia. I versanti vallivi modellati negli scisti paleozoici sono localmente asimmetrici.

E' presente un'area caratterizzata da numerosi picchi e creste rocciose costituiti dai litotipi più resistenti del basamento paleozoico (Monte santa vittoria Fm.), in quest'area sono presenti nelle parti più impervie anche falde di detrito e canali con scariche di detrito.

Laddove invece le litologie sono più tenere e nei depositi quaternari si osservano morfologie erosive come superfici con solchi di ruscellamento e di dilavamento concentrato. La

terminazione del cavidotto e la relativa sottostazione a est del parco poggiano ancora sul tavolato basaltico ad una quota di circa 680m slm.

2.2.3.1.1 Categorie di sottosuolo - D.M. 19.01.2018 (NTC 2018)

Le "Norme Tecniche per le Costruzioni" – Decreto del 19/01/2018 definiscono le regole per progettare l'opera sia in zona sismica che in zona non sismica. La classificazione del sottosuolo si effettua in base alle condizioni stratigrafiche ed ai valori della velocità equivalente di propagazione delle onde di taglio, $V_{s,eq}$ (in m/s), definita dall'espressione

$$V_{s,eq} = \frac{H}{\sum_{i=1}^N \frac{h_i}{V_{s,i}}}$$

con:

h_i spessore dell'i-esimo strato;

$V_{s,i}$ velocità delle onde di taglio nell'i-esimo strato;

N numero di strati;

H profondità del substrato, definito come quella formazione costituita da roccia o terreno molto rigido, caratterizzata da V_s non inferiore a 800 m/s.

Per le fondazioni superficiali, la profondità del substrato H è riferita al piano di imposta delle stesse, mentre per le fondazioni su pali è riferita alla testa dei pali. Nel caso di opere di sostegno di terreni naturali, la profondità è riferita alla testa dell'opera. Per muri di sostegno di terrapieni, la profondità è riferita al piano di imposta della fondazione.

Le categorie di sottosuolo che permettono l'utilizzo dell'approccio semplificato sono definite in Tab. 3.2.II. Per queste cinque categorie di sottosuolo, le azioni sismiche sono definibili come descritto al § 3.2.3 delle NTC 2018. Per qualsiasi condizione di sottosuolo non classificabile nelle categorie precedenti, è necessario predisporre specifiche analisi di risposta locale per la definizione delle azioni sismiche.

Tabella 3.2.II. Categorie di sottosuolo (Fonte NTC 2018)

Categoria	Descrizione
A	<i>Ammassi rocciosi affioranti o terreni molto rigidi</i> caratterizzati da valori di velocità delle onde di taglio superiori a 800 m/s, eventualmente comprendenti in superficie terreni di caratteristiche meccaniche più scadenti con spessore massimo pari a 3 m.
B	<i>Rocce tenere e depositi di terreni a grana grossa molto addensati o terreni a grana fina molto consistenti</i> , caratterizzati da un miglioramento delle proprietà meccaniche con la profondità e da valori di velocità equivalente compresi tra 360 m/s e 800 m/s.
C	<i>Depositati di terreni a grana grossa mediamente addensati o terreni a grana fina mediamente consistenti</i> con profondità del substrato superiori a 30 m, caratterizzati da un miglioramento delle proprietà meccaniche con la profondità e da valori di velocità equivalente compresi tra 180 m/s e 360 m/s.
D	<i>Depositati di terreni a grana grossa scarsamente addensati o di terreni a grana fina scarsamente consistenti</i> , con profondità del substrato superiori a 30 m, caratterizzati da un miglioramento delle proprietà meccaniche con la profondità e da valori di velocità equivalente compresi tra 100 e 180 m/s.
E	<i>Terreni con caratteristiche e valori di velocità equivalente riconducibili a quelle definite per le categorie C o D</i> , con profondità del substrato non superiore a 30 m.

2.2.4 Modello geologico di sito

Per quanto concerne l'installazione degli aerogeneratori, gli stessi prevedono fondazioni di tipo superficiale costituite da plinti a base circolare a sezione troncoconica il cui piano di posa è previsto ad una profondità di riferimento di circa **4 m** dal piano finito, con profondità rispetto al piano di campagna variabile tra i 2 m e i 6 m.

L'analisi geologica ha restituito, per queste profondità di scavo, una condizione generalmente rappresentata da rocce tenere e/o intensamente fratturate (rippabili) in relazione alla tipologia litologica come definito nei diversi modelli geologici individuati.

Sulla base di quanto emerso dai rilievi e dalle indagini in sito, nell'approccio progettuale, stante il contesto geologico, si evidenziano le seguenti criticità a cui sarà necessario prestare la opportuna attenzione nella progettazione esecutiva dell'opera e nelle varie fasi di realizzazione.

L'analisi di tali fattori è funzionale alla progettazione e ha lo scopo di valutare la risposta del terreno ai nuovi carichi ed individuare azioni correttive o accorgimenti tali da limitarne gli effetti. Nello specifico:

1. **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.

2. **I sistemi di fratturazione** presenti generano 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 finalizzato all'esclusione di ogni possibile rischio di crollo e/o slittamento di porzioni di parete.
3. **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. 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.

L'analisi ha permesso di fatto di definire il modello geologico del sito ed in particolare, in relazione alle diverse condizioni geologiche e geostrutturali rilevate, è stato individuato il **modello geologico nr.01** descritto di seguito come rappresentativo dell'intero sito. Tale scelta è stata fatta in ottica cautelativa non essendo state fatte delle indagini puntuali che possano evidenziare tutte le stratigrafie presenti in corrispondenza dei 14 aerogeneratori:

“in generale l'intera area interessata dal progetto è interessata da un substrato roccioso da fratturato a sano costituito dalle facies basaltiche descritte nei capitoli precedenti al cui letto (profondità variabile dai 2 ai 30m) poggiano senza soluzione di continuità le facies marnoso-calcaree della formazione di Gesturi, costituite da conglomerati, marne e calcareniti.”

2.2.4.1 Modello geologico rappresentativo

Sulla base dei dati ricavati dalle indagini geognostiche e dalla classificazione degli ammassi rocciosi si definiscono i parametri geotecnici rappresentativi del modello geologico che andrà confermato in sede di progettazione esecutiva con indagini più dettagliate sui singoli siti di imposta delle fondazioni.

Pertanto, nell'ottica dell'individuazione di un modello geologico **rappresentativo del sito** si propone il seguente schema:

0,00 - 2,00m	depositi eluvio-colluviali / roccia fortemente alterata (regolite) (S1)
2,00 - 3,00m	substrato roccioso da fortemente fratturato a fratturato (S2)
3,00 -3,60m	substrato roccioso da fratturato a poco fratturato (S3)
3,60m –10,30m	substrato da poco fratturato a sano (S4)
10,30m - 20,00m	substrato roccioso sano (S5)

MODELLO GEOLOGICO 01						
Dati Parametri Resistenza						
Tipo di Terreno		S1	S2	S3	S4	S5
Descrizione		Depositi eluvio-colluviali/roccia fortemente alterata	Substrato roccioso da fortemente fratturato a fratturato	Substrato roccioso da fratturato a poco fratturato	Substrato roccioso da fratturato a sano	Substrato roccioso sano
Peso di volume**	[kg/mc]	1.800	2.000	2.100	2.200	2.350
Peso di volume saturo**	[kg/mc]	1.900	2.100	2.100	2.200	2.350
Angolo di attrito* interno	[°]	30,12	34,60	36,94	38,25	45
Coesione*	[Mpa]	0.5	5,24	10,72	12,54	25
Dati Parametri Deformabilità						
Modulo elastico **	[Mpa]	39	66	204	732	1180
Coefficiente di Poisson**	[]	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
Modulo di taglio (G)**	[Mpa]	118	206	637	2.235	2.952
Velocità onde di taglio Vs**	[m/sec]	260	320	550	1020	1120

Per quanto riguarda la scavabilità del substrato roccioso esso, nelle facies presenti e nella parte superficiale, per uno spessore variabile da 0 a 6m risulta quasi sempre da intensamente a poco fratturato per cui scavabile con ripper e martellone, più o meno facilmente.

Il tracciato del cavidotto si snoda lungo aree pianeggianti e tracciati stradali esistenti. Il cavidotto in progetto andrà a interessare terre di copertura facilmente rippabili.

Dai risultati delle indagini eseguite e dallo studio dei terreni interessati dall'intervento, si stima che circa il **78%** 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 brevi tratti stradali in cui la pendenza longitudinale è elevata (> del 10%) 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).

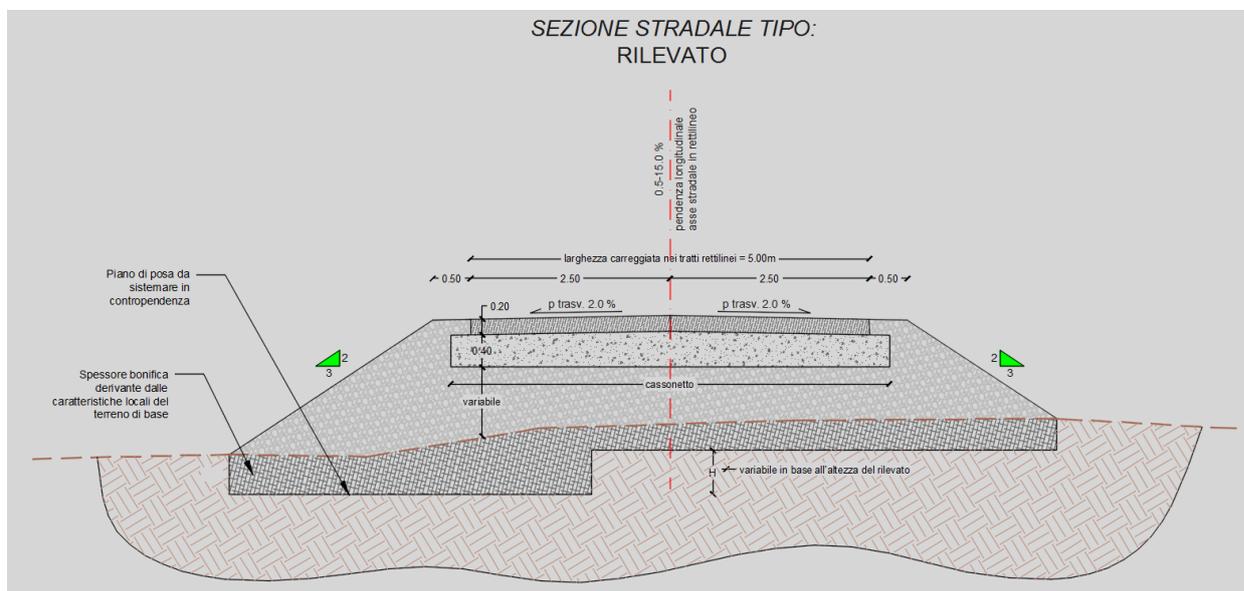


Figura 9: sezione stradale tipo in rilevato all'interno del parco eolico

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

Di seguito si riporta uno schema che riassume le raccomandazioni della casa costruttrice degli aerogeneratori relativamente alle caratteristiche costruttive delle strade esterne ed interne al parco.

	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						

Si rimanda ai dettagli di progetto sulla viabilità per ogni maggior dettaglio e specifica, in particolare gli elaborati **NIR.ELB05e** - Sezioni stradali tipo; **NIR.ELB005c** - Planimetrie e profili viabilità principale e **NIR.ELB005d** - Planimetrie e profili viabilità secondaria.

In fase di progetto esecutivo e a seguito di un più approfondito rilievo plano-altimetrico del tracciato individuato e delle scelte progettuali che definiranno le caratteristiche finali della viabilità, si provvederà alla verifica del rispetto di tali indicazioni ed agli eventuali interventi puntuali.

2.3 Descrizione degli interventi civili

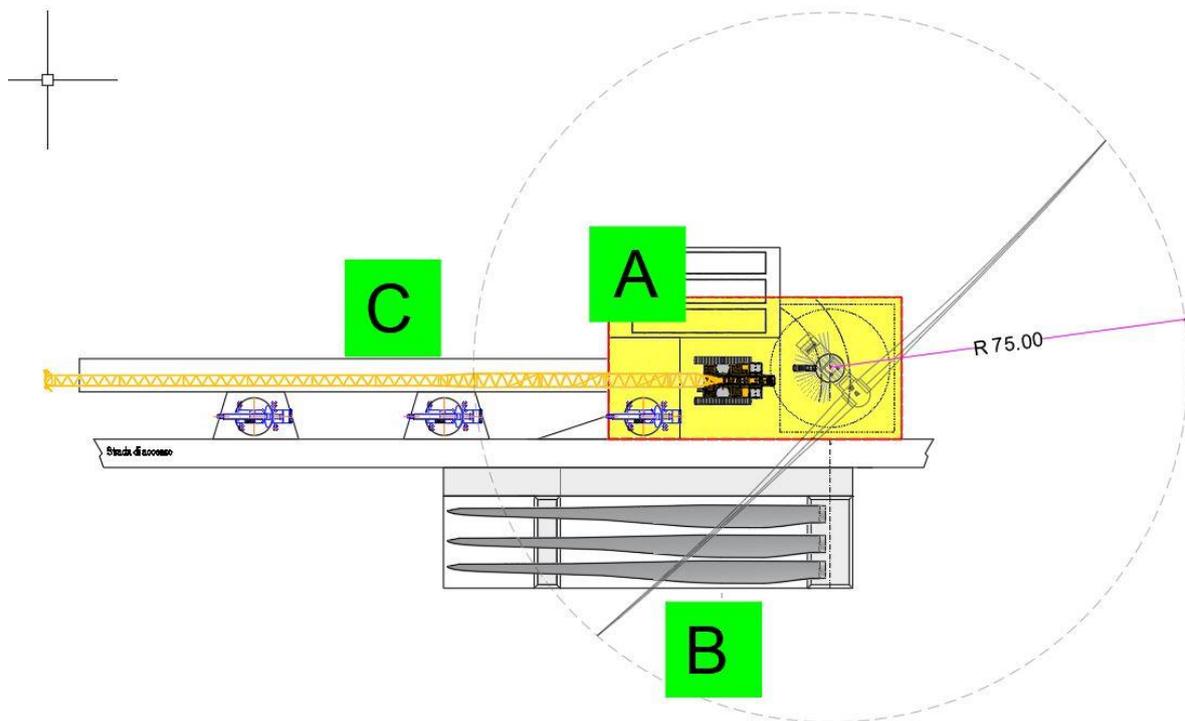
Oltre la realizzazione della viabilità interna al parco, le opere civili comprendono la realizzazione delle fondazioni di sostegno degli aerogeneratori, le piazzole di posizionamento delle gru, gli scavi, i canali e i cavidotti necessari per i cavi elettrici e i cavi in fibra ottica, la realizzazione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

2.3.1 Piazzole e aree di manovra dei mezzi pesanti

Le aree destinate alle piazzole degli aerogeneratori (cfr. elaborati grafici numero **NIR.ELB05a** – Piazzola tipo aerogeneratore e **NIR.ELB05g** – Planimetrie, profili e sezioni piazzole aerogeneratore) sono utilizzate per il posizionamento delle gru che installeranno le torri eoliche e dei mezzi di betonaggio che getteranno il calcestruzzo che costituirà il plinto di ogni fondazione (**NIR.ELB05b** – Schema plinto aerogeneratore) e al deposito temporaneo, 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 5'530m² di superficie nella configurazione "temporanea" e solamente **1'845 m²** in quella "**permanente**", oltre chiaramente gli ingombri dovuti alla realizzazione dei rilevati e degli scavi che differiscono da piazzola a piazzola e dipendono in maniera diretta dall'orografia dei luoghi sui quali ricadono i vari aerogeneratori.

Di seguito si riporta lo schema della piazzola impiegata in attesa che, ad autorizzazione ottenuta, si possa verificare in maniera definitiva l'offerta del mercato per turbine di potenza e caratteristiche simili a quella utilizzata per le verifiche preliminari.



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 61,5 m di lunghezza e 30,0 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 delle pale, avente dimensioni di circa 25,5 x 80 m, che avrà carattere temporaneo e durata pari a quella del cantiere nella fase di montaggio dell'aerogeneratore.

ZONA C) Area di montaggio/smontaggio del braccio tralicciato della gru principale, di dimensioni di circa 125 x 5 m oltre due piazzole trapezoidali di circa 105 m², che sarà presente solo durante la fase di cantiere e sarà rinaturalizzata alla fine dei lavori di montaggio dell'aerogeneratore.

Di queste tre zone, soltanto la piazzola di posizionamento della gru (**A**), realizzata in terra battuta e stabilizzata, verrà mantenuta operativa durante tutta la vita dell'impianto in quanto necessarie per la manutenzione ordinaria e straordinaria degli aerogeneratori.

Le altre aree (B+C) torneranno 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 rinterri necessari per garantire la pendenza prescritta dalle macchine e dai mezzi pesanti.

2.3.2 Fondazioni degli aerogeneratori

Per quanto concerne l'installazione degli aerogeneratori, gli stessi prevedono opere fondanti costituite da plinti circolari a sezione tronco-conica il cui piano di posa è previsto ad una profondità variabile di **2÷6 m** dal piano campagna.

Non sono previste fondazioni profonde, pertanto, non si rilevano particolari criticità salvo il controllo del deflusso delle acque superficiali.

L'analisi geologica ha restituito, per queste profondità di scavo, una condizione generalmente rappresentata da roccia fortemente alterata e da un substrato roccioso da fortemente fratturato a fratturato, in relazione alla tipologia litologica come definito nei diversi modelli geologici individuati.

Le fondazioni di sostegno delle torri eoliche saranno realizzate in calcestruzzo armato con base cilindrica e cono soprastante rastremato in prossimità del collare circolare di fissaggio

della base della torre, nel quale si trovano i tirafondi che permetteranno la giunzione bullonata tra la fondazione e la torre eolica. Per una descrizione delle caratteristiche strutturali dei plinti di fondazione degli aerogeneratori, si rimanda all'elaborato **NIR.ELB05b** – Schema plinto aerogeneratore e alla relazione di calcolo



NIR.REL04 – Relazione predimensionamento plinto eolico.

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.

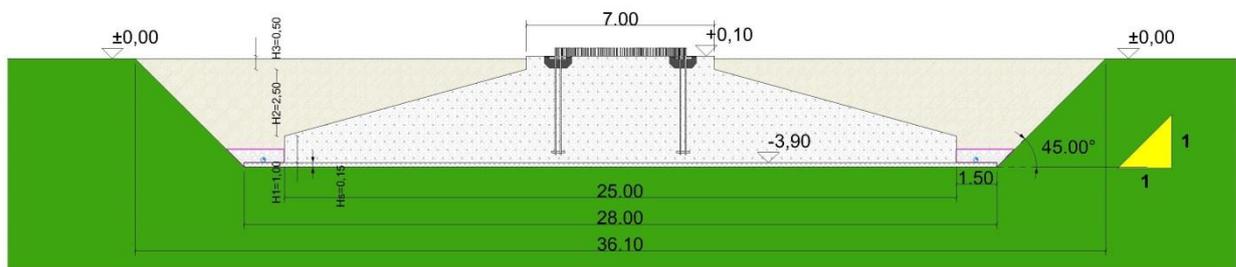


Figura 10 – Schema plinto fondazione aerogeneratore

Per quanto riguarda il calcestruzzo del plinto, dovrà avere resistenza caratteristica diversa in base alle diverse zone del plinto: per quanto riguarda la piastra di base e la parte tronco conica fino al colletto si utilizzerà il **C35/45**, il colletto invece dovrà essere realizzato con calcestruzzo del tipo **C50/60**.

Durante tutta la durata del getto si dovrà provvedere affinché 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 senza soluzione di continuità nel minor tempo possibile e comunque in maniera tale che si verifichi la condizione *“bagnato su bagnato”*.

2.3.3 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 meteorici 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 trasversale di almeno il 2% per regimentare il flusso delle acque e laddove necessario, come ad esempio in presenza di cunette, dossi o avvallamenti, si devono realizzare sistemi di tombini e canali di evacuazione tali da 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.

2.4 Aree di stoccaggio temporaneo

La scelta di operare all'interno del parco eolico 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 comporta caratteristiche meno restrittive per la realizzazione della viabilità (raggi di curvatura planimetrici e raggi dei raccordi verticali più piccoli). All'interno del parco, data la sua estensione pari a circa **580 ha**, è stato sufficiente individuare un'unica area di stoccaggio temporaneo dei componenti delle torri eoliche, posizionata in maniera che potesse essere funzionale all'intero parco. La sua individuazione è stata funzione delle aree pianeggianti il più possibile libere da vegetazione per ridurre al minimo la trasformazione delle aree utilizzate e permettere una veloce rinaturalizzazione alla fine della fase di cantiere.

Nella tabella che segue si riportano alcune caratteristiche dell'area individuata:

Denominazione	Superficie [m ²]	Latitudine	Longitudine
Area di cantiere	88'129	39.731440°	9.200747°

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

2.6 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, come di fatto si sta operando con l'impianto di che trattasi che sostituisce quello esistente riducendo drasticamente il numero delle turbine portandole dalle **26 attuali** alle **14 in progetto**.

Nello specifico, per poter realizzare l'impianto in progetto, saranno necessarie due operazioni di dismissione: una prima che interesserà il parco eolico esistente e che porterà allo smantellamento delle 26 pale da 850W esistenti e la seconda che riguarderà, a fine vita utile, la dismissione del parco oggetto della presente relazione, composto da 14 pale da 6,6 MW. 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 **NIR.REL002 -Piano di dismissione** e **NIR.REL03 – Cronoprogramma dei lavori di dismissione e ripristino**, cui si rimanda per ogni ulteriore dettaglio.

3 PRIMI ELEMENTI SULLA SICUREZZA

Il parco eolico "GUZZINI" 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.

3.1 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, 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 delle terre, la realizzazione dei plinti, 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 2 – 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 del deflusso delle acque. Durante la fase di movimento dei mezzi e dei materiali verranno apposte le segnaletiche prescritte e necessarie a regolare il traffico cercando di impattare il meno possibile sulla viabilità ordinaria esistente.

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 specialmente a seguito degli scavi per l'esecuzione dei plinti e dei tratti ex-novo della viabilità.

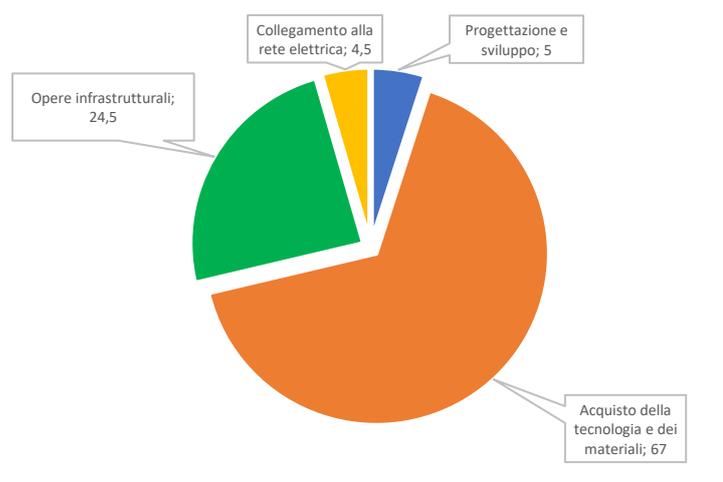
I lavori di preparazione degli inerti al riutilizzo verranno svolti in modo da non interferire nelle attività inderogabili svolte nelle aree immediatamente circostanti.

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 sette 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.

4 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.

4.1 Capex



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

4.1.1 Acquisto della tecnologia e dei materiali

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

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

4.1.2 Progetto e sviluppo

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

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

4.1.3 Opere infrastrutturali

Le opere infrastrutturali necessarie alla realizzazione e alla messa in esercizio di un parco eolico sono le componenti a maggior variabilità nello sviluppo di un progetto come quello del parco "GUZZINI", 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.

4.1.4 Opere elettriche e di connessione

Con questo segmento di costo si includono:

- le opere di elettrodotto che collegano l'impianto alla stazione di step-up in prossimità della nuova SE Terna;
- la stazione di step-up che rilancia la tensione da 36 kV a 150 kV
- le sbarre in alta tensione che collegano quest'ultima alla SE di proprietà Terna S.p.A.

4.2 Opex

Le attività di questa categoria constano principalmente di:

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

Le parti soggette a maggiore usura durante la 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.

4.3 Dismissione e ripristino

Queste attività sono dettagliate nel documento **NIR.REL02** – Piano di dismissione, e sono quantificate nel documento **NIR.REL08** – Computo metrico opere di dismissione, 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.