AVAILABLE LANGUAGE: IT

Regione Liguria

Provincia di Savona

Comuni di Quiliano, Altare e Mallare

"Impianto eolico di potenza nominale pari a 30 MW integrato con un sistema di accumulo di potenza nominale pari a 20 MW da realizzarsi nei Comuni di Quiliano, Altare e Mallare (SV)"

RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA

Il tecnico

Ing. Leonardo Sblendido



REV.	DATE	DESCRIPTION	PREPARED	VERIFIED	APPROVED
00	03/12/2024	Prima emissione	A. Leonetti	D. Morelli	L. Sblendido

INDICE

1 INTRODUZIONE 3
2 NORMATIVA DI RIFERIMENTO 3
2.1 NORMATIVA NAZIONALE 3
2.2 NORMATIVA REGIONALE 8
2.3 NORMATIVA Comunale 11
3 DATI GENERALI DEL PROPONENTE 11
4 INQUADRAMENTO TERRITORIALE 12
5 CARATTERISTICHE DELLA FONTE UTILIZZATA 17
5.1 CARATTERISTICHE ANEMOMETRICHE DEL SITO 20
5.2 PRODUCIBILITÀ 21
5.3 RISPARMIO DI COMBUSTIBILE 22
6 DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO 22
6.1 COMPONENTI DELL'IMPIANTO 23
6.1.1 Aerogeneratori 23
6.1.2 Fondazioni aerogeneratori 26
6.1.3 Piazzole aerogeneratori 27
6.1.4 Viabilità di impianto 28
6.1.5 Elettrodotto interrato 36 kV, Sottostazione elettrica e impianto BESS 33
6.2 INQUADRAMENTO TERRITORIALE DELL'IMPIANTO 33
6.2.1 Zona urbanistica del sito di intervento 33
6.2.2 Localizzazione catastale delle opere in progetto 34
6.2.3 Localizzazione delle opere in progetto rispetto Rete Natura 2000 e Important Bird Areas (I.B.A.) 34
6.2.4 Localizzazione delle opere in progetto rispetto Aree Protette 36
6.3 FASI, TEMPI E MODALItà di esecuzione dell'intervento 38
6.3.1 Fasi di esecuzione dell'intervento 38
6.3.2 Tempi di esecuzione dell'intervento 39
6.3.3 Modalità di esecuzione dell'intervento 39
7 DISMISSIONE DELL'IMPIANTO E RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI 40
7.1 RIPRISTINO DEI LUOGHI 40
7.2 STIMA DEI costi di dismissione 43
8 ANALISI DELLE POSSIBILI RICADUTE OCCUPAZIONALI, SOCIALI ED ECONOMICHE DELL'INTERVENTO 44

1 INTRODUZIONE

L'impianto eolico in progetto è costituito da 5 aerogeneratori (anche detti WTG) di potenza nominale unitaria pari a 6 MWp, per una potenza nominale complessiva pari a 30 MW. L'impianto è integrato da un sistema di accumulo di potenza nominale pari a 20 MW e corredato dalle opere di connessione e dalle infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio dello stesso. Tutte le turbine e le opere di connessione ricadono all'interno dei confini comunali di Quiliano, Altare e Mallare, in provincia di Savona.

Per come riportato nella STMG (cod. pratica: 202402184), la centrale utente verrà *collegata in antenna a 36 kV con la futura Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione a 380/132/36 kV da inserire in entra – esce alla linea RTN a 380 kV "Magliano – Vado Ligure".*

L'energia elettrica prodotta dall'impianto concorrerà al raggiungimento dell'obiettivo di incrementare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, coerentemente con gli accordi siglati a livello comunitario dall'Italia.

L'impianto sarà destinato a funzionare in parallelo alla rete elettrica nazionale, in modo da immettere energia da fonte rinnovabile in rete; l'iniziativa, oltre a contribuire al potenziamento della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile su territorio nazionale, sarà a servizio dei futuri fabbisogni energetici comunali.

2 NORMATIVA DI RIFERIMENTO

2.1 NORMATIVA NAZIONALE

Il quadro normativo energetico nazionale risulta frammentato tra diverse norme:

- la *Legge 120/2002* ha reso esecutivo il protocollo di Kyoto con il quale i paesi industrializzati si sono impegnati a ridurre, per il periodo 2008-2012, il totale delle emissioni di gas ad effetto serra almeno del 5% rispetto ai livelli del 1990, promuovendo lo sviluppo di forme energetiche rinnovabili.
- Il *D.Lgs 29 Dicembre 2003, n.387* che prende il nome di "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità", attesta l'utilità e l'urgenza degli impianti alimentati da fonti rinnovabili per i quali è necessario che venga rilasciata da parte della Regione una Autorizzazione Unica.
- Il *D.L. 3 aprile 2006, n. 152* e ss.mm.ii del 14 aprile 2006 e relativi allegati "Norme in materia ambientale"

- Il *D.M. 18 Dicembre 2008* abroga il D.M. 24 Ottobre 2005 “Aggiornamento delle direttive per l’incentivazione dell’energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ai sensi dell’articolo 11, comma 5, del D.Lgs 16 Marzo 1999, n.79”, che regolamenta l’emissione dei certificati verdi introdotti con il Decreto Bersani.
- Il *D.M. 10 Settembre 2010*, emanato dal Ministro dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministro dell’Ambiente e con il Ministro per i Beni e le Attività Culturali in vigore dal 2 Ottobre 2010, approva le “Linee guida per il procedimento di cui all’art. 12 del D.lgs. 29/12/2003 n. 387 per l’autorizzazione alla costruzione e all’esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili nonché linee guida tecniche per gli impianti stessi”. Queste linee guida che le Regioni e gli Enti dovranno recepire entro 90 giorni dalla pubblicazione, contengono: le regole per la trasparenza amministrativa dell’iter di autorizzazione, le modalità per il monitoraggio delle realizzazioni e l’informazione ai cittadini; le regole per l’autorizzazione delle infrastrutture connesse e in particolare delle reti elettriche; l’individuazione delle tipologie di impianto e le modalità di installazione; i criteri e le modalità di inserimento degli impianti sul paesaggio e sul territorio; le modalità per poter coniugare esigenze di sviluppo del settore e tutela del territorio.
- Il *D. Lgs. 3 Marzo 2011, n. 28* “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” nel rispetto dei criteri stabiliti dalla Legge 4 Giugno 2010 n.96, definisce gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico necessari per il raggiungimento degli obiettivi fino al 2020 in materia di quota complessiva di energia da fonti rinnovabili nei traporti. L’obiettivo nazionale prevede che la quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia da conseguire nel 2020 sia pari al 17%.
- *Il D.M. 6 Luglio 2012*, “Incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici-Attuazione articolo 24 del DLgs 28/2011”, ha introdotto i meccanismi di incentivazione, poi ripresi dal D.M. 23/06/2016, in sostituzione dei Certificati Verdi e delle Tariffe Onnicomprensive del D.M. 18/12/2008, ai quali potevano accedere tutti gli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili diverse da quella solare (eolici, idroelettrici, geotermoelettrici, a biomassa, a biogas, a gas di depurazione, a gas di discarica, a bioliquidi) di piccola, media e grande taglia, entrati in esercizio a partire dal 1 gennaio 2013;
- Il *D.Lgs. 4 Luglio 2014 n.102* “Attuazione della direttiva 2012/27/UE sull’efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE” stabilisce un quadro di misure per la promozione e il miglioramento dell’efficienza energetica che concorrono al conseguimento dell’obiettivo

nazionale di risparmio energetico. Inoltre, questo decreto detta norme finalizzate a rimuovere gli ostacoli sul mercato dell'energia e a superare le carenze del mercato che frenano l'efficienza nella fornitura e negli usi finali dell'energia. L'obiettivo nazionale indicativo del risparmio energetico consiste nella riduzione, entro l'anno 2020, di 20 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio dei consumi di energia primaria, pari a 15,5 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio di energia finale, conteggiati a partire dal 2010, in coerenza con la Strategia Energetica Nazionale.

- La nuova disciplina sulla Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) è stata introdotta con il *Decreto Legislativo 16 Giugno 2017, n.104* e pubblicata poi sulla Gazzetta Ufficiale n.156 del 6 Luglio 2017. Il decreto sostanzialmente adegua la disciplina nazionale al diritto europeo concernente la valutazione di impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, modificando l'attuale disciplina della procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) e della procedura di Verifica di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale al fine di efficientare le procedure, innalzare i livelli di tutela ambientale, contribuire a sbloccare il potenziale derivante dagli investimenti in opere, infrastrutture ed impianti per rilanciare la crescita sostenibile.
- Con *D.M. del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 10 Novembre 2017* viene adottata la Strategia Energetica Nazionale 2017, il piano decennale del Governo Italiano per anticipare e gestire il cambiamento del sistema energetico. La Strategia si pone l'obiettivo di rendere il sistema energetico nazionale più competitivo, continuando a ridurre il gap di prezzo e di costo dell'energia rispetto all'Europa, più sostenibile, raggiungendo in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di de-carbonizzazione definiti a livello europeo e più sicuro, continuando a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche, rafforzando l'indipendenza energetica dell'Italia. Fra i target quantitativi previsti dalla SEN l'obiettivo relativo alle fonti rinnovabili risulta essere quello del 28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17,5% del 2015 tenendo sempre presente come target quello della riduzione della dipendenza energetica dall'estero dal 76% del 2015 al 64% del 2030 (rapporto tra il saldo import/export dell'energia primaria necessaria a coprire il fabbisogno e il consumo interno lordo), grazia alla forte crescita delle rinnovabili e dell'efficienza energetica.
- *Direttiva (UE) 2018/2001* relativa alla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili;
- *P8_TA(2019)0186* "Un'Europa che protegge: aria pulita per tutti", nel sottoparagrafo dedicato all'Energia (dal punto 53 al punto 58), "invita la Commissione e gli Stati membri a incoraggiare l'adozione di soluzioni di riscaldamento domestico efficienti e basate sulle

energie rinnovabili al fine di contribuire a limitare il rilascio di inquinanti atmosferici dalle abitazioni in tutta l'Unione".

- *Legge 11 settembre 2020, n. 120* "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76, recante misure urgenti per la semplificazione e l'innovazione digitale" (Decreto Semplificazioni), introduce misure di semplificazione in materia di varianti a progetti e impianti di energia da fonte rinnovabile;
- Decreto-Legge 31 maggio 2021, n. 77 "*Governance del Piano nazionale di rilancio e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure"*, ha definito le regole per la *governance* del PNRR, introducendo le prime misure per lo snellimento procedurale. Tra i vari temi, importanti novità si registrano in materia di procedimento ambientale e paesaggistico (VIA e VAS) e di energie rinnovabili. La materia dell'energia è disciplinata al Titolo I della Parte II del Decreto e, al fine del raggiungimento degli obiettivi nazionali di efficienza energetica contenuti nel c.d. Piano Energia e Clima – PNIEC, il Capo VI, rubricato *"Accelerazione delle procedure per le fonti rinnovabili"* prevede una serie di norme di semplificazione (artt. 30, 31 e 32) volte ad incrementare il ricorso alle fonti di produzione di energia elettrica rinnovabile. In modo particolare, l'art. 30 introduce la disciplina degli interventi localizzati in aree contermini, apportando modifiche alla normativa sull'autorizzazione unica. Nel dettaglio, il comma 1 introduce la partecipazione del Ministero della Cultura al procedimento unico di cui all'art. 12 del d. lgs. n. 387/2003, ossia in relazione ai progetti riguardanti impianti alimentati da fonti rinnovabili localizzati in aree sottoposte a tutela, anche in *itinere*, nonché nelle aree contermini ai beni tutelati ai sensi del Codice dei beni culturali (d.lgs. n. 42/2004). Tale partecipazione risulta in linea con la disciplina già prevista dall'art. 14, co. 9 del dal D.M. 10 settembre 2010, recante *"Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili"*, emanate ai sensi dell'art. 12, co. 10, del d. lgs. n. 387/2003.
- Legge 29 luglio 2021, n. 108 "*Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77, recante governance del Piano nazionale di ripresa e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure",* apporta le seguenti principali modifiche al Decreto Semplificazioni n. 77/2021 (Decreto Semplificazioni Bis), in materia di energie rinnovabili (impianti eolici):
    - disciplina per gli interventi di *repowering,* da poter definire come "non sostanziali" per i quali è sufficiente, ai fini autorizzativi, presentare una comunicazione al relativo Comune;
    - partecipazione obbligatoria del MIBACT nei procedimenti di Autorizzazione Unica di

cui all'art. 12 del Decreto Legislativo, 29 dicembre 2003, n. 387 sia per gli impianti localizzati in aree sottoposte a tutela, anche *in itinere*, ai sensi del D.Lgs. N. 42/2004, e nelle aree contermini (ovvero adiacenti) a queste, sia per relative opere di connessione e infrastrutture indispensabili alla costruzione degli stessi impianti.

- *DLgs 8 novembre 2021, n.199* "Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili", all'art. 20, sono stabiliti principi e criteri omogenei per l'individuazione delle superfici e delle aree idonee e non idonee all'installazione di impianti a fonti rinnovabili aventi una potenza complessiva almeno pari a quella individuata come necessaria dal PNIEC per il raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili. In via prioritaria, con i decreti del Ministro della transizione ecologica di concerto con il Ministro della cultura, e il Ministro delle politiche agricole, alimentari e forestali, previa intesa in sede di Conferenza unificata di cui all'art. 8 DL 28 agosto 1997, n. 281, da adottare entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, si provvede a:

  a) dettare i criteri per l'individuazione delle aree idonee all'installazione della potenza eolica e fotovoltaica indicata nel PNIEC, stabilendo le modalità per minimizzare il relativo impatto ambientale e la massima porzione di suolo occupabile dai suddetti impianti per unità di superficie, nonché dagli impianti a fonti rinnovabili di produzione di energia elettrica già installati e le superfici tecnicamente disponibili;

  b) indicare le modalità per individuare superfici, aree industriali dismesse e altre aree compromesse, aree abbandonate e marginali idonee alla installazione di impianti a fonti rinnovabili

Ai fini del concreto raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili previsti dal PNIEC, i decreti stabiliscono altresì la ripartizione della potenza installata fra Regioni e Province autonome, prevedendo sistemi di monitoraggio sul corretto adempimento degli impegni assunti e criteri per il trasferimento statistico fra le medesime Regioni e Province autonome, da effettuare secondo le regole generali di cui all'Allegato I, fermo restando che il trasferimento statistico non può pregiudicare il conseguimento dell'obiettivo della Regione o della Provincia autonoma che effettua il trasferimento.

Nelle more dell'individuazione delle aree idonee, non possono essere disposte moratorie ovvero sospensioni dei termini dei procedimenti di autorizzazione. Le aree non incluse tra le aree idonee non possono essere dichiarate non idonee all'installazione di impianti di produzione di energia rinnovabile, in sede di pianificazione territoriale ovvero nell'ambito di singoli procedimenti, in ragione della sola mancata inclusione nel novero delle aree idonee.

Nelle more dell'individuazione delle aree idonee sulla base dei criteri e delle modalità stabiliti dai decreti, sono considerate aree idonee:

a) i siti ove sono già installati impianti della stessa fonte e in cui vengono realizzati interventi di modifica non sostanziale ai sensi dell'art.5, commi 3 e seguenti, del decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28;

b) le aree dei siti oggetto di bonifica individuate ai sensi del Titolo V, Parte quarta, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n.152;

c) le cave e miniere cessate, non recuperate o abbandonate o in condizioni di degrado ambientale.

2.2 NORMATIVA REGIONALE

La normativa italiana ha previsto la ripartizione tra le Regioni ("Burden Sharing" regionale) dell'obiettivo nazionale, con la definizione di obiettivi regionali al 2020, fissati tramite decreto ministeriale e una successiva fase di recepimento di questi obiettivi con nuovi atti di programmazione regionale. In questo contesto, con obiettivi regionali obbligatori, la programmazione energetica regionale per lo sviluppo delle fonti rinnovabili ha assunto un carattere di regolazione vincolante.

Regione Liguria ha approvato in Giunta la proposta di PEAR 2030, elaborata dal settore regionale dell'Energia con la collaborazione di IRE. Il Piano Energetico Ambientale Regionale è lo strumento con cui l'amministrazione, in sinergia con gli obiettivi della programmazione dei fondi PR FESR 2021-2027, definisce la politica energetica regionale al 2030. Con delibere di Giunta 1351/2022 e 443/2024 è stato dato il via all'iter di approvazione del PEAR 2030, in continuità con le attività poste in essere e in risposta agli sfidanti obiettivi di decarbonizzazione europea e con l'obiettivo dell'accelerazione sullo sviluppo delle energia rinnovabili. La Cabina di Regia sulle politiche energetiche regionali, istituita con delibera di Giunta n. 307/2022, ha indirizzato i contenuti generali del Piano energetico ambientale 2030, elaborato dal Settore Energia e sviluppo del sistema logistico e portuale - Direzione generale di area Sviluppo economico, in collaborazione con IRE S.p.A.

I contenuti proposti dal Piano 2030 risultano:

- coerenti con gli orientamenti comunitari e nazionali;
- in linea con le pianificazioni regionali;
- integrati, attuandoli, con i piani di settore (PNIEC, PTE ecc.);

in linea con la programmazione eurounitaria 2021-2027 – tra cui il PR FESR Regione Liguria, il

PNRR, il Programma Nazionale Complementare, la normativa autorizzatoria, il sistema degli incentivi a favore delle energie rinnovabili e con le risorse finanziarie di qualsiasi fonte

Tre i pilastri di sviluppo energetico individuati: l'efficientamento, che mira - attraverso interventi di efficienza energetica nei settori residenziale, terziario, imprese e cicli produttivi - a un consumo finale totale al 2030 pari a circa 1.373 ktep, corrispondente a una riduzione di 149,95 ktep rispetto ai 1.523 ktep del 2016; le energie rinnovabili, con cui si intende conseguire un aumento produttivo di circa 491 ktep al 2030, equivalente a un aumento di potenza totale installata pari a 1.191 MW rispetto al 2021; innovazione tecnologica, filone con cui si vuole promuovere e sostenere lo sviluppo e l'utilizzo di nuove tecnologie e di nuovi vettori a basso o nullo tenore di carbonio (es. energia da moto ondoso, eolico off-shore galleggiante, nucleare di nuova generazione, idrogeno).

Dal giorno di pubblicazione dell'avviso sul Bollettino Ufficiale della Regione Liguria (B.U.R.L.), con cui si dà avvio alla consultazione pubblica, chiunque potrà, entro 60 giorni, trasmettere osservazioni ed esprimere pareri. A questa procedura seguirà poi quella di valutazione dei pareri pervenuti, anche dalle istituzioni, che avrà la durata massima di 90 giorni. L'iter si concluderà poi con un ulteriore passaggio in giunta regionale, prima della votazione in consiglio regionale.

Il Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) precedentemente in vigore risulta approvato con DGR n. 1517 del 5/12/2014. Il Piano delinea la strategia energetica regionale e individua gli obiettivi e le linee di sviluppo fino al 2020 al fine di contribuire al raggiungimento degli obiettivi fissati a livello europeo e nazionale, ponendo le basi per la pianificazione energetica al 2030 e al 2050. In particolare, i tre macro-obiettivi del PEAR della Liguria 2014-2020 (raggiungimento degli obiettivi del Burden Sharing, sviluppo economico e comunicazione) si articolano in due obiettivi generali verticali: la diffusione delle fonti rinnovabili (elettriche e termiche) e loro inserimento in reti di distribuzione “intelligenti” (smart grid), e la promozione dell’efficienza energetica, e su due obiettivi generali orizzontali: il sostegno alla competitività del sistema produttivo regionale e l’informazione e formazione dei cittadini e formazione degli operatori sui temi energetici, a loro volta suddivisi secondo linee di sviluppo e azioni specifiche coordinate con la programmazione dei fondi POR-FESR 2014-2020. Il Piano declina inoltre tali obiettivi secondo indirizzi specifici per i vari settori: per quanto riguarda la diffusione delle rinnovabili vengono analizzate le varie tipologie di fonti, valutando lo stato attuale delle istallazioni, le criticità emerse in precedenza e le condizioni di contorno che possono limitarne o favorirne lo sviluppo; mentre per ciò che attiene l’obiettivo di incremento dell’efficienza energetica vengono individuate linee di sviluppo per i settori residenziale, terziario pubblico e privato, imprese e cicli produttivi, effettuando una stima delle possibili ricadute in termini di riduzione dei consumi.

Si riportano a seguire i principali indirizzi e strumenti normativi regionali nell’ambito della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili in generale:

- **DCR n. 43 del 2 dicembre 2003 (Piano Energetico Ambientale Regionale (P.E.A.R.),** che nel rispetto degli obiettivi del Protocollo di Kyoto e in accordo con la pianificazione regionale in materia di inquinamento atmosferico, stabiliva i seguenti tre obiettivi generali al 2010: aumento dell'efficienza energetica - raggiungimento del 7% del fabbisogno energetico da fonti rinnovabili - stabilizzazione delle emissioni climalteranti ai livelli dell'anno 1990**;**
- **LR n. 22/2007** "Norme in materia di energia" e del suo regolamento attuativo (**RR n. 6/2007**, aggiornato e sostituito successivamente dal **RR n. 1/2009**) aggiornata con **LR n. 23/2012** e modificata dalla modificata dalla **LR 32/2016**;
- **Delibera del Consiglio Regionale n. 3/2009,** con cui la Regione ha aggiornato l'obiettivo specifico del PEAR per l'eolico portandolo dagli 8 MW di potenza installata individuati originalmente come obiettivo di sviluppo, a 120 MW. La Regione ha inoltre individuato le aree considerate non idonee per l'installazione dell'eolico;
- **LR n. 16/2008,** rivolta in particolare all'attività edilizia, alla semplificazione dei titoli autorizzativi relativi agli impianti da fonti rinnovabili e alle "Linee Guida per l'autorizzazione, la valutazione ambientale, la realizzazione e la gestione di impianti per lo sfruttamento delle fonti energetiche rinnovabili" (approvate con **DGR n. 1122 del 21/9/2012**), che contengono i criteri di ammissibilità territoriale, paesistica ed ambientale ed i contenuti progettuali necessari per lo svolgimento delle prescritte valutazioni ambientali e di livello autorizzativo;
- **DGR n.561 del 27 Marzo 2015 e allegati**
- **D.G.R. n. 19 del 14 novembre 2017(Piano energetico regionale 2014-2020)**
- **DGR n.60 del 29 gennaio 2021 - Strategia Regionale per lo Sviluppo Sostenibile (SRSvS),** con la quale si individuano le azioni prioritarie e la definizione di un sistema degli indicatori, tra cu "incrementare l'efficienza energetica e la produzione di energia da fonte rinnovabile evitando o riducendo gli impatti sui beni culturali e il paesaggio";
- **Deliberazione n. 392 del 7 maggio 2021,** che definisce i criteri attuativi della Legge Regionale n. 13 "Promozione dell'istituzione delle comunità energetiche";
- **Decreto Legislativo n. 199/2021** di recepimento della Direttiva "RED II";
- **Legge regionale n. 14/2022** di emendamento alla Legge regionale n. 13/2020 (e il 31/03/2023 la relativa deliberazione della Giunta Regionale), con l'obiettivo di adeguarne i contenuti alla norma nazionale e renderne le disposizioni più efficaci alle esigenze territoriali;
- **D.G.R. n. 18 del 20 gennaio 2023,** con cui è stata approvata la **Strategia**

Regionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici (SRACC) che si colloca all'interno della più ampia Strategia regionale per lo sviluppo Sostenibile contribuendone in via prioritaria all'attuazione;

- **DGR n.1351/2022 e n.443/2024,** che hanno dato il via all'iter di approvazione del PEAR 2030, i cui contenuti risultano in linea con gli orientamenti comunitari, con le pianificazioni regionali e con la programmazione eurounitaria.

In relazione agli strumenti di pianificazione e programmazione regionali sopra esposti, il progetto in trattazione risulta pienamente coerente con gli indirizzi da essi previsti.

2.3 NORMATIVA COMUNALE

Il progetto proposto interessa i territori comunali di Quiliano, Altare e Mallare, in provincia di Savona. A seguito di analisi della pianificazione, gli strumenti urbanistici vigenti sono risultati i seguenti:

- Piano Urbanistico Comunale (PUC) per il Comune di Quiliano (SV);

- Piano Regolatore Generale (PRG) per il Comune di Altare (SV);

- Piano Regolatore Generale (PRG) per il Comune di Mallare (SV).

Per l'approfondimento degli strumenti urbanistici comunali vigenti e la relativa verifica di coerenza delle proposte progettuali, si rimanda all'elaborato di progetto *C24G&GWLI002P015R00_Studio di inserimento urbanistico*.

3 DATI GENERALI DEL PROPONENTE

DENOMINAZIONE	VSE S.r.l.
SEDE LEGALE	Piazzale Cadorna, 14 Milano 20123
INDIRIZZO	Piazzale Cadorna, 14 Milano 20123
P.IVA	13156270962
C.F.	02607460223
PEC	vse@pecviridisenergia.com

Tabella 1. Dati generali del proponente.

4 INQUADRAMENTO TERRITORIALE

Il progetto in esame è ubicato in un'area centrale della provincia di Savona, lungo l'appennino ligure di ponente. In particolare, l'impianto eolico sorge nel territorio comunale di Quiliano (SV), interessando parzialmente anche i comuni di Altare (SV) e Mallare (SV).

Il territorio comunale di Quiliano è situato nell'entroterra fra Savona e Vado Ligure ed è composto da due centri cittadini, Quiliano e Valleggia, da tre centri frazionali montani (Cadibona, Montagna, Roviasca) e da numerose borgate ricche di fascino, alcune situate in collina, in territorio densamente boscato.

L'impianto si colloca sui rilievi che circondano la valle dell'omonimo fiume (Quiliano) e la parallela valle del torrente Quazzola, in epoca romana percorsa dalla Via Emilia Scauri e oggi dall'autostrada A6 Torino-Savona. In particolare, l'impianto può essere suddiviso geograficamente nei seguenti settori, collegati fra loro dalle opere di connessione in progetto:

- una diramazione "ovest" (costituita dalle WTG 1 e 2) che si sviluppa sulle creste montuose che collegano il Monte Burot al Monte Baraccone;
- una diramazione "est" (costituita dalle WTG 3, 4 e 5) che sorge sulle creste montuose che collegano il Monte Teggia al Monte Curlo;

La viabilità di accesso all'impianto inizia dall'abitato di Altare, entrando in Via Verne da cui, giunti in località "Cascina Giovetti" è presente un bivio da cui, svoltando a destra, viene imboccata la viabilità per raggiungere la diramazione ovest e, svoltando a sinistra, si prosegue invece lungo la diramazione est.

Gli aerogeneratori si collocano ad un'altitudine compresa fra 400 e 800 m s.l.m. e ricadono interamente nel comune di Quiliano (SV), fatta eccezione per la WTG 1, che sconfina all'interno del comune di Altare (SV).

Nelle immagini a seguire si riporta un inquadramento generale dell'area in cui sorgerà l'impianto, utilizzando come base la cartografia IGM in scala 1:25.000, l'ortofoto e la carta altimetrica elaborata a partire dal DTM – Modello Digitale del Terreno della Liguria.

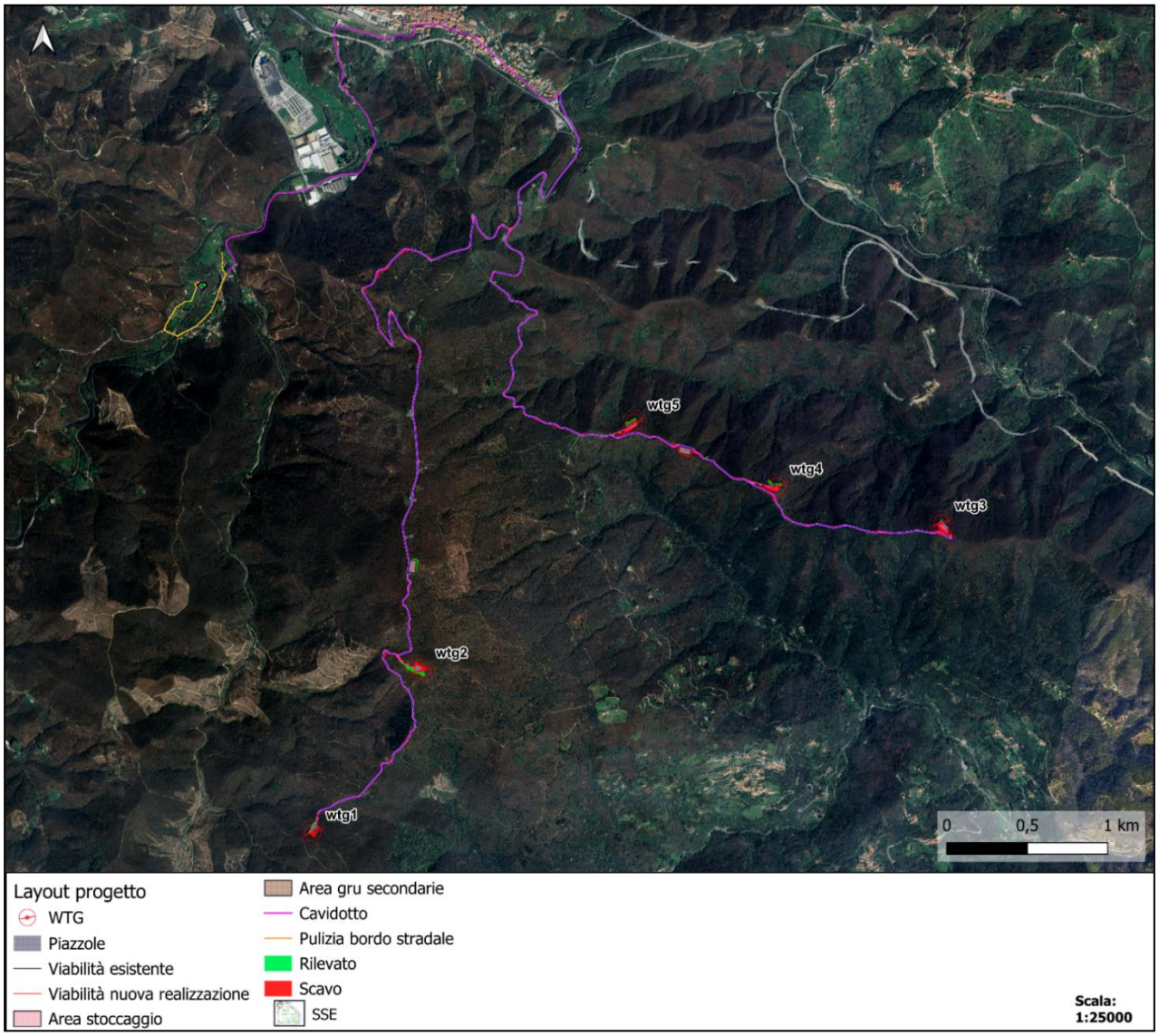


Figura 1: Inquadramento territoriale dell'impianto in progetto su base ortofoto.

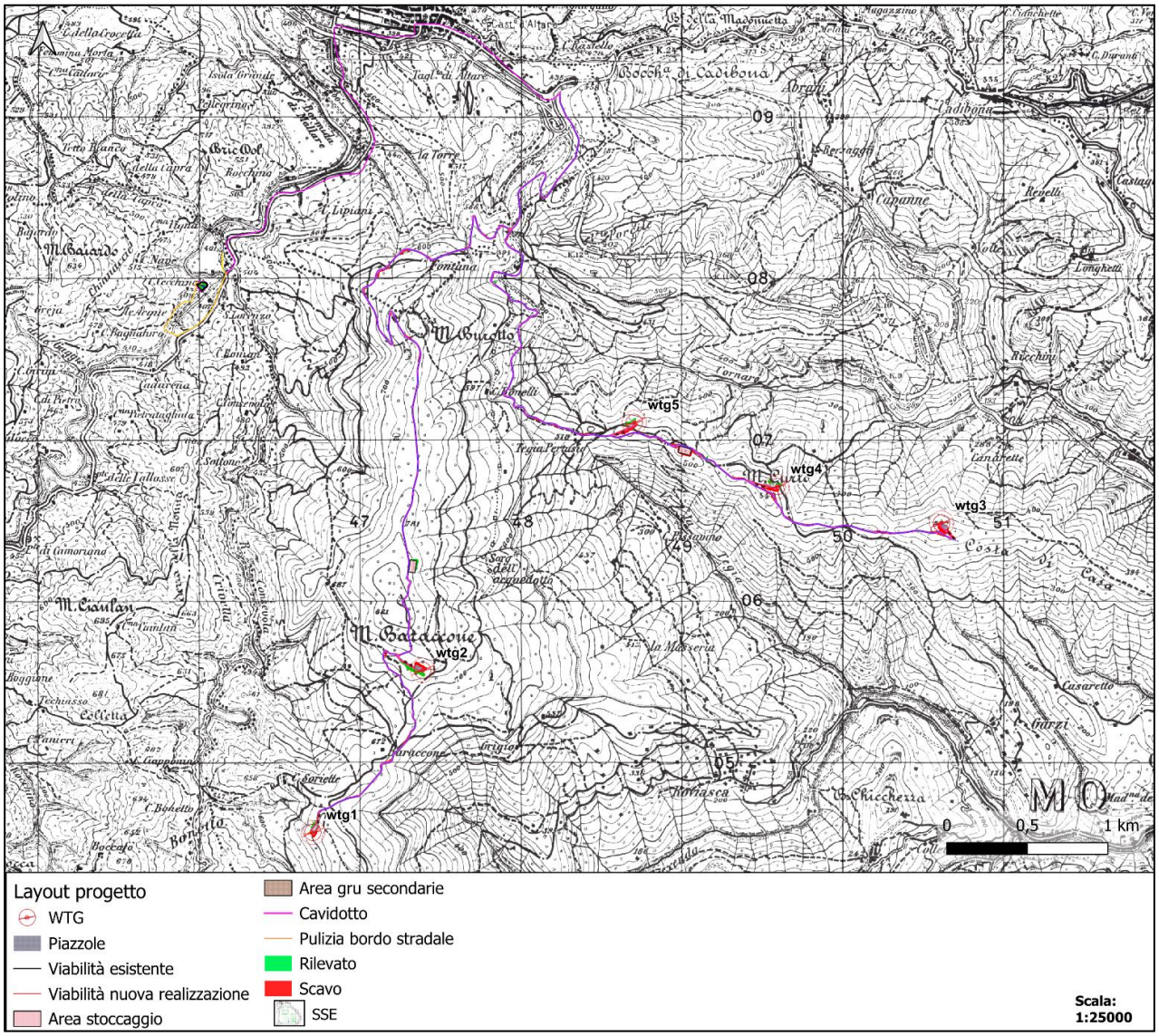


Figura 2: Inquadramento territoriale dell'impianto in progetto su base IGM in scala 1: 25.000.

Per maggiori dettagli si rimanda agli elaborati grafici "C24G&GWLI002P014T00_Inquadramento generale su IGM", "C24G&GWLI002P013T00_Inquadramento generale su CTR" e "C24G&GWLI002P012T00_Inquadramento generale su Ortofoto".

La seguente tabella mostra le distanze tra le singole WTG e i nuclei storici dei Comuni limitrofi:

Distanze espresse in *km*					
Comuni (buffer 21,8 km)	**WTG1**	**WTG2**	**WTG3**	**WTG4**	**WTG5**
Bergeggi	8,31	8,48	7,41	8,14	8,91
Bardineto	15,19	16,31	19,52	18,77	18,26
Vado Ligure	2,76	3,64	4,10	4,60	5,06
Cairo Montenotte	6,35	5,37	5,39	4,72	4,05

Distanze espresse in *km*					
Comuni (buffer 21,8 km)	**WTG1**	**WTG2**	**WTG3**	**WTG4**	**WTG5**
Toirano	18,36	19,57	22,40	21,90	21,59
Cosseria	8,69	8,11	9,56	8,64	7,72
Saliceto	16,04	15,69	17,40	16,47	15,54
Balestrino	20,74	21,95	24,59	24,15	23,96
Altare	0,00	0,10	3,16	2,27	1,38
Giusvalla	15,14	13,97	12,38	12,30	12,11
Giustenice	13,08	14,28	17,16	16,60	16,31
Osiglia	7,86	8,40	11,60	10,59	9,73
Noli	7,04	7,65	8,04	8,28	8,78
Arenzano	27,77	26,70	23,42	24,22	24,83
Pietra Ligure	13,94	15,10	17,18	16,95	16,98
Piana Crixia	19,58	18,72	18,48	18,00	17,42
Ceriale	21,90	23,09	25,37	25,08	25,04
Cengio	12,48	12,06	13,64	12,72	11,79
Savona	5,41	4,22	2,17	2,73	2,41
Calice Ligure	4,73	5,85	9,05	8,32	7,82
Celle Ligure	16,12	15,20	11,85	12,80	13,56
Plodio	8,06	7,87	9,93	8,93	7,96
Stella	13,94	12,77	9,76	10,35	10,79
Spotorno	6,69	7,36	7,27	7,72	8,38
Sale delle Langhe	20,27	20,29	22,69	21,67	20,70
Varazze	18,60	17,51	14,26	15,03	15,62
Albisola Superiore	11,06	9,86	7,10	7,55	7,84
Sassello	19,52	18,31	15,87	16,16	16,30
Albissola Marina	12,65	11,61	8,30	9,13	9,82
Pallare	4,19	3,65	5,82	4,78	3,81
Castelvecchio di Rocca Barbena	20,52	21,71	24,69	24,09	23,73
Calizzano	11,62	12,70	15,97	15,18	14,63
Tovo San Giacomo	10,81	12,02	14,60	14,17	14,02
Roccavignale	12,88	13,10	15,74	14,71	13,74
Quiliano	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00
Rialto	6,71	7,92	10,89	10,27	9,94
Pontinvrea	14,15	12,94	10,59	10,82	10,93
Borghetto Santo Spirito	19,19	20,38	22,66	22,36	22,32
Boissano	16,99	18,19	21,11	20,54	20,22
Cogoleto	24,26	23,17	19,92	20,69	21,29
Castelletto Uzzone	22,36	21,82	22,91	22,10	21,25
Magliolo	11,05	12,27	14,97	14,48	14,28
Loano	16,14	17,36	19,87	19,48	19,34
Vezzi Portio	3,85	4,89	6,86	6,60	6,66

Distanze espresse in *km*					
Comuni (buffer 21,8 km)	**WTG1**	**WTG2**	**WTG3**	**WTG4**	**WTG5**
Merana	22,89	21,93	21,54	21,10	20,56
Pareto	20,71	19,61	18,46	18,25	17,92
Finale Ligure	8,41	9,18	9,83	10,04	10,48
Murialdo	10,60	11,03	14,11	13,07	12,17
Mioglia	20,09	18,93	17,33	17,28	17,09
Orco Feglino	3,23	4,43	6,84	6,52	6,42
Spigno Monferrato	19,49	18,42	17,50	17,21	16,81
Bormida	5,12	5,69	8,94	7,95	7,14
Borgio Verezzi	13,06	14,16	15,94	15,81	15,95
Priola	20,70	21,63	24,98	24,08	23,36
Nucetto	20,85	21,37	24,49	23,45	22,54
Dego	12,46	11,36	10,51	10,16	9,74
Carcare	4,17	3,52	5,43	4,44	3,47
Ceva	20,83	21,23	24,22	23,17	22,23
Castelnuovo di Ceva	16,06	16,34	19,11	18,07	17,11
Priero	16,75	17,13	20,11	19,07	18,13
Gottasecca	20,00	19,46	20,62	19,80	18,94
Millesimo	9,75	9,94	12,77	11,72	10,77
Massimino	18,28	18,92	22,16	21,15	20,28
Mallare	0,45	0,98	4,23	3,18	2,24
Bagnasco	19,26	20,04	23,36	22,39	21,58
Camerana	18,65	18,59	20,85	19,84	18,87
Garessio	21,49	22,57	25,84	25,05	24,49
Perlo	17,91	18,34	21,33	20,28	19,35
Montezemolo	17,12	17,19	19,71	18,68	17,70

Tabella 2-Distanze (in chilometri) delle singole WTG dai nuclei storici dei Comuni limitrofi che rientrano nel buffer di 21,8 km (AIP) dall'impianto di progetto

Per maggiori dettagli si rimanda agli elaborati grafici "*C24G&GWLI002P013T00_Inquadramento generale su CTR*" e *"C24G&GWLI002P012T00_Inquadramento generale su Ortofoto*".

Le coordinate degli aerogeneratori costituenti l'impianto, espresse nel sistema di riferimento UTM-WGS84 (fuso 32), risultano:

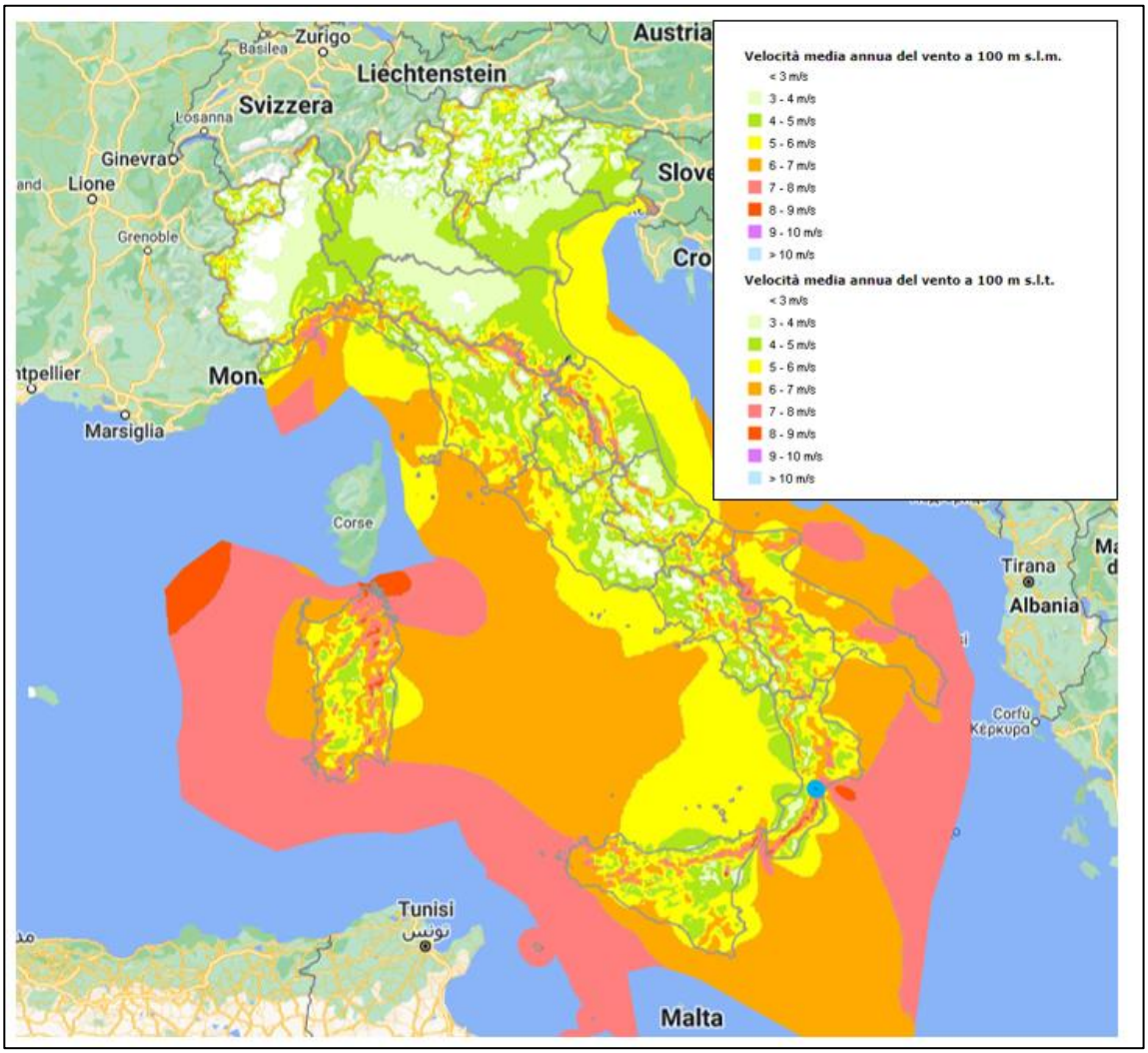
COMUNE	Centro WTG	CATASTO		COORDINATE (UTM 32N)	
		FOGLIO	PARTICELLA	EST	NORD
Altare	1	15	5	446628	4904366
Quiliano	2	13	11	447309	4905372
Quiliano	3	19	40	450531	4906285
Quiliano	4	18	17	449511	4906512

COMUNE	Centro WTG	CATASTO		COORDINATE (UTM 32N)	
		FOGLIO	PARTICELLA	EST	NORD
Quiliano	5	16	14	448623	4906910
Mallare	SSE	5	99	445954	4907767
			100		
			144		
			223		
			225		

Tabella 3- ID e coordinate degli aerogeneratori in progetto e delle opere di connessione

5 CARATTERISTICHE DELLA FONTE UTILIZZATA

La società pubblica di ricerca RSE (Ricerca Sistema Energetico), società per azioni il cui unico socio è la società Gse (Gestore dei Servizi Energetici), controllata dal ministero Sviluppo Economico specializzata nella ricerca nel settore elettrico-energetico, ha implementato l'Atlante eolico d'Italia (Figure c-d-e) nell'ambito della Ricerca di Sistema (http://atlanteeolico.rse-web.it/), che consiste in una serie di mappe di velocità del vento: le mappe di velocità del vento sono state redatte su tre serie di 27 tavole, con scala a nove colori. Ciascun colore identifica una classe di velocità i cui estremi, in m/s, sono indicati in calce alla tavola stessa. Ad esempio, il colore giallo indica aree con valori stimati di velocità del vento comprese tra 5 e 6 m/s; l'assenza di colore indica velocità medie inferiori a 3 m/s. Secondo quanto emerge dallo studio della RSE, l'Italia risulta una Nazione con buone potenzialità in termini di risorsa per lo sviluppo dell'eolico.



Stazioni anemometriche - Altri Operatori

Stazioni anemometriche - RSE-RdS - storiche

Stazioni anemometriche - RSE-RdS - attive

Impianti Eolici esistenti su base comunale

- < 5 MW
- 5 - 20 MW
- > 20 MW

Velocità media annua del vento a 100 m s.l.m.

- < 3 m/s
- 3 - 4 m/s
- 4 - 5 m/s
- 5 - 6 m/s
- 6 - 7 m/s
- 7 - 8 m/s
- 8 - 9 m/s
- 9 - 10 m/s
- > 10 m/s

Velocità media annua del vento a 100 m s.l.t.

- < 3 m/s
- 3 - 4 m/s
- 4 - 5 m/s
- 5 - 6 m/s
- 6 - 7 m/s
- 7 - 8 m/s
- 8 - 9 m/s
- 9 - 10 m/s
- > 10 m/s

Confini Comunali

Figura 3 - Atlante Eolico d'Italia –Velocità media annua del vento a 100 m s.l.t./s.l.m. Fonte: RSE-Web

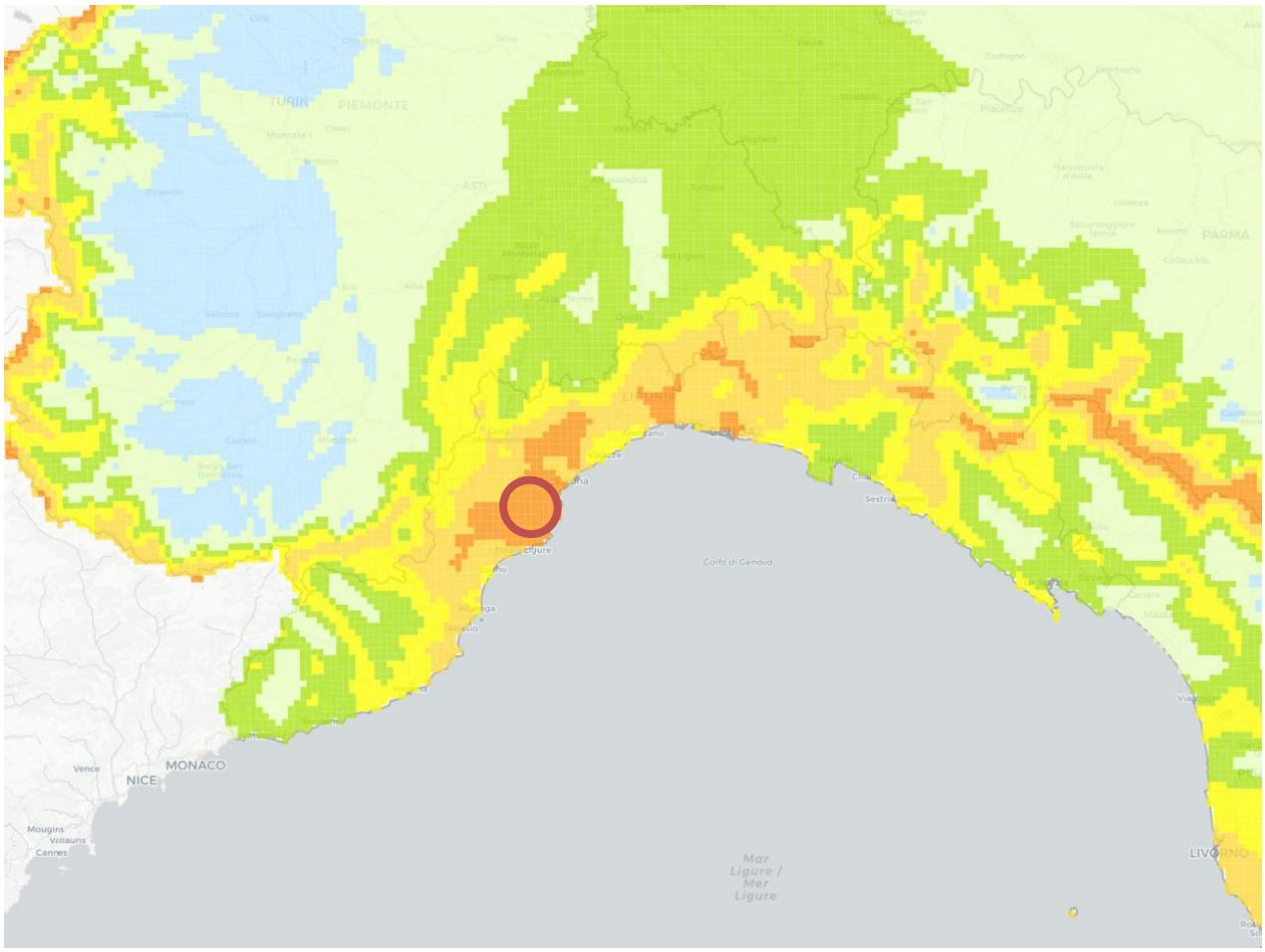


Figura 4 - Localizzazione sito di intervento sull'Atlante Eolico d'Italia – Velocità media annua del vento a 100 m s.l.t./s.l.m. Fonte: RSE-Web

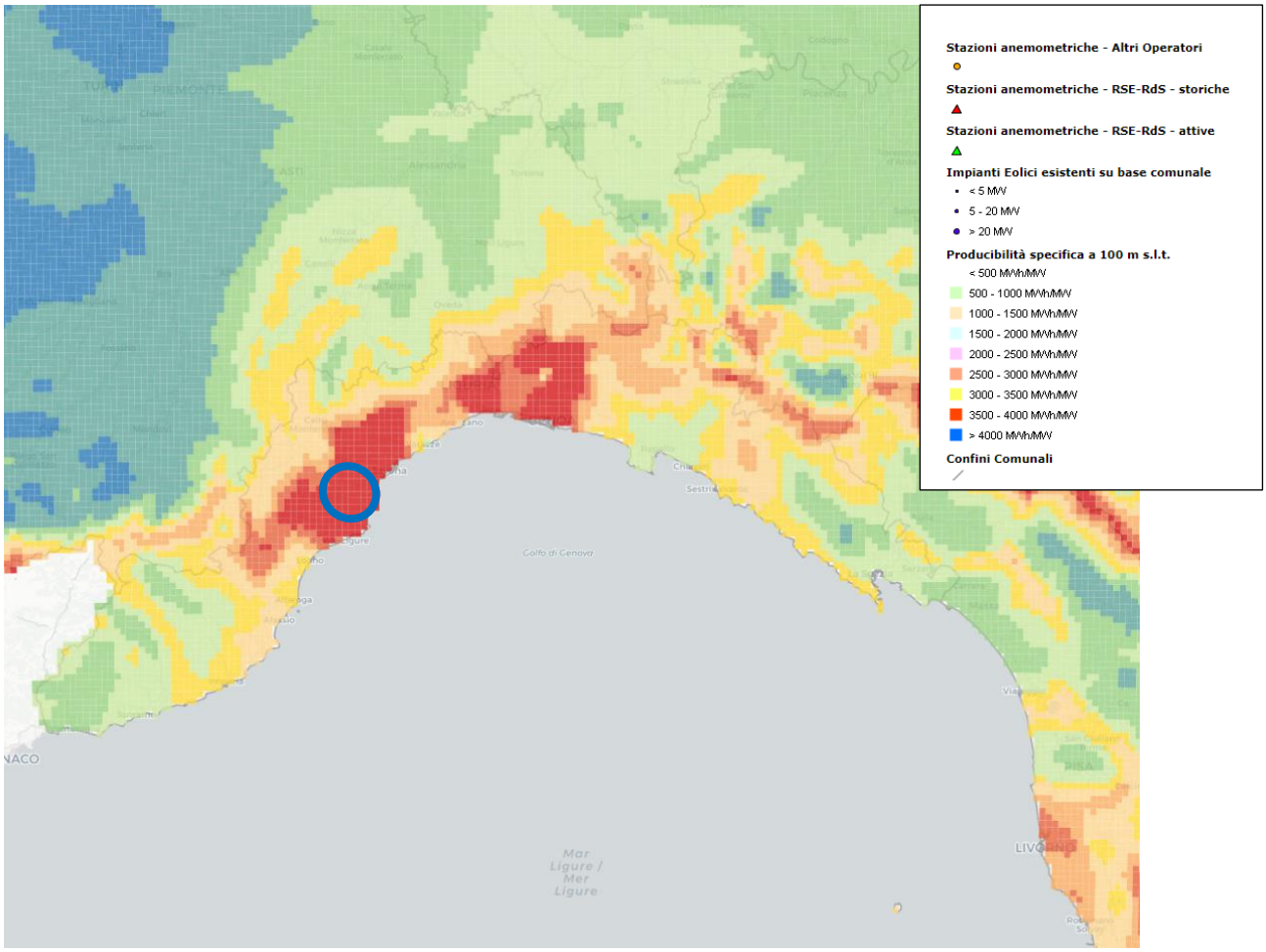


Figura 5 - Localizzazione sito di intervento sull'Atlante Eolico d'Italia – Producibilità specifica a 100 m s.l.t./s.l.m. Fonte: RSE-Web

L'impianto interessa un'area ad elevata ventosità, caratterizzata da velocità medie annue comprese tra 7 e 8 m/s (valori rilevati a 100 m di altezza), con un potenziale eolico compreso tra 3500 e 4000 ore equivalenti per l'area di colore rosso (Figura 5).

5.1 CARATTERISTICHE ANEMOMETRICHE DEL SITO

La valutazione iniziale della risorsa eolica e del rendimento energetico del parco eolico con turbine posizionate nei comuni di Quiliano e Altare (Provincia di Savona, Liguria, Italia) è stata effettuata utilizzando il software WindPRO. Il parco eolico è costituito da 5 turbine eoliche collocate ad un'altitudine compresa 400 e 800 m s.l.m. I dati del vento utilizzati sono generati da un modello a mesoscala con una risoluzione spaziale di 3x3 km. Inoltre, la complessità del terreno può contribuire a livelli di incertezza più elevati, in particolare quando si utilizza un modello lineare (WASP). Per una valutazione più dettagliata, si consigliano modelli di flusso CFD per le fasi successive dell'analisi.

Il tipo di WTG studiato è di potenza nominale di 6,0 MW, diametro del rotore di 150 m e altezza del mozzo di 125 m. I dati indicano la frequenza e la distribuzione del vento a lungo termine, con una direzione prevalente verso Ovest-Nord Ovest (Figura 4). La distribuzione di Weibull sembra anche caratterizzare il modello direzionale individuale del vento quando si considerano tutte le direzioni.

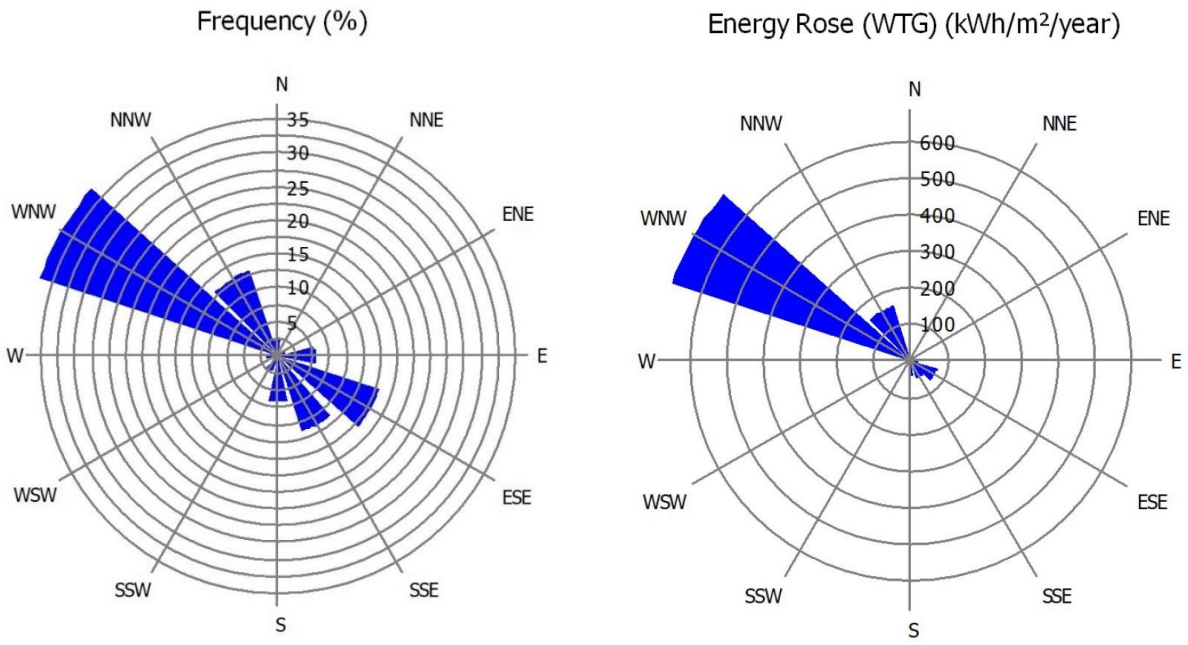


Figura 6 - Frequenza del vento e rosa dei venti nell'area di installazione delle turbine.

5.2 PRODUCIBILITÀ

La stima della valutazione della producibilità, al netto delle perdite è stata eseguita con il software windPRO. Per la procedura e i dati completi di calcolo della producibilità si rimanda all'elaborato *"C24G&GWLI002A018R00_Valutazione della produzione attesa"*.

Il valore sopra indicato esprime di per sé valenza non trascurabile, alla luce degli sforzi che al nostro Paese sono stati chiesti dalla Commissione Europea, in riferimento alle proposte legislative per la lotta al cambiamento climatico. Il tema delle fonti energetiche rinnovabili si interseca con le politiche di mitigazione dell'inquinamento atmosferico e di contrasto ai cambiamenti climatici, come opportunamente previsto dal "Piano clima-energia 20-20-20" (-20% emissioni di gas serra, +20% energia prodotta da fonti rinnovabili, 20% la quota di risparmio energetico) e dall'opportuno aggiornamento degli impegni al 2030 ("Framework 2030"). La situazione registrata a gennaio di quest'anno ha fotografato un'Europa ancora lontana dal raggiungimento degli obiettivi anche se avviata sulla buona strada. Solo l'emissione dei gas serra ha visto traguardato l'obiettivo ma con una grande differenza nella performance dei singoli stati (la stessa Italia si attesta sul -16%).

Ancora molto da fare sul ricorso alle rinnovabili (solo 15 stati hanno raggiunto l'obiettivo, compresa l'Italia) e ancor di più rispetto all'efficienza energetica (solo 12 paesi, compresa l'Italia, hanno raggiunto l'obiettivo).

5.3 RISPARMIO DI COMBUSTIBILE

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh].

Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie, correlate a fonti rinnovabili, per la produzione di energia elettrica.

RISPARMIO DI COMBUSTIBILE	TEP
TEP risparmiate in un anno	138.521,07
TEP risparmiate in 20 anni (assunto un coefficiente di riduzione energetica annua pari a 0,5%)	1.777.263,00

Tabella 4. Delibera EEN 3/08, pubblicata sul sito www.autorita.energia.it in data 01 aprile 2008, GU n. 100 del 29.4.08 - SO n.107

6 DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO

Il progetto dell'Impianto eolico prevede l'installazione di 5 aerogeneratori da 6 MWp, per una potenza complessiva pari a 30 MW e integrato con un sistema di accumulo di potenza nominale pari a 20 MW. Sarà propedeutica all'esercizio dell'impianto la realizzazione della sottostazione e di tutte le opere accessorie e di servizio per la costruzione e gestione dell'impianto, quali:

- Fondazioni degli aerogeneratori;
- Piazzole di montaggio e manutenzione per ogni singolo aerogeneratore;
- Viabilità interna di accesso alle singole piazzole sia per le fasi di cantiere che per le fasi di manutenzione;
- Adeguamento della viabilità esistente interna all'area di impianto per consentire la trasportabilità delle componenti;

- elettrodotti 36 kV interrati interni all'impianto di connessione tra i singoli aerogeneratori e di veicolazione dell'energia prodotta dall'intero parco eolico alla sottostazione "SSE";
- Sottostazione Elettrica;
- Sistema di accumulo BESS;
- Opere di connessione in AT alla nuova SE prevista dal Piano di Sviluppo di Terna.

6.1 COMPONENTI DELL'IMPIANTO

6.1.1 Aerogeneratori

Gli aerogeneratori funzioneranno a potenza nominale pari a 6 MWp hanno tutti lo stesso numero di pale (tre) e la stessa altezza (altezza all'hub di 125 m e altezza aerogeneratore comprensiva delle pale di 200 m). Si riportano a seguire le caratteristiche tecniche riferite all'aerogeneratore considerato nella progettazione definitiva.

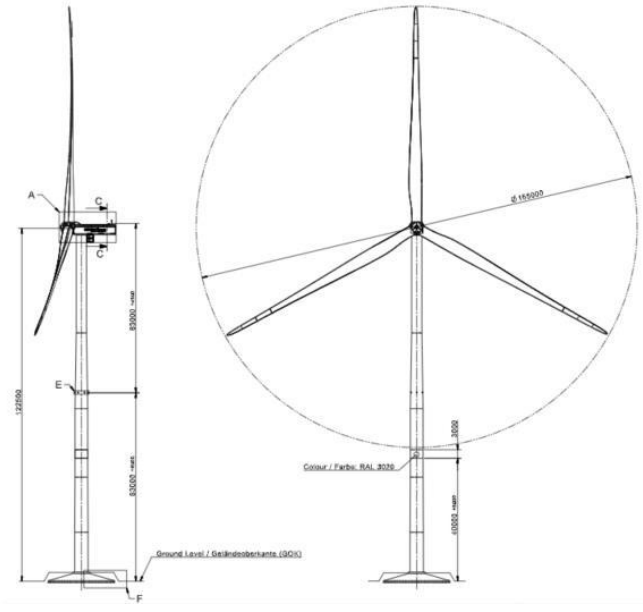


Figura 7 - Dimensioni aerogeneratore tipo

Altezza della punta (Tip height)	200 m
Altezza del mozzo (Hub height)	125m
Diametro del rotore (Rotor ø)	150 m

Tabella 5 - Dimensioni aerogeneratore tipo

Rotore

Il rotore è costituito da un mozzo (hub) realizzato in ghisa sferoidale, montato sull'albero a bassa velocità della trasmissione con attacco a flangia. Il rotore è sufficientemente grande da fornire spazio ai tecnici dell'assistenza durante la manutenzione delle pale e dei cuscinetti all'interno della struttura.

Diametro: 150 m

Superficie massima spazzata dal rotore: 17672 m^2

Numero di pale: 3

Velocità: variabile per massimizzare la potenza erogata nel rispetto dei carichi e dei livelli di rumore.

Navicella

La navicella è la cabina posta sulla sommità della torre e contiene al proprio interno l'albero di trasmissione, il moltiplicatore di giri, il generatore elettrico e i sistemi di controllo. La navicella di norma è progettata per ruotare orizzontalmente di 180° o anche di 360°, consentendo al rotore di allinearsi con la direzione del vento.

La direzione ottimale della navicella rispetto alla direzione del vento avviene, grazie a un complesso "sistema di imbardata" di tipo elettro-meccanico. Attraverso tale sistema di controllo aerodinamico è permesso il controllo della potenza ed il controllo della rotazione delle pale intorno al loro asse principale.

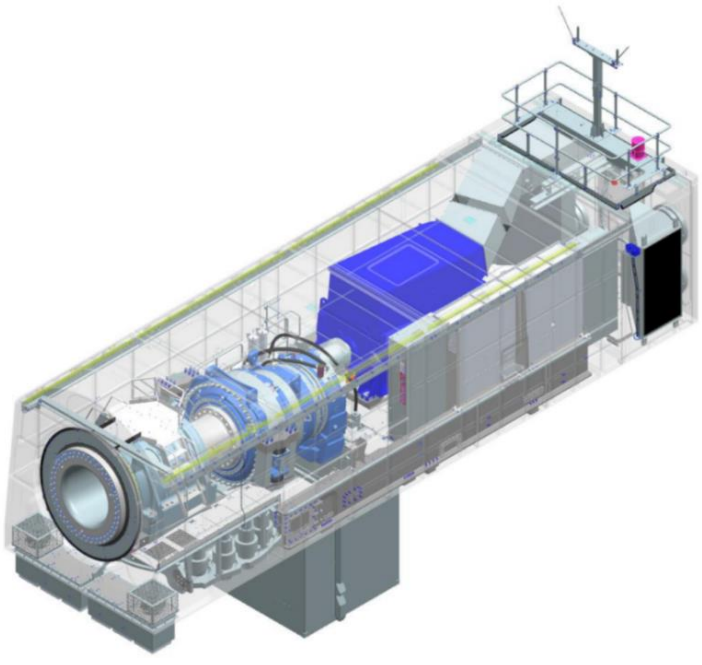


Figura 8 - Allestimento navicella dell'aerogeneratore

Torre

La torre di tipo tubolare e quindi cava al suo interno, può essere realizzata in acciaio o in calcestruzzo. Oltre a sostenere il peso della navicella e del rotore, trasferisce i carichi alla fondazione alla quale risulta vincolata mediante il sistema “Anchor bolts”, ancoraggio costituito da bulloni, dadi e rondelle conformi alla EN ISO 898 o alla EN ISO 4016.

Pale

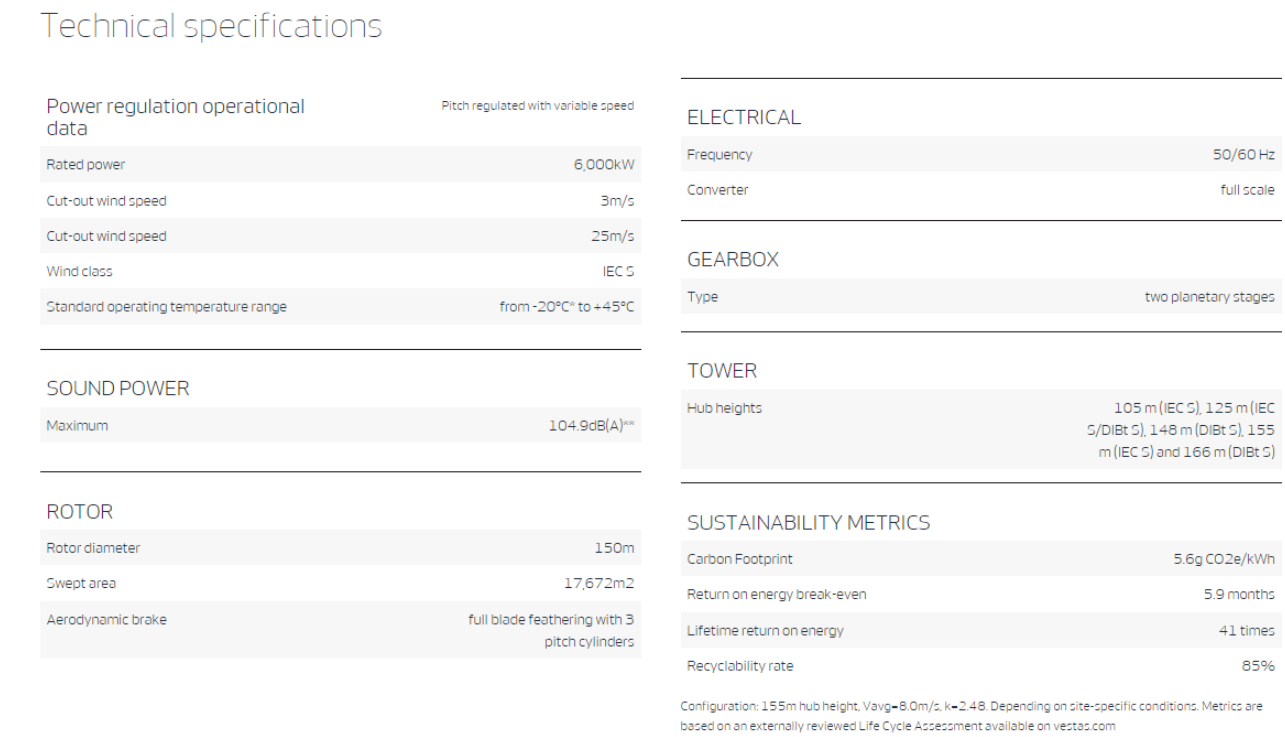
Il materiale di cui risulta costituita la pala è composto da una matrice in fibra di vetro e carbonio pultrusi. La pala utilizza un design basato su profili alari. La lunghezza della singola pala è pari a 74 m.

Generatore

I 5 aerogeneratori sono di tipo asincrono DFIG, collegato alla rete attraverso un convertitore a grandezza naturale. L'alloggiamento del generatore consente la circolazione di aria di raffreddamento all'interno dello statore e del rotore. Il calore generato dalle perdite viene rimosso da uno scambiatore di calore aria-acqua. La potenza di progetto è pari a 6000 kW e la tensione è pari a 720 V.

Specifiche tecniche

La tipologia di turbina proposta in progetto è riconducibile alle specifiche tecniche riportate in *Figura 9* – Caratteristiche tecniche wtg.



Technical specifications

Power regulation operational data	Pitch regulated with variable speed
Rated power	6,000kW
Cut-out wind speed	3m/s
Cut-out wind speed	25m/s
Wind class	IEC S
Standard operating temperature range	from -20°C* to +45°C

SOUND POWER	
Maximum	104.9dB(A)**

ROTOR	
Rotor diameter	150m
Swept area	17,672m2
Aerodynamic brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders

ELECTRICAL	
Frequency	50/60 Hz
Converter	full scale

GEARBOX	
Type	two planetary stages

TOWER	
Hub heights	105 m (IEC S), 125 m (IEC S/DIBt S), 148 m (DIBt S), 155 m (IEC S) and 166 m (DIBt S)

SUSTAINABILITY METRICS	
Carbon Footprint	5.6g CO2e/kWh
Return on energy break-even	5.9 months
Lifetime return on energy	41 times
Recyclability rate	85%

Configuration: 155m hub height, Vavg=8.0m/s, k=2.48. Depending on site-specific conditions. Metrics are based on an externally reviewed Life Cycle Assessment available on vestas.com

Figura 9 – Caratteristiche tecniche wtg

Tabella 10 - Pesi approssimativi

Peso della navicella	75 t
Peso mozzo	50 t
Peso pale	20 t
Peso torre	40 t
Peso trasformatore	10 t
Peso generatore	13,5 t

6.1.2 Fondazioni aerogeneratori

Le opere di fondazione degli aerogeneratori, completamente interrate, saranno su plinti in cemento armato del diametro di 24 m. Per maggiori approfondimenti si rinvia agli elaborati progettuali *C24G&GWLI002P024T00_Tipologico fondazione aerogeneratore* e *C24G&GWLI002P002R00_Relazione preliminare di calcolo delle fondazioni aerogeneratori.*

6.1.3 Piazzole aerogeneratori

In fase di cantiere e di realizzazione dell'impianto sarà necessario approntare delle aree, denominate piazzole degli aerogeneratori, prossime a ciascuna fondazione, dedicate all'area di manovra della gru principale e al montaggio di ognuno dei cinque (5) aerogeneratori costituenti il Parco Eolico.

Internamente alle piazzole, scelte della tipologia *just in time* per limitare i movimenti terra, si individuano le seguenti aree:

- ✓ Area di assemblaggio della gru principale
- ✓ Area di fondazione .

Sempre nell'ottica di limitare scavi e riporti, si è scelto di prevedere lo sviluppo della piazzola su più quote, mantenendo la quota fondazione a 2 metri in meno di dislivello rispetto alla quota della piazzola di montaggio.

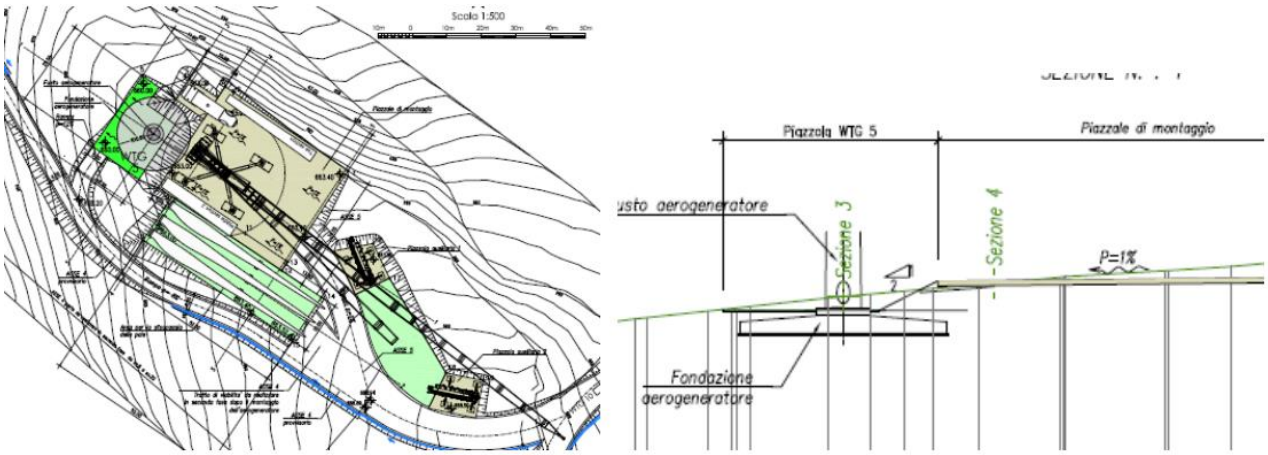


Figura 10 – Esempio di piazzola gestita su quote differenti

Le dimensioni delle diverse aree sono rappresentate nell'elaborato *C24G&GWLI002P022T00_Tipologico piazzola di montaggio aerogeneratori*.

La realizzazione di tutte le piazzole sarà eseguita mediante uno spianamento dell'area circostante ciascun aerogeneratore, prevedendo una pendenza longitudinale della singola piazzola compresa tra 0% e 1.5% utile al corretto deflusso delle acque superficiali.

Nella zona di installazione della gru principale la capacità portante dovrà essere pari ad almeno 4 kg/cm^2, tale valore può scendere a 2 kg/cm^2 se si prevede di utilizzare una base di appoggio per la gru; la sovrastruttura è prevista in misto stabilizzato per uno spessore totale di circa 30 cm.

Il terreno esistente deve essere adeguatamente preparato prima di posizionare gli strati della

sovrastruttura. È necessario raggiungere la massima rimozione del suolo e un'adeguata compattazione al fine di evitare cedimenti del terreno durante la fase d'installazione dovuti al posizionamento della gru necessaria per il montaggio.

Le altre aree necessarie per il montaggio degli aerogeneratori sono state previste nel layout di progetto come di seguito riportato:

- ✓ Area delle gru di supporto, nei pressi delle piazzole;
- ✓ Aree di stoccaggio delle componenti degli aerogeneratori (sezioni torri, navicella, pale, altri materiali e strumenti utili), una per ogni ramo principale dell'impianto.

Al termine dei lavori, tutte le aree delle piazzole degli aerogeneratori interessate dalle gru ausiliarie e dalle aree di stoccaggio delle componenti, saranno rinaturalizzate.

6.1.4 Viabilità di impianto

L'accesso al sito da parte dei mezzi di trasporto degli aerogeneratori avverrà attraverso tratti di strada esistente da adeguare per consentire il passaggio dei mezzi speciali di trasporto e tratti di nuova realizzazione. Al fine di limitare al minimo gli interventi di nuova realizzazione o di adeguamento della viabilità esistente, sono state prese in considerazione nuove tecniche di trasporto finalizzate a ridurre al minimo gli spazi di manovra degli automezzi. Rispetto alle tradizionali tecniche di trasporto è previsto l'utilizzo di mezzi che permettono di modificare lo schema di carico durante il trasporto e di conseguenza limitare i raggi di curvatura, le dimensioni di carreggiata e quindi i movimenti terra e l'impatto sul territorio. Le aree di ubicazione degli aerogeneratori risultano raggiungibili dalla viabilità di impianto di nuova realizzazione. La presenza della viabilità esistente ha consentito, in fase di redazione del progetto, di minimizzare gli effetti derivanti dalla realizzazione dei tratti di strada in progetto, limitati alle zone dove non è presente alcun tipo di viabilità fruibile e/o adeguabile, portando allo sviluppo della nuova viabilità di accesso, tra le strade esistenti e/o adeguate e le piazzole di servizio degli aerogeneratori.

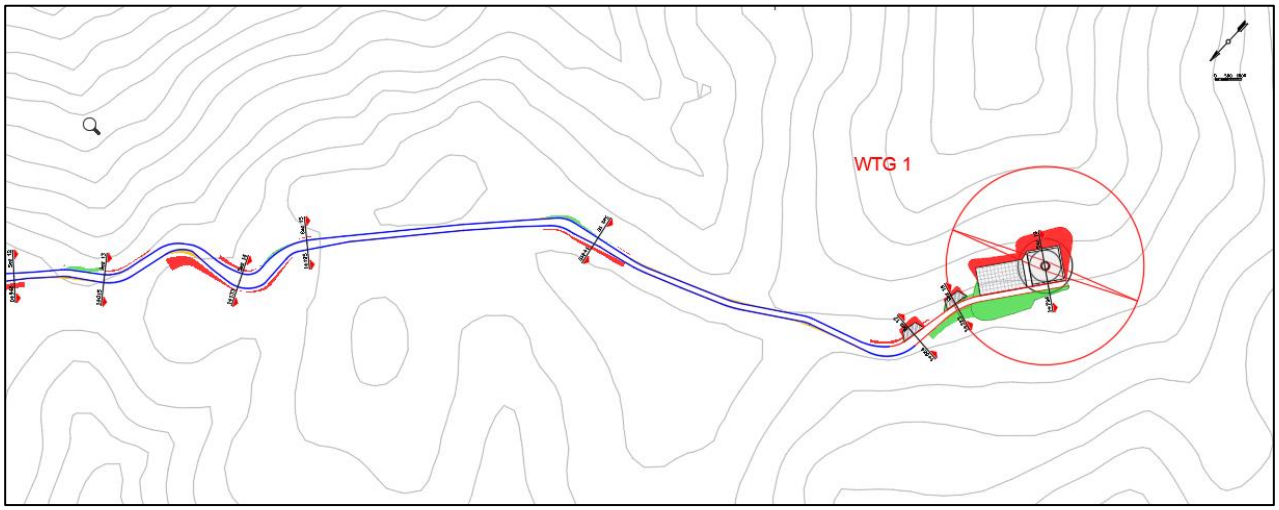


Figura 11 - Tracciato planimetrico viabilità di nuova realizzazione. Fonte: elaborato di progetto "C24G&GWLI002P020T00_Planimetrie e profili degli scavi, degli sbancamenti e dei rinterri"

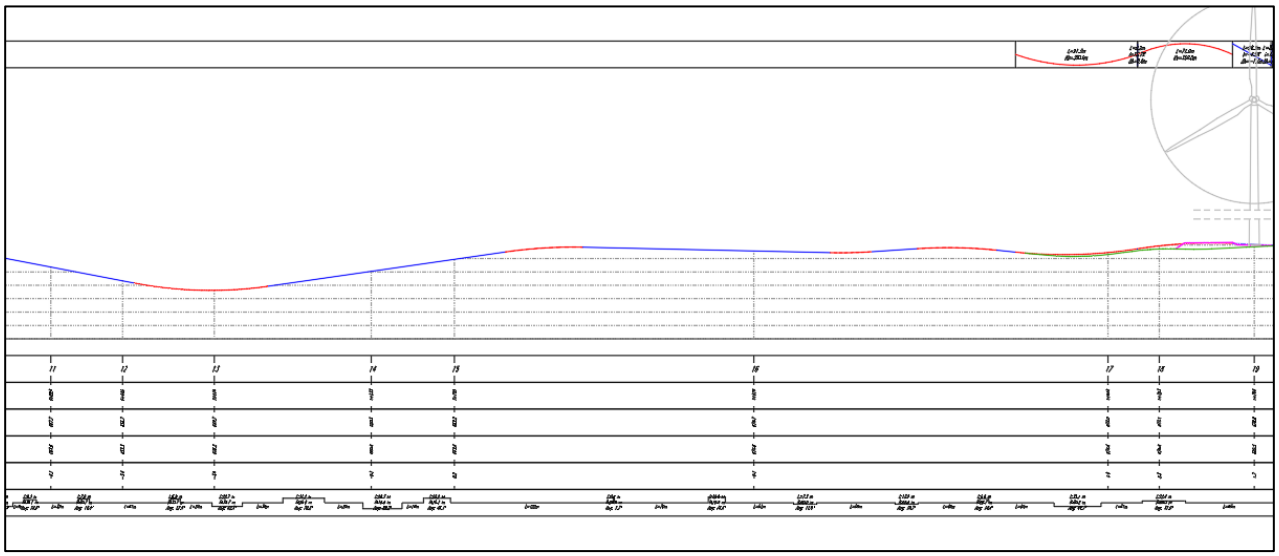


Figura 12 - Profilo longitudinale tratto di viabilità di nuova realizzazione. Fonte: elaborato di progetto "C24G&GWLI002P020T00_Planimetrie e profili degli scavi, degli sbancamenti e dei rinterri"

Nel caso di adeguamento di strade esistenti e/o di creazione di strade nuove, la larghezza normale della strada in rettifilo fra i cigli estremi (cunette escluse) è fissata in 4,5 m. Il profilo trasversale della strada è costituito da falde con pendenze dell'1%. Nei tratti in trincea o a mezza costa la strada è fiancheggiata dalla cunetta di scolo delle acque, in terra rivestita, di sezione trapezoidale (superficie minima 0,30 mq). Nelle zone in riporto in cui la pendenza naturale del terreno non segue la pendenza del rilevato in progetto, ma risulta alla stessa contraria, per evitare che la base del rilevato possa essere scalzata nel tempo, verrà previsto un fosso di raccolta delle acque di pioggia, al piede del rilevato, al fine di convogliare le acque meteoriche verso il primo impluvio naturale. Le scarpate dei rilevati avranno l'inclinazione indicata nelle sagome di progetto oppure una diversa che dovesse rendersi necessaria in fase esecutiva in relazione alla natura e alla consistenza dei

materiali con i quali dovranno essere formati.

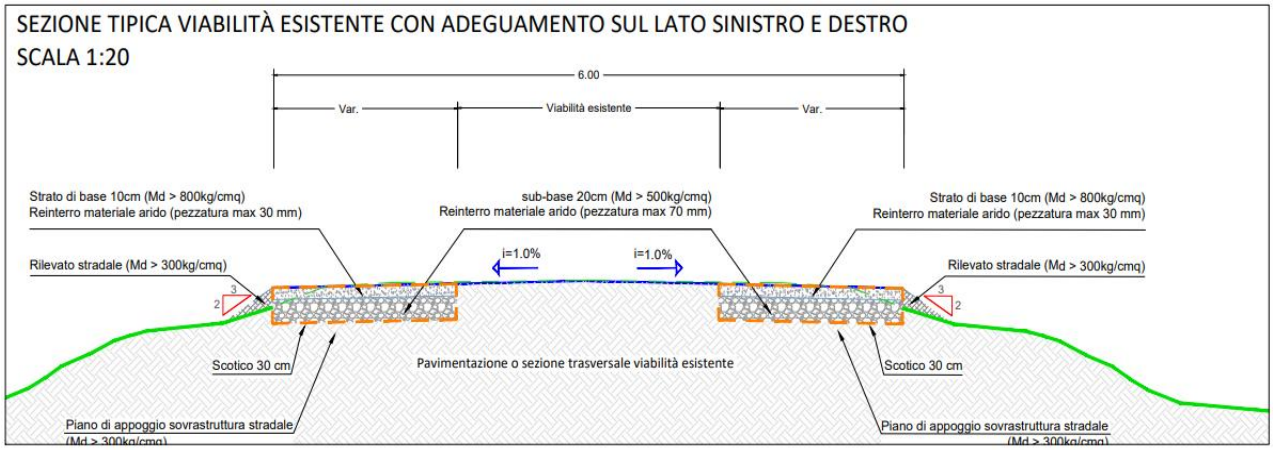


Figura 13 - Sezione trasversale viabilità di nuova realizzazione. Fonte: elaborato di progetto "C24G&GWLI002P018T00_Tipologico sezione stradale con particolari costruttivi"

Nelle sezioni in scavo ed in riporto, il terreno più superficiale (scotico) viene rimosso per una profondità di circa 30 cm. Il terreno del fondo stradale deve essere sempre privo di radici e materiale organico (deve essere rimosso uno strato adeguato di terreno) e adeguatamente compattato, almeno al 90% della densità del proctor modificata. I materiali per la sovrastruttura stradale (sottobase e base) possono essere il risultato di una corretta frantumazione dei materiali del sito di scavo o importati dalle cave disponibili. In entrambi i casi il materiale deve avere una granulometria adeguata e le proprietà delle parti fini devono garantire un comportamento stabile durante i cambi di umidità. I materiali per lo strato di base e per lo strato di sottobase devono essere A1, secondo ASTM D3282– AASHTO M145 (la percentuale massima di materiale fine che passa attraverso lo 0,075 mm deve essere del 15%). La dimensione massima degli aggregati deve essere rispettivamente di 30 mm e 70 mm per lo strato di base e lo strato di sottobase. Dopo la compattazione, il terreno deve avere un modulo di deformazione minimo Md> 500 kg / cm2 e Md> 800 kg / cm2 (da verificare nella fase esecutiva in loco mediante prove di carico sulla piastra) rispettivamente per lo strato di sotto base e lo strato di base.

Tabella 6 - Caratteristiche materiale fondo stradale e rilevato, requisiti minimi per fondo stradale e rilevato

FONDO STRADALE E RILEVATO	
Proprietà	Valore minimo
Classificazione materiale	A1, A2 o A3 secondo ASTM Classificazione D3282 o AASHTO M145
% Massima passante al setaccio 0,075 mm	35%
Compattazione minima in sito	90% Proctor Modificato
CBR minimo dopo la compattazione (condizioni sature)	5%
Minimo M_d in sito	30 MPa

Tabella 7- Caratteristiche materiale strato di base, requisiti minimi del materiale

STRATO DI BASE	
Proprietà	Valore minimo
Classificazione del Suolo	A1, secondo ASTM D3282– AASHTO M145
Diametro massimo degli Inerti	<30mm
% Massima passante al setaccio #200	<15%
LL per il passaggio dei materiali al #40	<40
PI per il passaggio dei materiali al #40	<6
Compattazione minima in sito	>95% Proctor Modificato
CBR Minimo	>60%
Resistenza alla frammentazione (Los Angeles Abrasion Test)	<35
Minimo M_d in sito	>80 MPa

Tabella 8 - Caratteristiche materiale strato di sottobase, requisiti minimi del materiale

STRATO DI SOTTOBASE (SUB-BASE)	
Proprietà	Valore minimo
Classificazione materiale	A1, secondo ASTM D3282– AASHTO M145
Diametro massimo degli Inerti	<70mm
% Massima passante al setaccio #200	<15%
LL per materiale che passa al setaccio da 0,425 mm	<40
PI per materiale che passa al setaccio da 0,425 mm	<6
Compattazione minima in sito	>95% Proctor Modificato
CBR Minimo	>40%
Minimo M_d in sito	>50 MPa

Il progetto prevede tratti di viabilità di nuova realizzazione per una lunghezza complessiva pari a circa 992 m ed adeguamento della viabilità esistente per una lunghezza pari a circa 11,9 km.

Per la realizzazione della viabilità interna di impianto si distinguono due fasi:

- Fase 1: realizzazione strade di cantiere (sistemazione provvisorie);
- Fase 2: realizzazione strade di esercizio (sistemazioni finali).

Fase 1

Durante la fase di cantiere è previsto l'adeguamento della viabilità esistente e la realizzazione dei nuovi tracciati stradali, internamente all'area di impianto. La viabilità dovrà consentire il transito dei mezzi di trasporto delle attrezzature di cantiere, nonché dei materiali e delle componenti di impianto. La sezione stradale avrà una larghezza variabile al fine di permettere senza intralcio il transito dei mezzi in riferimento al tipo di attività che si svolgeranno in cantiere. Sui tratti in rettilineo è garantita una larghezza minima 4,5 m, tale larghezza potrebbe subire delle estensioni per i tratti più avversi. Le livellette stradali per le strade da adeguare seguiranno il più fedelmente possibile le pendenze attuali del terreno. Con le nuove realizzazioni della viabilità di cantiere verrà garantito il deflusso regolare delle acque e il convogliamento delle stesse nei compluvi naturali o artificiali oggi esistenti in sito.

Fase 2

Terminata la fase di cantiere si provvede al ripristino della situazione ante operam di tutte le aree esterne alla viabilità finale e utilizzate in fase di cantiere nonché la sistemazione di tutti gli eventuali materiali e inerti accumulati provvisoriamente.

Le opere connesse alla viabilità di esercizio saranno costituite dalle seguenti attività:

- modellazione con terreno vegetale dei cigli della strada e delle scarpate e dei rilevati;
- ripristino della situazione ante operam delle aree esterne alla viabilità di esercizio e delle zone utilizzate durante la fase di cantiere.

6.1.5 Elettrodotto interrato 36 kV, Sottostazione elettrica e impianto BESS

L'impianto eolico di Quiliano (SV) è costituito da cinque aerogeneratori, ciascuno dei quali comprende un generatore, collegati al rispettivo trasformatore AT/BT di macchina. I cinque aerogeneratori sono divisi in due sottogruppi (Clusters). All'interno di ogni cluster gli aerogeneratori sono connessi con collegamento di tipo "entra-esce" mediante cavi interrati a 36 kV, in maniera analoga i clusters di raccolta consegnano l'energia prodotta dall'impianto eolico alla Sottostazione di Raccolta Elettrica (SSE) con la medesima tipologia di cavidotto. L'immissione in rete dell'energia prodotta dal parco eolico, riferita alla potenza di 30 MW, avverrà mediante il collegamento tra la Sottostazione di Raccolta Elettrica a 36 kV ed una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 380/132/36 kV. Il Sistema di accumulo in progetto è previsto con potenza pari a 20 MW.

Per approfondimenti relativi alle opere elettriche in progetto, quali cavidotto, sottostazione di raccolta e impianto di accumulo, si rimanda all'elaborato di progetto *"C24G&GWLI002P006R00_Relazione di calcolo preliminare degli impianti".*

6.2 INQUADRAMENTO TERRITORIALE DELL'IMPIANTO

Di seguito si riportano i riferimenti relativi alle interferenze vincolistiche del progetto, riguardanti le componenti ambientali, urbanistiche e paesistiche, in seguito a verifica degli strumenti di pianificazione territoriali.

6.2.1 Zona urbanistica del sito di intervento

Per la definizione della destinazione urbanistica delle aree impegnate dell'impianto eolico si rinvia all'elaborato "*C24G&GWLI002P015R00_Studio di inserimento urbanistico*" allegato alla documentazione del progetto definitivo.

6.2.2 Localizzazione catastale delle opere in progetto

Relativamente al dettaglio delle particelle catastali interessati dall'area di impianto e dalle opere di connessione, si rinvia all'elaborato "*C24G&GWLI002P008R00_Piano particellare d'esproprio descrittivo*", allegato alla documentazione del progetto definitivo.

6.2.3 Localizzazione delle opere in progetto rispetto Rete Natura 2000 e Important Bird Areas (I.B.A.)

La Rete Natura 2000 si identifica come una rete ecologica diffusa su tutto il territorio dell'Unione, istituita ai sensi della Direttiva 92/43/CEE "Habitat" per garantire il mantenimento e la conservazione a lungo termine degli habitat naturali e delle specie di flora e fauna minacciati o rari a livello comunitario. Come si legge sul sito istituzionale del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, Natura 2000 è il principale strumento della politica dell'Unione Europea per la conservazione della biodiversità.

La Rete Natura 2000 è costituita dai Siti di Interesse Comunitario (SIC), identificati dagli Stati Membri secondo quanto stabilito dalla Direttiva Habitat, che vengono successivamente designati quali Zone Speciali di Conservazione (ZSC), e comprende anche le Zone di Protezione Speciale (ZPS) istituite ai sensi della Direttiva 2009/147/CE "Uccelli" che identifica porzioni di territorio che ospitano popolazioni significative di specie ornitiche di interesse comunitario.

Le aree che compongono la Rete Natura 2000 non sono riserve rigidamente protette dove le attività umane sono escluse; la Direttiva Habitat intende garantire la protezione della natura tenendo anche "conto delle esigenze economiche, sociali e culturali, nonché delle particolarità regionali e locali" (Art. 2). Soggetti privati possono essere proprietari dei siti Natura 2000, assicurandone una gestione sostenibile sia dal punto di vista ecologico che economico.

La Direttiva riconosce il valore di tutte quelle aree nelle quali la secolare presenza dell'uomo e delle sue attività tradizionali ha permesso il mantenimento di un equilibrio tra attività antropiche e natura. Alle aree agricole, per esempio, sono legate numerose specie animali e vegetali ormai rare e minacciate per la cui sopravvivenza è necessaria la prosecuzione e la valorizzazione delle attività tradizionali, come il pascolo o l'agricoltura non intensiva. Nello stesso titolo della Direttiva viene specificato l'obiettivo di conservare non solo gli habitat naturali ma anche quelli seminaturali (come le aree ad agricoltura tradizionale, i boschi utilizzati, i pascoli, ecc.).

Un altro elemento innovativo è il riconoscimento dell'importanza di alcuni elementi del paesaggio che svolgono un ruolo di connessione per la flora e la fauna selvatiche (art. 10). Gli Stati

membri sono invitati a mantenere o all'occorrenza sviluppare tali elementi per migliorare la coerenza ecologica della rete Natura 2000.

In Italia, i SIC, le ZSC e le ZPS coprono complessivamente circa il 19% del territorio terrestre nazionale e più del 13% di quello marino.

Le **Important Bird Areas (I.B.A.)** nascono da un progetto di BirdLife International. Queste rappresentano delle aree che rivestono un ruolo fondamentale per gli uccelli selvatici e dunque rappresentano uno strumento importante di conoscenza e salvaguardia. Affinché un sito venga riconosciuto come tale deve rispettare le seguenti caratteristiche:

- Ospitare un numero rilevante di specie minacciate a livello globale;
- Appartenere ad una tipologia di aree che risultano essere di particolare importanza per alcune specie (zone umide, pascoli aridi o scogliere dove nidificano uccelli marini);
- Essere una zona in cui si concentra un numero elevato di uccelli in migrazione.

I criteri con cui vengono individuati le IBA sono scientifici, standardizzati e applicati a livello internazionale.

Di seguito si riporta un inquadramento rispetto alle aree individuate dalla Rete Natura 2000 e le aree IBA. Come si osserva nessun elemento di progetto ricade in aree naturali protette o afferenti alla rete Natura 2000.

Esaminando un raggio di circa 15 km rispetto all'impianto, si riscontra la presenza di diversi siti afferenti alla Rete Natura 2000. Alcuni di questi siti, pur non essendo interferiti direttamente dalle opere in progetto, risultano localizzati ad una distanza non significativa dalle stesse.

Tabella 9 - Distanza (km) fra i siti Natura 2000 e gli interventi progettuali.

Codice	Sito Natura 2000	Tipologia	Distanza (km)
IT1323203	**Rocca dei Corvi - Mao - Mortou**	**ZSC**	**1**
IT1322216	**Ronco di Maglio**	**ZSC**	**5,4**
IT1322326	**Foresta Cadibona**	**ZSC**	**2,5**
IT1322304	Rocca dell'Adelasia	ZSC	12
IT1322219	Tenuta Quassolo	ZSC	6,6
IT1322470	Fondali Varazze - Albisola	ZSC	8,1
IT1331578	Beigua - Turchino	ZPS	13,4
IT1331402	Beigua - Monte Dente - Gargassa - Pavaglione	ZSC	12,8
IT1323271	Fondali Noli - Bergeggi	ZSC	6,1
IT1323112	Monte Carmo - Monte Settepani	ZSC	10,2
IT1322217	Bric Tana - Bric Mongarda	ZSC	8,9
IT1323115	Lago di Osiglia	ZSC	9,7

IT1323202	Isola Bergeggi - Punta Predani	ZSC	9,7

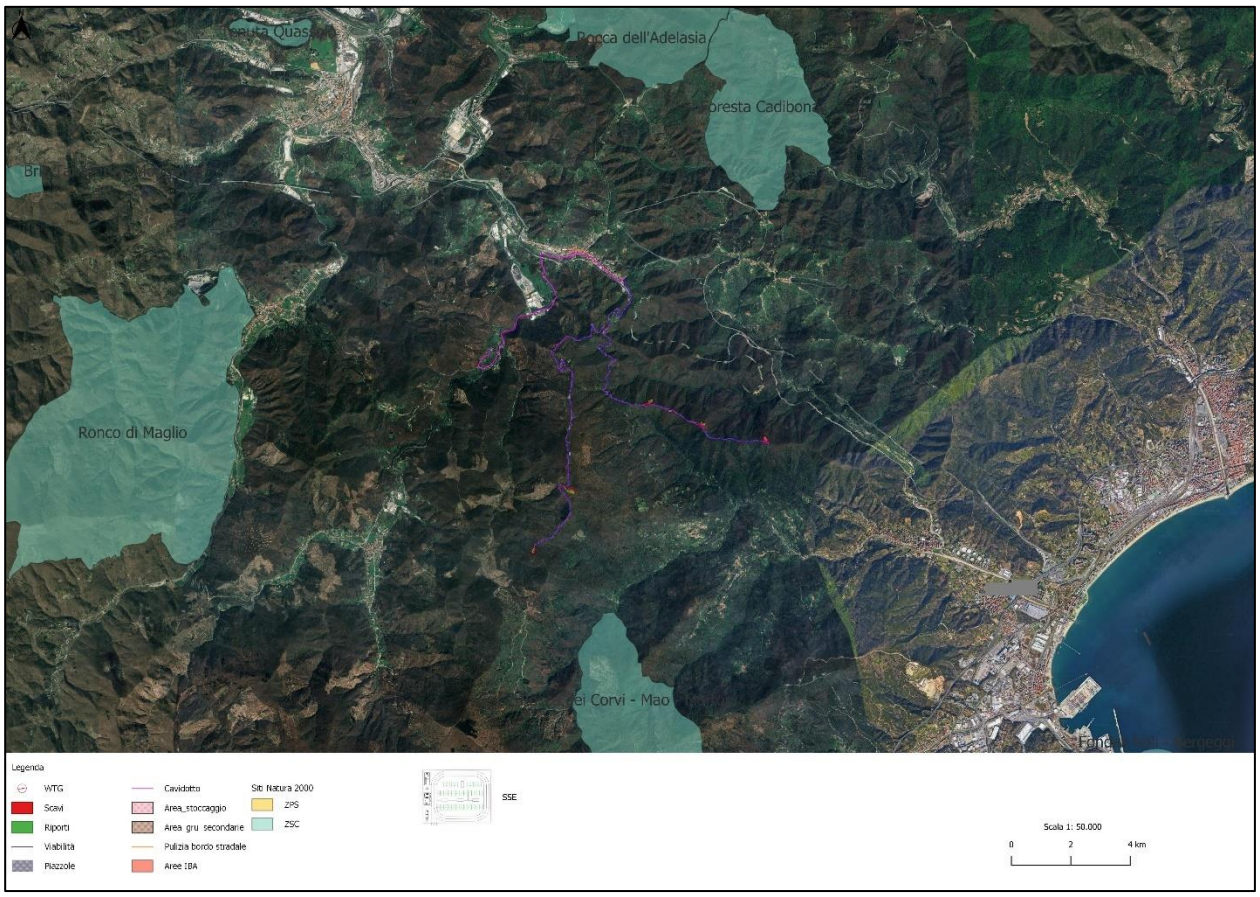


Figura 14: Inquadramento impianto rispetto alle aree individuate dalla Rete Natura 2000 e IBA

Dall'analisi svolta non si evidenziano interferenze con le aree afferenti alla rete Natura 2000.

6.2.4 Localizzazione delle opere in progetto rispetto Aree Protette

Le Aree Protette sono istituti territoriali che hanno come scopo prioritario la conservazione della biodiversità, così come enunciato nella Legge 394/91. Nel comunicato del Ministero della transizione ecologica (MiTE) del 24 maggio 2021 viene evidenziato che "*in Italia il sistema delle aree di tutela ambientale è formato dall'integrazione e sovrapposizione delle Aree protette nazionali e regionali e della Rete Natura 2000, rete ecologica diffusa sul territorio dell'Unione Europea, istituita per garantire il mantenimento a lungo termine dello stato di conservazione soddisfacente degli habitat e delle specie di flora e fauna minacciati o rari a livello comunitario. Nel complesso, il sistema delle Aree Protette nazionali e regionali (dato EUAP, 2010), insieme alla rete Natura 2000 (dato aggiornato a dicembre 2020), copre attualmente un'estensione di più di 10.400.000 di ettari,*

interessando più del 20% della superficie terrestre nazionale e l'11% della superficie marina di giurisdizione italiana (acque territoriali + ZPE). Ad oggi sono state istituite 875 Aree Protette (aggiornamento CDDA marzo 2020) per una superficie di 3.173.305,35 ha a terra e una superficie a mare di 2.858.925,56 ha. Il PN Arcipelago di La Maddalena e il PN Arcipelago Toscano comprendono anche superfici marine. Per quanto riguarda esclusivamente le aree terrestri, attualmente sono state istituite 843 aree protette terrestri e aree protette terrestri con parte a mare di cui: 25 Parchi Nazionali, 148 Riserve Naturali Statali, 134 Parchi Naturali Regionali, 365 Riserve Naturali Regionali e 171 altre Aree Protette di diverse classificazioni e denominazioni. La superficie terrestre protetta ammonta a oltre 3 milioni di ettari, pari a circa il 10,5% della superficie terrestre nazionale (ISPRA, 2020a), risultando in linea con gli obiettivi definiti in ambito CBD (Convenzione Rio, 1992). Essa è costituita in gran parte da Parchi Nazionali (46,4%) e Parchi Naturali Regionali (40,8%)".

Si riporta di seguito un inquadramento dell'area di progetto rispetto al sistema costituito dalle aree protette, parchi e riserve.

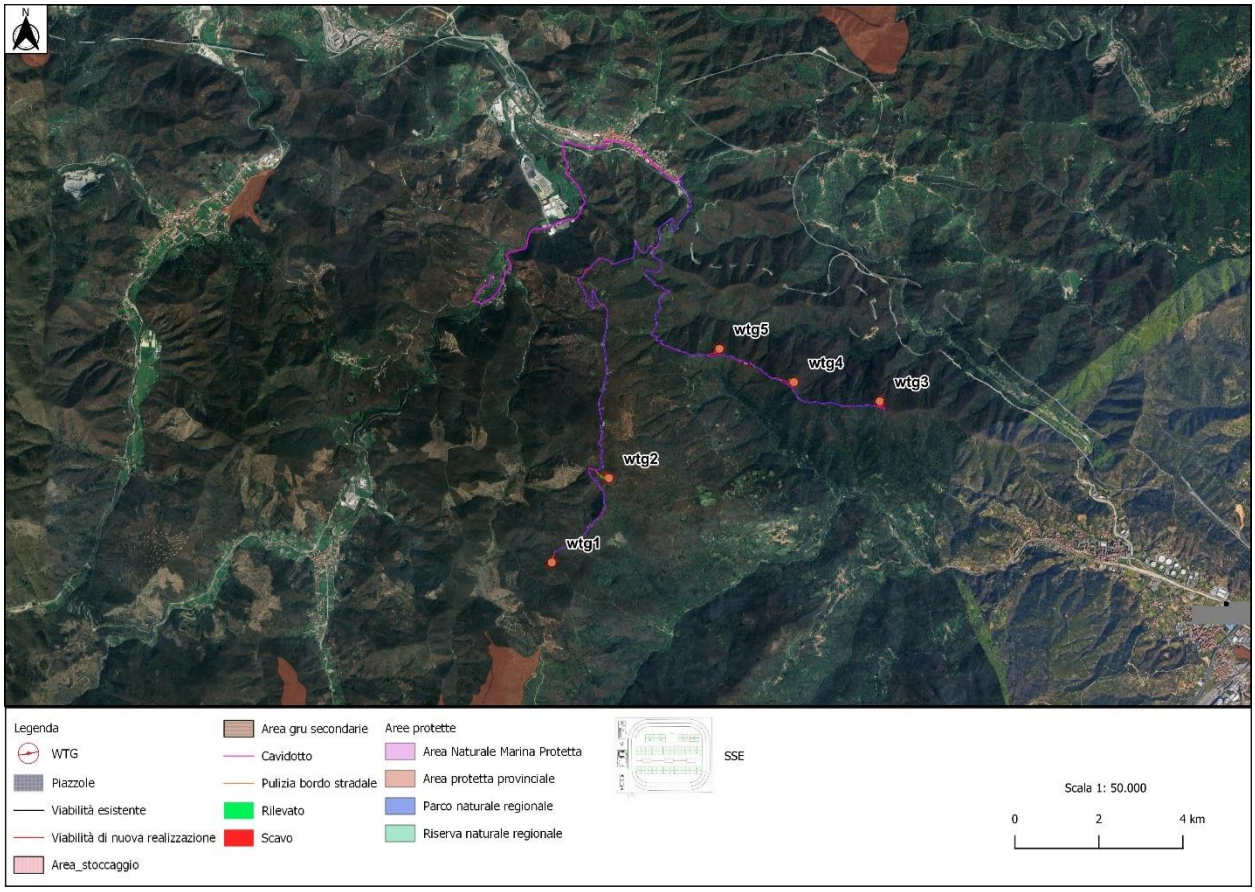


Figura 15: Inquadramento impianto rispetto alle aree protette, parchi e riserve.

Dall'analisi svolta non si evidenziano interferenze con le aree afferenti al sistema dei parchi e delle riserve nazionali e regionali.

Per quanto concerne le analisi degli altri Piani si rimanda all'elaborato di progetto

C24G&GW001A001R00 Studio di impatto ambientale .

6.3 FASI, TEMPI E MODALITÀ DI ESECUZIONE DELL'INTERVENTO

Fatte salve le prerogative del futuro appaltatore per l'esecuzione dei lavori in progetto, nella corrente fase di ingegneria autorizzativa possono essere previste fasi, tempistiche e modalità di esecuzione dell'intervento nei termini di seguito sintetizzati.

6.3.1 Fasi di esecuzione dell'intervento

Le principali fasi di esecuzione dell'intervento possono prevedersi in:

- Allestimento cantiere (delimitazione dell'area dei lavori e trasporto attrezzature/macchinari previa pulizia dell'area di intervento);
- realizzazione viabilità di impianto, realizzazione piazzole e ripristino parziale:
  - ✓ movimentazioni terra (scavi, riporti e loro movimentazione);
  - ✓ realizzazione cunette;
  - ✓ posa cavi elettrodotto MT, cavi dati e cavo di terra, internamente all'area di impianto;
- posa cavi elettrodotto MT, cavi dati e cavo di terra, esternamente all'area di impianto, lungo la viabilità esistente fino alla sottostazione utente di raccolta 36 kV;
- Scavi fondazioni aerogeneratori;
- Realizzazione fondazioni aerogeneratori (opere in c.a.);
- Fornitura aerogeneratori;
- Montaggio aerogeneratori;
- Realizzazione Sottostazione 36 kV:
  - ✓ Installazione cantiere;
  - ✓ Realizzazione recinzione;
  - ✓ Scavi fondazioni per apparecchiature elettromeccaniche e per l'edificio di sottostazione;
  - ✓ Realizzazione via cavo (MT);
  - ✓ Realizzazione fondazioni (opere in c.a.);
  - ✓ Realizzazione edificio della sottostazione (fondazioni e parte in elevazione);
  - ✓ Fornitura e posa in opere delle componenti MT e BT, internamente all'edificio della sottostazione;
  - ✓ Fornitura e posa in opera delle apparecchiature 150 kV;
  - ✓ Connessione delle apparecchiature e cablaggi;
- Posa cavi elettrodotto 36 kV, esternamente all'area di impianto, lungo la viabilità esistente

fino alla Sottostazione;

- Posa cavi elettrodotto AT, esternamente all'area di impianto, lungo la viabilità esistente (ove possibile) fino alla nuova Stazione Elettrica prevista da Terna;
- Dismissione cantiere.

6.3.2 Tempi di esecuzione dell'intervento

In relazione alle principali fasi di esecuzione dell'intervento, i corrispondenti tempi possono essere previsti come descritto nell'elaborato *C24G&GWLI002P010R00_Cronoprogramma.*

6.3.3 Modalità di esecuzione dell'intervento

In relazione alle principali fasi dell'intervento summenzionate, le corrispondenti modalità di esecuzione possono essere previste come di seguito descritto:

- ✓ **delimitazione dell'area dei lavori**: mezzi di trasporto e primi operatori in campo approvvigioneranno l'area dei lavori delle opere provvisionali necessarie alla delimitazione della zona ed alla segnaletica di sicurezza, installabili con l'ausilio di ordinaria utensileria manuale. Con l'ausilio di mezzi d'opera mezzi d'opera destinati al movimento terra ed operatori specializzati si eseguirà la pulizia generale dell'area dei lavori, provvedendo all'espianto delle specie arboree e della vegetazione esistente, alla corretta gestione delle terre da scavo e delle emissioni polverose.

- ✓ **realizzazione viabilità di impianto, realizzazione piazzole e ripristino parziale**: topografi e maestranze specializzate tracceranno a terra le opere in progetto, avvalendosi di strumenti topografici ed utensileria manuale; operatori specializzati e mezzi d'opera semoventi adibiti a movimenti terra, trasporto materiale, nonché a compattazione e conformazione di corpi stradali, provvederanno alla realizzazione della viabilità, delle piazzole e del sistema di drenaggio. Completato il montaggio del singolo aerogeneratore, mediante mezzi d'opera semoventi adibiti a movimenti terra, verrà eseguito il ripristino parziale dell'area di piazzola.

- ✓ **esecuzione dei cavidotti:** operatori specializzati con l'ausilio di mezzi d'opera da movimento terra e per trasporto materiali, provvederanno all'esecuzione delle trincee, all'allestimento delle medesime con i dovuti cavi ed al rinterro degli scavi;

- ✓ **scavo e realizzazione fondazioni aerogeneratori:** operatori specializzati e mezzi

d'opera semoventi adibiti a movimenti terra provvederanno allo scavo a sezione ampia; con l'ausilio di autogru, autobetoniere e autopompe, operatori specializzati provvederanno alla disposizione delle armature ed al getto del calcestruzzo, per la realizzazione delle fondazioni.

- ✓ **fornitura e montaggio aerogeneratori:** operatori con mezzi di trasporto eccezionale, provvederanno a stoccare le componenti costituenti gli aerogeneratori (conci torre, navicella e pale) presso le aree di stoccaggio prossime alle piazzole di montaggio, e mediante una o più gru, provvederanno ad eseguire le operazioni di montaggio di ogni singolo aerogeneratore.

- ✓ **Realizzazione sottostazione utente 36 kV e delle opere di connessione:** operatori specializzati con l'ausilio di macchine operatrici semoventi per scavo e sollevamento realizzeranno le opere di connessione previste dalla soluzione tecnica del Gestore di rete; provvederanno alla realizzazione delle opere civili ed elettriche, necessarie per consentire l'immissione in rete dell'energia prodotta dall'impianto.

- ✓ **Dismissione del cantiere:** operatori specializzati provvederanno alla rimozione del cantiere realizzata attraverso lo smontaggio delle postazioni di lavoro fisse, di tutti gli impianti di cantiere, delle opere provvisionali e di protezione ed al caricamento di tutte le attrezzature, macchine e materiali eventualmente presenti, su autocarri per l'allontanamento.

7 DISMISSIONE DELL'IMPIANTO E RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI

7.1 RIPRISTINO DEI LUOGHI

Al termine della vita tecnica utile dell'impianto in trattazione (stimati 25-30 anni di esercizio), dovrà essere eseguita la dismissione dello stesso; parte dei materiali di risulta potranno essere riciclati e/o impiegati in altri campi industriali. Si riporta a seguire l'esecuzione delle fasi di lavoro per le diverse aree interessate dal "decommissioning":

- ✓ AEROGENERATORI E PIAZZOLE
  - Smontaggio del rotore e delle pale;
  - Smontaggio della navicella e del mozzo e delle relative componenti interne;
  - Smontaggio cavi ed apparecchiature elettriche interni alla torre;

- Smontaggio dei conci della torre;
- Trasporto del materiale dal cantiere a centri di raccolta autorizzati per il recupero;
- Demolizione parziale della fondazione (fino ad un metro di profondità dal piano campagna);
- Trasporto del materiale, dal cantiere a centri di raccolta autorizzati per il recupero e/o discariche;
- Dismissione dell'area di piazzola nelle zone in cui non sia stato già eseguito nella fase di esercizio. Trasporto del materiale inerte presso centri autorizzati al recupero;
- Ripristino area piazzola, alle condizioni ante operam;
- Dismissione strade di collegamento delle piazzole. Trasporto del materiale di risulta presso centri autorizzati al recupero. Ripristino dello stato ante operam con apporto di vegetazione di essenze erbacee, arbustive ed arboree autoctone laddove preesistenti.

✓ ELETTRODOTTI INTERRATI

- Scavo per il recupero dei cavi, della rete di terra e della fibra ottica. Trasporto del materiale di risulta presso centri autorizzati al recupero;
- Ripristino dei luoghi interessati dallo scavo del cavidotto mediante rinterro e compattazione del materiale scavato; per i tratti di cavidotto che interessano la viabilità urbana sarà da prevedere il ripristino del manto stradale bituminoso, secondo le normative locali vigenti al momento della dismissione.

✓ ELETTRODOTTI INTERRATI AT

- Scavo per il recupero dei cavi di alta tensione, della rete di terra e della fibra ottica. Trasporto del materiale di risulta presso centri autorizzati al recupero;
- Ripristino dei luoghi interessati dallo scavo del cavidotto mediante rinterro e compattazione del materiale scavato; per i tratti di cavidotto che interessano la viabilità urbana sarà da prevedere il ripristino del manto stradale bituminoso, secondo le normative locali vigenti al momento della dismissione.

✓ SOTTOSTAZIONE ELETTRICA

- Dismissione della Sottostazione elettrica 150/30 kV. Recupero apparecchiature e materiale di tipo elettrico (cavi BT, MT e AT, cavi di terra, fibra ottica, quadri BT e MT, gruppo elettrogeno, pali di illuminazione, apparecchiature elettromeccaniche di alta tensione e trasformatore di potenza). Trasporto del

materiale di risulta presso centri autorizzati al recupero e/o discariche.

- Demolizioni dell'edificio comando e controllo, delle fondazioni della recinzione e dei piazzali. Trasporto del materiale di risulta presso centri autorizzati al recupero e/o discariche.
- Ripristino dell'area di connessione allo stato ante operam.

Gli interventi per la dismissione prevedono l'impiego di mezzi di cantiere quali gru, autoarticolati per trasporti eccezionali, scavatori, carrelli elevatori, camion per movimento terra e per trasporti a centri autorizzati al recupero e/o a discariche. Le lavorazioni correlate alla dismissione dell'impianto dovranno essere eseguite nel pieno rispetto delle leggi vigenti in materia di sicurezza e salute nei cantieri, al momento della dismissione.In particolare, fatte salve le eventuali future modifiche normative attualmente non prevedibili in materia di smaltimento di rifiuti, è ragionevole ad oggi sintetizzare in forma tabellare le descrizioni dei rifiuti generati dalla dismissione dell'impianto allo studio, come da Tabella 10 - Descrizioni dei rifiuti generati dalla dismissione dell'impianto.

Componente	***Materiale***
Acciao strutturale della torre	Acciaio
Cavi della torre	Alluminio
Copertura dei cavi	Plastica
Apparati, apparecchi elettrici, elettrotecnici ed elettronici, rottami elettrici ed elettronici	Metalli differenti
Trasformatore	Acciaio ed olio
Pale	Resina epossidica rinforzata
Mozzo	Ferro
Generatore	Acciaio e rame
Navicella	Resina epossidica rinforzata, acciaio, metalli differenti e rifiuti elettrici, plastica, rame, olio (moltiplicatore di giri)
Strutture in cemento armato (fondazioni aerogeneratori, edificio, fondazioni e recinzione della SSE, edificio, fondazioni e recinzione O&M)	Cemento, acciaio e metalli differenti

Componente	*Materiale*
Strutture in carpenteria metallica (strutture di sostegno delle apparecchiature elettromeccaniche)	Acciaio
Vabilità	Terra e rocce

Tabella 10 - Descrizioni dei rifiuti generati dalla dismissione dell'impianto

Il deposito provvisorio dei materiali di risulta e di quelli necessari alle lavorazioni avverrà in aree individuate nell'ambito del layout di cantiere (dando preferenza alle porzioni di impianto ricomprese nella viabilità di servizio).

Al termine delle attività di dismissione anche tali aree verranno ripristinate allo stato ante operam.

Le attività di dismissione produrranno movimenti terra dovuti alla demolizione delle fondazioni degli aerogeneratori per almeno 1 m di profondità dal piano campagna (Allegato 4, DM 10 settembre 2010), alla dismissione della viabilità di impianto ed alla rimozione dei cavidotti interrati; il materiale proveniente dagli scavi verrà comunque posizionato parallelamente alle curve di livello, per minimizzare l'alterazione del naturale andamento orografico dell'area.

Si eviterà, inoltre, l'interrimento dei fossi di scolo delle acque meteoriche e di dilavamento superficiale, avendo anche cura di non creare cumuli di terreno che risultino, in qualche misura, di ostacolo al naturale deflusso.

Le operazioni di dismissione, quindi, saranno eseguite in modo da non creare alcun impatto al naturale sistema di smaltimento delle acque meteoriche e di dilavamento.

Terminate le operazioni di dismissione delle componenti di impianto, il ripristino dei luoghi terminerà con interventi di sistemazione delle aree mediante apporto di vegetazione di essenze erbacee, arbustive ed arboree autoctone laddove preesistenti, in modo da restituire lo stato ante operam di luoghi. In alternativa, considerato che la dismissione dovrà avvenire a fine esercizio dell'impianto (tempo stimato circa 25-30 anni), il ripristino dell'area di intervento potrà essere fatta secondo indicazioni della proprietà del terreno e/o in accordo agli enti locali coinvolti e secondo le leggi nazionali vigenti al momento della dismissione.

7.2 STIMA DEI COSTI DI DISMISSIONE

Per quanto riguarda i costi di dismissione dell'impianto, si rimanda al documento "*C24G&GWLI002P004R00_Stima dei costi di dismissione"*. Ad ogni modo, tali costi

comprenderanno:

- smontaggio degli aerogeneratori;
- demolizione della fondazione in cemento armato, fino alla profondità di 1 m dal piano campagna;
- rimozione dei cavidotti, successivo rinterro e ripristino dei luoghi allo stato ante operam;
- trasporto materiale di demolizione e di risulta a centro autorizzato al recupero e/o a discarica;
- demolizione degli edifici di Sottostazione (fondazioni e parte in elevazione);
- demolizione delle fondazioni in cemento armato delle apparecchiature elettromeccaniche;
- rimozione delle apparecchiature elettriche e delle vie cavo;
- rimozione delle recinzioni e dei piazzali;
- risistemazione dello stato dei luoghi con apporto di vegetazione di essenze erbacee, arbustive ed arboree autoctone.

8 ANALISI DELLE POSSIBILI RICADUTE OCCUPAZIONALI, SOCIALI ED ECONOMICHE DELL'INTERVENTO

Le ricadute occupazionali dell'intervento possono essere previste sia in termini di consolidamento di posizioni lavorative esistenti, sia in termini di nuova occupazione: nuova occupazione può essere prevista soprattutto nelle fila delle ditte appaltatrici, nonché nelle aziende interessate dall'indotto prevedibile con l'esercizio dell'impianto, sia per quanto riguarda forniture che per servizi. Le ricadute sociali ed economiche sono naturalmente connesse alle ricadute occupazionali ma, in aggiunta, non possono essere trascurati gli effetti positivi sia dal punto di vista sociale che economico derivanti dalla realizzazione di un impianto per la produzione di energia alimentato da fonte rinnovabile, con conseguenti benefici e risparmi nel campo della salute, della gestione dell'inquinamento atmosferico e dell'ambiente in generale.

Il Tecnico
Ing. Leonardo Sblendido