

REGIONE MARCHE

Comune di Caldarola (MC)

PROGETTO DEFINITIVO

PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO EOLICO DELLA POTENZA DI 60,0 MW integrato con un sistema di accumulo della potenza di 20,0 MW e delle relative opere di connessione alla RTN sito nei comuni di Caldarola e Camerino (MC)

TITOLO

Relazione tecnica generale

PROGETTAZIONE	PROPONENTE	
 SR International S.r.l. Via di Monserrato, 152 - 00186 Roma Tel. 06 8079555 - Fax 06 80693106 C.F e P.IVA 13457211004 	 Fred. Olsen Renewables Italy S.r.l. Viale Castro Pretorio, 122 - 00185 Roma C.F e P.IVA 15604711000	

Revisione	Data	Elaborato	Verificato	Approvato	Descrizione
01	19/12/2023	Giovannangeli	Bartolazzi	F.O. Renewables	Emissione per integrazione MASE
00	14/11/2022	Longobardi	Bartolazzi	F.O. Renewables	Relazione tecnica generale

N° DOCUMENTO

FLS-CLD-RTG

SCALA

--

FORMATO

A4

INDICE

1. PREMESSA	4
2. OGGETTO	5
3. NORME DI RIFERIMENTO	6
4. LOCALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO	10
5. CARATTERISTICHE DELLA FONTE UTILIZZATA ED ANALISI DELLA PRODUCIBILITÀ ATTESA	12
5.1. L'ENERGIA EOLICA	12
5.2. ANALISI DELLA PRODUCIBILITÀ ATTESA	14
6. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO EOLICO	14
7. CARATTERISTICHE TECNICHE DELLE OPERE DI PROGETTO	15
7.1. INFRASTRUTTURE E OPERE CIVILI.....	15
7.1.1. PIAZZOLA DI MONTAGGIO	16
7.1.2. OPERE DI PRESIDIO.....	18
7.1.3. STRUTTURE DI FONDAZIONE.....	20
7.1.4. ADEGUAMENTO E REALIZZAZIONE DELLA VIABILITÀ ESTERNA ED INTERNA AL PARCO 21	
7.2. OPERE IMPIANTISTICHE.....	24
7.2.1. AEROGENERATORE	25
7.2.2. MONTAGGIO DELL'AEROGENERATORE	27
7.3. OPERE ELETTRICHE	28
7.3.1. CAVIDOTTI INTERRATI IN MT-30KV	28
7.3.1.1. MODALITÀ DI POSA	30
7.3.2. INTERFERENZE CON I CAVIDOTTI	32
7.3.2.1. Coesistenza tra cavi di energia con tubazioni, serbatoi metallici e gasdotti interrati	32
7.3.2.2. Coesistenza tra cavi di energia con corsi d'acqua e fossi	33
7.3.3. ATTRAVERSAMENTO DELLA S.S. 77 VAR	37
7.3.4. STAZIONE UTENTE DI TRASFORMAZIONE MT/AT 30/132 KV	38
7.3.5. CAVIDOTTO IN AT 132 KV INTERRATO	39
7.3.5.1. MODALITÀ DI POSA	40
7.3.6. STAZIONE ELETTRICA DI SMISTAMENTO - 132 KV	42
8. IMPIANTO DI ACCUMULO O BESS	42
8.1. DESCRIZIONE DEL SISTEMA DI ACCUMULO O BESS	43
9. VALUTAZIONE DEI MOVIMENTI TERRA.....	44

10. CRONOPROGRAMMA DELLE ATTIVITÀ	44
10.1. SEQUENZA DELLE OPERAZIONI DI REALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO.....	44
10.2. MODALITÀ DI ESECUZIONE	45
10.3. CRONOPROGRAMMA DEI LAVORI.....	46
11. ATTIVITÀ DI GESTIONE E MONITORAGGIO	46
12. RICADUTE SOCIALI E OCCUPAZIONALI DELL'INTERVENTO	47
13. DISMISSIONE DELL'IMPIANTO A FINE VITA	48

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1: Stralcio su IGM con indicazione degli impianti e delle opere di connessione	10
Figura 2: Piazzola di montaggio tipo degli aerogeneratori in fase di montaggio ed in fase di esercizio (in verde).....	16
Figura 3: Stralcio su ortofoto con indicazione delle piazzole di progetto	17
Figura 4: Esempio di rivestimento in geostuoia	19
Figura 5: Esempio di inserimento di gabbionate rinverdite	19
Figura 6: Esempio di inserimento terre rinforzate	20
Figura 7: Esempio di virola di fondazione.....	20
Figura 8: Vista frontale e laterale dell'aerogeneratore V150 – 5,0.....	26
Figura 9: Specifiche tecniche dell'aerogeneratore V150 – 5,0.....	27
Figura 10: Sezioni tipo del cavidotto interrato in MT composto da n.4 terne di cavi su strada asfaltata (a sinistra) e su strada sterrata (a destra)	31
Figura 11: Sezioni tipo del cavidotto interrato in MT composto da n.4 terne di cavi su terreno	31
Figura 12: Attraversamento tipo mediante tecnica TOC dei fossi.....	34
Figura 13: Attraversamento dei fossi su lato ponte	35
Figura 14: Tipico attraversamento dei metanodotti	35
Figura 15: Distanze minime da rispettare negli incroci e nei parallelismi con altri cavi o tubazioni	36

Figura 16: Protezioni supplementari da adottare qualora le distanze minime non possono essere rispettate	36
Figura 17: Distanze minime con altri cavi, tubazioni metalliche, serbatoi e cisterne di carburante.....	36
Figura 18: Attraversamento della S.S. 77 VAR in T.O.C (in rosso)	37
Figura 19: Caratteristiche tecniche del cavo in AT a 132 kV	40
Figura 20: Tipico collegamento "cross bonding" per un cavo in AT	41
Figura 21: Sezioni tipiche di scavo e di posa per il cavo in AT a 132 kV	42

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1: Coordinate in sistema UTM 33-WGS84 ed identificativo catastale degli elementi del progetto.....	11
Tabella 2: Tipologia e lunghezza dei cavi scelti per ciascun collegamento	29
Tabella 3: Cronoprogramma	46

1. PREMESSA

Il presente progetto ha come obiettivo la realizzazione di una centrale per la produzione di energia da fonte rinnovabile tramite l'impiego di tecnologia eolica. La realizzazione dell'opera prevede l'installazione di n.12 aerogeneratori, modello tipo Vestas V150, della potenza unitaria di 5,0 MW per una potenza totale di 60,0 MW. A questi, si aggiunge un sistema di accumulo di energia elettrica di capacità pari a 20,0 MW e delle opere di connessione alla nuova Stazione di Smistamento della RTN (SE) a 132 kV, da inserire in entra - esce alle linee a 132 kV RTN "Valcimarra - Camerino" e "Valcimarra - Cappuccini", previa realizzazione degli adeguamenti al livello 132 kV della rete limitrofa. Tuttavia non si esclude la possibilità di ricorrere ad alcune varianti progettuali per incrementare la produttività dell'impianto, anche in funzione dei futuri sviluppi di mercato.

Soggetto responsabile del parco eolico, denominato "Energia Caldarola", è la società *Fred. Olsen Renewables Italy S.r.l.* che ha come attività principali lo sviluppo, la progettazione, l'installazione, la commercializzazione, la gestione e la vendita di energia elettrica generata da fonti rinnovabili. La società ha sede a Roma, in Viale Castro Pretorio n. 122 - CAP 00185, C.F. e P.IVA 15604711000.

SR International S.r.l. è una società di consulenza e progettazione operante nel settore delle fonti di energia rinnovabili, in particolare solare ed eolica. Per la realizzazione del progetto in esame essa funge da soggetto di riferimento per il supporto tecnico-progettuale.

L'impianto in progetto comporta un significativo contributivo alla produzione di energia rinnovabile; l'energia prodotta sarà immessa nella Rete di Trasmissione Nazionale di proprietà della società Terna S.p.A.

2. OGGETTO

Il presente documento costituisce la relazione tecnica del progetto definitivo per la costruzione dell'impianto, denominato parco eolico "Energia Caldarola", composto da n°12 aerogeneratori della potenza nominale pari a 5,0 MW per una potenza totale corrispondente a 60,0 MW integrato da un sistema di accumulo di potenza pari a 20,0 MW e localizzato nella regione Marche, in provincia di Macerata, all'interno dei territori comunali di Caldarola e Camerino (MC).

Nel dettaglio, la relazione affronterà gli aspetti riguardanti:

- la localizzazione dell'intervento;
- le caratteristiche generali del progetto;
- le caratteristiche delle opere da realizzare:
 - le infrastrutture e le opere civili;
 - le opere impiantistiche e infrastrutturali;
 - le opere elettriche.
- l'organizzazione del cantiere e relative attività;
- le attività di gestione e monitoraggio;
- le ricadute sociali e occupazionali dell'intervento;
- la dismissione dell'impianto a fine vita e il ripristino dello stato dei luoghi.

3. NORME DI RIFERIMENTO

La realizzazione dell'opera è subordinata alla propria autorizzazione e pertanto la documentazione di progetto è stata redatta, innanzitutto, in funzione della procedura autorizzativa prevista per il tipo di impianto in trattazione, regolamentata dalla seguente normativa:

- Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152 "Norme in materia ambientale" e ss.mm.ii.;
- Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 - Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.
- D.M del 10 settembre 2010 "Linee guida nazionali per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili".

Le soluzioni tecniche previste nell'ambito del progetto definitivo proposto sono state valutate sulla base della seguente normativa tecnica:

- T.U. 17 gennaio 2018 "Norme tecniche per le costruzioni";
- Legge 22 febbraio 2001, n. 36, "Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici";
- DPCM 8 luglio 2003, "Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti";
- Decreto 29 maggio 2008, "Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti";
- Decreto Interministeriale 21 marzo 1988, n. 449, "Approvazione delle norme tecniche per la progettazione, l'esecuzione e l'esercizio delle linee aeree esterne";
- Decreto Interministeriale 16 gennaio 1991, n. 1260, "Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne";
- Decreto Interministeriale del 05/08/1998, "Aggiornamento delle norme tecniche per la progettazione, esecuzione ed esercizio delle linee elettriche aeree esterne".
- D.Lgs.vo 18 aprile 2016, n. 50 "Attuazione delle direttive 2014/23/UE, 2014/24/UE e 2014/25/UE sull'aggiudicazione dei contratti di concessione, sugli appalti pubblici e sulle procedure d'appalto degli enti erogatori nei settori dell'acqua, dell'energia, dei trasporti e dei servizi postali, nonché per il riordino della disciplina vigente in materia di contratti pubblici relativi a lavori, servizi e forniture" e ss.mm.ii.;

- Decreto 11 ottobre 2017 "Criteri ambientali minimi per l'affidamento di servizi di progettazione e lavori per la nuova costruzione, ristrutturazione e manutenzione di edifici pubblici";

Vengono, infine, elencati, i principali riferimenti normativi relativi ad apparecchiature e componenti d'impianto:

- IEC 61400-1 "Design requirements"
- IEC 61400-2 "Design requirements for small wind turbines"
- IEC 61400-3 "Design requirements for offshore wind turbines"
- IEC 61400-4 "Gears"
- IEC 61400-5 "Wind turbine rotor blades"
- IEC 61400-11 "Acoustic noise measurement techniques"
- IEC 61400-12 "Wind turbine power performance testing"
- IEC 61400-13 "Measurement of mechanical loads"
- IEC 61400-14 "Declaration of apparent sound power level and tonality values"
- IEC 61400-21 "Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines"
- IEC 61400-22 "Conformity testing and certification"
- IEC 61400-23 "Full-scale structural testing of rotor blades"
- IEC 61400-24 "Lightning protection"
- IEC 61400-25 "Communication protocol"
- IEC 61400-27 "Electrical simulation models for wind power generation (Committee Draft)"
- CNR 10011/86 - "Costruzioni in acciaio" Istruzioni per il calcolo, l'esecuzione, il collaudo e la manutenzione;
- Eurocodice 1 - Parte 1 - "Basi di calcolo ed azioni sulle strutture - Basi di calcolo";
- Eurocodice 8 - Parte 5 - "Indicazioni progettuali per la resistenza sismica delle strutture".
- Eurocodice 3 UNI EN 1993-1-1:2005- "Progettazione delle strutture in acciaio" Parte 1-1.
- Eurocodice 3 UNI EN 1993-1-5:2007- "Progettazione delle strutture in acciaio" Parte 1-5.
- Eurocodice 3 UNI EN 1993-1-6:2002- "Progettazione delle strutture in acciaio" Parte 1-6.
- Eurocodice 3 UNI EN 1993-1-9:2002- "Progettazione delle strutture in acciaio" Parte 1-9.

- CEI 0-2 "Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici"
- CEI 11-4, "Esecuzione delle linee elettriche esterne", quinta edizione, 1998-09;
- CEI 11-60, "Portata al limite termico delle linee elettriche aeree esterne", seconda edizione, · 2002- 06;
- CEI 211-4, "Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche", seconda edizione, 2008-09;
- 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", prima edizione, 2001-01;
- CEI 103-6 "Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto", terza edizione, 1997:12;
- CEI 106-11, "Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art. 6) - Parte 1: Linee elettriche aeree e in cavo", prima edizione, 2006:02;
- CEI EN 61936-1, "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a. - Parte 1: Prescrizioni comuni", prima edizione, 2011-07;
- CEI EN 50522, "Messa a terra degli impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a.", prima edizione, 2011-07;
- CEI 33-2, "Condensatori di accoppiamento e divisori capacitivi" , terza edizione, 1997;
- CEI 36-12, "Caratteristiche degli isolatori portanti per interno ed esterno destinati a sistemi con tensioni nominali superiori a 1000 V", prima edizione, 1998;
- CEI 57-2, "Bobine di sbarramento per sistemi a corrente alternata", seconda edizione, 1997;
- CEI 57-3, "Dispositivi di accoppiamento per impianti ad onde convogliate", prima edizione, 1998;
- CEI 64-2, "Impianti elettrici in luoghi con pericolo di esplosione" quarta edizione", 2001;
- CEI 64-8/1, "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua" , sesta edizione, 2007;
- CEI EN 50110-1-2, "Esercizio degli impianti elettrici", prima edizione, 1998-01;
- CEI EN 60076-1, "Trasformatori di potenza", Parte 1: Generalità, terza edizione, 1998;

- CEI EN 60076-2, "Trasformatori di potenza Riscaldamento", Parte 2: Riscaldamento, terza edizione, 1998;
- CEI EN 60137, "Isolatori passanti per tensioni alternate superiori a 1000 V", quinta edizione, 2004;
- CEI EN 60721-3-4, "Classificazioni delle condizioni ambientali", Parte 3: Classificazione dei gruppi di parametri ambientali e loro severità, Sezione 4: Uso in posizione fissa in luoghi non protetti dalle intemperie, seconda edizione, 1996;
- CEI EN 60721-3-3, "Classificazioni delle condizioni ambientali e loro severità", Parte 3: Classificazione dei gruppi di parametri ambientali e loro severità, Sezione 3: Uso in posizione fissa in luoghi protetti dalle intemperie, terza edizione, 1996;
- CEI EN 60068-3-3, "Prove climatiche e meccaniche fondamentali", Parte 3: Guida – Metodi di prova sismica per apparecchiature, prima edizione, 1998;
- CEI EN 60099-4, "Scaricatori ad ossido di zinco senza spinterometri per reti a corrente alternata", Parte 4: Scaricatori ad ossido metallico senza spinterometri per reti elettriche a corrente alternata, seconda edizione, 2005;
- CEI EN 60129, "Sezionatori e sezionatori di terra a corrente alternata a tensione superiore a 1000 V", 1998;
- CEI EN 60529, "Gradi di protezione degli involucri", seconda edizione, 1997;
- CEI EN 62271-100, "Apparecchiatura ad alta tensione", Parte 100: Interruttori a corrente alternata ad alta tensione, sesta edizione, 2005;
- CEI EN 62271-102, "Apparecchiatura ad alta tensione", Parte 102: Sezionatori e sezionatori di terra a corrente alternata per alta tensione, prima edizione, 2003;
- CEI EN 60044-1, "Trasformatori di misura", Parte 1: Trasformatori di corrente, edizione quarta, 2000;
- CEI EN 60044-2, "Trasformatori di misura", Parte 2: Trasformatori di tensione induttivi, edizione quarta, 2001;
- CEI EN 60044-5, "Trasformatori di misura", Parte 5: Trasformatori di tensione capacitivi, edizione prima, 2001;
- CEI EN 60694, "Prescrizioni comuni per l'apparecchiatura di manovra e di comando ad alta tensione", seconda edizione 1997;
- CEI EN 61000-6-2, "Compatibilità elettromagnetica (EMC)", Parte 6-2: Norme generiche - Immunità per gli ambienti industriali, terza edizione, 2006;
- CEI EN 61000-6-4, "Compatibilità elettromagnetica (EMC)", Parte 6-4: Norme generiche - Emissione per gli ambienti industriali, seconda edizione, 2007;
- UNI EN 54, "Sistemi di rivelazione e di segnalazione d'incendio", 1998;

- UNI 9795, "Sistemi automatici di rilevazione e di segnalazione manuale d'incendio", 2005.

4. LOCALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO

Il sito ove si prevede di realizzare l'impianto, denominato parco eolico "Energia Caldarola", composto da n°12 aerogeneratori della potenza nominale pari a 5,0 MW per una potenza totale corrispondente a 60,0 MW integrato da un sistema di accumulo di potenza pari a 20,0 MW è localizzato nella regione Marche, in provincia di Macerata, all'interno dei territori comunali di Caldarola e Camerino (MC).

La Figura 1 seguente, riproduce l'inquadratura territoriale dell'impianto eolico, con indicazione dettagliata dell'area di progetto interessata dai lavori di cantiere ed in cui verranno installate le componenti dell'impianto eolico e le relative opere accessorie.

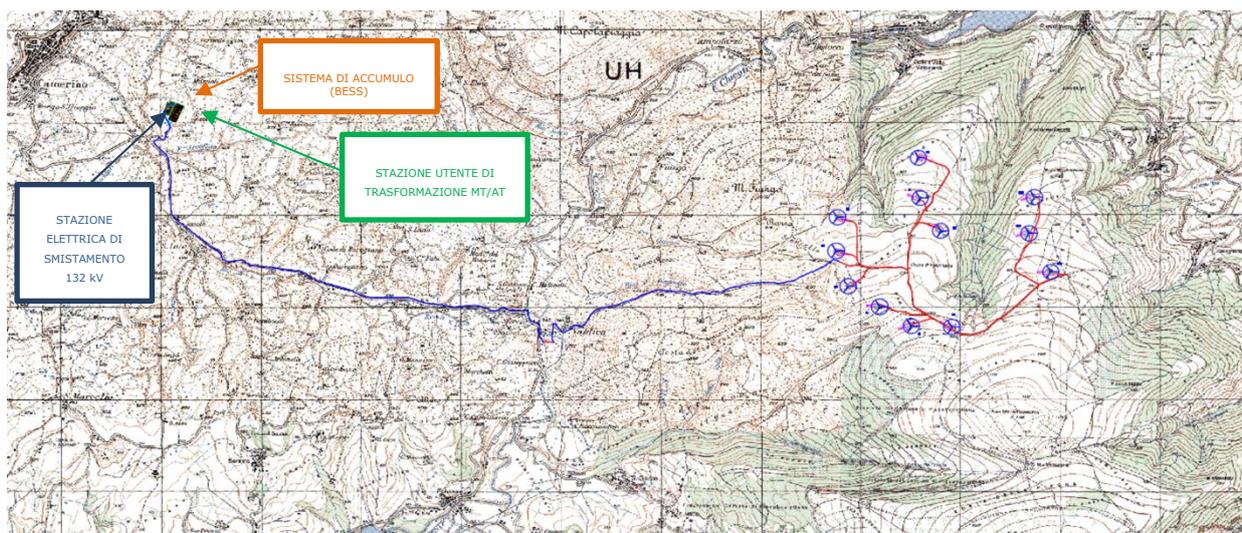


Figura 1: Stralcio su IGM con indicazione degli impianti e delle opere di connessione

L'area di progetto presenta una morfologia per lo più montuosa. Il sito interessato dalle opere è posto ad una quota altimetrica media compresa tra gli 800 e i 1020 m s.l.m., l'aerogeneratore (T12) più vicino al centro abitato di Caldarola (MC) è localizzato ad una distanza di circa 3,5 km; maggiore è la distanza che si rileva tra il più prossimo aerogeneratore (T1) e il centro urbano di Camerino (MC) pari a circa 8,0 km. Il sistema di accumulo (BESS), la Stazione Utente di Trasformazione 30/132 kV e la nuova Stazione Elettrica di Smistamento della RTN a 132 kV sono ubicate in un'area a circa 1,5 km dal centro abitato di Camerino (MC).

Di seguito sono riportate le coordinate degli aerogeneratori d’impianto, del sistema di accumulo (BESS), della Stazione Utente di Trasformazione (MT/AT) 30/132 kV e della Stazione di Smistamento della RTN a 132 kV.

	Coordinate UTM 33 WGS84		Identificativo Catastale		
	Longitudine	Latitudine	Comune	Foglio	Particella
T1	350695.54	4775769.34	Caldarola	26	39
T2	350684.74	4775404.07	Caldarola	26	86
T3	350804.89	4775022.41	Caldarola	26	128
T4	351120.37	4774800.33	Caldarola	26	143
T5	351436.17	4774588.55	Caldarola	27	78
T6	351840.57	4774581.61	Caldarola	27	102
T7	351732.16	4775618.95	Caldarola	27	19
T8	351524.19	4775975.62	Caldarola	18	113
T9	351509.23	4776413.67	Caldarola	18	74
T10	352829.51	4775179.28	Caldarola	21	122
T11	352613.21	4775597.20	Caldarola	21	79
T12	352665.96	4775986.77	Caldarola	21	45
Impianto di accumulo	344035	4776982	Camerino	63	49
Stazione Utente MT/AT	344008	4776940	Camerino	63	49
Stazione di Smistamento 132 kV	344065	4776858	Camerino	63	49

Tabella 1: Coordinate in sistema UTM 33-WGS84 ed identificativo catastale degli elementi del progetto

I dettagli relativi agli aspetti territoriali, ambientali e naturalistici connessi all’impianto in progetto verranno analizzati nelle rispettive tavole e relazione di natura ambientale allegate al progetto definitivo.

5. CARATTERISTICHE DELLA FONTE UTILIZZATA ED ANALISI DELLA PRODUCIBILITÀ ATTESA

5.1. L'ENERGIA EOLICA

Il vento rappresenta una fonte di energia naturale rinnovabile che viene convertita da meccanica in elettrica tramite delle turbine eoliche. Dalla sua interazione con i profili delle loro pale, opportunamente sagomati, si generano delle forze aerodinamiche che si traducono in una coppia motrice grazie alla quale vengono messe in rotazione le pale stesse. Esse sono calettate ad un mozzo grazie al quale la rotazione viene trasmessa (tramite l'albero ed eventualmente un moltiplicatore di giri) ad un sistema di generazione e trasformazione di energia elettrica.

Il vento deriva da un gradiente di pressione orizzontale che comporta il movimento di masse d'aria dalla zona a maggior pressione verso quella a minor pressione. A sua volta, il gradiente di pressione è legato alla diversa densità di energia solare irraggiata che si ha all'Equatore rispetto ai Poli, a causa della curvatura terrestre¹. Ciò implica un maggior riscaldamento dell'aria all'Equatore, con il conseguente innesco di una forza di galleggiamento che tende a farla salire verso l'alto, mentre l'aria più fredda "scivola" dai Poli verso l'Equatore. Nella realtà, però, non si osserva quasi mai questa circolazione a causa del moto di rotazione terrestre (che si traduce in termini dinamici nella forza di Coriolis) che devia il vento aggiungendo al moto in direzione nord-sud una componente est-ovest. Da ultimo, non va trascurata la forza di attrito fra il vento e la superficie terrestre, responsabile della dissipazione di una quota di potenza fra $\frac{1}{4}$ e $\frac{1}{2}$ nello strato limite atmosferico². La rimanente parte può essere sfruttata per la generazione di energia elettrica.

Sebbene i primi esempi di sfruttamento dell'energia del vento risalgono all'invenzione dei mulini a vento (la cui testimonianza si attesta già dal VII secolo³ a.C.), la prima turbina eolica volta alla produzione di energia elettrica fu realizzata solo nel 1891 dal danese Poul La Cour, che accoppiò gli elementi meccanici dell'aerogeneratore ad una dinamo. Gli sviluppi più consistenti, però, si ebbero durante il ventesimo secolo ed in particolare durante la seconda guerra mondiale e gli anni '70, a causa del forte aumento del prezzo del petrolio. Furono realizzate e testate turbine con diverse configurazioni del rotore, giungendo allo standard attuale di turbina tripala ad asse orizzontale. L'ulteriore miglioramento della tecnologia che si è registrato negli

¹ Landberg, *Meteorology for Wind Energy*, Wiley (2016)

² de Castro et al., *Global Wind Power Potential: Physical and Technological Limits*, Energy Policy (2011)

³ Hau, *Wind Turbines*, Springer (2006)

ultimi anni ha determinato l'immissione sul mercato di modelli sempre più prestanti e di dimensioni maggiori. Il modello scelto per il presente progetto, ad esempio, presenta un'altezza della navicella di 125 m da terra ed un diametro del rotore pari a 150 m. Le potenze tipiche installate per singolo aerogeneratore sono passate da centinaia di kW (anni '90) a diversi MW e ciò, insieme ad un miglioramento dell'efficienza dei profili alari, ha consentito un aumento sensibile della produzione. Contemporaneamente è migliorata anche l'affidabilità, cosicché gli attuali parchi eolici lavorano con una disponibilità media del 97%⁴.

Nel 2020, la generazione di energia eolica mondiale onshore è aumentata di 144 TWh (+11%), per lo più grazie alla realizzazione di impianti in Cina e negli Stati Uniti. La generazione offshore, invece, è aumentata di 25 TWh (+29%) grazie all'installazione di ulteriori 6 GW. Al fine di raggiungere un incremento di 8000 TWh al 2030 come stabilito dagli obiettivi del *Net Zero Emission* al 2050, la generazione dovrebbe aumentare con una media del 18% ad anno nel periodo 2021-2030, con incrementi annuali di potenza installata pari a 310 GW di eolico onshore e 80 GW di offshore⁵.

L'Italia presenta ad oggi una potenza installata pari a circa 11.3 GW⁶. Il Ministero dello Sviluppo Economico ha pubblicato il 21 gennaio del 2020 il testo "Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima" (PNIEC), predisposto con il Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, che recepisce le novità contenute nel Decreto Legge sul Clima nonché quelle sugli investimenti per il Green New Deal previste nella Legge di Bilancio 2020. In questo documento 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. Il testo prevedrebbe al 2030 una potenza installata di rinnovabili pari a circa 96 GW (a fronte di 52,258 GW nel 2017); valore che tuttavia sarà visto ulteriormente al rialzo in aggiunta a quanto già previsto nel pacchetto "Pronti per il 55 %". Ciò porterà la capacità complessiva di produzione dell'energia rinnovabile a 1236 GW entro il 2030.

⁴ Conroy et al., Wind turbine availability: Should it be time or energy based?, Renewable Energy (2011)

⁵ [Wind Power – Analysis - IEA](#)

⁶ [Fonti rinnovabili - Terna spa](#)

5.2. ANALISI DELLA PRODUCIBILITÀ ATTESA

Lo studio sulla producibilità nel sito scelto per la realizzazione dell'impianto in oggetto è stato condotto con l'ausilio dei dati collezionati da una stazione LIDAR installata per 12 mesi nel comune di San Severino Marche (MC), in località M. S. Pacifico. Questi dati sono stati acquisiti durante la campagna anemometrica di un altro progetto eolico, denominato "Energia Monte San Pacifico", già presentato in VIA con codice di procedura 8810 dallo stesso proponente. Vista la vicinanza del sito all'area di interesse (distanza di circa 10 km), si è ritenuto di poter sfruttare tali dati per ricavare una climatologia rappresentativa dell'area in esame tramite opportuni modelli CFD, grazie alla quale simulare correttamente le condizioni di vento.

Lo studio sulla producibilità è stato condotto sulla base delle caratteristiche tecniche (curve di potenza) di un modello di aerogeneratore, ossia modello tipo Vestas V150 della potenza nominale di 5,0 MW, ad oggi presente sul mercato che soddisfa pienamente le dimensioni progettuali previste in progetto.

I risultati, descritti in maniera approfondita nell'elaborato "FLS-CLD-SA-Studio Anemologico" presente tra gli allegati del progetto definitivo, dimostrano una produzione netta complessiva del parco eolico è di circa 158,0 GWh annui, corrispondenti a circa 2634 ore equivalenti alla massima potenza ed un capacity factor del 30 %.

6. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO EOLICO

Il parco eolico sarà costituito da:

- n.12 aerogeneratori aventi ciascuno una potenza nominale di 5 MW, modello tipo Vestas V150, con rotore di 150 m, altezza dal mozzo pari a 125 m, per un totale di 200 m dal suolo, all'interno del territorio comunale di Caldarola (MC);
- cavidotti interrati in MT a 30 kV per il collegamento tra gli aerogeneratori, tra questi e la cabina di raccolta (CR) e tra la CR con la stazione utente di trasformazione 30/132 kV o SU, all'interno dei territori comunali di Caldarola e Camerino (MC).
- **stazione utente di trasformazione 30/132 kV condivisa con sbarra AT in condivisione con altri possibili operatori. Essa è suddivisa in n.2 aree indipendenti, ciascuna con il proprio stallo MT/AT di trasformazione ed edificio quadri, ricadente nel comune di Camerino (MC) in località "Arcofiato";**
- cavidotto interrato in AT a 132 kV, con cavo in AT condiviso, che collega la SU con lo stallo dedicato nella nuova Stazione di Smistamento (SE) della RTN a 132 kV, da realizzare nell'area delle due stazioni;

- una nuova stazione elettrica (SE) di smistamento a 132 kV della RTN, da inserire in doppio entra - esce alla linea a 132 kV RTN "Valcimarra - Camerino" e "Valcimarra - Cappucini", previa realizzazione:
 - degli interventi previsti nell'area di cui al Piano di Sviluppo di Terna (421-P);
 - potenziamento/rifacimento dell'elettrodotto 132 kV "Valcimarra - Camerino";
 - potenziamento/rifacimento dell'elettrodotto 132 kV "Valcimarra - Cappucini".

Si sottolinea che in fase esecutiva, soprattutto in riferimento alla situazione di mercato al momento dell'acquisto dei componenti, potrà essere scelta una diversa tipologia di cavi e componenti elettrici nonché di aerogeneratori. Tale scelta sarà comunque effettuata tenendo conto sia della potenza massima installabile e sia che vengano garantite ottime prestazioni di durata e di producibilità dell'impianto.

Per la progettazione del layout d'impianto e delle opere accessorie per il collegamento alla rete elettrica nazionale si è tenuto conto dei Criteri minimi ambientali stabiliti dal D.Lgs.vo 18 aprile 2016, n. 50 e ss.mm.ii. e dal Decreto 11 ottobre 2017.

7. CARATTERISTICHE TECNICHE DELLE OPERE DI PROGETTO

7.1. INFRASTRUTTURE E OPERE CIVILI

Le infrastrutture e le opere civili del progetto includono:

- adeguamento della viabilità esistente;
- realizzazione di nuovi tratti di viabilità;
- realizzazione delle piazzole di montaggio e installazione degli aerogeneratori;
- esecuzione delle opere di fondazione degli aerogeneratori;
- realizzazione delle opere elettriche.

Tra le opere menzionate in precedenza, considerando le componenti dimensionali degli aerogeneratori, la viabilità di servizio e le piazzole rappresentano le opere di maggiore rilevanza per l'allestimento del cantiere.

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

I lavori saranno eseguiti in archi temporali tali da rispettare eventuali presenze di avifauna onde armonizzare la realizzazione dell'opera al rispetto delle presenze dell'avifauna stanziale e migratoria. Infine, a completamento delle opere, si provvederà al ripristino delle aree, non strettamente necessarie alla funzionalità degli aerogeneratori, mediante l'utilizzo di materiale

di cantiere, rinveniente dagli scavi, con apposizione di eventuali essenze erbivore tipiche della zona.

7.1.1. PIAZZOLA DI MONTAGGIO

Per consentire il montaggio del singolo aerogeneratore è prevista la realizzazione di una piazzola dalla forma poligonale, costituita da una porzione permanente ed una temporanea, di maggiore entità, necessaria allo stoccaggio e all'assemblaggio degli aerogeneratori. La configurazione scelta sarà del tipo Just in Time parziale al fine di ottimizzare gli spazi e ridurre i movimenti terra e la superficie occupata dalla singola piazzola sarà pari a circa 4800 mq.

Le dimensioni consistenti della piazzola di montaggio rispetto alla piazzola in fase di esercizio sono riconducibili alla necessità di garantire il transito e manovra delle macchine operatrici, l'assemblaggio delle torri, l'installazione della gru ed ogni altra lavorazione necessaria.

La Figura 2 fornisce una rappresentazione grafica tipo della piazzola di montaggio completa in fase di montaggio ed in fase di esercizio (in verde).

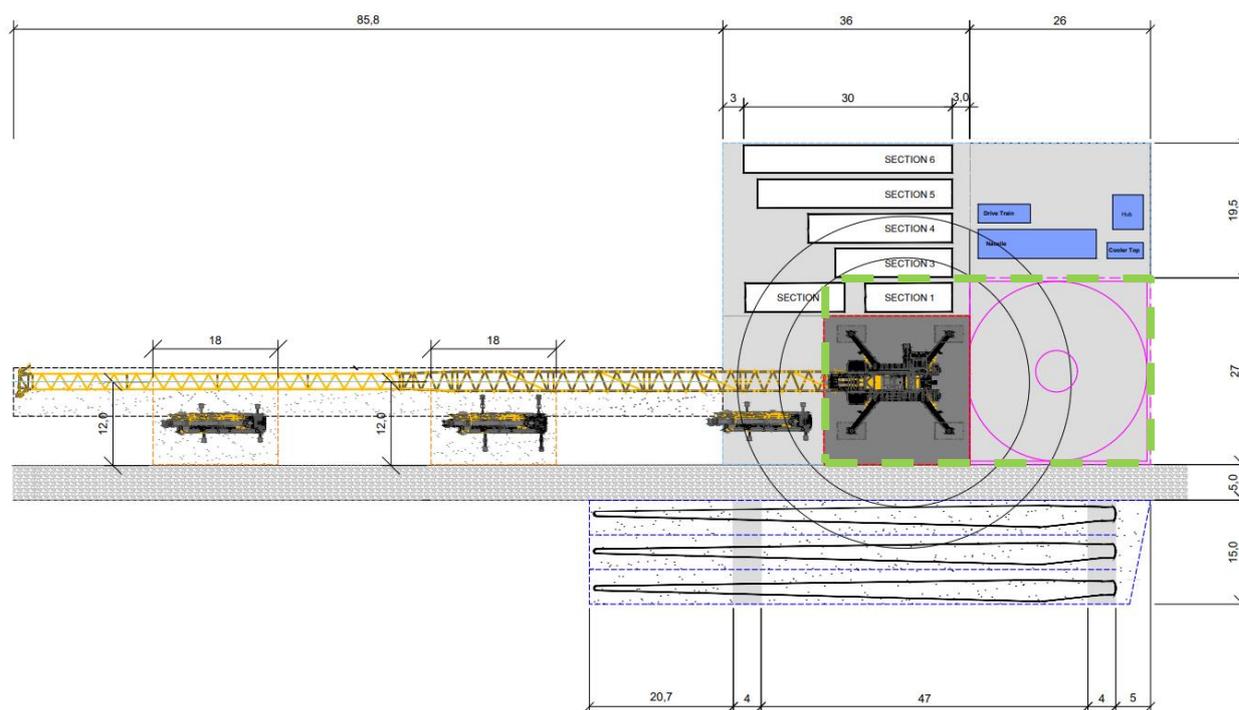


Figura 2: Piazzola di montaggio tipo degli aerogeneratori in fase di montaggio ed in fase di esercizio (in verde)

Ad installazione dell'aerogeneratore avvenuta, l'estensione della piazzola realizzata verrà sensibilmente ridotta sino ad una superficie di circa 1405 mq, dovendo solo garantire l'accesso alla torre da parte dei mezzi preposti alle ordinarie operazioni di gestione e manutenzione.

Tutte le aree eccedenti lo svolgimento delle attività di cui sopra verranno ripristinate in modo da consentire su di esse lo svolgimento di altre attività come quella pastorale, agricola, ecc., ed in ogni caso il ripristino delle attività precedentemente svolte.

Non verranno eseguite opere di recinzione delle piazzole degli aerogeneratori in quanto le apparecchiature in tensione sono ubicate all'interno delle torri tubolari degli aerogeneratori, munite di proprio varco opportunamente protetto contro eventuali intromissioni di personale non addetto.

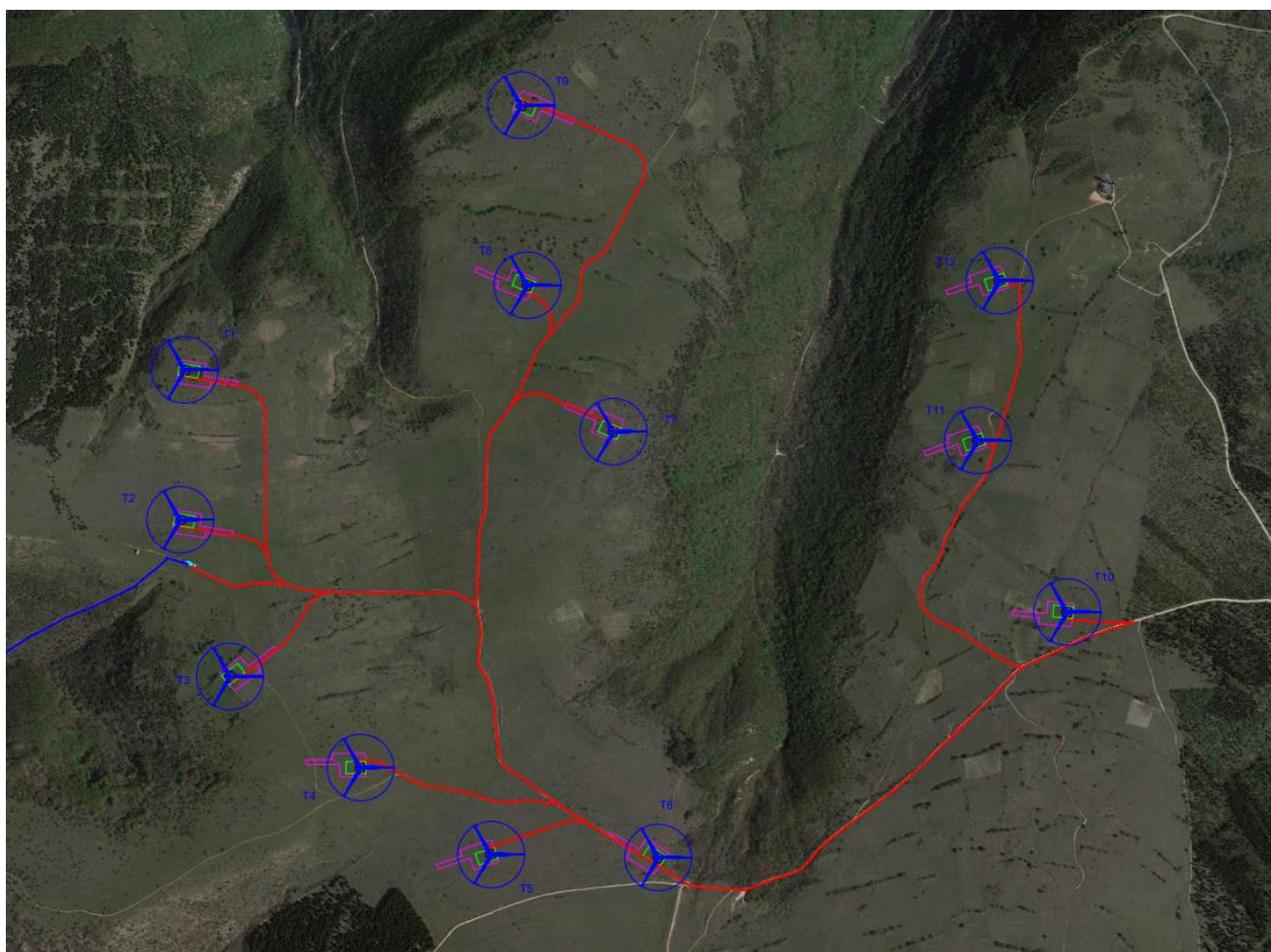


Figura 3: Stralcio su ortofoto con indicazione delle piazzole di progetto

Dallo stralcio su ortofoto in Figura 3 presentato, è possibile osservare che le piazzole hanno orientamento differente l'una dall'altra. La ragione di questa scelta è attribuibile alla necessità

di adeguare le opere all'orografia e alla morfologia dei luoghi interessati dalle opere, al fine di minimizzare le opere movimentazione di terra.

In aggiunta, le attività di scavo contempleranno la modellazione del terreno con lo scopo di armonizzarlo quanto più possibile ed integrarlo con la morfologia limitrofa. Qualora l'altezza dei rilevati sia tale da compromettere sia strutturalmente che fisicamente il tracciato stradale o la piazzola di montaggio, verranno eseguite opere di sostegno delle scarpate costruite con opere in terra o interventi di ingegneria naturalistica. I movimenti di terra saranno condotti in maniera tecnicamente idonea e svolti nella stagione più favorevole, adottando tutti gli accorgimenti utili cosicché eventuali danni alla stabilità dei terreni ed al buon regime delle acque siano evitati sia durante che dopo l'esecuzione.

Infine, gli scavi procederanno per stati d'avanzamento affinché sia garantita una rapida ricolmatura o il consolidamento dei fronti con opere provvisorie o definitive di contenimento. Laddove condizioni di rischio per la stabilità a breve termine si riscontrino, gli sbancamenti verranno eseguiti per piccoli settori e saranno accompagnati dalle opere di contenimento, per poi proseguire con ulteriori scavi una volta che quest'ultime daranno garanzie di stabilità.

7.1.2. OPERE DI PRESIDIO

Come evidenziato al paragrafo precedente, l'entità di scavi e di riporti relativi a piazzole e viabilità di servizio di nuova realizzazione è stata ridotta al minimo. Tuttavia, laddove non è stato possibile, ai fini dell'accessibilità al sito da parte dei mezzi addetti al trasporto e montaggio dei componenti delle turbine, si è reso necessario prevedere sterri o rilevati importanti. A tal proposito, interventi di ingegneria naturalistica a sostegno delle scarpate saranno valutati in caso di movimenti terra importanti.

Tali interventi varieranno a seconda di differenti intervalli di altezza e si distingueranno in:

- per scarpate inferiori a 1,5 m non si considera necessario l'intervento con opere di presidio, in quanto il terreno debitamente compattato a 45° non necessita di sostegni;
- per scarpate comprese tra 1,5 m e 3 m si rende necessario intervenire con un rivestimento in geostuoia, in modo da preservare il terreno dagli agenti atmosferici che potrebbero compromettere la stabilità delle scarpate mediante erosione idrica ed eolica;
- per scarpate comprese tra 3 m e 5 m è previsto l'uso di gabbionate rinverdite incastrate all'interno della scarpata, infatti in questo caso si necessita di un vero e proprio sostegno sia in caso di sterro che di riporto, considerate le caratteristiche

del terreno. Le gabbionate, infatti, si oppongono alle forze instabilizzanti con il proprio peso, creando una naturale azione drenante che facilita l'integrazione con il terreno circostante e facilita lo sviluppo vegetale;

- per scarpate superiori a 5m, si prevede l'inserimento di terre rinforzate, queste ultime, infatti, riescono a sostenere pendenze fino a 70°, altezze superiori a 5m e migliorano le caratteristiche geotecniche del terreno, per queste ragioni si è scelto di utilizzarle nei casi più critici.

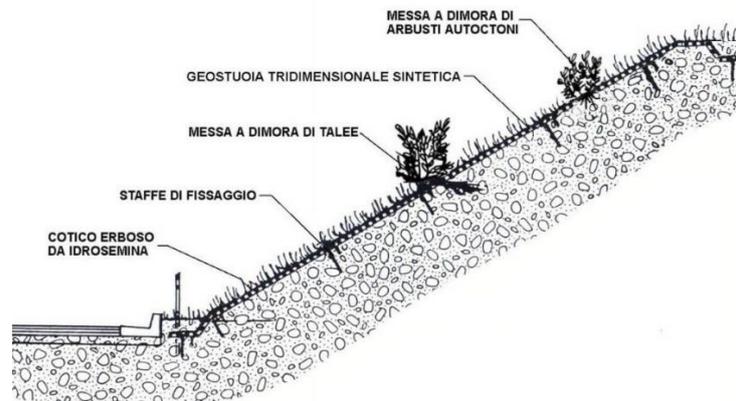


Figura 4: Esempio di rivestimento in geostuoia

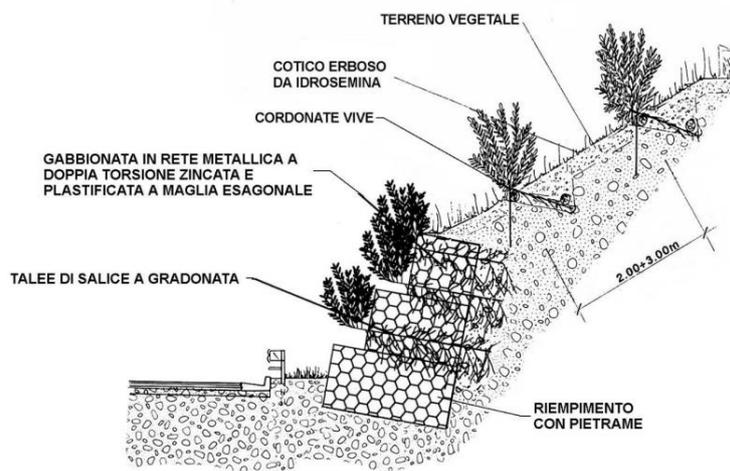


Figura 5: Esempio di inserimento di gabbionate rinverdite

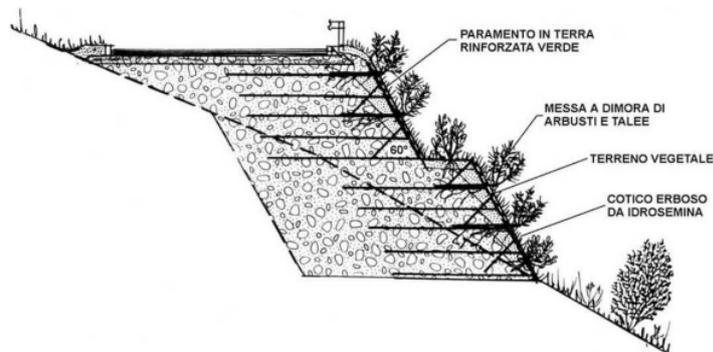


Figura 6: Esempio di inserimento terre rinforzate

7.1.3. STRUTTURE DI FONDAZIONE

Il sistema fondale è costituito da un elemento monolitico generalmente a forma tronco conica. Nel dettaglio, il plinto avrà una profondità dal piano di campagna di circa 3,9 m ed un diametro esterno di 26 m. Il plinto modellato come piastra sarà collegato ad un numero pari a 14 pali di fondazione di tipo trivellati con diametro di 1 m e lunghezza corrispondente a 25 m. Per ogni plinto si prevede uno sterro di circa 2050 mc mentre per i pali si dovrà escavare un totale di 274.75 mc per singolo aerogeneratore. Si specifica che in fase esecutiva le misure ed il numero di pali potrebbero subire delle variazioni sulla base dei risultati delle indagini geotecniche che verranno condotte sul sito in quella sede.

Le strutture di fondazione vengono completate con l'annegamento nel plinto di conglomerato cementizio armato della virola, atta al collegamento e al trasferimento delle sollecitazioni della struttura in elevazione al sistema fondale.

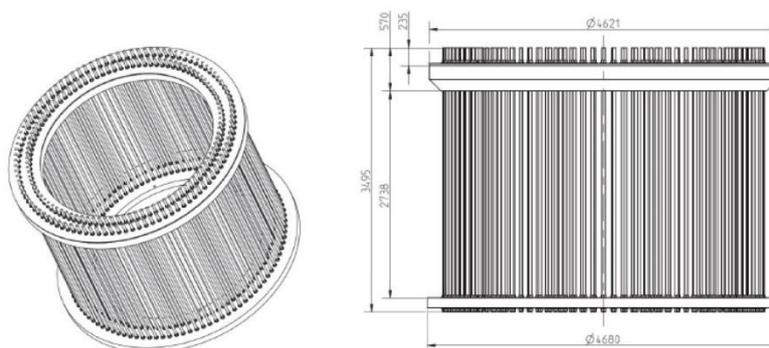


Figura 7: Esempio di virola di fondazione

Le sollecitazioni adottate, ai fini del progetto delle fondazioni, sono quelle rinvenienti dalle specifiche tecniche fornite dalla casa produttrice degli aerogeneratori. Gli scavi a sezione larga per la realizzazione dei plinti verranno eseguiti tramite l'impiego di pale meccaniche al fine di

evitare scoscendimenti, franamenti dei terreni circostanti. Una volta finalizzato lo scavo per l'alloggiamento della fondazione e compattato il piano di posa, uno strato di calcestruzzo armato con rete elettrosaldata, con diametro da stabilire in fase di progettazione esecutiva, definito magrone di sottofondazione verrà steso. Il magrone consentirà di livellare il terreno per la posa della fondazione su una superficie perfettamente piana e, al contempo, di distribuire in maniera omogenea i carichi verticali derivanti dalla struttura in elevazione.

Successivamente si provvederà al montaggio delle armature, su cui verrà posizionata la dima e quindi il concio di fondazione, che corrisponde alla parte inferiore dei diversi elementi tubolari che costituiscono la torre. Posizionata l'armatura inferiore e verificata la sua planarità si passa al montaggio dell'armatura superiore e verificata anche per essa la planarità, si passa al getto di calcestruzzo, nel quale verrà completamente annegata l'intera struttura metallica. Ultimato il getto di calcestruzzo, eseguito per mezzo di betoniere ed autopompe con calcestruzzi confezionati secondo gli standard richiesti dalle case fornitrici dell'aerogeneratore, il plinto di fondazione sarà ricoperto con fogli di polietilene allo scopo di ridurre il rapido ritiro del calcestruzzo e quindi l'insorgere di possibili fessurazioni. Trascorso il tempo di stagionatura del calcestruzzo (circa 28 giorni), la torre tubolare dell'aerogeneratore sarà resa solidale alla struttura di fondazione, mediante un collegamento flangiato con una gabbia circolare di tirafondi in acciaio, inglobati nella fondazione all'atto del getto del calcestruzzo. Nella fondazione, oltre al cestello tirafondi previsto per l'ancoraggio della torre, si predisporranno i tubi corrugati nei quali verranno alloggiati gli opportuni collegamenti alla rete di terra. La parte superiore delle fondazioni si attesterà a circa 35 cm sopra il piano campagna e le restanti parti di fondazione saranno completamente interrato o ricoperte dalla sovrastruttura in materiale calcareo arido della piazzola di servizio, successivamente inerbita. Eventuali superfici inclinate dei fronti di scavo saranno opportunamente inerbite allo scopo di ridurre l'effetto erosivo delle acque meteoriche, le quali saranno raccolte in idonee canalette in terra e convogliate negli impluvi naturali per consentire il loro deflusso. In sede di redazione del progetto esecutivo saranno realizzati sondaggi e carotaggi con prove di laboratorio finalizzate alla caratterizzazione del sottosuolo a seguito dei quali sarà dimensionata con precisione la lunghezza, il diametro e il numero dei pali. In ogni caso, il dettaglio del dimensionamento del plinto di fondazione verrà eseguito in fase di progettazione esecutiva.

7.1.4. ADEGUAMENTO E REALIZZAZIONE DELLA VIABILITÀ ESTERNA ED INTERNA AL PARCO

Per quanto riguarda la viabilità esterna al parco, ossia relativa al trasporto dal porto al sito, è stata condotta un'analisi, per i cui dettagli si rimanda alla relazione "FLS-CLD-ST-Studio di trasportabilità dal porto al sito" allegato al progetto, che ha consentito di individuare una serie

di criticità, di diversa entità, rappresentate da ostacoli di vario tipo ed interventi di adeguamento stradale.

Nella definizione del layout si è provveduto quanto più possibile ad impiegare la viabilità esistente sul sito (piste, sentieri, carrarecce sterrate ecc.). A tal proposito, si considera che la viabilità interna sarà caratterizzata dall'adeguamento di strade esistenti così come da tratti stradali di nuova realizzazione al fine di consentire il raggiungimento della posizione del singolo aerogeneratore.

Gli adeguamenti includeranno lavori di allargamento della carreggiata esistente, regolarizzazione del piano viario e sistemazione delle buche o dei piccoli dissesti presenti.

L'accesso alle torri avverrà mediante tratti stradali da realizzare ex-novo di lunghezza variabile e si svilupperanno, ove possibile, al margine dei confini catastali. Le pendenze delle livellette saranno tali da seguire quanto più la morfologia del terreno così da prevenire eccessive opere di scavo o di riporto. Complessivamente si prevede l'adeguamento di circa 5170 m di strade esistenti e la realizzazione di circa 4200 m di nuova viabilità.

La sezione stradale avrà una larghezza pari a 5 m e sarà in massicciata ricoperta da stabilizzato ecologico, realizzato con granulometrie fini composte da frantumato di cava. Un raggio planimetrico di curvatura minimo di 70 m sarà assicurato per permettere il transito nella fase di cantiere dei mezzi adibiti al trasporto, sollevamento e montaggio delle varie componenti. Inoltre, al fine di minimizzare i ripristini dei terreni oggetto di intervento, la viabilità di cantiere di nuova realizzazione coinciderà con quella definitiva di esercizio.

Nella fase di progettazione esecutiva, si potranno prevedere interventi di adeguamento, di carattere temporaneo o permanenti, di seguito sintetizzati:

- allargamento della carreggiata esistente, laddove occorra;
- rimozione temporanea di guard-rail, con successivo rifacimento ed adeguamento, per permettere il passaggio, in carreggiata interna o esterna dei carrelli di trasporto;
- rimozione temporanea di segnaletica verticale a bordo carreggiata per permettere il passaggio, in carreggiata interna o esterna, dei carrelli di trasporto;
- rimozione e/o abbassamento, con successivo rifacimento ed adeguamento, di muri od opere di sostegno a bordo carreggiata per aumentare le dimensioni della corsia, laddove occorra;
- interventi puntuali sulla carreggiata, con riprofilatura contro monte o valle del versante, per estendere le dimensioni delle corsie e il raggio di curvatura, con impiego delle banchine, laddove occorra;

- interventi di interrimento di linee elettriche aeree esistenti.

Tali operazioni locali e puntuali potranno apportare generali miglioramenti alla rete stradale, così da generare beneficio per tutti gli utenti delle strade interessate; inoltre essi, in fase esecutiva, saranno concordati con gli Enti Locali competenti.

Oltre alle caratteristiche geometriche, di cui sopra, la realizzazione della viabilità dovrà soddisfare requisiti di capacità meccanica e di drenaggio superficiale. In generale, tutti gli strati dovranno essere adeguatamente compattati con appositi macchinari per evitare problemi durante il passaggio dei carichi pesanti; in alcuni casi sarà previsto, un geotessuto per evitare la risalita in superficie di acqua, in caso di presenza di falda. In ogni caso, anche se il peso del trasporto è rilevante, l'esperienza insegna che una maggiore usura si verifica a causa del passaggio continuo dei mezzi di trasporto.

La società si riserverà però di effettuare delle prove sul materiale utilizzato al fine di verificare la compattazione dei diversi strati e per l'applicazione degli standard previsti dalla normativa vigente. La densità asciutta necessaria dopo la compattazione per i diversi tipi di materiali che costituiscono la massicciata è del 98% di quella ottenuta nella prova Proctor (procedura utilizzata per valutare il costipamento di un terreno, valutando l'influenza del contenuto d'acqua sullo stesso, in particolare si va a determinare la massima massa volumica ottenibile per costipamento della frazione secca della terra e il corrispondente livello di umidità, detto di "umidità ottima modificata o superiore").

Si provvederà, dopo un'opportuna analisi dimensionale, ad una composizione del corpo stradale così organizzata:

- strato di fondazione realizzato mediante spaccato di idonea granulometria proveniente da frantumazione rocce o ghiaia in natura. Tali materiali, dovranno essere compattati ed ingranati in modo tale da realizzare uno strato di fondazione con spessore dipendente localmente, dalla consistenza del terreno presente in sito, mediamente valutabile in almeno 40 cm;
- strato di finitura della pista, con spessore minimo 10 cm realizzato mediante spaccato granulometricamente stabilizzato proveniente da frantumazione di rocce ed opportunamente compattato. Tale strato di finitura, servirà a garantire il regolare transito degli automezzi previsti e ad evitare l'affioramento del materiale più grossolano presente nello strato di fondazione.

Durante la fase di cantiere verranno usate macchine operatrici (escavatori, dumper, ecc.) a norma, sia per quanto attiene le emissioni in atmosfera che per i livelli di rumorosità;

periodicamente sarà previsto il carico, il trasporto e lo smaltimento, presso una discarica autorizzata, dei materiali e delle attrezzature di rifiuto in modo da ripristinare, a fine lavori, l'equilibrio del sito (viabilità, zona agricola, ecc.).

Le attività previste per la realizzazione della viabilità di cantiere saranno le seguenti:

- pulizia del terreno;
- formazione della sezione stradale;
- formazione del sottofondo;
- posa di eventuale geotessuto;
- realizzazione dello strato di fondazione;
- realizzazione dello strato di finitura.

Il materiale proveniente dagli scavi adeguatamente compattato, qualora sia accertata l'assenza di inquinanti, verrà riutilizzato e ricaricato con pietrame calcareo e misto granulometrico stabilizzato, senza eseguire alcuna bitumazione. In caso contrario, tale materiale sarà trattato come rifiuto.

In definitiva, la viabilità di cantiere presenterà le seguenti caratteristiche:

- Larghezza della carreggiata: 5 m + 1,5 m (carreggiata + cunette);
- Pendenza strada massima: 14%;
- Altezza minima priva di ostacoli: 6 m;
- Raggio di curvatura: 70 m.

In fase di esercizio, le aree esterne alla viabilità finale saranno ripristinate alla situazione ante operam e gli eventuali materiali e inerti accumulati provvisoriamente verranno altresì sistemati.

Le attività connesse alla viabilità di esercizio saranno le seguenti:

- sagomatura della massicciata per il drenaggio delle acque meteoriche;
- modellazione con terreno vegetale dei cigli della strada, delle scarpate e dei rilevati;
- ripristino della situazione ante operam delle aree esterne la viabilità di esercizio;
- nei casi di scarpate superiori ad 1 m/1,5 m si realizzeranno sistemazioni di consolidamento attraverso interventi di ingegneria naturalistica.

7.2. OPERE IMPIANTISTICHE

Le opere impiantistiche-infrastrutturali previste dal parco eolico in progetto includeranno:

- L'installazione degli aerogeneratori;

- La realizzazione di un cavidotto interrato in MT a 30 kV interno al parco eolico di collegamento tra i singoli aerogeneratori con la cabina di raccolta anch'essa nell'area d'impianto;
- La realizzazione di un cavidotto di evacuazione interrato in MT a 30 kV di collegamento tra la cabina di raccolta interna al parco e la stazione utente di trasformazione MT/AT 30/132 kV;
- La realizzazione di una stazione utente di trasformazione MT/AT 30/132 kV ubicata nel Comune di Camerino (MC);
- La realizzazione di un cavidotto interrato in AT a 132 kV, per la connessione tra la stazione utente di trasformazione MT/AT 30/132 kV e la futura Stazione Elettrica di Smistamento della RTN a 132 kV da realizzare nel Comune di Camerino (MC);
- Realizzazione di una Stazione di Smistamento (SE) della RTN a 132 kV da collegare in doppio entra esci con le linee elettriche aeree "Valcimarra-Camerino" e "Valcimarra-Cappuccini", in località "Arcofiato" a Camerino (MC).

7.2.1. AEROGENERATORE

Nonostante sul mercato siano disponibili diversi modelli di aerogeneratori, gli elementi principali che li costituiscono sono equivalenti e si sintetizzano in:

- rotore;
- mozzo;
- pale;
- primo albero o albero lento;
- moltiplicatore di giri – gearbox;
- albero veloce;
- freno;
- generatore elettrico;
- navicella;
- sistema di controllo.

L'aerogeneratore è caratterizzato da una torre di sostegno di tipo tubolare, costituita da un basamento e da un involucro esterno. La torre viene ancorata al terreno mediante idonea fondazione e sulla sua sommità viene fissata la navicella.

Nella navicella sono collocati tutti i meccanismi adibiti al funzionamento dell'aerogeneratore. Tra di essi si identificano l'albero di trasmissione a basso numero di giri, il moltiplicatore di giri, l'albero di trasmissione ad elevato numero di giri, il generatore elettrico, il freno e i sistemi di controllo.

Il rotore è fissato all'estremità dell'albero di trasmissione a basso numero di giri che ha lo scopo di catturare l'energia cinetica del vento e di convertirla in energia rotazionale, ed è costituito dal mozzo, sistema su cui sono montate le pale.

Una volta catturata l'energia cinetica del vento è trasmessa ad un generatore di corrente mediante il moltiplicatore di giri, che è collegato a sistemi di controllo e trasformazione capaci di regolare la produzione di elettricità e la sua immissione nella rete.

Per il layout d'impianto è stato scelto l'aerogeneratore tipo Vestas V150 avente potenza nominale di 5,0 MW, un'altezza hub di 125 m e diametro rotore di 150 m. Le principali specifiche tecniche dell'aerogeneratore scelto sono riportate nelle figure successive.

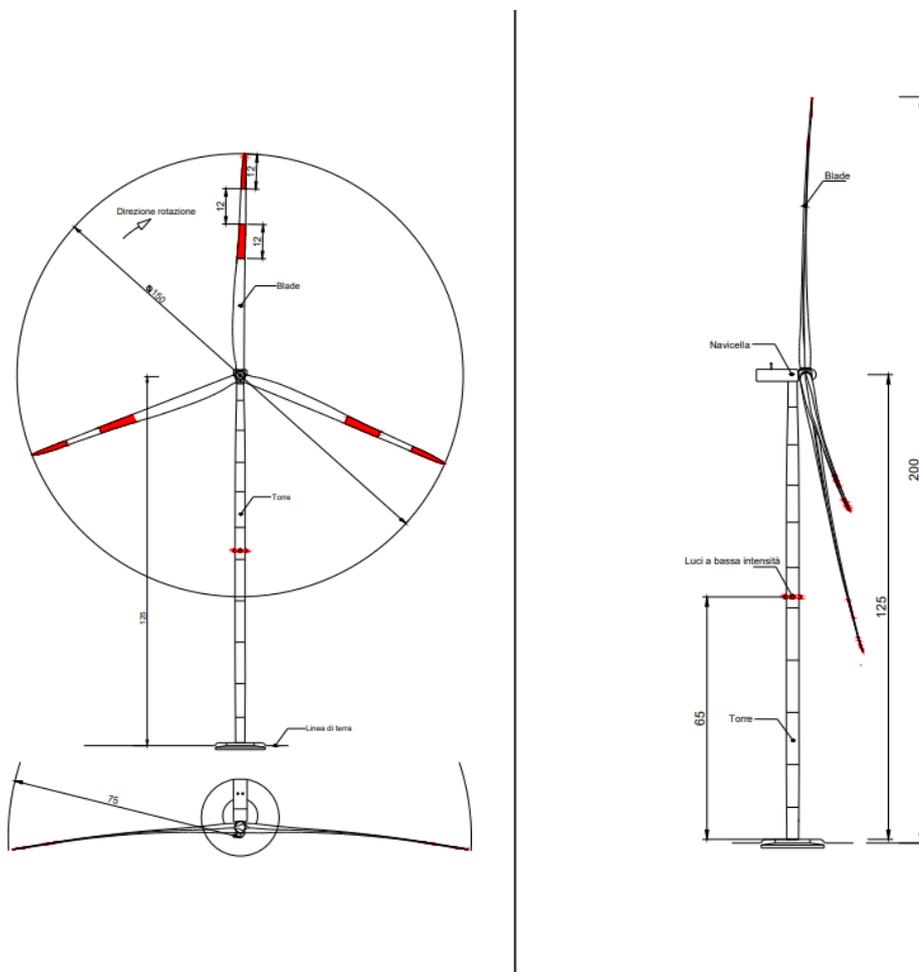


Figura 8: Vista frontale e laterale dell'aerogeneratore V150 – 5,0

Rotor		V150	V162
Diameter		150 m	162 m
Swept Area		17671 m ²	20612 m ²
Speed, Dynamic Operation Range		4.9 - 12.6 rpm	4.3 - 12.1 rpm
Rotational Direction		Clockwise (front view)	
Orientation		Upwind	
Tilt		6°	
Hub Coning		6°	
No. of Blades		3	
Aerodynamic Brakes		Full feathering	

Blades		V150	V162
Blade Length		73.65 m	79.35 m
Maximum Chord		4.2 m	4.3 m
Chord at 90% blade radius		1.4 m	1.68 m
Type Description		Structural airfoil shell	
Material		Fibreglass reinforced epoxy, carbon fibres and Solid Metal Tip (SMT)	
Blade Connection		Steel roots inserted	
Airfoils		High-lift profile	

Pitch System	
Type	Hydraulic
Number	1 cylinder per blade
Range	-5° to 95°

Gearbox	
Type	2 Planetary stages
Gear House Material	Cast
Lubrication System	Pressure oil lubrication
Total Gear Oil Volume	800-1000 L
Oil Cleanliness Codes	ISO 4406-/15/12

Yaw System	
Type	Plain bearing system
Material	Forged yaw ring heat-treated. Plain bearings PETP
Yaw gear type	Multiple stages planetary gear
Yawing Speed (50 Hz)	Approx. 0.4°/sec.
Yawing Speed (60 Hz)	Approx. 0.5°/sec.

Towers	
Type	Tubular steel towers Larger diameter steel towers Concrete Hybrid Towers

Hydraulic System	
Main Pump	Redundant internal-gear oil pumps
Pressure	Max. 260 bar
Filtration	3 µm (absolute) 40 µm in line

Figura 9: Specifiche tecniche dell'aerogeneratore V150 - 5,0

7.2.2. MONTAGGIO DELL'AEROGENERATORE

Il montaggio dell'aerogeneratore si articola in fasi prestabilite e collaudate dalle imprese specializzate. I mezzi principali impiegati sono le gru che vengono posizionate all'interno dell'area della piazzola di servizio.

Le attività previste durante questa operazione si riassumono nelle seguenti:

- sollevamento, posizionamento e fissaggio alla fondazione della parte inferiore della torre;
- sollevamento, posizionamento e fissaggio dei tronchi intermedi;
- sollevamento, posizionamento e fissaggio del tronco di sommità;
- sollevamento della navicella e suo fissaggio alla parte sommitale della torre;
- assemblaggio del rotore ai piedi della torre;
- sollevamento e fissaggio del rotore della navicella;
- sollevamento e fissaggio singolo delle 3 pale dell'aerogeneratore;
- realizzazione dei collegamenti elettrici e configurazione dei dati per il funzionamento ed il controllo delle apparecchiature.

Uno spazio di manovra sufficientemente ampio è necessario al fine di consentire lo svolgimento delle attività sopra elencate. Le dimensioni di tale spazio sono stabilite dalla casa costruttrice dell'aerogeneratore scelto. Tra i mezzi di cantiere impiegati nella fase di montaggio si individuano in primo luogo le gru. Generalmente, due sono le gru utilizzate. Una, del tipo gommata e di dimensioni contenute, necessaria allo scarico delle componenti dai mezzi di trasporto alle piazzole di montaggio; l'altra, del tipo cingolata, necessaria al sollevamento e

montaggio delle componenti. Tuttavia, alle gru si aggiungono altri mezzi di cantiere ossia i mezzi d'opera di movimento terra indispensabili per le opere strutturali. Essi includono autocarri a 3 e 4 assi, autobetoniera a 3 e 4 assi, escavatore cingolato a benna rovescia, escavatore cingolato con martello demolitore, greder per scarifica e livellazione fondo piste di accesso, perforatrice per micropali e pali, ruspa, rullo vibrante per compattazione fondo stradale e piazzole, terna gommata e vibro finitrice.

7.3. OPERE ELETTRICHE

Le opere elettriche necessarie a convogliare l'energia prodotta dagli aerogeneratori di progetto e immettere la stessa nella RTN sono sintetizzate di seguito:

- Realizzazione di cavidotti a 30 kV interrati per il collegamento tra gli aerogeneratori, tra questi e la cabina di raccolta e tra la cabina di raccolta e la stazione di trasformazione 30/132 kV, ricadenti nei Comuni di San Severino Marche, Serrapetrona, Castelraimondo e Camerino (MC);
- **Realizzazione di una stazione di trasformazione 30/132 kV condivisa con sbarra AT in condivisione con altri possibili operatori. Essa è suddivisa in n. 2 aree indipendenti, ciascuna con il proprio stallo MT/AT di trasformazione ed edificio quadri e ricade nel comune di Camerino (MC) in località "Arcofiato";**
- Realizzazione di un cavidotto interrato in AT a 132 kV, condiviso, per la connessione tra la suddetta stazione di trasformazione 30/132 kV e la nuova Stazione di Smistamento (SE) della RTN a 132 kV, da realizzare nell'area delle due stazioni;
- **Realizzazione di una Stazione di Smistamento (SE) della RTN a 132 kV da collegare in doppio entra esci con le linee elettriche aeree "Valcimarra-Camerino" e "Valcimarra-Cappuccini" in località "Arcofiato" a Camerino (MC), previa realizzazione:**
 - **degli interventi previsti nell'area di cui al Piano di Sviluppo di Terna (421-P);**
 - **potenziamento/rifacimento dell'elettrodotto 132 kV "Valcimarra - Camerino";**
 - **potenziamento/rifacimento dell'elettrodotto 132 kV "Valcimarra - Cappuccini".**

7.3.1. CAVIDOTTI INTERRATI IN MT-30KV

Per il collegamento elettrico in media tensione degli aerogeneratori alla cabina di raccolta, tramite linee in cavo interrato, l'impianto eolico è stato suddiviso in 4 gruppi come evidenziato nella tavola "FLS-CLD-IE.01 - Schema elettrico unifilare impianto eolico" presente tra gli elaborati del progetto.

Le ragioni di questa suddivisione sono legate alla tipologia della rete elettrica, alla potenza complessiva trasmessa su ciascuna linea in cavo, alle perdite connesse al trasporto dell'energia elettrica prodotta. In aggiunta, il cavidotto MT segue la viabilità esistente e quella di nuova realizzazione di progetto.

La rete MT dei collegamenti elettrici sarà costituita da n.5 circuiti tutti interrati, in particolare:

- Il primo, consistente nel collegamento degli aerogeneratori denominati T1, T2 e T3 con la cabina di raccolta, per una lunghezza pari a 2225 m;
- Il secondo, consistente nel collegamento degli aerogeneratori denominati T4, T5 e T6 con la cabina di raccolta, per una lunghezza pari a 3255 m;
- Il terzo, consistente nel collegamento degli aerogeneratori denominati T7, T8 e T9 con la cabina di raccolta, per una lunghezza pari a 3265 m;
- Il quarto, consistente nel collegamento degli aerogeneratori denominati T10, T11 e T12 con la cabina di raccolta, per una lunghezza pari a 4949 m;
- Il quinto, consistente nel collegamento della cabina di raccolta con la stazione di trasformazione 30/132 kV, per una lunghezza pari a 9130 m.

La tipologia di cavo da impiegare è stata opportunamente dimensionata per singolo collegamento. I cavi utilizzati sono del tipo cavo cordati tripolare ad elica visibile ARP1H5(AR)EX e cavo unipolare ARP1H5(AR)E. Nella tabella sottostante sono riassunte le lunghezze dei cavi e la tipologia di cavo scelta per ciascun tratto.

Collegamenti elettrici in	Tipologia di cavo	Lunghezza cavi
Turbina T1 - Turbina T2	3x95	905
Turbina T3 - Turbina T2	3x95	715
Turbina T6 - Turbina T5	3x95	500
Turbina T5 - Turbina T4	3x240	925
Turbina T9 - Turbina T8	3x95	1035
Turbina T8 - Turbina T7	3x240	695
Turbina T12 - Turbina T11	3x95	480
Turbina T11 - Turbina T10	3x240	1277
Turbina T2 - CR	3x(1x400)	605
Turbina T4 - CR	3x(1x400)	1830
Turbina T7 - CR	3x(1x400)	1535
Turbina T10 - CR	3x(1x400)	3192
CR-SU	4x(3x1x500)	9130

Tabella 2: Tipologia e lunghezza dei cavi scelti per ciascun collegamento

7.3.1.1. MODALITÀ DI POSA

Tutti i cavi saranno interrati alla profondità di circa 1,20 m dal piano di campagna, all'interno di uno strato di materiale sabbioso (su cui eventualmente potranno essere posati i tegoli o le lastre copricavo), con disposizione delle fasi a trifoglio. Nello stesso scavo della trincea, a distanza minima di 20 cm dai cavi di energia, si prevede la posa di un cavo a fibre ottiche per trasmissione dati. Le terne saranno alloggiare nel terreno di riporto, la cui resistività termica, se necessario, verrà corretta con una miscela di sabbia vagliata o con cemento 'mortar'.

Tutto il percorso dei cavi sarà opportunamente segnalato con nastro monitore per segnalarne la presenza negli eventuali scavi e con l'infissione periodica (ogni 50 metri circa) di cartelli metallici, esternamente lungo il percorso del cavidotto, indicanti l'esistenza dei cavi in MT. Tali cartelli potranno essere eventualmente sostituiti da mattoni collocati a filo superiore dello scavo e riportanti le indicazioni relative ai cavi sottostanti (profondità di posa, tensione di esercizio).

La restante parte della trincea verrà ulteriormente riempita con materiale di risulta e di riporto. La posa dei conduttori si articolerà essenzialmente nelle seguenti attività:

- scavo a sezione obbligata della larghezza e della profondità come indicata nella relazione "FLS-CLD-RTI-Relazione tecnica impianti elettrici" presente tra gli elaborati progettuali;
- posa dei conduttori, fibre ottiche e rete di terra. Ciascuno scavo dovrà contenere una corda di rame nuda collegata a ciascun anello di torre presente nella centrale eolica e cavi in fibra ottica, opportunamente posizionati e distanziati dai cavi di potenza. Particolare attenzione dovrà essere fatta per l'interramento della corda di rame che costituisce il dispersore di terra dell'impianto, infatti questa dovrà essere interrata in uno strato di terreno vegetale di spessore non inferiore a 20 cm nelle posizioni indicate dal documento di progetto;
- reinterro parziale con sabbia vagliata;
- reinterro con terreno di scavo;
- inserimento nastro per segnalazione tracciato.

Le larghezze minime delle sezioni di scavo riferite al seguente progetto avranno le dimensioni riportate nel seguito:

- 60 cm nel caso di posa di n.1 e n.2 terne;
- 70 cm nel caso di posa di n.3 terne;
- 90 cm per la posa di n.4 terne.

Qualora si volessero disporre i cavi su più strati sarà necessario realizzare uno scavo di profondità minima pari a 1,50 m, riducendone la larghezza a parità di cavi disposti

orizzontalmente. Le ulteriori prescrizioni per le opere di tipo civile sono riportate nel capitolato delle opere civili; comunque la posa dovrà essere eseguita a regola d'arte nel rispetto delle normative vigenti.

Una rappresentazione grafica delle sezioni tipo dello scavo in MT è fornita nelle figure seguenti.

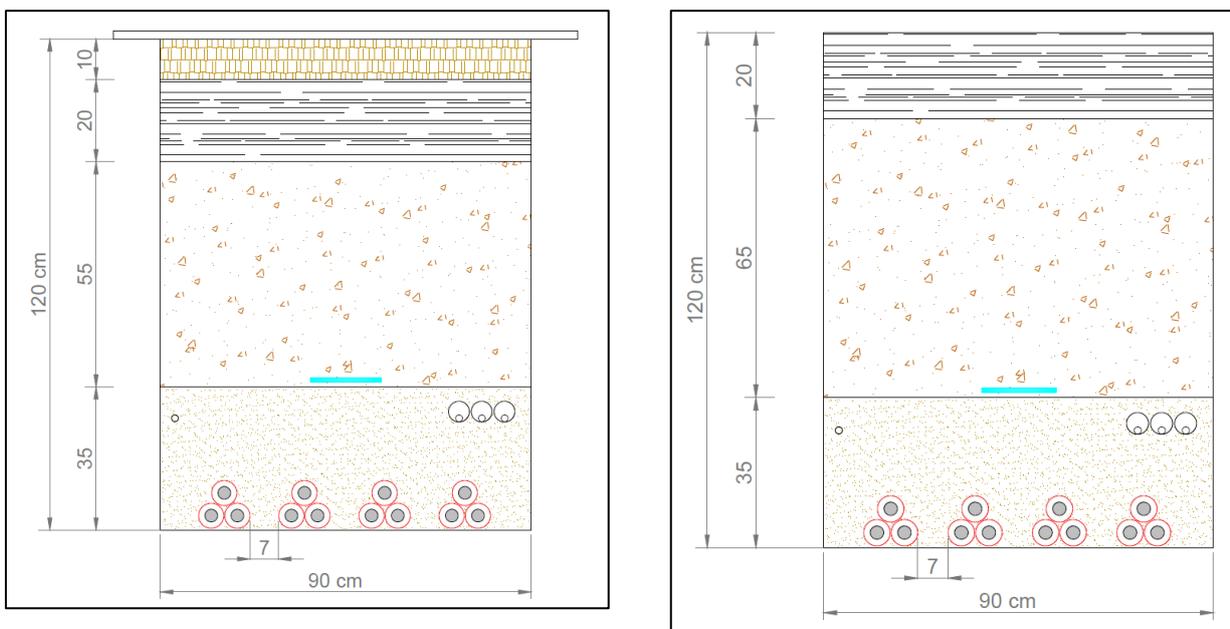


Figura 10: Sezioni tipo del cavidotto interrato in MT composto da n.4 terne di cavi su strada asfaltata (a sinistra) e su strada sterrata (a destra)

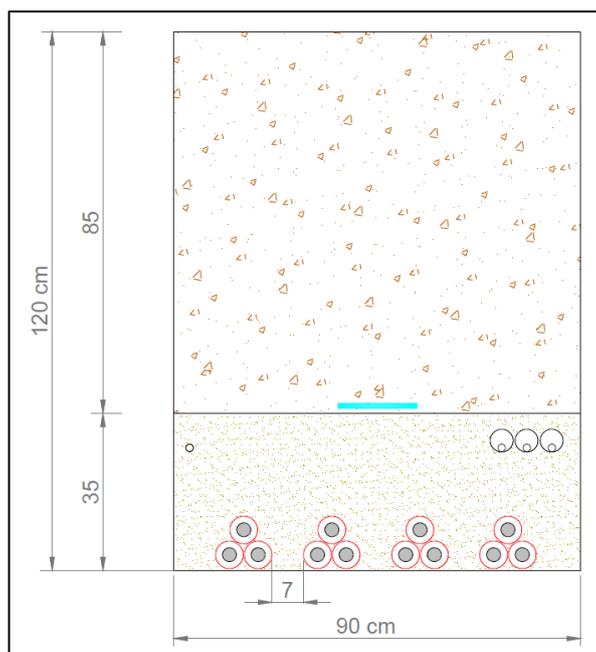


Figura 11: Sezioni tipo del cavidotto interrato in MT composto da n.4 terne di cavi su terreno

L'installazione dei cavi dovrà soddisfare tutti i requisiti imposti dalla normativa vigente e dalle norme tecniche CEI 11-17. La progettazione dei cavi e le modalità per la loro messa in opera sono rispondenti alle norme contenute nel DM 21/03/1988, regolamento di attuazione della legge n.339 del 28/06/1986, alle norme CEI 11-17, nonché al DPCM 08/07/2003 per quanto concerne i limiti massimi di esposizione ai campi magnetici.

7.3.2. INTERFERENZE CON I CAVIDOTTI

Sia lungo il percorso dei cavidotti di connessione tra gli aerogeneratori d'impianto che lungo il tracciato che collega la cabina di raccolta alla stazione utente di trasformazione MT/AT, i cavidotti in MT, incontreranno:

- corsi d'acqua;
- un acquedotto interrato;
- un metanodotto interrato.

7.3.2.1. Coesistenza tra cavi di energia con tubazioni, serbatoi metallici e gasdotti interrati

Gli incroci fra cavi di energia e le tubazioni metalliche adibite al trasporto e alla distribuzione di fluidi (acquedotti, oleodotti e simili) non dovrà effettuarsi sulla proiezione verticale di giunti non saldati delle tubazioni metalliche stesse. Non si dovranno avere giunti sui cavi di energia a distanza inferiore a 1 m dal punto di incrocio, a meno che non siano attuati i provvedimenti descritti nel seguito. Nessuna particolare prescrizione è data nel caso in cui la distanza minima, misurata fra le superfici esterne di cavi di energia e di tubazione metalliche o fra quelle di eventuali manufatti di protezione, è superiore a 0,5 m. Tale distanza sarà ridotta fino ad un minimo di 0,30 m, quando una delle strutture di incrocio è contenuta in manufatto di protezione non metallico, prolungato per almeno 0,30 m per parte rispetto all'ingombro in pianta dell'altra struttura oppure quando fra le strutture che si incrociano venga interposto un elemento separatore non metallico (per es. lastre di calcestruzzo o di materiale isolante rigido). Questo elemento deve poter coprire, oltre alla superficie di sovrapposizione in pianta delle strutture che si incrociano, quella di una striscia di circa 0,30 m di larghezza ad essa periferica.

Per quanto riguarda i parallelismi fra cavi di energia e le tubazioni metalliche saranno posati alla maggiore distanza possibile fra loro. In nessun tratto la distanza, misurata in proiezione orizzontale fra le superfici esterne di essi o di eventuali loro manufatti di protezione, deve risultare inferiore a 0,30 m. Si può tuttavia derogare alla prescrizione suddetta previo accordo fra gli esercenti:

- a) quando la differenza di quota fra le superfici esterne delle strutture interessate è superiore a 0,50 m;

- b) quando tale differenza è compresa tra 0,30 m e 0,50 m, ma si interpongano fra le strutture elementari separatori non metallici nei tratti in cui la tubazione non è contenuta in un manufatto di protezione non metallico.

Non saranno mai disposti nello stesso manufatto di protezione cavi di energia e tubazioni per altro uso. Tale tipo di posa è invece consentito, previo accordo fra gli Enti interessati, purché il cavo di energia e le tubazioni non saranno posti a diretto contatto fra loro.

La coesistenza tra gasdotti interrati e cavi di energia posati in cunicoli od altri manufatti, è regolamentata dal D.M. 24.11.1984 "Norme di sicurezza antincendio per il trasporto, la distribuzione, l'accumulo e l'utilizzazione del gas naturale con densità non superiore a 0,8". Pertanto, nel caso di incroci e parallelismi tra cavi di energia e tubazioni convoglianti gas naturali, le modalità di posa ed i provvedimenti da adottare al fine di ottemperare a quanto disposto dal detto D.M. 24.11.1984, saranno definiti con gli Enti proprietari o Concessionari del gasdotto.

Gli attraversamenti dei metanodotti interrati avverranno in accordo col gestore della rete del gas. In particolare, il cavidotto sarà protetto da due solette in c.a. con rete elettrosaldata, aventi una superficie di circa 2x3 mq e distanti almeno 0,50 m dalla tubazione del gas (Figura 14).

Finalmente, gli attraversamenti degli acquedotti interrati, i quali sono definiti come tubazioni metalliche adibite al trasporto e alla distribuzione di fluidi, saranno progettate per osservare una distanza minima di 0.50 m (Figura 15, c) misurata fra le superfici esterne di cavi di energia e di tubazioni metalliche. Tale distanza può essere ridotta fino a 0.30 m (Figura 16, c), quando una delle strutture di incrocio è contenuta in manufatto di protezione non metallico. La protezione può essere ottenuta per mezzo di calcestruzzo leggermente armato oppure di elemento separatore non metallico, come ad esempio una lastra di calcestruzzo o di altro materiale rigido (Figura 17).

Nel caso di parallelismi dei cavidotti con tubazioni metalliche, serbatoi e cisterne di carburante, deve rispondere a prescrizioni particolare ed essere installato rispettando distanze minime contenute nella Norma CEI 11-17, come riportato nelle Figure 15 e 17.

7.3.2.2. Coesistenza tra cavi di energia con corsi d'acqua e fossi

Nel caso dei corsi d'acqua, l'attraversamento del cavidotto potrà avvenire in due modi: o posando il cavidotto entro una canalina metallica agganciata meccanicamente ad uno dei lati del ponte (Figura 13), oppure in sub alveo (al di sotto dell'alveo del corso d'acqua), eseguito con la tecnica della trivellazione orizzontale controllata (T.O.C.). Tale tecnica permette di

alloggiare il cavidotto nel sottosuolo, lasciando del tutto inalterate sia le sponde ed il fondo dell'alveo. Per la realizzazione della T.O.C. dovranno in particolar modo essere seguite le indicazioni della Provincia di Macerata, per l'attraversamento in sub alveo dei corsi d'acqua demaniali (Figura 12). Gli attraversamenti saranno realizzati con direzione ortogonale all'asse (per le tre tipologie di interferenze elencate in precedenza), per limitarne la porzione interessata dai lavori di scavo e ripristino.

Le quote di interrimento del cavidotto saranno raccordate nei tratti in prossimità delle sponde, per garantire la giusta immersione del cavidotto al di sotto del fondo dell'alveo. La distanza tra la generatrice superiore del cavidotto e il fondo alveo sarà superiore a 2 m. Con tali soluzioni si evita qualsiasi tipo di interferenza dei cavidotti con la sezione di deflusso dei fossi, e in ogni caso sarà garantita la non interferenza con le condizioni di officiosità e funzionalità idraulica dei corsi d'acqua attraversati, e non sarà minimamente alterato né perturbato il regime idraulico. Analogamente, tale soluzione progettuale risulta pienamente compatibile con i vincoli paesaggistici, tra i quali anche quello della fascia di rispetto delle acque pubbliche e della tutela delle visuali dei percorsi panoramici, in quanto non comporta alcuna alterazione visibile dello stato dei luoghi. Con la stessa tecnica precedentemente descritta, verrà realizzato l'attraversamento di sedi stradali o autostradali intercettati dai percorsi dei cavidotti.

Nelle figure successive sono riportate le soluzioni da adottare per gli attraversamenti di fossi, metanodotti e acquedotti. Ovviamente, la soluzione adottata andrà contestualizzata nei singoli casi, prevedendo variazioni dimensionali opportune che saranno valutate all'atto della realizzazione dell'attraversamento.

Per maggiori dettagli si rimanda alla FLS-CLD-RTC-Relazione tecnica dei cavidotti.

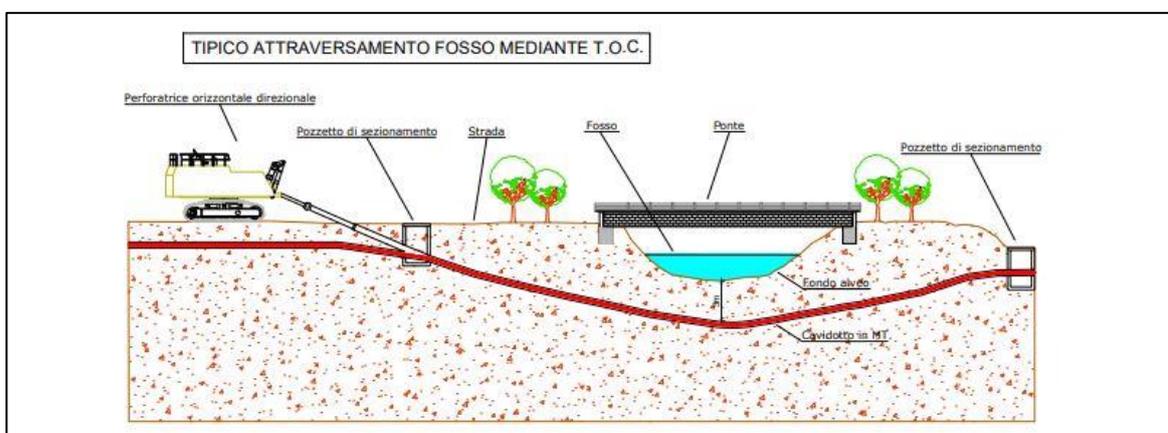


Figura 12: Attraversamento tipo mediante tecnica TOC dei fossi

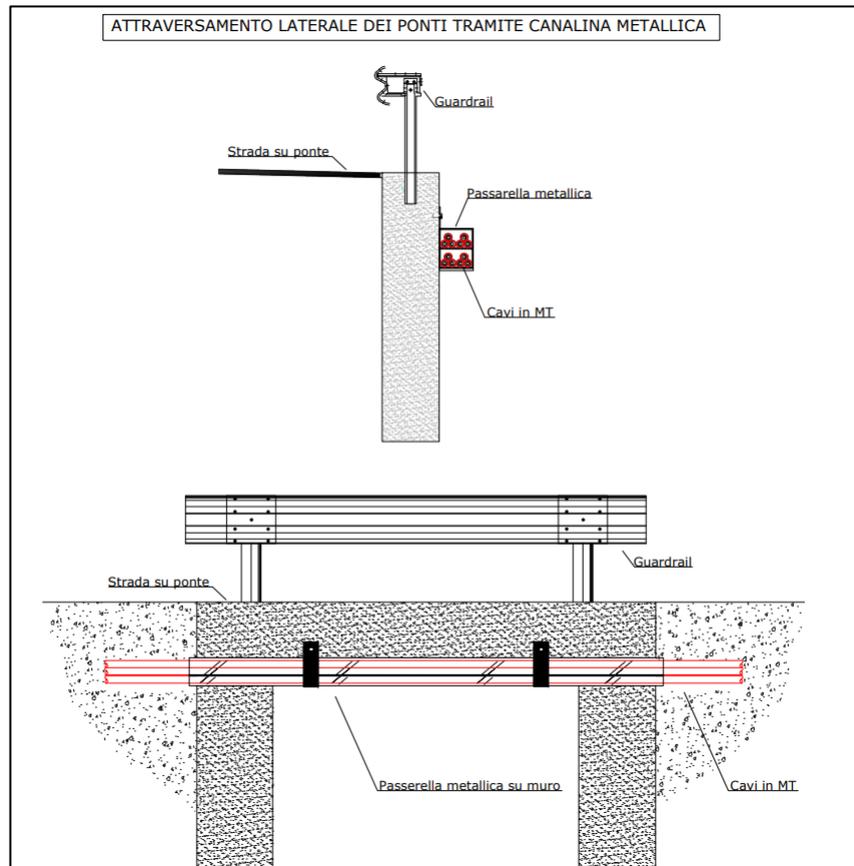


Figura 13: Attraversamento dei fossi su lato ponte

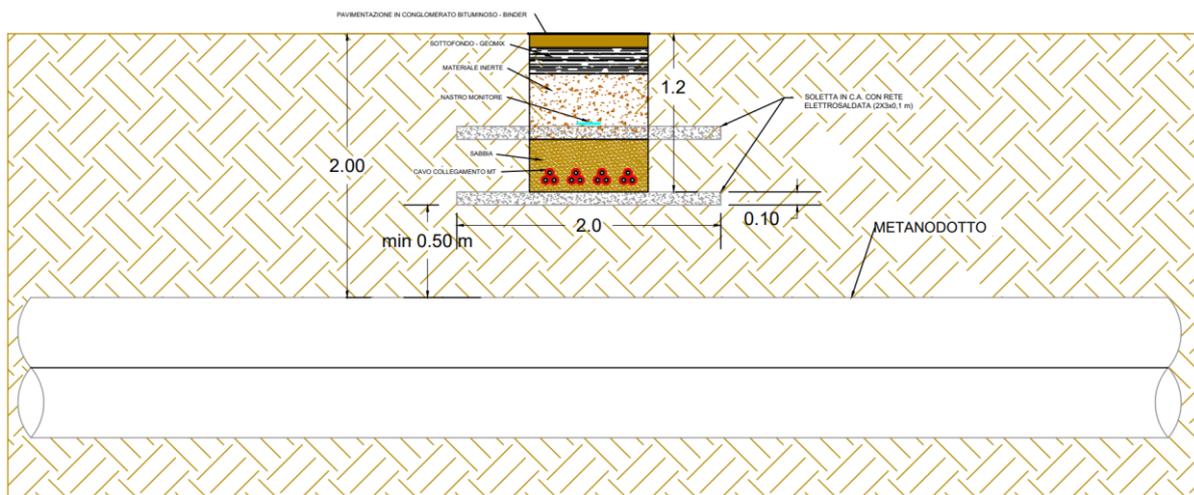


Figura 14: Tipico attraversamento dei metanodotti

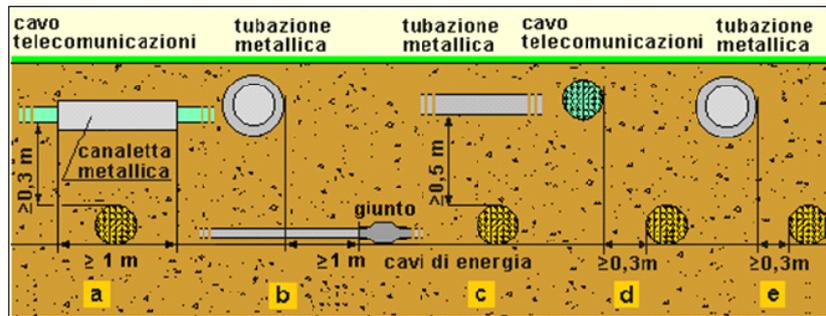


Figura 15: Distanze minime da rispettare negli incroci e nei parallelismi con altri cavi o tubazioni

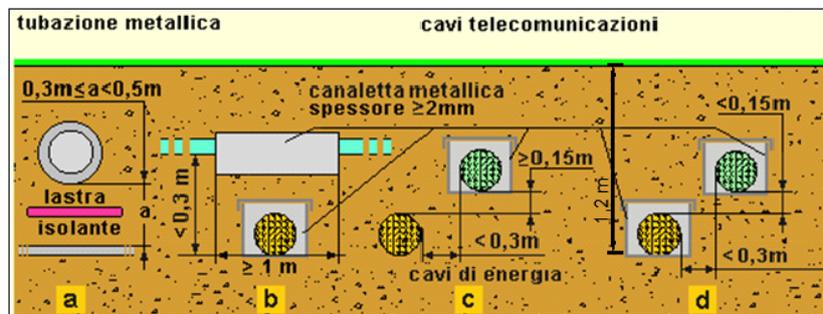


Figura 16: Protezioni supplementari da adottare qualora le distanze minime non possono essere rispettate

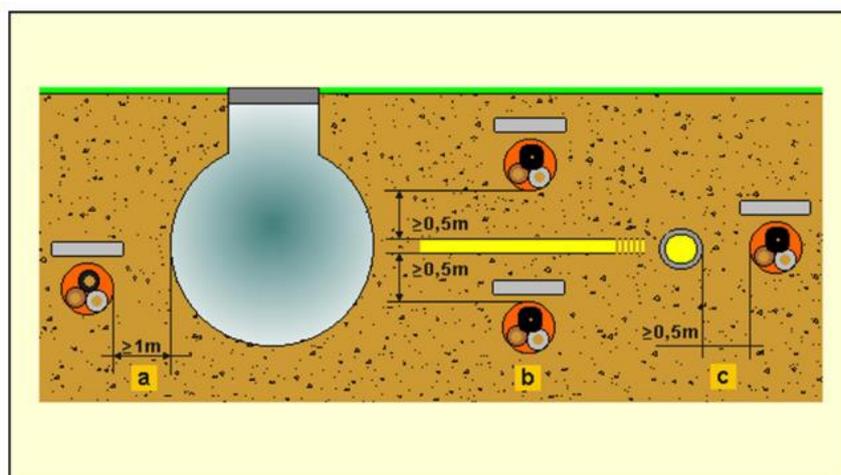


Figura 17: Distanze minime con altri cavi, tubazioni metalliche, serbatoi e cisterne di carburante.

7.3.3. ATTRAVERSAMENTO DELLA S.S. 77 VAR

Al fine di ridurre al minimo l’impatto ambientale e paesaggistico sia a medio che a lungo termine, nel tratto in cui il cavidotto di evacuazione interessa la S.S. 77 VAR, si è optato per un attraversamento mediante Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC) per una lunghezza di circa 108 m. I motivi di tale scelta sono riconducibili ai numerosi vantaggi che questa tecnica comporta tra i quali si evidenziano:

- La posa di tubazioni senza scavi a cielo aperto (No-Dig);
- La prevenzione del deterioramento del manto stradale;
- La limitazione dei disagi dovuti all’interruzione del traffico;
- La riduzione dell’inquinamento atmosferico ed acustico;
- La velocità di esecuzione del lavoro.

Di seguito si riporta uno stralcio su ortofoto del tratto interessato:

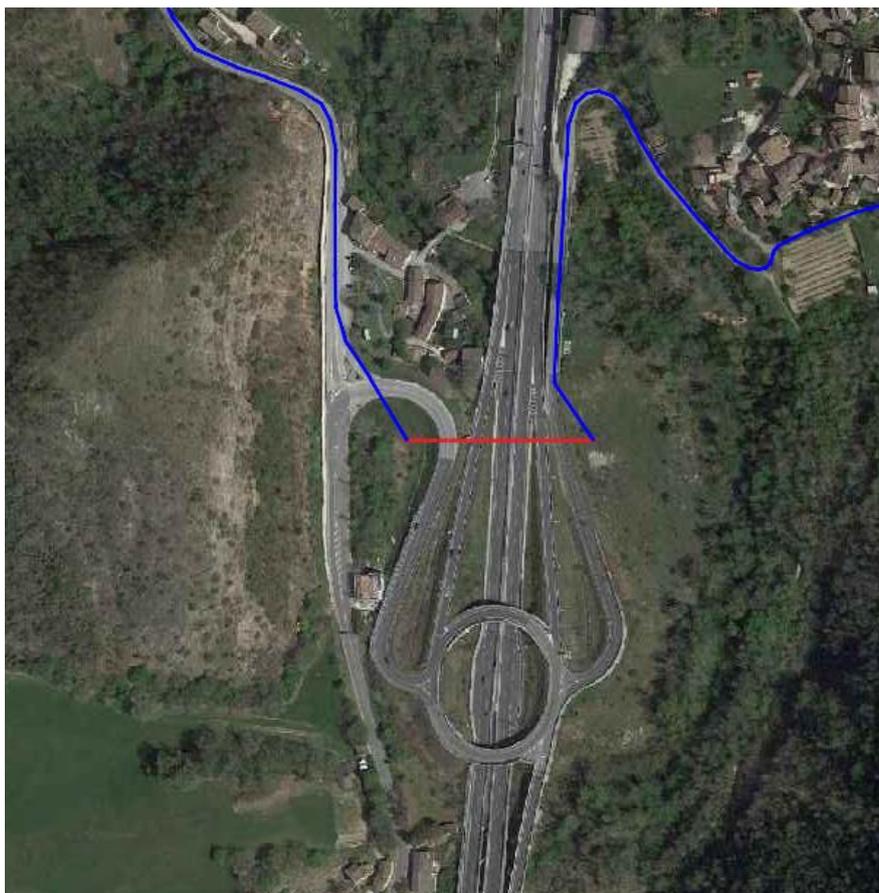


Figura 18: Attraversamento della S.S. 77 VAR in T.O.C (in rosso)

7.3.4. STAZIONE UTENTE DI TRASFORMAZIONE MT/AT 30/132 KV

Verrà realizzata una nuova stazione utente di trasformazione MT/AT 30/132 kV condivisa con altri produttori, ciascuno avente un proprio stallo in AT collegato in parallelo alla sbarra comune, condividendo uno stallo in uscita ed il cavo in AT interrato per la connessione alla nuova stazione di smistamento della RTN, SE. La nuova stazione utente condivisa sarà ubicata nel Comune di Camerino (MC) in località "Arcofiato", su un terreno adiacente la nuova SE, nel Foglio 63 e Particella 49. In particolare la SEU interesserà un'area totale di circa 3.085 mq. La posizione è stata individuata tenendo conto delle esigenze tecniche, economiche e dell'opportunità ambientale di minimizzare la lunghezza delle connessioni con la Stazione SE, le quali saranno realizzate mediante cavo interrato in AT a 132 kV. Nella tavola allegata FLS-CLD-IE.07 sono riportate sia la planimetria elettromeccanica che le sezioni della stazione utente MT/AT con i relativi raccordi e lo stallo dedicato all'interno della Stazione RTN.

Di seguito sono riportati i componenti elettrici che compongono lo stallo della stazione utente di trasformazione relativa allo stallo del parco eolico in progetto:

- N°1 montante di linea/trasformazione MT/AT, 30/132 KV composto dai seguenti dispositivi elettrici:
 - N° 1 trasformatore trifase di potenza pari a circa 60/80 MVA, 132/30 kV, ONAN/ONAF, gruppo vettoriale YNd11, provvisto di commutatore sotto carico lato AT (132 $\pm 10 \times 1,25\%$ /30 kV), con cassonetto di contenimento cavi MT e dimensioni circa: 6.8x4.6x5.5 m;
 - N° 1 terna di scaricatori di sovratensione, per esterno ad ossido di zinco; 170 kV completi di conta scariche, installati sia a protezione del trasformatore
 - N° 1 terna di trasformatori di tensione induttivi TVI per esterno, con rapporto 132000: $\sqrt{3} - 100: \sqrt{3} V$, 10 VA cl. 0.2;
 - N° 3 trasformatori di corrente TA; 200-400/5-1-1-1 A, 20 VA-0.2, 20 VA-0.5, 30 VA-5P20, 20 VA-5P20;
 - N° 1 interruttore tripolare, 170 kV;
 - N° 1 sezionatore tripolare orizzontale 170 kV;
- N° 1 stallo di parallelo condiviso con altri produttori;
- N° 1 sbarra di parallelo AT con stallo di uscita condiviso.

Lo stallo di parallelo condiviso sarà così composto:

- N° 1 terna di trasformatori di tensione capacitivi TVC per esterno collegati sulle sbarre di parallelo, con rapporto 150000: $\sqrt{3} - 100: \sqrt{3} - 100: \sqrt{3} - 100: 3 V$, 50 VA-Cl.0.5, 50 VA-Cl.0.5, 50 VA-3P;

- N° 3 trasformatori di corrente TA; 200-400/5-1-1-1 A, 20 VA-0.2, 20 VA-0.5, 30 VA-5P20, 20 VA-5P20;
- N°1 interruttore tripolare, 170 kV;
- N° 1 sezionatore tripolare 170 kV;
- N° 1 terna di trasformatori di tensione, 170 kV
- N° 1 terna di scaricatori di sovratensione, per esterno ad ossido di zinco, 170 kV completi di conta scariche;
- N°1 terna di terminali cavo 170 kV.

Per un maggiore dettaglio relativo ai componenti elettrici della SU si rimanda alla tavola FLS-CLD-IE.07-Pianta elettromeccanica e sezioni della stazione utente di trasformazione e alla relazione FLS-CLD-RTI-Relazione tecnica impianti elettrici allegate agli elaborati di progetto.

7.3.5. CAVIDOTTO IN AT 132 KV INTERRATO

La connessione tra la Stazione di trasformazione 30/132 kV utente e la stazione di smistamento RTN sarà realizzato tramite cavidotto interrato, con cavo avente una sezione nominale pari a 1600 mmq, alla tensione nominale di 132 kV, per una lunghezza di circa 230 m.

Il cavo che si prevede di utilizzare per la connessione della stazione utente di trasformazione allo stallo nella SST è del tipo ARE4H1H5E (o similari) unipolare conforme alle specifiche IEC e CENELEC, i cui cavi unipolari verranno posati in orizzontale nello scavo, opportunamente distanziati tra di loro. Ciascun cavo d'energia sarà formato da:

- un conduttore in alluminio compatto di sezione indicativa calcolata pari a 1600 mmq;
- schermo semiconduttivo sul conduttore;
- isolamento in polietilene reticolato (XLPE);
- schermo semiconduttivo sull'isolamento;
- nastri in materiale igroespandente;
- schermo metallico in rame;
- foglio metallico in alluminio o rame;
- rivestimento in polietilene con grafitatura esterna (PE).

Tali dati potranno subire adattamenti comunque non essenziali dovuti alla successiva fase di progettazione esecutiva e di cantierizzazione, anche in funzione delle soluzioni tecnologiche adottate dai fornitori e/o appaltatori.

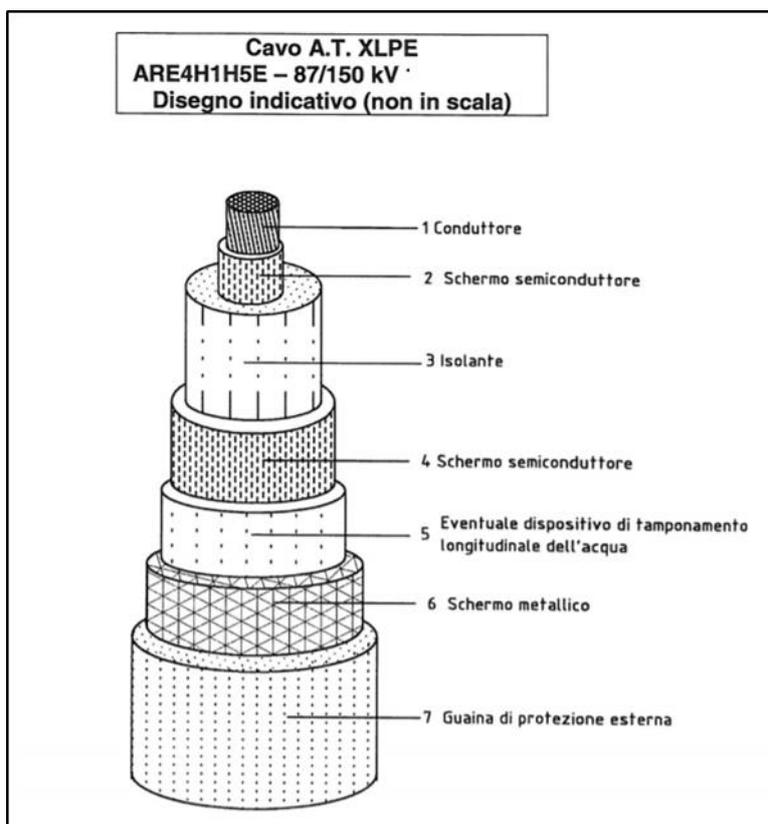


Figura 19: Caratteristiche tecniche del cavo in AT a 132 kV

7.3.5.1. MODALITÀ DI POSA

Il cavo sarà interrato ed installato normalmente in una trincea della profondità minima di 1,6 m, con disposizione delle fasi in orizzontale sullo stesso piano e distanziate tra di loro di due diametri di lunghezza. Nello stesso scavo, a distanza di almeno 0,3 m dai cavi di energia, sarà posato un cavo con fibre ottiche e/o telefoniche per trasmissione dati. Tutti i cavi verranno alloggiati in terreno di riporto, la cui resistività termica, se necessario, verrà corretta con una miscela di sabbia vagliata o con cemento 'mortar'. I cavi saranno protetti e segnalati superiormente da una rete in PVC e da un nastro segnaletico, ed ove necessario anche da una lastra di protezione in cemento armato dello spessore di 6 cm. La restante parte della trincea verrà ulteriormente riempita con materiale di risulta e di riporto. Altre soluzioni particolari, quali l'alloggiamento dei cavi in cunicoli prefabbricati o gettati in opera od in tubazioni di PVC della serie pesante o di ferro, potranno essere adottate per attraversamenti specifici. Nella fase di posa dei cavi, per limitare al massimo i disagi al traffico veicolare locale, la terna di cavi sarà posata in fasi successive in modo da poter destinare al transito, in linea generale, almeno una metà della carreggiata. In tal caso la sezione di posa potrà differire da quella normale sia per quanto attiene il posizionamento dei cavi che per le modalità di progetto delle protezioni.

Qualora ci siano degli attraversamenti delle opere interferenti, saranno eseguiti in accordo a quanto previsto dalla Norma CEI 11-17.

Tra le possibili modalità di collegamento degli schermi metallici sarà utilizzata la cosiddetta modalità del cross bonding, in cui il collegamento in cavo viene suddiviso in tre tratte elementari (o multipli di tre) di uguale lunghezza, generalmente corrispondenti con le pezzature di posa.

In tale configurazione gli schermi vengono messi francamente a terra, ed in corto circuito tra loro all'estremità di partenza della prima tratta ed all'estremità di arrivo della terza, mentre tra due tratte adiacenti gli schermi sono isolati da terra e uniti fra loro con collegamento incrociato.

Di seguito sono riportati: un tipico collegamento degli schermi metallici del cavo e la sezione di scavo con la posa del cavo trifase per differenti tipologie di percorso:

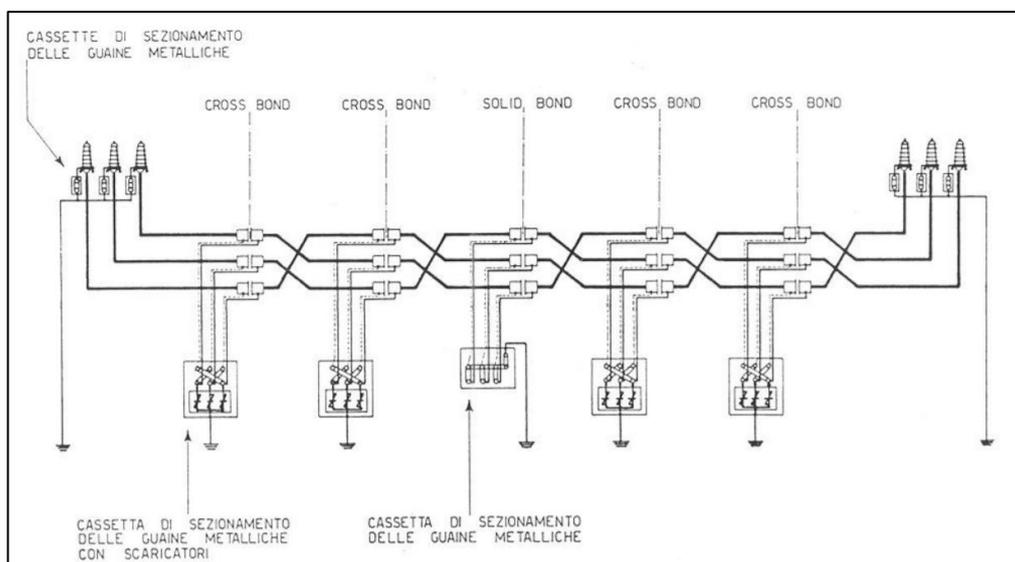


Figura 20: Tipico collegamento "cross bonding" per un cavo in AT

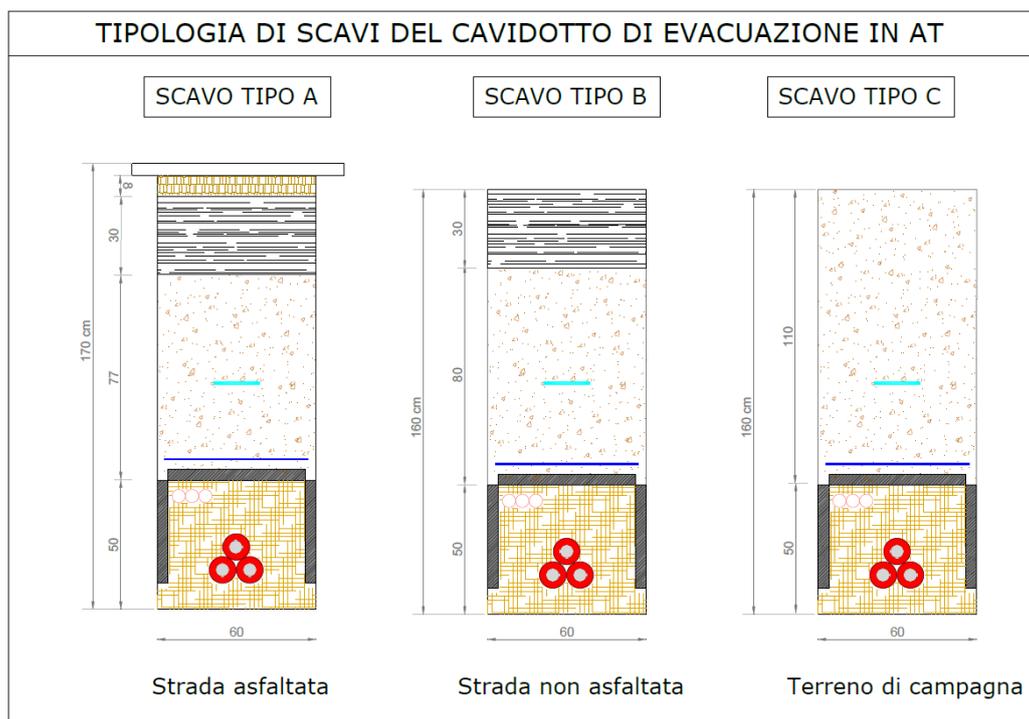


Figura 21: Sezioni tipiche di scavo e di posa per il cavo in AT a 132 kV

7.3.6. STAZIONE ELETTRICA DI SMISTAMENTO - 132 KV

Come indicato nella Soluzione Tecnica Minima Generale di Terna SpA, è necessario realizzare una SE di smistamento a 132 kV e le relative opere di connessione alle linee aeree esistenti. La nuova SE di Smistamento-132 kV verrà realizzata all' interno del territorio comunale di Camerino (MC), in località "Arcofiato", sulla Particella 49 del Foglio 63 del comune di Camerino. Per maggiori dettagli si rimanda agli elaborati grafici delle opere di rete allegati al seguente progetto e nello specifico alle relazioni: "FLS-CLD-LAT-LR01- Relazione tecnica illustrativa elettrodotti 132 kV" e "FLS-CLD-LAT-GR01-Relazione tecnica generale", che descrive la planimetria elettromeccanica della nuova SE di smistamento.

8. IMPIANTO DI ACCUMULO O BESS

L'impianto di accumulo verrà realizzato in un'area all' interno del comune di Camerino (MC), adiacente la stazione elettrica di trasformazione MT/AT (SU), a cui verrà connessa in MT e con la quale condividerà lo stallo di trasformazione MT/AT 30/132 kV con l'impianto eolico in progetto.

8.1. DESCRIZIONE DEL SISTEMA DI ACCUMULO O BESS

Il sistema di accumulo in oggetto impiegherà celle elettrochimiche assemblate in moduli e racks e posizionati dentro appositi container metallici (Battery Container). Le singole celle sono tra loro elettricamente collegate in serie ed in parallelo per formare moduli di batterie. I moduli, a loro volta, sono collegati in serie ed in parallelo tra loro ed assemblati in appositi armadi in modo tale da conseguire i valori richiesti di potenza, tensione e corrente. Il sistema di accumulo sarà un sistema di tipo "outdoor", adatto ad installazioni all'aperto con grado di protezione IP54 (opzionale IP65) e sarà del tipo con collegamento lato corrente alternata, a monte del contatore di produzione, definito sistema di accumulo lato post produzione.

Il sistema di accumulo BESS previsto in progetto sarà composto dai seguenti elementi principali:

- n°14 Battery Container (BC), ognuno costituito da un banco batterie della potenza nominale di 1.428,6 kW da 5.760,0 MWh, per un'energia massima fornita pari a 80,64 MWh;
- n°7 Cabine di trasformazione-inverter o Power Conversion System (PCS) ciascuna con potenza nominale di circa 3,450 MVA, composta da n.1 inverter, un trasformatore BT/MT 0,8/30, quadri BT ed MT;
- n°1 Auxiliary Container;
- n°1 Cabina di Raccolta Storage (CRS).

Dal punto di vista elettrico, il BESS sarà suddiviso in n.2 sottocampi o gruppi:

- il primo, composto da n.8 BC, che verranno connessi a coppia con la rispettiva PCS e tutte le n.4 unità PCS saranno collegate tra di loro mediante cavidotti interrati in MT a 30 kV opportunamente dimensionati ed infine con la cabina di raccolta storage;
- il secondo, costituito da n.6 BC collegati a coppia con la rispettiva PCS. Tutte le n.3 unità PCS verranno connesse tra di loro attraverso cavidotti interrati in MT a 30 kV opportunamente dimensionati ed infine con la cabina di raccolta storage.

Dalla CRS partirà una linea in cavidotto interrato a 30 kV sulla quale verrà trasportata l'energia elettrica dal sistema di accumulo verso i quadri MT (ubicati nella cabina quadri della SU) in fase di scarica delle batterie e viceversa, dai quadri MT verso l'impianto BESS, in fase di ricarica.

Per un maggiore dettaglio relativo al sistema di accumulo si rimanda alle tavole "FLS-CLD-IE.19 - Planimetria reti elettriche - storage", "FLS-CLD-IE.20 - Schema elettrico unifilare impianto di accumulo" e alla relazione "FLS-CLD-RTS - Relazione tecnica del sistema di accumulo" allegate agli elaborati di progetto.

9. VALUTAZIONE DEI MOVIMENTI TERRA

Per la valutazione dei movimenti terra è stato utilizzato un applicativo di AutoCAD impiegato nella progettazione di opere civili, CIVIL Design. Quest'ultimo consente, in funzione delle caratteristiche plano-altimetriche del terreno, di individuare la soluzione progettuale in grado di minimizzare quanto più possibile i volumi di sterro e riporto ad essa associati.

Per maggiori dettagli si rimanda all'elaborato specialistico FLS-CLD-PPRS-Piano di utilizzo preliminare terre e rocce da scavo.

10. CRONOPROGRAMMA DELLE ATTIVITÀ

La costruzione di un impianto prevede una serie di operazioni tra loro complementari, la cui esecuzione è possibile solo attraverso una perfetta organizzazione del cantiere.

In questo paragrafo verranno descritte la scala delle attività necessarie per la costruzione dell'impianto, la modalità di esecuzione nonché la relativa tempistica.

10.1. SEQUENZA DELLE OPERAZIONI DI REALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO

Le operazioni di realizzazione dell'impianto si svilupperanno nella sequenza di seguito descritta:

- a) Allestimento del cantiere, sondaggi geognostici e prove in sito;
- b) Realizzazione della viabilità di servizio e di collegamento alle piazzole degli aerogeneratori;
- c) Adeguamento e allargamento della viabilità esistente per consentire il transito degli automezzi adibiti al trasporto delle componenti e delle attrezzature per il montaggio;
- d) Realizzazione delle piazzole di servizio per l'installazione degli aerogeneratori, delle rampe di accesso e relative opere annesse;
- e) Realizzazione dello scavo di fondazione, preparazione dell'armatura del plinto e getto di conglomerato cementizio previa formazione dei conci di ancoraggio delle torri;
- f) Realizzazione dei cavidotti interrati per la posa dei cavi elettrici, da ubicare in adiacenza alla viabilità di servizio ed esecuzione delle connessioni elettriche per l'entrata in funzione delle macchine;
- g) Attività di trasporto, scarico e montaggio delle singole componenti degli aerogeneratori;
- h) Esecuzione dei lavori civili per la realizzazione del sistema di accumulo e della stazione di trasformazione utente MT/AT;
- i) Montaggio e cablaggio di tutte le macchine nonché la connessione alla linea RTN;
- j) Realizzazione delle opere di ripristino dello stato dei luoghi e delle mitigazioni, prove di avviamento e collaudo.

10.2. MODALITÀ DI ESECUZIONE

In primo luogo, i lavori da eseguire prevedranno la realizzazione della viabilità di accesso all'area d'impianto così come la realizzazione della linea elettrica interrata. Simultaneamente, saranno avviati i lavori per la costruzione della viabilità di servizio, delle piazzole e delle fondazioni delle torri di sostegno. Una volta finalizzati, seguirà la fase di installazione degli aerogeneratori con il trasporto sul sito delle componenti dei singoli aerogeneratori e l'assemblaggio delle stesse.

La durata prevista per la realizzazione della piazzola e del plinto di fondazione per ogni aerogeneratore sarà di circa 20 giorni in cui si susseguiranno in ordine le seguenti attività: scavo, sistemazione della messa a terra, posizionamento e preparazione delle armature, getto, preparazione della piazzola, montaggio delle componenti e sistemazione interna elettrica ed elettronica.

Il trasporto e l'assemblaggio delle componenti dei 12 aerogeneratori di progetto si protrarrà per un periodo di circa 7 mesi in cui le operazioni quali il montaggio del tronco di base della torre, il montaggio dei tronchi successivi, il posizionamento della navicella e del generatore sulla torre, l'installazione a terra delle tre pale sul mozzo e il montaggio del rotore alla navicella avverranno.

Nel dettaglio, i primi tre mesi saranno dedicati alla redazione del progetto esecutivo al termine del quale avranno inizio i lavori di realizzazione dell'impianto eolico per una durata totale di circa 14 mesi.

Contemporaneamente all'allestimento del cantiere e per sei mesi saranno adeguate le strade sterrate esistenti, realizzate le nuove strade e le piazzole.

Dal quinto mese, e per un periodo di sei mesi, si svolgeranno le operazioni per la realizzazione dei cavidotti in MT e AT mediante lo scavo, la posa e ripristini.

Dal sesto mese, e per un periodo di sei mesi, si eseguiranno gli interventi di realizzazione delle fondazioni.

Il trasporto ed assemblaggio delle componenti avranno luogo a partire dall'undicesimo mese per sette mesi.

Le attività di realizzazione delle cabine, del sistema di accumulo e delle stazioni in termini sia di opere civili che elettriche inizieranno il quinto mese avranno una durata di otto mesi.

Infine, nell'ultimo mese verranno eseguite le operazioni di ripristino, avviamento e collaudo.

10.3. CRONOPROGRAMMA DEI LAVORI

La tabella seguente riporta lo sviluppo delle attività di realizzazione dell’impianto eolico e la relativa tempistica, i cui dettagli sono forniti nella relazione “FLS-CLD-CR-Cronoprogramma” tra gli allegati progettuali.

CRONOPROGRAMMA DEL PARCO EOLICO "ENERGIA CALDAROLA"																	
Descrizione attività	Mese 1	Mese 2	Mese 3	Mese 4	Mese 5	Mese 6	Mese 7	Mese 8	Mese 9	Mese 10	Mese 11	Mese 12	Mese 13	Mese 14	Mese 15	Mese 16	Mese 17
Redazione progetto esecutivo																	
Assegnazione dei lavori																	
Allestimento cantiere																	
Realizzazione ed adeguamento strade, realizzazione piazzole																	
Realizzazione delle fondazioni																	
Realizzazione cavidotti MT ed AT e ripristino																	
Realizzazione sottostazione elettrica di utenza e BESS (opere civili ed elettriche)																	
Trasporto e montaggio componenti aerogeneratori																	
Opere RTN																	
Dismissione cantiere, ripristini ambientali e collaudi																	

Tabella 3: Cronoprogramma

11. ATTIVITÀ DI GESTIONE E MONITORAGGIO

L’attività di gestione e monitoraggio dell’impianto sarà condotta da un team di persone specializzate nella conduzione di questa tipologia di impianti. A tal proposito, si evidenzia che l’impianto eolico sarà provvisto di un sistema di monitoraggio e controllo in grado di fornire le informazioni per il corretto esercizio dell’impianto nell’arco delle 24 ore. Esso consentirà l’analisi dei dati riguardanti le prestazioni dell’impianto con il massimo grado di accuratezza.

Sistemi del tipo SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) ossia sistemi di controllo, supervisione ed acquisizione dati verranno impiegati. I dati, una volta acquisiti, saranno gestiti da un server centrale. In aggiunta all’utilizzo di sistemi SCADA e di autodiagnosi si prevede il ricorso ad un sistema di telecontrollo volto a garantire tempi di consegna rapidi, il monitoraggio e le condizioni impiantistiche, l’emissione di report gestionali, il rilevamento di anomalie, ecc.

Tutte le apparecchiature, durante la fase di esercizio dell’impianto, saranno sottoposte a ciclo di manutenzione con interventi periodici (manutenzione ordinaria) e specifici (manutenzione straordinaria). Un intervento tipico di manutenzione ordinaria prevedrà attività quali ingrassaggio, check meccanico, check elettrico e sostituzione di eventuali parti di usura.

In questo modo, la manutenzione consentirà di limitare il numero e i tempi dei guasti, prevenire anomalie derivanti dal naturale deterioramento degli organi delle macchine e fornire informazioni sulle cause e sugli effetti dei guasti.

La manutenzione verrà eseguita sui seguenti elementi: gli aerogeneratori, il sistema elettrico, e la viabilità. Per quanto riguarda le attività di manutenzione ordinaria, esse coinvolgeranno principalmente le parti elettromeccaniche ed elettriche. Al contrario, la manutenzione straordinaria interesserà componenti quali generatori/moltiplicatori, sottosistemi meccanici ed oleodinamici, elettronica di potenza e pale.

La viabilità interna e di accesso al parco dovrà anch'essa essere preservata. Una manutenzione ordinaria, durante tutto l'anno, finalizzata a lavori di drenaggio, di consolidamento e di sgombero neve dovrà essere svolta. All'occorrenza, ad essa, una manutenzione straordinaria dovrà essere integrata.

Al termine della vita utile dell'impianto (tra i 25 e i 30 anni), la dismissione, consistente nell'asportazione degli aerogeneratori, l'interramento della fondazione in calcestruzzo armato dell'aerogeneratore e il ripristino ambientale del sito sarà avviata.

12. RICADUTE SOCIALI E OCCUPAZIONALI DELL'INTERVENTO

La fase di realizzazione dell'impianto eolico comporterà la maggior parte delle ricadute occupazionali sul territorio. Nel dettaglio, le attività principali riguarderanno:

- opere civili per la realizzazione di scavi, plinti di fondazione in c.a., strade di servizio, sistema di accumulo (BESS), locali tecnici all'interno della SU (fornitura e trasporto di cls, realizzazione di armature in ferro, movimentazione terra, ecc.);
- opere elettromeccaniche per la realizzazione dell'impianto all'interno del parco eolico e per la connessione elettrica alla rete AT;
- costruzione in officina ed installazione in cantiere delle torri tubolari;
- trasporto e movimentazione delle componenti dell'impianto.

Per la gestione di tali attività si valuterà l'impiego di imprese locali, previa verifica delle capacità tecnico-organizzative.

A tal proposito, si prevede per l'impianto in progetto l'utilizzo di personale addetto per la fase di cantiere corrispondente a circa 86 unità. In fase di esercizio, la gestione e manutenzione dell'impianto sarà condotta da un numero di almeno 12 risorse a tempo pieno del fornitore. Infine, per quanto riguarda la fase di dismissione dell'impianto, è stato stimato un numero di circa 58 addetti. Il numero totale di addetti impiegati è pertanto pari ad almeno 156 unità.

Secondo quanto riportato all'interno dell'Allegato 2, comma 2, lettera h) del D.M. 10-9-2010 relativamente alle misure di compensazione ambientale e territoriale, si stima un corrispettivo economico equivalente al 3 % dei proventi derivanti dalla valorizzazione dell'energia elettrica prodotta annualmente dall'impianto. Pertanto, considerando una produzione netta stimata di 157.981,01 MWh/anno e presumendo un prezzo dell'energia elettrica pari a 50,00 Euro/MWh, si ottiene un beneficio economico annuo corrispondente a circa 236.971,52 Euro e di conseguenza, un valore complessivo in venticinque anni pari a 5.924.287,88 Euro da investire in progetti definiti in accordo con le comunità locali. Un risvolto economico diretto sul territorio sarà rappresentato dal pagamento dei diritti di superficie ai proprietari dei terreni nell'area

d'intervento, dai benefici derivanti dal pagamento delle eventuali imposte municipali su immobili, dall'impiego di tecnici per la gestione dell'impianto e dal coinvolgimento delle imprese locali nella gestione tecnica dell'impianto.

L'impiego di risorse locali così come i compensi monetari derivanti dalla realizzazione di interventi nel territorio sopra descritti produrrà delle ricadute positive anche dal punto di vista sociale. A tal riguardo risulta interessante uno studio congiunto elaborato da ANEV e UIL, a seguito della sottoscrizione nel 2008 di un protocollo di Intesa, rinnovato nel 2010, 2012 e nel 2014.

L'obiettivo di tale studio è delineare uno scenario sul panorama occupazionale relativo al settore dell'eolico attraverso un'elaborazione approfondita del reale potenziale occupazionale, verificando a fondo gli aspetti della crescita prevista del comparto industriale, delle società di sviluppo e di quelle di servizi.

L'analisi del dato conclusivo relativo al potenziale eolico, trasposto in termini occupazionali dall'ANEV rispetto ai criteri utilizzati genericamente in letteratura, indica un potenziale occupazionale al 2030 in caso di realizzazione dei 19.300 MW previsti di 67.200 posti di lavoro complessivi, di cui un terzo rappresentato da occupati diretti e due terzi da occupati dell'indotto. L'applicazione della metodologia ANEV e UIL stima ad oggi circa 16.000 unità di lavoratori nel settore eolico in Italia; lo stesso valore è stato ottenuto con un'altra metodologia elaborata da Deloitte per conto di Wind Europe, confermando l'accuratezza della stima.

Infine, diverse proposte per opere di mitigazione e compensazione mirate alla valorizzazione e riqualificazione ambientale, presentate in maniera qualitativa nell'elaborato "FLS-CLD-POC-Proposte per le opere di compensazione", contribuiranno altresì ad un incremento dell'attività economica ed occupazionale così come ad un eventuale potenziamento dei flussi turistici nella zona.

13. DISMISSIONE DELL'IMPIANTO A FINE VITA

Al termine della vita utile dell'impianto si dovrà procedere alla dismissione dello stesso e al ripristino del sito in condizioni analoghe allo stato originario. A tale riguardo, il proponente fornirà garanzia della effettiva dismissione e del ripristino dello stato dei luoghi con polizza fideiussoria. La dismissione dell'impianto da attivarsi a fine vita utile della produzione, riguarderà:

- la rimozione dell'aerogeneratore, in ogni sua parte e conferimento del materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore;
- la rimozione del plinto di fondazione fino alla profondità di 1,00 m dal piano di campagna;

- il disassemblaggio, riciclaggio e smaltimento dei materiali costituenti il sistema di accumulo o BESS in conformità alle leggi nazionali, europee ed internazionali vigenti;
- la rimozione completa degli apparati elettrici e meccanici della sottostazione, conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uso deputati dalla normativa di settore;
- il ripristino dello stato preesistente dei luoghi mediante la rimozione delle opere, il rimodellamento del terreno allo stato originario ed il ripristino della vegetazione, avendo cura di ripristinare la coltura vegetale assicurando il ricarica secondo le indicazioni delle normative vigenti; rimuovere i tratti stradali della viabilità di servizio rimuovendo la fondazione stradale; utilizzare per i ripristini della vegetazione essenze erbacee, arbustive ed arboree autoctone di ecotipi locali di provenienza regionale.

Infine, si evidenzia che non si prevedrà la dismissione civile della stazione utente e del cavidotto in AT in quanto utilizzabile come opera di connessione per progetti di altri utenti, essendo la stazione condivisa con altri operatori. Per un approfondimento si rimanda all'elaborato "FLS-CLD-PDR-Piano di dismissione e ripristino" allegato al progetto.