

PROPONENTE:

REPOWER
L'energia che ti serve.

PROGETTAZIONE:



Hydro Engineering s.s.
di Damiano e Mariano Galbo
via Rossotti, 39
91011 Alcamo (TP) Italy



N°COMMESSA:
1454

IMPIANTO EOLICO "CRAVAREZZA"
REGIONE LIGURIA – PROVINCIA DI SAVONA
COMUNI DI CALICE LIGURE (PARCO EOLICO), MALLARE (PARCO EOLICO CAVIDOTTI E SSEU)
ORCO FEGLINO E ALTARE (CAVIDOTTI)

PROGETTO DEFINITIVO

ELABORATO: Relazione Tecnica Descrittiva

CODICE ELABORATO

1454_R2

NOME FILE:

1454_R2_Relazione tecnica descrittiva.doc

1	01/2024	2° Emissione	MG	VF	EG
0	11/2021	1° Emissione	MG	VF	EG
REV.	DATA	DESCRIZIONE REVISIONE	REDATTO	VERIFICA	APPROVATO

CARTIGLIO REV.00
DI LEGGE

COPYRIGHT REPOWER RENEWABILE S.p.a. TUTTI I DIRITTI SONO RISERVATI A NORMA

1.	PREMESSA	3
2.	DESCRIZIONE DELL'OPERA	5
2.1.	RIFERIMENTI CARTOGRAFICI.....	5
2.2.	DESCRIZIONE GENERALE	10
3.	L'IMPIANTO EOLICO.....	11
3.1.	GENERALITA'	11
3.2.	LAYOUT IMPIANTO.....	12
3.3.	AEROGENERATORI.....	14
3.4.	POTENZA INSTALLATA E PRODUCIBILITÀ	17
4.	INFRASTRUTTURE ED OPERE CIVILI.....	18
4.1.	FONDAZIONI AEROGENERATORI	18
4.2.	PIAZZOLE AEROGENERATORI	19
4.3.	STRADE DI ACCESSO E VIABILITÀ DI SERVIZIO	20
4.4.	INQUADRAMENTO GEOLOGICO E MODELLO GEOTECNICO.....	24
4.5.	RILEVATI E SOVRASTRUTTURE – BONIFICHE E SOTTOFONDI	28
4.5.1.	RILEVATI ARIDI E SOVRASTRUTTURE PER PIAZZOLE E STRADE	28
4.5.2.	SOVRASTRUTTURE PER PIAZZOLE E STRADE	29
4.5.3.	SISTEMAZIONE DEL PIANO DI POSA.....	30
4.5.4.	PAVIMENTAZIONE CON MATERIALE ARIDO	32
5.	DISMISSIONE IMPIANTO ESISTENTE.....	33
6.	OPERE DI INGEGNERIA AMBIENTALE	34
7.	OPERE IDRAULICHE	38
8.	CAVIDOTTI	39
8.1.	GENERALITÀ	39
8.2.	SISTEMA DI POSA CAVI.....	40
8.3.	INTERFERENZE DEI CAVIDOTTI	42
10.	STAZIONE TERNA (SE) RTN 380/132/36 KV "MALLARE".....	53
10.1.	INTRODUZIONE	53
10.2.	PIANTA ELETTROMECCANICA.....	54
10.3.	UBICAZIONE CATASTALE E ACCESSI ALLA STAZIONE	56
10.4.	TERRE E ROCCE DA SCAVO	56
10.5.	RACCORDI AEREI 380 KV	57
10.6.	COMPATIBILITÀ ELETTRROMAGNETICA	58
11.	CROPROGRAMMA.....	60
12.	SPECIFICHE TECNICHE AEROGENERATORI VESTAS V136 HUB=112M HTOT=180 M	61

1. PREMESSA

La società Hydro Engineering s.s. è stata incaricata dalla società Repower Renewable s.p.a. con sede legale in Venezia (VE) via Lavaredo 44/52 cap 30174, di redigere il progetto definitivo dell'impianto eolico denominato "Cravarezza" composto da sette aerogeneratori, ciascuno di potenza nominale pari a 4,30 MW, per una potenza complessiva di 30,1 MW, ubicato nei Comuni di **Calice Ligure** e **Mallare** in Provincia di Savona.

Il modello tipo di aerogeneratore scelto avrà, come detto, potenza nominale di 4,3 MW con altezza al mozzo pari a 112,0 m, diametro rotore pari a 136,0 m e altezza massima al top della pala pari a 180,0 m. Questa tipologia di aerogeneratore corrisponde al modello V136 della Vestas ed è allo stato attuale quello ritenuto più idoneo per il sito di progetto dell'impianto.

L'area interessata dal posizionamento degli aerogeneratori ricade nelle contrade Piano dei Corsi (F01-F02-F03-F04), Bric del Borro (F05) e Bric del Pino (F06) ricadenti nel Comune di Calice Ligure (SV) e Colla del Pino (F07) nel Comune di Mallare (SV).

Oltre che degli aerogeneratori, il progetto si compone delle seguenti opere:

- Elettrodotto a 36 kV, di collegamento tra gli aerogeneratori, l'edificio consegna e la Stazione Terna di trasformazione 380/132/36 KV ed ubicato nei Comuni di Calice Ligure (SV), Mallare (SV), Orco Feglino (SV) e Altare (SV);
- Edificio Consegna ed BESS (ubicata nel Comune di Mallare (SV);
- Stazione Terna di trasformazione 380/132/36 KV, ubicata nel Comune di Mallare (SV);

Nell'area di impianto sono presenti tre aerogeneratori di proprietà del comune di Calice Ligure, storicamente denominati E1-E2-E3 così localizzate:

Nome aerogeneratore	Coordinata E [WGS84]	Coordinata N [WGS84]	Tipologia turbina
E1	442205	4899595	Nordex N50 – 800kW
E2	442300	4899725	Vestas V52-850kW
E3	442400	4899800	Vestas V52-850kW

Il progetto prevede che detti aerogeneratori vengano dismessi prima della messa in funzione dei nuovi sette aerogeneratori costituenti il parco eolico Cravarezza.

Il seguente documento si propone di fornire una descrizione generale completa del progetto definitivo volto al rilascio da parte delle Autorità competenti, delle autorizzazioni e concessioni necessarie alla sua realizzazione.

2. DESCRIZIONE DELL'OPERA

2.1. RIFERIMENTI CARTOGRAFICI

Di seguito cartografie e fogli di mappa catastali interessati dalle opere:

- CTR: Fogli 228120 Calice Ligure e 228160 Mallare
- IGM : Quadro 228.1 e 228.2
- **Fogli di mappa catastali parco eolico e cavidotti**
 - Calice Ligure Fg.6-3-7
 - Mallare Fg. 25-29-32
 - Orco Feglino Fg.1
 - Rialto Fg.2-9
- **Fogli di mappa per solo cavidotti**
 - Orco Feglino Fg.1-2
 - Mallare Fg.32-30-31-28-22-15-10-6-5
 - Altare Fg. 12-10
- **Fogli di mappa catastali per Stazione**
 - Mallare Fg.5

Di seguito le coordinate assolute nel sistema UTM WGS84 degli aerogeneratori (con precisione +/- 5 metri):

WTG	COORDINATE PIANE UTM-WGS84 32N		Riferimenti Catastali		
	E	N	Comune	Foglio	Particella
F01	441998	4899654	Calice Ligure	6	10
F02	442470	4899700	Calice Ligure	6	12
F03	442537	4900169	Calice Ligure	6	9
F04	442797	4900499	Calice Ligure	3	29
F05	442961	4900953	Calice Ligure	3	12
F06	442571	4901492	Calice Ligure	3	12
F07	442170	4902024	Mallare	25	27

Tab. 1 Coordinate aerogeneratori nel sistema

RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA

REALIZZAZIONE IMPIANTO EOLICO "CRAVAREZZA"

COMUNI DI CALICE LIGURE MALLARE ORCO FEGLINO E ALTARE (SV)

PROGETTO DEFINITIVO

REPOWER
L'energia che ti serve.

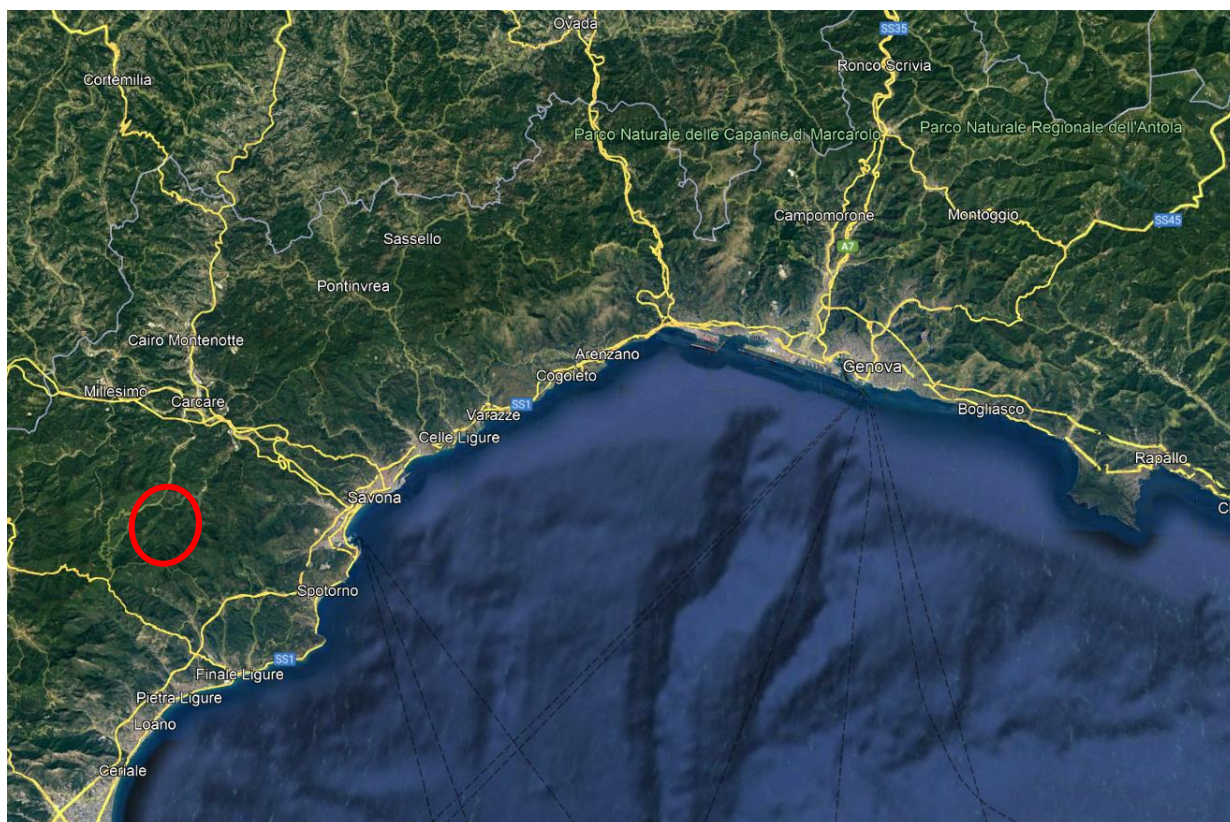


Fig.1 - Ubicazione area di impianto da satellite

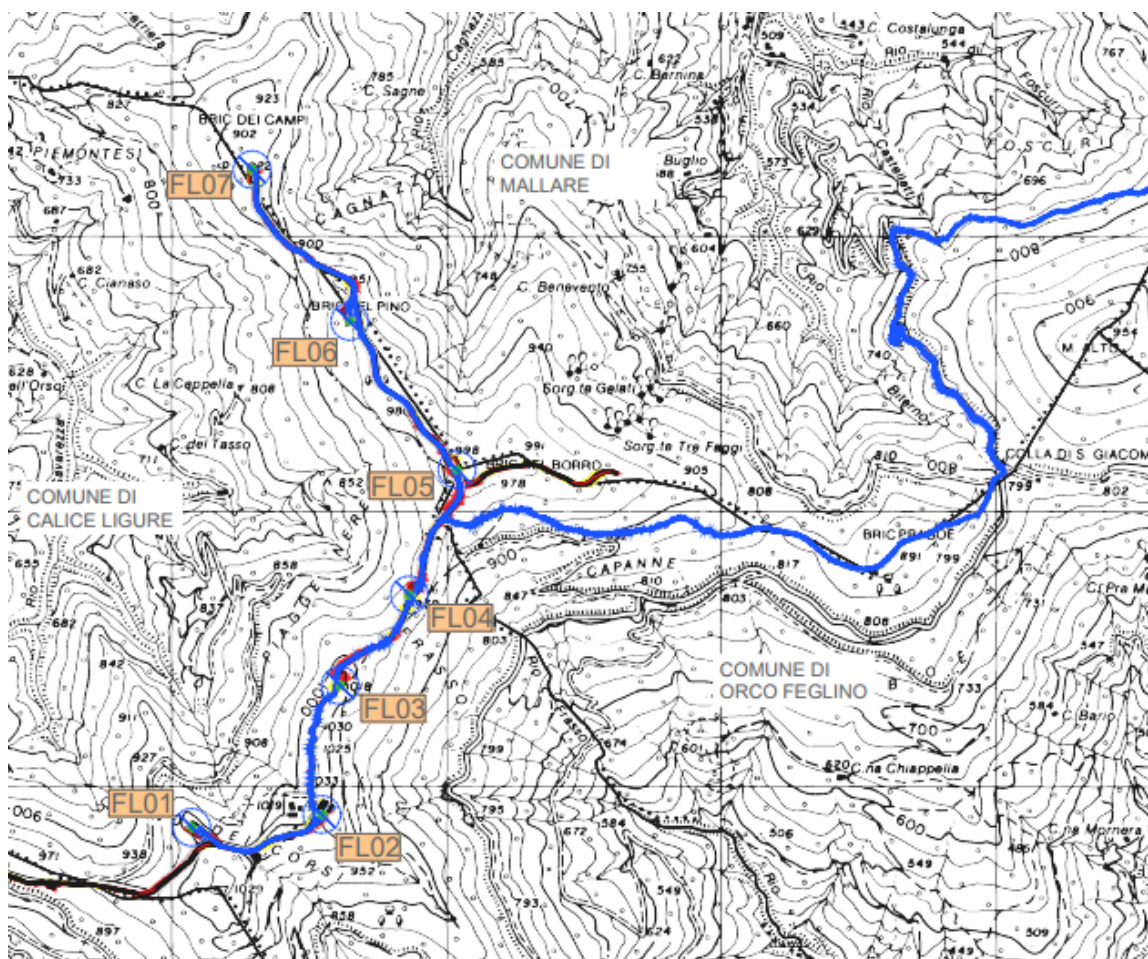


Fig. 2.1 Inquadramento aerogeneratori su IGM 1:25.000

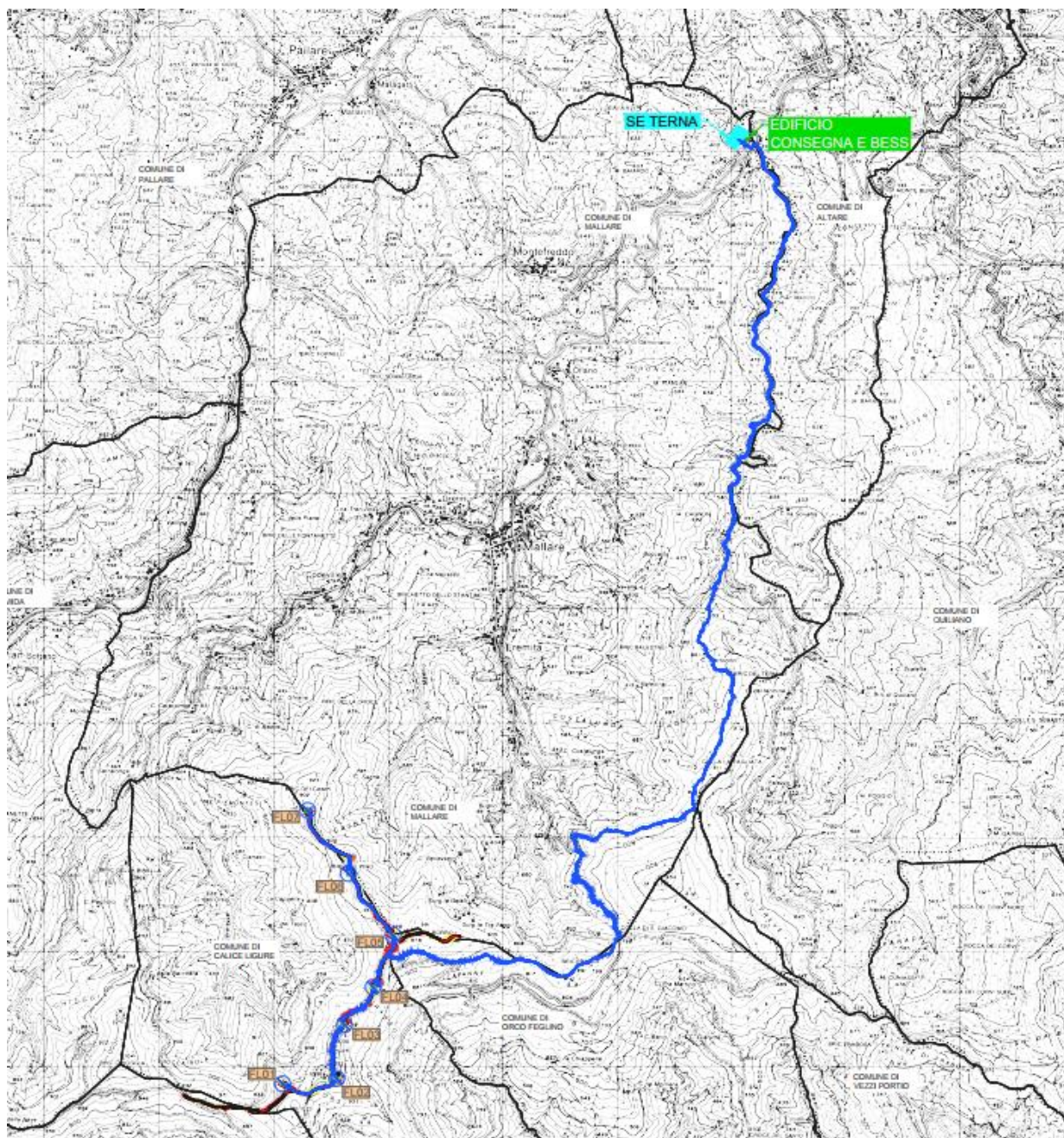


Fig. 2.2 Inquadramento impianto su IGM 1:25.000

RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA

REALIZZAZIONE IMPIANTO EOLICO "CRAVAREZZA"

COMUNI DI CALICE LIGURE MALLARE ORCO FEGLINO E ALTARE (SV)

PROGETTO DEFINITIVO

REPOWER
L'energia che ti serve.

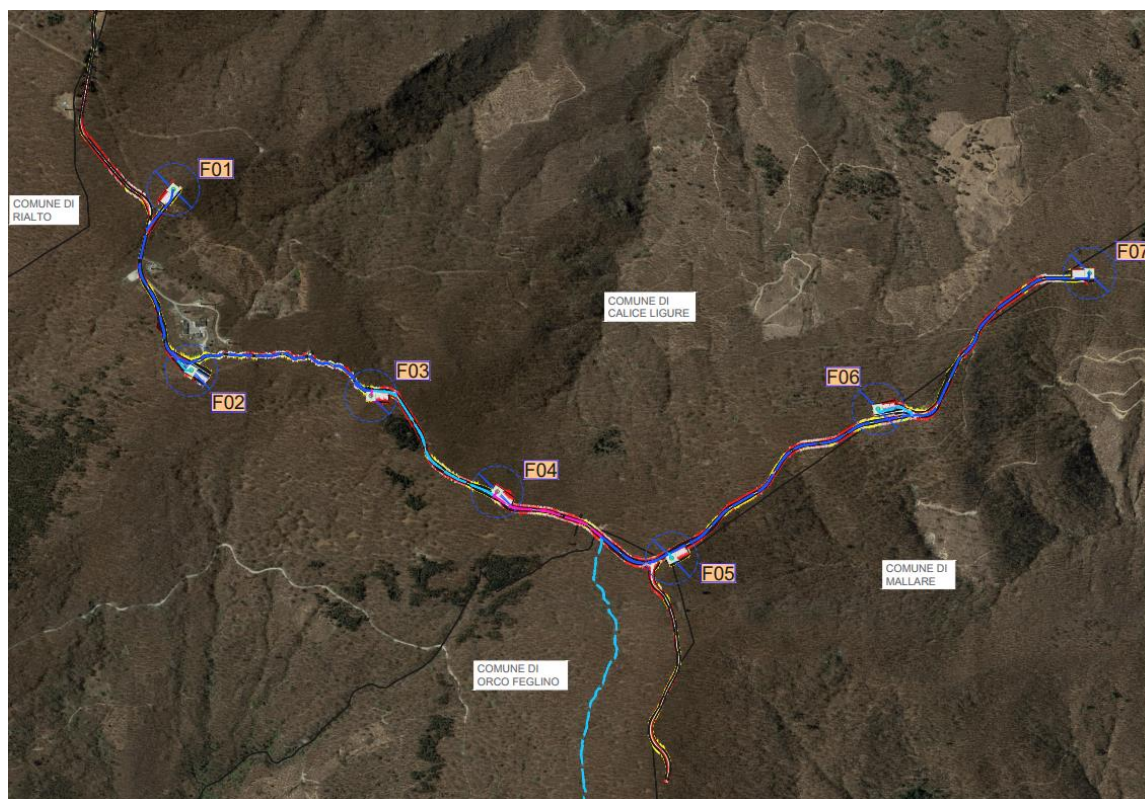


Fig.3 Inquadramento impianto su ortofoto

2.2. DESCRIZIONE GENERALE

L'impianto eolico si sviluppa su circa 5434 m di strade di cui 2723 m sono strade esistenti da adeguare.

L'aerogeneratore scelto è il V136 di Vestas ed è in grado di sviluppare ciascuno 4,30 MW di potenza massima. Essi avranno un'altezza del mozzo pari a 112,00 m e raggio del rotore pari a 136,0 m. L'altezza dell'aerogeneratore misurata dal piano di imposta sarà, pertanto, pari a 180,00 m. Le fondazioni saranno presumibilmente di tipo indiretto composte come segue:

- pali di fondazione di diametro non inferiore a 1,00 m, di profondità e numero da definire nella successiva fase di progettazione esecutiva;
- plinto di fondazione interamente interrato le cui dimensioni esemplificativamente (le dimensioni finali si potranno avere solo nella successiva fase di progettazione esecutiva) saranno: forma tronco conica di diametro massimo 21,4 m e con altezza variabile da 1,60 m a 2,40 m. All'interno del plinto è annegato un elemento in acciaio denominato anchor cage, cui collegare la prima sezione del sostegno di cui al punto successivo.

I cavi di potenza saranno interrati lungo le seguenti strade:

- Strada vicinale Crocevia,
- Strada Vicinale di Monte Alto,
- Strada Vicinale Termine Bocchetta,
- Strada per Martorino,
- Strada Vicinale Altare Tagliate,
- S.P. 5.

Il modello tipo di aerogeneratore scelto avrà, come detto, potenza nominale di 4,3 MW con altezza al mozzo pari a 112,0 m, diametro rotore pari a 136,0 m e altezza massima al top della pala pari a 180,0 m. Questa tipologia di aerogeneratore corrisponde al modello **V136 della Vestas** ed è allo stato attuale quello ritenuto più idoneo per il sito di progetto dell'impianto.

3. L'IMPIANTO EOLICO

3.1. GENERALITA'

L'impianto eolico è composto da aerogeneratori indipendenti, opportunamente disposti e collegati in relazione alla disposizione dell'impianto, dotati di generatori asincroni trifasi. Ogni generatore è topograficamente, strutturalmente ed elettricamente indipendente dagli altri anche dal punto di vista delle funzioni di controllo e protezione.

Gli aerogeneratori sono collegati fra loro e a loro volta si connettono alla sottostazione tramite un cavidotto interrato. Nella stessa sottostazione sarà ubicato il sistema di monitoraggio, comando, misura e supervisione (MCM) dell'impianto eolico che consente di valutare in remoto il funzionamento complessivo e le prestazioni dell'impianto ai fini della sua gestione.

Diversamente dall'attuale impianto, non saranno necessarie cabine elettriche prefabbricate a base torre, in quanto le apparecchiature saranno direttamente installate all'interno della navicella della torre di sostegno dell'aerogeneratore. Questo comporterà un minore impatto dell'impianto con il paesaggio circostante.

All'interno della torre saranno installati:

- *l'arrivo cavo BT (690 V) dal generatore eolico al trasformatore,*
- *il trasformatore 36 kV-BT (0,69/36),*
- *il sistema di rifasamento del trasformatore,*
- *la cella (36 kV) di arrivo linea e di protezione del trasformatore,*
- *il quadro di BT (690 V) di alimentazione dei servizi ausiliari,*
- *quadro di controllo locale.*

L'impianto Eolico sarà costituito da n° 7 aerogeneratori, ciascuno di potenza massima da 4,30 MW, corrispondenti ad una potenza installata massima di 30.10 MW.

Per la sua realizzazione sono quindi da prevedersi le seguenti opere ed infrastrutture:

- opere civili: comprendenti l'esecuzione dei plinti di fondazione delle macchine eoliche, la realizzazione delle piazzole degli aerogeneratori, l'adeguamento/ampliamento della rete viaria esistente nel sito e la realizzazione della viabilità di servizio interna all'impianto;
- opere impiantistiche: comprendenti l'installazione degli aerogeneratori e l'esecuzione dei collegamenti elettrici in cavidotti interrati tra i singoli aerogeneratori, tra gli aerogeneratori e la sottostazione di consegna esistente.

Tutte le opere in conglomerato cementizio armato e quelle a struttura metallica sono state progettate e saranno realizzate secondo quanto prescritto dalle Norme Tecniche vigenti relative alle leggi sopracitate, così pure gli impianti elettrici

3.2. LAYOUT IMPIANTO

L'impianto eolico è composto da sette aerogeneratori, ubicati, come detto, nei Comuni di Calice Ligure e Mallare in provincia di Savona.

Le postazioni degli aerogeneratori sono costituite da piazzole collegate da una viabilità d'impianto. I dispositivi elettrici di trasformazione BT/36 kV degli aerogeneratori saranno alloggiati all'interno delle Navicelle. Pertanto, non sono previste costruzioni di cabine di macchina.

Gli aerogeneratori sono collocati lungo crinali, ovvero su poggi/altipiani, mantenendo in tal modo inalterato l'equilibrio idrogeologico.

A tal uopo è prevista un'idonea sistemazione idraulica, mediante opere di regimazione delle acque superficiali e meteoriche, al fine di assicurarne il recapito presso gli esistenti impluvi naturali.

Detta sistemazione idraulica interesserà l'intero impianto, sia nelle zone d'installazione delle piazzole, sia nelle zone interessate dalla viabilità di progetto.

La fondazione stradale sarà realizzata con un misto granulometrico stabilizzato, ad effetto auto-agglomerante e permeabile allo stesso tempo.

Nella costruzione delle strade previste in progetto e nella sistemazione delle strade esistenti, non sarà posto in essere alcun artificio che impedisca il libero scambio tra suolo e sottosuolo. Eventuali interventi di consolidamento per la realizzazione delle piste di progetto saranno tali da non influenzare il regime delle acque sotterranee.

Le immagini che seguono mostrano la collocazione degli aerogeneratori sui crinali di progetto (posizionamento e dimensioni delle macchine sono coerenti con la realtà):

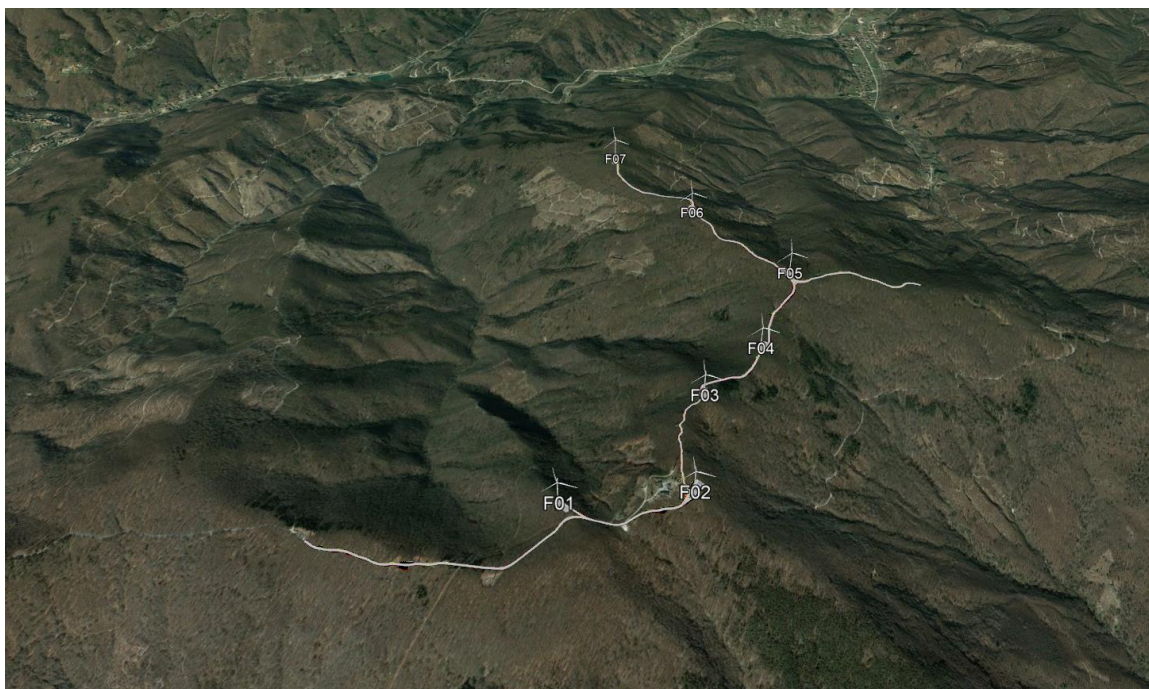


Fig.4 vista da SUD verso NORD

RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA

REALIZZAZIONE IMPIANTO EOLICO "CRAVAREZZA"
COMUNI DI CALICE LIGURE MALLARE ORCO FEGLINO E ALTARE (SV)
PROGETTO DEFINITIVO

REPOWER
L'energia che ti serve.



Fig.5 Vista da EST verso OVEST



Fig.5 Vista da OVEST verso EST

3.3. AEROGENERATORI

L'aerogeneratore è una macchina che sfrutta l'energia cinetica posseduta del vento, per la produzione di energia elettrica, descritta nell'elaborato "Tipico aerogeneratore (*prospetto, profilo e pianta in scale opportune del modello di aerogeneratore previsto*)" 1454_G20_R0.

Sul mercato esistono diverse tipologie di aerogeneratori, ad asse orizzontale e verticale, con rotore mono, bi o tripala, posto sopra o sottovento. Il tipo di aerogeneratore previsto per l'impianto in oggetto è un aerogeneratore ad asse orizzontale con rotore tripala e una potenza massima di 4,300 MW, le cui caratteristiche principali sono di seguito riportate:

- **rotore tripala a passo variabile**, di diametro massimo 136,00 m, posto sopravento al sostegno, in resina epossidica rinforzata con fibra di vetro, con mozzo rigido in acciaio;
- **navicella in carpenteria metallica** con carenatura in vetroresina e lamiera, in cui sono collocati il generatore elettrico e le apparecchiature idrauliche ed elettriche di comando e controllo;
- **sostegno tubolare troncoconico in acciaio**, avente altezza fino all'asse del rotore al massimo pari a 112,00 m.

Questa tipologia di aerogeneratore corrisponde al modello **V136 della Vestas** ed è allo stato attuale quello ritenuto più idoneo per il sito di progetto dell'impianto.

I tronchi di torre sono realizzati da lastre in acciaio laminate, saldate per formare una struttura tubolare troncoconica.

Si tratta di aerogeneratori di tipologia già impiegata estensamente in altri parchi italiani/UE, che consentono il miglior sfruttamento della risorsa vento e che presentano garanzie specifiche dal punto di vista della sicurezza (così come si dimostrerà in vari altri documenti: piano di produzione, studio di gittata etc.);

La turbina è equipaggiata, in accordo alle disposizioni dell'ENAC (Ente Nazionale per l'Aviazione Civile), con un sistema di segnalazione notturna per la segnalazione aerea.

La segnalazione notturna consiste nell'utilizzo di una luce rossa da installare sull'estradosso della navicella dell'aerogeneratore.

Le turbine di inizio e fine tratto avranno una segnalazione diurna consistente nella verniciatura della parte estrema della pala con tre bande di colore rosso ciascuna di 6 m per un totale di 18 m.

La navicella è dotata di un sistema antincendio, che consiste di rilevatori di fumo e CO, i quali rivelano gli incendi e attivano un sistema di spegnimento ad acqua atomizzata ad alta pressione nel caso di incendi dei componenti meccanici e a gas inerte (azoto) nel caso di incendi dei componenti elettrici (cabine elettriche e trasformatore). In aggiunta a ciò, il rivestimento della navicella contiene

materiali autoestinguenti.

L'aerogeneratore è dotato di un completo sistema antifulmine, in grado di proteggere da danni diretti ed indiretti sia alla struttura (interna ed esterna) che alle persone. Il fulmine viene "catturato" per mezzo di un sistema di conduttori integrati nelle pale del rotore, disposti ogni 5 metri per tutta la lunghezza della pala. Da questi, la corrente del fulmine è incanalata attraverso un sistema di conduttori a bassa impedenza fino al sistema di messa a terra. La corrente di un eventuale fulmine è scaricata dal rotore e dalla navicella alla torre tramite collettori ad anelli e scaricatori di sovratensioni. La corrente del fulmine è infine scaricata a terra tramite un dispersore di terra. I dispositivi antifulmine previsti sono conformi agli standard della più elevata classe di protezione (Classe I), secondo lo standard internazionale IEC 61024-1.

Generalmente, una moderna turbina eolica entra in funzione a velocità del vento di circa 3-5 m/s e raggiunge la sua potenza nominale a velocità di circa 10-14 m/s. A velocità del vento superiori, il sistema di controllo del passo inizia a funzionare in maniera da limitare la potenza della macchina e da prevenire sovraccarichi al generatore ed agli altri componenti elettromeccanici. A velocità di circa 22-25 m/s il sistema di controllo orienta le pale in maniera tale da mandare il stallo il rotore e da evitare forti sollecitazioni e danni meccanici e strutturali. L'obiettivo è quello di far funzionare il rotore con il massimo rendimento possibile con velocità del vento comprese tra quella di avviamento e quella nominale, di mantenere costante la potenza nominale all'albero di trasmissione quando la velocità del vento aumenta e di bloccare la macchina in caso di venti estremi. Il moderno sistema di controllo del passo degli aerogeneratori permette di ruotare singolarmente le pale intorno al loro asse principale; questo sistema, in combinazione con i generatori a velocità variabile, ha portato ad un significativo miglioramento del funzionamento e del rendimento degli aerogeneratori.

La frenatura è effettuata regolando l'inclinazione delle pale del rotore ad un angolo di 91°. Ciascuno dei tre dispositivi di regolazione dell'angolo delle pale del rotore è completamente indipendente. In caso di un guasto del sistema di alimentazione, i motori a corrente continua sono alimentati da accumulatori che ruotano con il rotore. L'impiego di motori a corrente continua permette, in caso di emergenza, la connessione in continua degli accumulatori, senza necessità di impiego di inverter. Ciò costituisce un importante fattore di sicurezza, se confrontato coi sistemi pitch, progettati in corrente alternata. La torsione di una sola pala è sufficiente per portare la turbina in un range di velocità nel quale la turbina non può subire danni. Ciò costituisce un triplice sistema ridondante di sicurezza. Nel caso in cui uno dei sistemi primari di sicurezza si guasti, si attiva un disco meccanico di frenatura che arresta il rotore congiuntamente al sistema di registrazione della pala.

I sistemi frenanti sono progettati per una funzione "fail-safe"; ciò significa che, se un qualunque componente del sistema frenante non funziona correttamente o è guasto, immediatamente l'aerogeneratore si porta in condizioni di sicurezza.

Gli aerogeneratori hanno una vita utile di circa 30 anni, al termine dei quali è necessario provvedere

al loro smantellamento ed eventualmente alla loro sostituzione con nuovi aerogeneratori.

La fase di decommissioning avverrà con modalità analoghe a quanto descritto per la fase di installazione.

Le componenti elettriche (trasformatore, quadri elettrici, ecc) verranno quindi smaltite, in accordo con la direttiva europea (WEEE - Waste of Electrical and Electronic Equipment); le parti in metallo (acciaio e rame) e in plastica rinforzata (GPR) potranno invece essere riciclate.

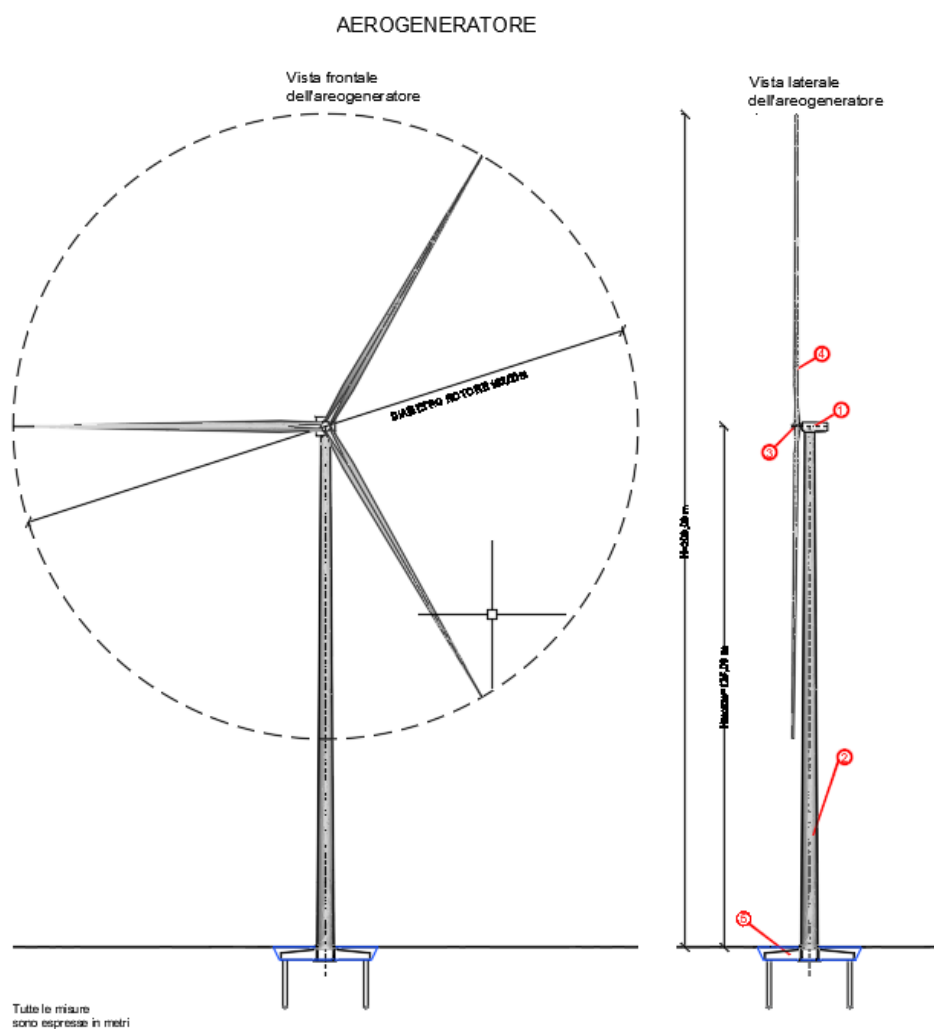


Fig.4.1 e 4.2 Schema tipo aerogeneratore avente altezza al mozzo pari a 112,0 m. e diametro rotore di 136,0 m per un'altezza complessiva di 180,0 m

3.4. POTENZA INSTALLATA E PRODUCIBILITÀ

Il proponente ha una buona conoscenza del vento presente in sito in quanto visionato i dati Scada registrati dalle turbine V52 denominate E2 ed E3 e ha provveduto ad effettuare una misura del vento con torre strumentata con anemometri a 40-60-80 m nel periodo luglio 2015-agosto 2018. Pertanto, la produzione netta attesa di energia da fonte eolica rinnovabile è pari a 67,88 GWh/anno.

A tal proposito va ricordato che sulla base del documento ISPRA del 2018 intitolato Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra e altri gas nel settore elettrico (dati al 2016), si individua il seguente parametro riferito all'emissione di CO₂: 0,516 tCO₂/MWh.

Quindi realizzare l'impianto significa evitare la produzione di $67.88 \times 0,516 = 35.02$ tCO₂.

4. INFRASTRUTTURE ED OPERE CIVILI

4.1. FONDAZIONI AEROGENERATORI

Nella attuale fase di progettazione definitiva, si eseguiranno dei calcoli basati sullo studio geologico 1454_R21_Relazione geologica_R0.

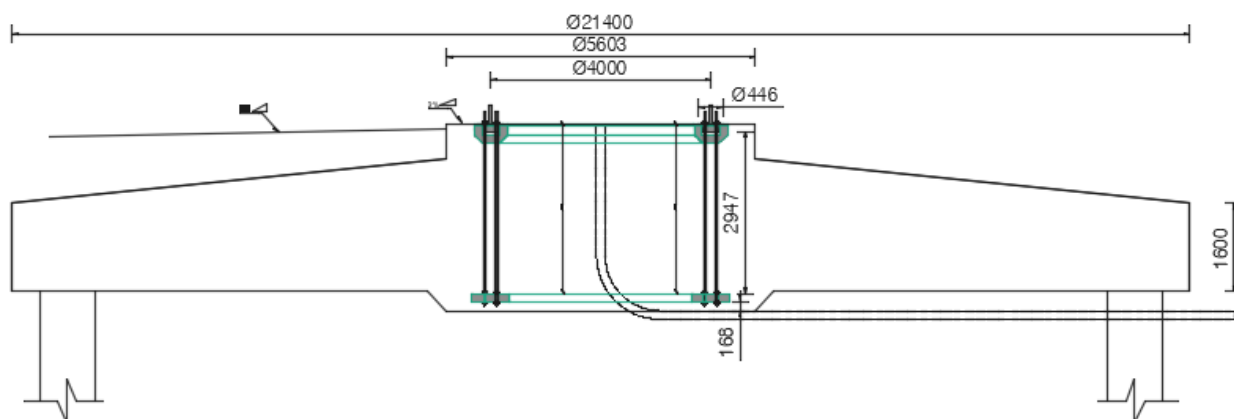
L'analisi dei terreni e il predimensionamento delle fondazioni (cfr relazione di calcolo preliminare delle strutture 1454_R5_Relazione e calcoli preliminari delle strutture R0 e relazione geotecnica/sismica 1454_R4_Relazione geotecnica e sismica R0 suggeriscono l'adozione di una fondazione su pali.

Durante la fase di progettazione esecutiva a seguito di indagini geologiche più approfondite saranno valutate eventuali alternative alle fondazioni indirette.

Come risulta dal calcolo di pre-dimensionamento, la fondazione indiretta proposta sarà costituita da un plinto circolare, di diametro 21,40 m e spessore variabile su pali di adeguata lunghezza. All'interno del plinto di fondazione sarà annegata una gabbia di ancoraggio metallica cilindrica dotata di una piastra superiore di ripartizione dei carichi ed una piastra inferiore di ancoraggio. Entrambe le piastre sono dotate di due serie concentriche fori che consentiranno il passaggio di barre filettate ad alta resistenza di diametro 36 mm, che, tramite dadi, garantiscono il corretto collegamento delle due piastre.

A tergo dei lati del manufatto dovrà essere realizzato uno strato di drenaggio dello spessore di 60 cm, munito di tubazione di drenaggio forata per l'allontanamento delle acque dalla fondazione. Nella fondazione, oltre al sistema di ancoraggio della torre, saranno posizionate le tubazioni passacavo in PVC corrugato, nonché gli idonei collegamenti alla rete di terra.

Il dimensionamento finale delle fondazioni sarà effettuato sulla base dei parametri geotecnici derivanti dalle prove in sito e di laboratorio su campioni indisturbati prelevati nel corso di appositi sondaggi in fase di progettazione esecutiva.



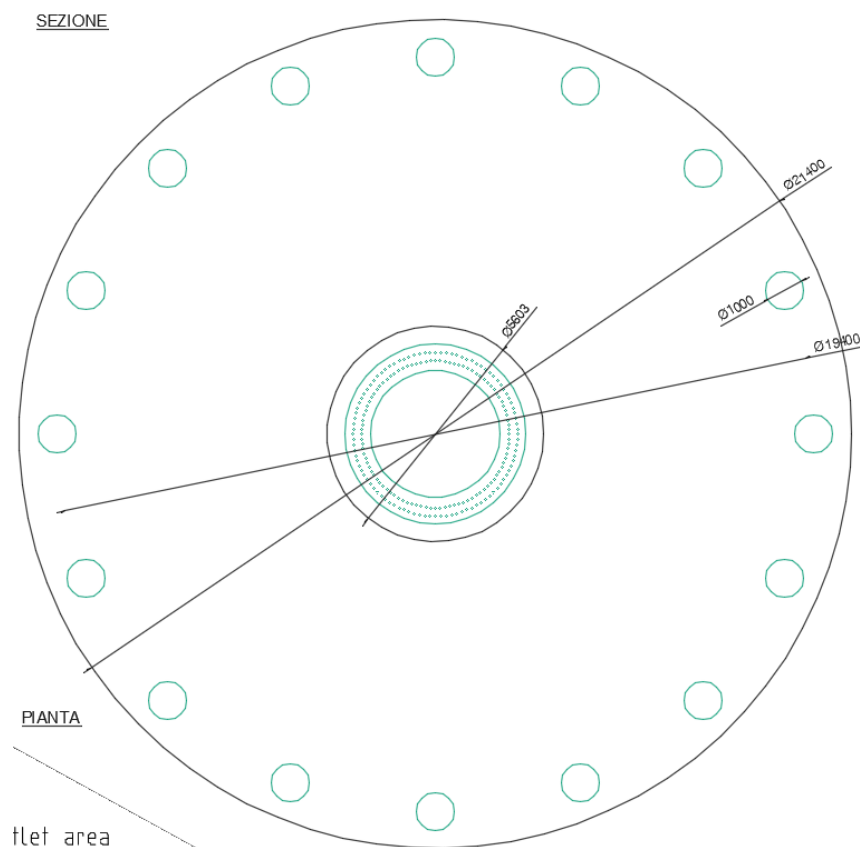


Fig.5 Tipologia della fondazione su pali prevista

4.2. PIAZZOLE AEROGENERATORI

La fondazione sarà intestata su un terreno di sedime avente idonee caratteristiche geotecniche; essa avrà una superficie in pianta dell'ordine di 500,00 m², dove troveranno collocazione i dispersori di terra e le vie cavi interrati.

Le piazzole di montaggio saranno predisposte per montaggio just in time ed avranno le seguenti dimensioni: 36 (m) x 26.50 (m). Saranno altresì realizzate piazzole ausiliari per il montaggio del braccio gru tralicciata 18 (m) x 7 (m)

Le piazzole di montaggio saranno realizzate previo scotico superficiale, la spianatura, il riporto di materiale vagliato e la compattazione dell'intera superficie.

A montaggio ultimato, l'area attorno alle macchine (piazzola aerogeneratore) sarà mantenuta piana e sgombra da piantumazioni allo scopo di consentire le operazioni di controllo e/o manutenzione delle macchine.

Le altre aree eccedenti la piazzola definitiva e quelle utilizzate temporaneamente per le attività di cantiere saranno ripristinate come ante operam, prevedendo il riporto di terreno vegetale per favorire la crescita di vegetazione spontanea.

4.3. STRADE DI ACCESSO E VIABILITÀ DI SERVIZIO

All'interno del parco è presente una rete di viabilità esistente. Essa, opportunamente modificata sarà utilizzata per accedere ad ognuna delle piattaforme degli aerogeneratori, sia durante la fase di esecuzione delle opere che nella successiva manutenzione del parco eolico e costituiranno peraltro spesso una utile viabilità aperta a tutti per la fruizione del territorio. Nella definizione del layout dell'impianto è stata sfruttata la viabilità esistente onde contenere gli interventi. La viabilità del parco serve tutti gli aerogeneratori ed è costituita dagli assi viari le cui caratteristiche dimensionali sono riportati nella tabella seguente.

Nome asse		L tot (m)	L strada esistente (m)	L strada nuova (m)	Pend. Max.
Accesso 1		1470	1140	330	16,9%
asse F01		124	0	124	0,5%
asse F02		111	0	111	10,8%
Coll F02-F03 (viabilità di servizio)		507	507	0	28,0%
asse F03		355	355	0	18,0%
asse F04		344	344	0	16,3%
asse F05		620	80	540	18,0%
Coll F05-F07		370	120	250	18,0%
asse F06_1		120	0	120	10,3%
asse F06_2		96	0	96	6,4%
asse F07		695	0	695	18,0%
Accesso 2		622	177	475	18,0%
%		100,00%	50 %	50 %	

Tab2- Tabella con individuazioni degli assi stradali e relative lunghezze

Complessivamente la lunghezza della viabilità del parco eolico è pari a 5434 m di cui 2723 m, pari al 50%, riguardano modifiche a viabilità esistente mentre 2741 m pari al 50 % riguardano nuove viabilità; dunque, nel complesso per realizzare 30,10 MW circa di impianto occorrerà realizzare appena 2741 m di nuove strade sterrate.

Le nuove strade sterrate, ove possibile, saranno realizzate in modo tale da interessare marginalmente i fondi agricoli; essi avranno lunghezze e pendenze delle livellette tali da seguire, per quanto possibile, la morfologia propria del terreno evitando eccessive opere di scavo o riporto.

La costruzione delle strade ed il rinnovo di quelle esistenti non sono solo a vantaggio del parco eolico

ma permette anche un migliore accesso a chi le utilizza per l'agricoltura e per la pastorizia, nonché per i mezzi antincendio, fondamentali in una zona arida ed a volte soggetta a incendi specie nel periodo estivo. La progettazione della viabilità è stata condotta secondo le specifiche tecniche tipiche dei maggiori fornitori di aerogeneratori con dimensioni e pesi compatibili.

In particolare, le specifiche principali di carattere generale sono di seguito riportate:

Viabilità	
Larghezza carreggiata per $R > R_{min}$	5,00 m
Pendenza trasversale	2% a schiena d'asino
Raggio planimetrico minimo (R_{min})	120 m
Allargamenti per $R < R_{min}$	Caso per caso con simulazione mezzo
Pendenza max livelletta (rettifilo)	18%
Pendenza max livelletta (curva con $R < 120m$)	10%
Pendenza livelletta con traino	>12%
Raccordo verticale minimo convesso	250 m
Raccordo verticale minimo concavo	250 m
Pendenza max livelletta per stazionamento camion	2%
Piazzole	
Dimensioni standard per piazzola intermedia	Per montaggio just in time ed aventi le seguenti dimensioni: 36.00(m) x 26.50(m) a servizio di tutti gli aerogeneratori
Pendenze max longitudinali	0,50 %

Tab 3 -Specifiche principali di viabilità e piazzole

La progettazione stradale della viabilità di parco è stata effettuata sulla base di apposito rilievo topografico.

Durante la costruzione del parco eolico sarà necessario utilizzare un'area logistica avente superficie disponibile di circa 600-800mq. Detta area serve per posizionare i container uffici, i servizi igienici, il parcheggio di alcune macchine operatrici di cantiere, il deposito dei container contenenti i componenti minori delle WTG, quali cavi, quadri elettrici, bullonerie ecc. La dimensione effettiva dell'area logistica verrà definita dal fornitore delle turbine in fase post-autorizzativa, in quanto

dipende dalla gestione operativa del cantiere, utilizzando le aree già disponibili in sito (piazzole delle esistenti WTG, parcheggio limitrofo all'esistente turbina "E1", il piazzale dell'ex base Nato)".

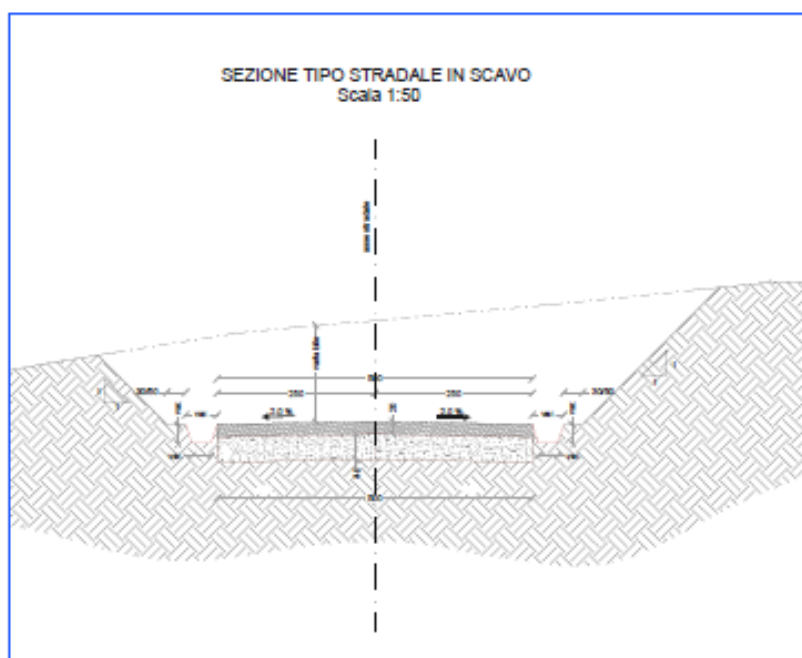


Fig.6 Sezione tipo stradale in scavo

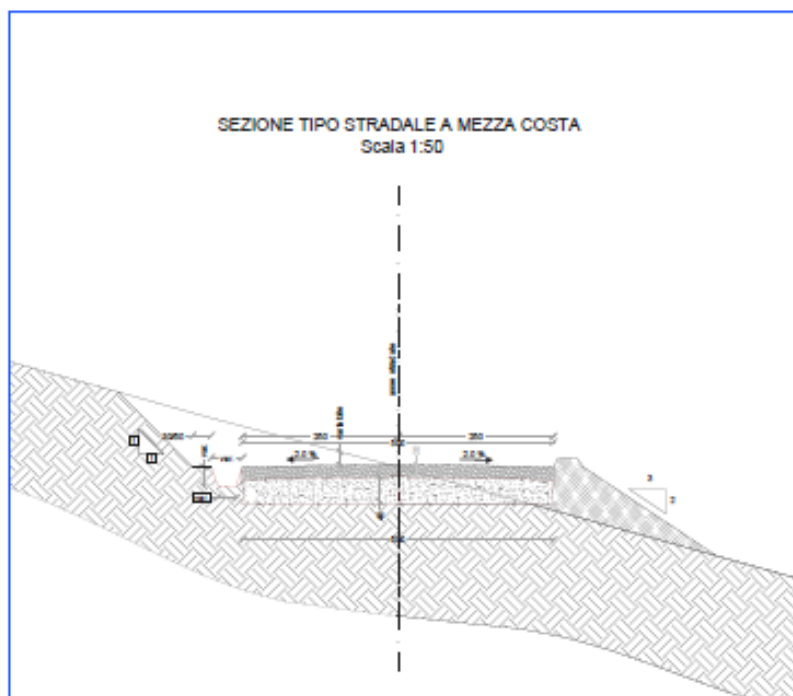


Fig.7 Sezione tipo stradale a mezza costa

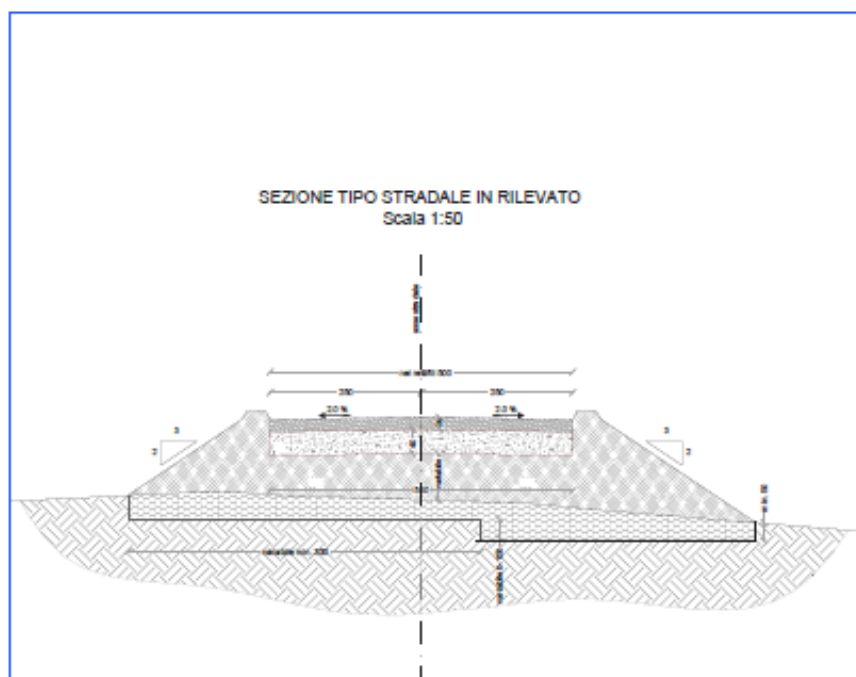


Fig.8 Sezione tipo stradale in rilevato

4.4. INQUADRAMENTO GEOLOGICO E MODELLO GEOTECNICO

Tratto dallo studio geologico:

“L'intero assetto geologico e stratigrafico delle aree interessate dalle turbine deve essere ricondotto alla presenza del cosiddetto Tegumento Permo-Carbonifero cioè a quell'insieme di terreni che si interpongono tra il basamento cristallino e le rocce sedimentarie della copertura mesozoica e che costituisce la porzione di gran lunga più estesa degli attuali affioramenti di pertinenza brianzonese ligure. Si tratta di terreni di età compresa tra il Carbonifero superiore ed il Permiano superiore di origine in gran parte vulcanica ed in parte sedimentaria continentale.

L'intero ciclo vulcanico, a carattere calcacalino, è stato interpretato come dovuto a fusioni principalmente di settori di crosta continentale conseguenti ad importanti ispessimenti crostali realizzati durante l'evento ercinico.

Le rocce presenti nelle zone oggetto di intervento sono riconducibili alla formazione vulcanica nota come Porfiroidi del Melogno. Si tratta della principale manifestazione dell'intero ciclo vulcanico che caratterizza la messa in posto del Tegumento. L'episodio, associato ad una tettonica fragile tardiva della fase asturiana, porta ad imponenti effusioni (valutato in $5 \times 10^3 \text{ Km}^3$ nel solo settore brianzonese ligure) a carattere eminentemente ignimbrico e composizione da riolitica a riodacitica con subordinati prodotti lavici da riodacitici a dacitici.

Nella stratigrafia di queste vulcaniti sono state distinte varie litozone relativamente omogenee e che si succedono con sufficiente regolarità nell'intero areale brianzonese ligure: queste litozone possono corrispondere a successive fasi evolutive dell'attività vulcanica [1] [2] [3] [4] [5] [6].

In particolare, come analisi petrografia pregresse di dettaglio hanno evidenziato, le rocce analizzate ed appartenenti a carote estratte durante sondaggi eseguiti in zona, appartengono alla Litozona C.

Si tratta di metaignimbriti, ovvero di termini metariolitici calcacalini che si presentano talvolta in ammassi con tessiture a fiamma, localmente preponderanti; più spesso risultano privi di tessiture primarie riconoscibili. Questi litotipi, molto scistosi, derivano probabilmente da prodotti piroclastici e in qualche caso presentano indizi di rimaneggiamento sedimentario.

Di particolare interesse risulta l'analisi petrografia microscopica effettuata sulle 3 principali fasi deformative alpine (S1, S2 ed

S3) che fornisce interessanti elementi di valutazione in ordine agli orizzonti di debolezza meccanica presenti nella roccia.

Da un punto di vista strettamente comportamentale ovvero geomeccanico i litotipi presenti sono infatti caratterizzati da una evidente scistosità e da fenomeni di fratturazione che tendono a disarticolare completamente l'ammasso predisponendolo quindi a fenomeni anche molto spinti di alterazione.

Il substrato roccioso che risulta spesso affiorante è quasi costantemente associato ad una fascia di alterazione sommitale (cappellaccio di alterazione) caratterizzato da potenze localmente variabili e da un passaggio sfumato verso i termini

più competenti dell'ammasso stesso. In questo orizzonte è possibile riconoscere la struttura originaria della roccia madre, sebbene il materiale per caratteristiche meccaniche possa essere sostanzialmente assimilato ad un vero e proprio suolo. Da rilevamenti di superficie ed in sintonia con tutti i dati riferibili alle campagne geognostiche pregresse, si può constatare come le coperture eluvio-colluviali siano poco significative, se non addirittura assenti e, comunque caratterizzate da materiale sabbioso- limoso di scarsa plasticità proveniente dall'alterazione chimico-fisica della roccia del substrato."

Il modello geologico-stratigrafico di seguito proposto deriva, sia dai rilevamenti diretti di campagna, sia dai risultati delle indagini geognostiche eseguite a Pian dei Corsi nel corso del progetto esecutivo per la messa in opera degli attuali aerogeneratori.

Nello specifico fra la fine del 2003 e l'inizio del 2004 si eseguirono n. 2 sondaggi diretti a carotaggio continuo ed una campagna geofisica (profili sismici a rifrazione onde p), oltre ad una serie di prove di laboratorio. In particolare, queste ultime sono consistite in prove di compressione monoassiale (strumentate e non) su campioni di roccia prelevati a diverse profondità nel corso della campagna di sondaggi meccanici;

- prove LPT (Load Point Test) su campioni di roccia prelevati a diverse profondità nel corso della campagna di sondaggi meccanici;
- granulometria, proprietà indici e Limiti di Atterberg, prove di taglio diretto, prove triassiali UU su campioni semi-indisturbati relativi alla coltre detritica.

In considerazione della significativa omogeneità litotecnica che contraddistingue l'intera porzione di dorsale tirrenico-padana che da Pian dei Corsi interessata l'intero sviluppo del proponendo progetto, risulta del tutto ragionevole utilizzare i risultati emersi dalla citata campagna geognostica del 2003-2004 per definire il modello geologico-stratigrafico di riferimento ed una prima caratterizzazione geotecnica dei terreni implicati.

Le eventuali verifiche lungo le singole verticali delle turbine saranno oggetto di specifica campagna diagnostica da eseguirsi in fase esecutiva e consentiranno di verificare l'omogeneità e la congruenza con il modello oggi esplicitato. Nella figura seguente è riportata l'ubicazione dei sondaggi (diretti ed indiretti) della citata campagna 2004.

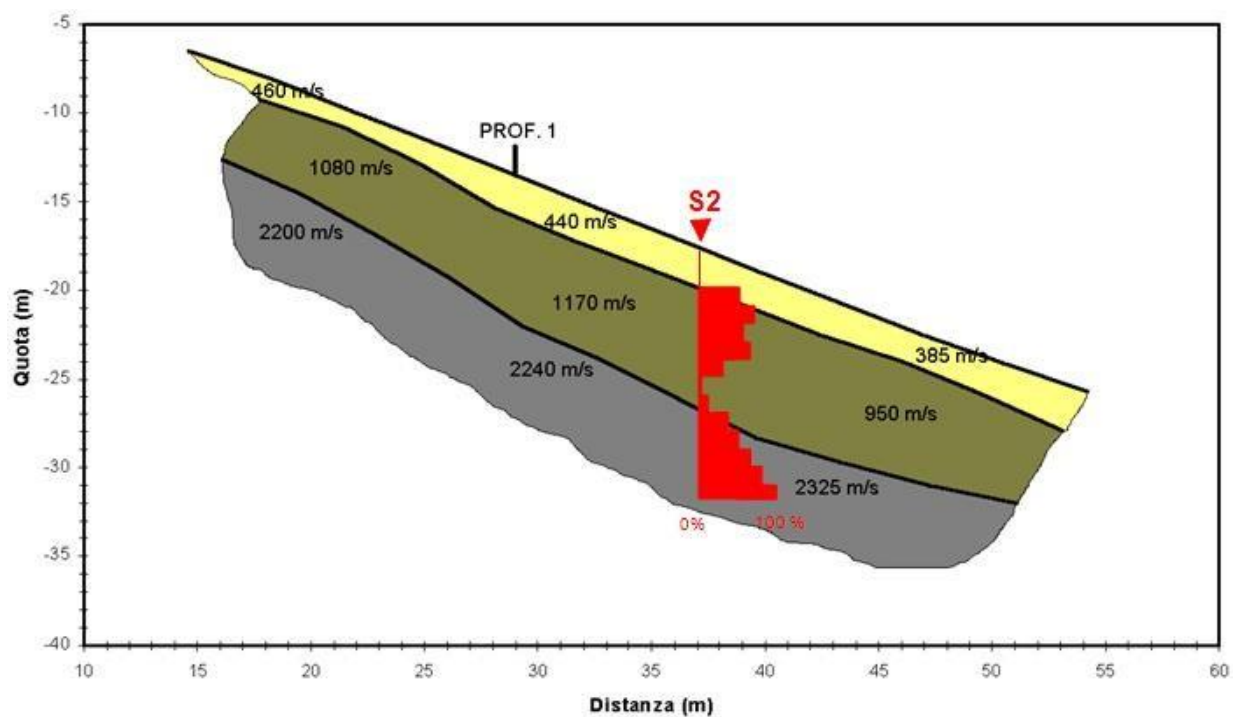
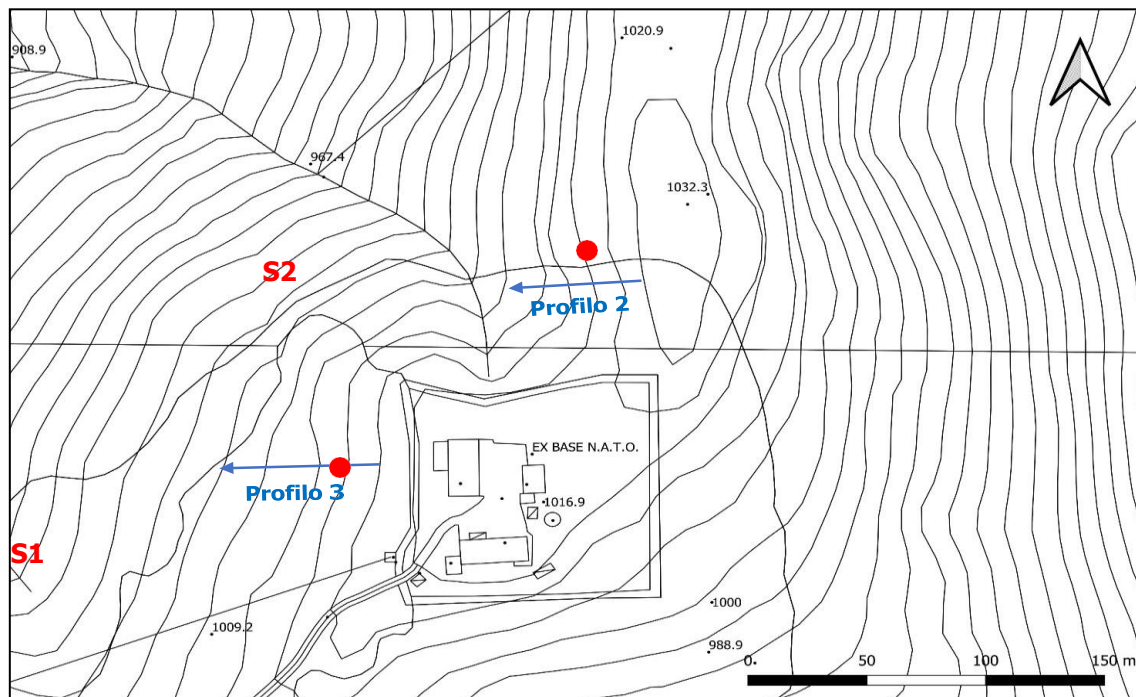
RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA

REALIZZAZIONE IMPIANTO EOLICO "CRAVAREZZA"

COMUNI DI CALICE LIGURE MALLARE ORCO FEGLINO E ALTARE (SV)

PROGETTO DEFINITIVO

REPOWER
L'energia che ti serve.



Profilo sismico a rifrazione 2

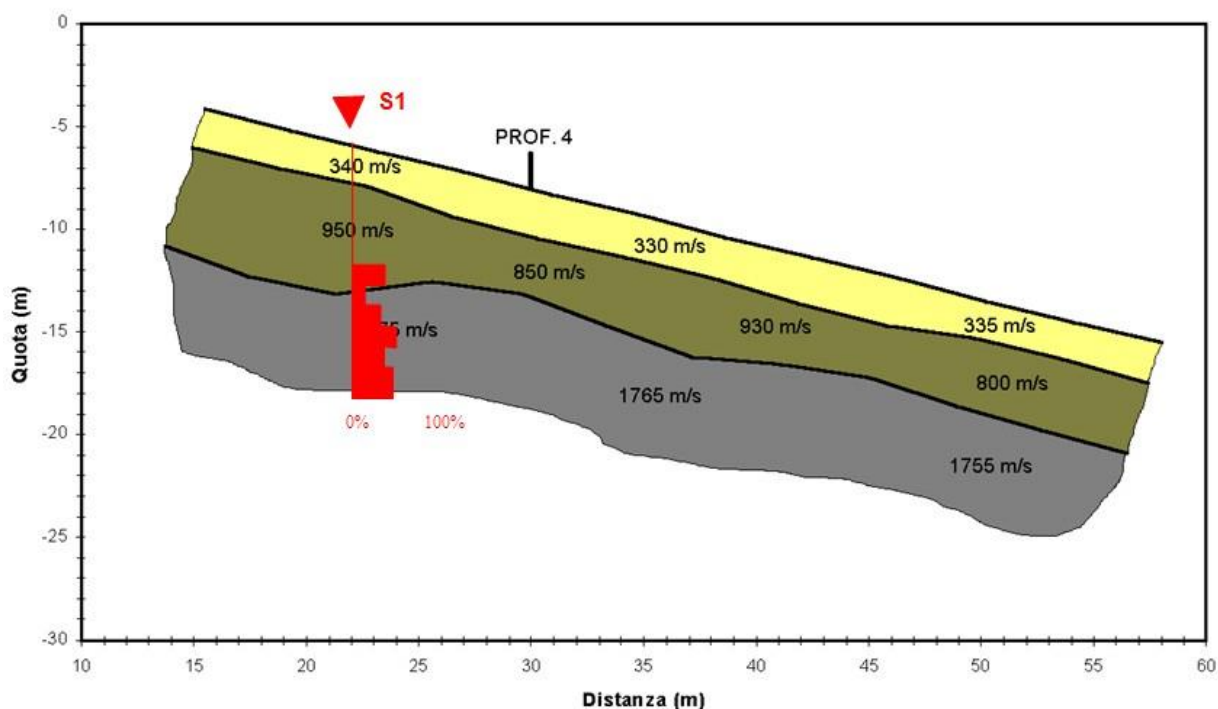
RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA

REALIZZAZIONE IMPIANTO EOLICO "CRAVAREZZA"

COMUNI DI CALICE LIGURE MALLARE ORCO FEGLINO E ALTARE (SV)

PROGETTO DEFINITIVO

REPOWER
L'energia che ti serve.



Sondaggio: **S1**
Località cantiere: **Pian dei Corsi** Comune: **Calice Ligure (SV)**
Quota: circa **1.007 m s.l.m.**
Data inizio lavori: **16.12.2003** Data fine lavori: **18.12.2003**
Comittente: **Comune di Calice Ligure**
Ditta esecutrice: **BORGHI DRILL srl**
Coordinatore sondaggi: **Francesco Cipolla (Studio Cipolla Sebastiani Geologi Associati)**

Scala 1:100	Profondità (m)	Spessore (m)	Stratigrafia	Descrizione	Rivestimento	Carotiere	Corona	SPT (N _{SPT})	RQD (%)				Falda	Campioni	Cassetta
1	0,90	0,90		Terrano di natura prevalentemente vegetale di colore marrone scuro, di tipo sabbioso limoso					20	40	60	80			
2	1,30	0,40		Terrano di natura eolica di tipo sabbioso limoso, poco plastico, connesso ai prodotti di alterazione del top del substrato roccioso				5 - 9 - 16							
3				Capelluccio di alterazione del substrato roccioso; il passaggio verso il substrato s.s. è sfumato; il materiale presenta la struttura originaria della roccia madre, ma è geotecnicamente assimilabile ad un suolo				30 - 25 - 40							
4	1,00	2,30		Substrato roccioso molto fratturato ed alterato, sbriciolato dalla perforazione eseguita a secco con carotiere semplice											
5	5,00	1,00													
6				Substrato roccioso (metagranitoidi di colore grigio verde fortemente scissile) molto fratturato, localmente molto alterato. Tale orizzonte è caratterizzato da numerosi livelli di debolezza che ne condizionano il generale comportamento geomeccanico											
7															
8															
9	8,80	3,80													
10				Substrato roccioso di colore grigio scuro e verde (metagranitoidi) fratturato, caratterizzato da notevoli disturbi strutturali, ma con livelli di alterazione via via meno profondi											
11															
12	12,00	3,20													
13															

RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA

REALIZZAZIONE IMPIANTO EOLICO "CRAVAREZZA"

COMUNI DI CALICE LIGURE MALLARE ORCO FEGLINO E ALTARE (SV)

PROGETTO DEFINITIVO

REPOWER
L'energia che ti serve.

Sondaggio: **S2**
Località cantiere: **Pian dei Corsi** Comune: **Calice Ligure (SV)**
Quota: circa **1.011 m slm**
Data inizio lavori: **18.12.2003** Data fine lavori: **19.12.2003**
Comittente: **Comune di Calice Ligure**
Ditta esecutrice: **BORGHI DRILL srl**
Coordinatore sondaggi: **Francesco Cipolla** (Studio Cipolla Sebastiani Geologi Associati)

Scala 1:100	Profondità (m)	Spessore (m)	Stratigrafia	Descrizione	Rivestimento	Carotiere	Corona	SPT (N _{SPT})	RQD (%)				Falda	Campioni	Cassetta
									20	40	60	80			
1	0.88	0.88		Terreno di natura prevalentemente vegetale misto ad eluvio proveniente dal caprock sottostante di tipo sabbioso limoso		S Ø127	Widia								
2	1.50	0.70		Cappellaccio di alterazione del substrato roccioso; il passaggio verso il substrato s.s. è sfumato		S Ø101									
3	2.20	0.70		Substrato roccioso molto fratturato ed alterato, sbriciolato dalla perforazione eseguita a secco con carotiere semiautomatico											
4				Substrato roccioso di colore grigio scuro e verde (metagabbrioli) fratturato caratterizzato da notevoli disturbi strutturali, ma con limitati livelli di alterazione; localmente vene di quarzo centimetriche											
5															
6	6.20	4.00													
7				Substrato roccioso (metagabbrioli fortemente scistosi) molto fratturato e caratterizzato da una alterazione profonda e pervasiva. Tale orizzonte è caratterizzato da numerosi livelli di debolezza in corrispondenza della marcata scistosità che ne condizionano il generale comportamento geomeccanico. In particolare si segnalano 2 orizzonti di totale alterazione della roccia con presenza di materiale finemente frantumato ed immersi in una matrice fine (orizzonte 6.20-6.30 ed orizzonte 7.00-7.20)		NTZ Ø101	diamante								
8															
9															
10	10.00	3.80													
11	11.00	1.00		Substrato roccioso di colore grigio scuro e verde (metagabbrioli) fratturato, ma con limitati livelli di alterazione; localmente vene di quarzo centimetriche											
12				Substrato roccioso di colore grigio scuro (metagabbrioli) poco fratturato e progressivamente sempre più sano ed integro											
13															
14	13.88	2.88													

4.5. RILEVATI E SOVRASTRUTTURE – BONIFICHE E SOTTOFONDI

Di seguito si riportano le caratteristiche principali dei materiali necessari per la costruzione di strade e piazzole.

4.5.1. Rilevati aridi e soprastrutture per piazzole e strade

L'esecuzione dei corpi di rilevato e delle soprastrutture (ossatura di sottofondo) per strade e per le piazzole di alloggiamento degli aerogeneratori deve avvenire coerentemente ai disegni ed alle prescrizioni di progetto.

È richiesta particolare attenzione nella preliminare "gradonatura" dei piani di posa, nella profilatura esterna dei rilevati e nella conformazione planimetrica delle soprastrutture, specie nelle piazzole.

Ove queste ultime si posano su sottofondo ottenuto mediante scavo di sbancamento, allorché la compattazione del terreno in sito non raggiunge il valore prefissato si deve provvedere alla bonifica del sottofondo stesso mediante sostituzione di materiale, come previsto al successivo punto "Bonifica dei piani di posa".

I materiali da utilizzare per la formazione dei rilevati delle strade e, o delle piazzole dovranno appartenere alle categorie A1, A2.1, A2.2, A2.3, A2.4, A2.5, A3 secondo la classificazione della

norma UNI CNR 10006:2002.

L'esecuzione del rilevato può iniziare solo quando il terreno in sito risulta scoticato, gradonato e costipato con uso di rullo compressore adatto alle caratteristiche del terreno; il costipamento può ritenersi sufficiente quando viene raggiunto il valore di capacità portante corrispondente ad un Modulo di deformazione "Md" di almeno 30 N/mm², da determinarsi mediante prove di carico su piastra, con le modalità riportate nel seguito, e con frequenza di una prova ogni 500 m² di area trattata o frazione di essa.

4.5.2. Sovrastrutture per piazzole e strade

Per la formazione della sovrastruttura per piazzole e strade si deve utilizzare esclusivamente il misto granulare di cava classificato A1 secondo la classificazione della norma UNI CNR 10006:2002.

L'esecuzione della soprastruttura può avvenire solo quando il relativo piano di posa risulta regolarizzato, privo di qualsiasi materiale estraneo, costipato fino ai previsti valori di capacità portante (pari ad un "Md" di almeno 30 N/mm² per piani di sbancamento o bonifica, e pari ad un "Md" di almeno 80 N/mm² per piani ottenuti con rilevato) da determinarsi mediante prove di carico su piastra con la frequenza sopra definita.

Sia nell'esecuzione dei rilevati che delle soprastrutture il materiale deve essere steso a strati di 20-25 cm d'altezza, secondo quanto stabilito nei disegni di progetto, compattati, fino al raggiungimento del 95% della densità AASHO modificata, inclusi tutti i magisteri per portare il materiale all'umidità ottima, tenendo presente che l'ultimo strato costipato consenta il deflusso delle acque meteoriche verso le zone di compluvio, e rifilato secondo progetto.

Il costipamento di ogni strato di materiale deve essere eseguito con adeguato rullo compressore previo eventuale innaffiamento o ventilazione fino all'ottimo di umidità.

Il corpo di materiale può dirsi costipato al raggiungimento del 95% della densità AASHO modificata e comunque quando ai vari livelli viene raggiunto il valore di "Md" pari almeno a quello richiesto, da determinarsi mediante prova di carico su piastra con le modalità di seguito descritte.

Per l'eventuale primo strato della soprastruttura è richiesto un Md di almeno 80 N/mm² mentre per lo strato finale della soprastruttura è richiesto un Md di almeno 100 N/mm².

Il controllo delle compattazioni in genere viene eseguito su ogni strato, mediante una prova di carico su piastra ogni 500 m² di area trattata o frazione di essa, e comunque con almeno n. 4 prove per strato di materiale.

A costipamento avvenuto, se i controlli risultano favorevoli, si dà luogo a procedere allo stendimento ed alla compattazione dello strato successivo.

4.5.3. Sistemazione del piano di posa

Il piano di posa è costituito dall'intera area di appoggio dell'opera in terra ed è rappresentato da un piano ideale al disotto del piano di campagna ad una quota non inferiore a cm 30, che viene raggiunto mediante un opportuno scavo di sbancamento che allontani tutto il terreno vegetale superficiale; lo spessore dello sbancamento dipenderà dalla natura e consistenza dell'ammasso che dovrà rappresentare il sito d'impianto dell'opera.

Qualora, al disotto della coltre vegetale, si rinvenga un ammasso costituito da terreni A1, A3, A2 (secondo la classificazione C.N.R.) sarà sufficiente eseguire la semplice compattazione del piano di posa così che il peso del secco in sito (massa volumica apparente secca nelle unità S.I.) risulti pari al 90% del valore massimo ottenuto in laboratorio nella prova A.A.S.H.T.O. Mod. su un campione del terreno.

Per raggiungere tale grado di addensamento si potrà intervenire, prima dell'operazione di compattazione, modificando l'umidità in sito per modo che questa risulti prossima al valore ottimo rilevabile dalla prova A.A.S.H.T.O. Mod.

Se, invece, tolto il terreno superficiale (50 cm di spessore minimo) l'ammasso risulta costituito da terreni dei gruppi A4, A5, A6, A7 sarà opportuno svolgere una attenta indagine che consenta di proporre la soluzione più idonea alla luce delle risultanze dei rilevamenti geognostici che occorrerà estendere in profondità.

I provvedimenti da prendere possono risultare i seguenti:

- approfondimento dello scavo di sbancamento, fino a profondità non superiori a 1,50 -;- 2,00 m dal piano di campagna, e sostituzione del terreno in sito con materiale granulare A1 (Ala od Alb), A3 od A2, sistemato a strati e compattato così che il peso secco di volume risulti non inferiore al 90% del valore massimo della prova A.A.S.H.T.O. Mod. di laboratorio; si renderà necessario compattare anche il fondo dello scavo mediante rulli a piedi di montone;
- approfondimento dello scavo come sopra indicato completato, dove sono da temere risalite di acque di falda per capillarità, da drenaggi longitudinali con canalette di scolo o tubi drenanti che allontanino le acque raccolte dalla sede stradale;
- sistemazione di fossi di guardia, soprattutto per raccogliere le acque superficiali lato monte, di tombini ed acquedotti in modo che la costruzione della sede stradale non modifichi il regime idrogeologico della zona.

Qualora si rinvenivano strati superficiali di natura torbosa di modesto spessore (non superiore a 2,00 m) è opportuno che l'approfondimento dello scavo risulti tale da eliminare completamente tali strati. Per spessori elevati di terreni torbosi o limo-argillosi fortemente imbibiti d'acqua, che rappresentano ammassi molto compressibili, occorrerà prendere provvedimenti più impegnativi per accelerare l'assestamento (con pali di sabbia o mediante precompressione statica per mezzo di un sovraccarico)

ovvero sostituire l'opera in terra (rilevato) con altra più idonea alla portanza dell'ammasso.

Nei terreni acclivi la sistemazione del piano di posa dovrà essere realizzata a gradoni facendo in modo che la pendenza trasversale dello scavo non superi il 5%; in questo caso risulta sempre necessaria la costruzione lato monte di un fosso di guardia e di un drenaggio longitudinale se si accerta che il livello della falda è superficiale.

Per individuare la natura meccanica dei terreni dell'ammasso si consiglia di eseguire, dapprima, semplici prove di caratterizzazione e di costipamento:

- umidità propria del terreno;
- granulometria;
- limiti ed indici di Atterberg;
- prova di costipamento A.A.S.H.T.O. Mod.

Nei terreni che si giudicano molto compressibili si procederà ad ulteriori accertamenti mediante prove edometriche (su campioni indisturbati) o prove penetrometriche in sito.

Per i terreni granulari di apporto (tipo A1, A3, A2) saranno sufficienti le analisi di caratterizzazione e la prova di costipamento.

I controlli della massa volumica in sito negli strati ricostituiti con materiale granulare idoneo dovranno essere eseguiti ai vari livelli (ciascuno strato non dovrà avere spessore superiore a 30 cm a costipamento avvenuto) ed estesi a tutta la larghezza della fascia interessata.

Ad operazioni di sistemazione ultimate potranno essere ulteriormente controllate la portanza del piano di posa mediante la valutazione del modulo di compressibilità Me , secondo le norme CNR, eventualmente a doppio ciclo:

- per rilevati fino a 4 m di altezza, il campo delle pressioni si farà variare da 0,5 a 1,5 daN/cm²;
- per rilevati da 4 a 10 m, si adotterà il Δp compreso fra 1,5 e 2,5 daN/cm².

In ogni caso dovrà risultare $Me \geq 300$ daN/cm².

Durante le operazioni di costipamento dovrà accertarsi l'umidità propria del materiale; non potrà procedersi alla stesa e perciò dovrà attendersi la naturale deumidificazione se il contenuto d'acqua è elevato; si eseguirà, invece, il costipamento previo innaffiamento se il terreno è secco, in modo da ottenere, in ogni caso, una umidità prossima a quella ottima predeterminata in laboratorio (prova A.A.S.H.T.O. Mod.), la quale dovrà risultare sempre inferiore al limite di ritiro.

Prima dell'esecuzione dell'opera dovrà essere predisposto un tratto sperimentale così da accertare, con il materiale che si intende utilizzare e con le macchine disponibili in cantiere, i risultati che si raggiungono in relazione all'umidità, allo spessore ed al numero dei passaggi dei costipatori.

Durante la costruzione ci si dovrà attenere alle esatte forme e dimensioni indicate nei disegni di progetto, e ciascuno strato dovrà presentare una superficie superiore conforme alla sagoma dell'opera finita.

Le scarpate saranno perfettamente profilate e, ove richiesto, saranno rivestite con uno spessore (circa 20 cm) di terra vegetale per favorire l'inerbimento.

Il volume compreso fra il piano di campagna ed il piano di posa del rilevato (definito come il piano posto 30 cm al disotto del precedente) sarà eseguito con lo stesso materiale con cui si completerà il rilevato stesso.

I piani di posa in corrispondenza di piazzole o sedi stradali ottenuti per sbancamento ed atti a ricevere la soprastruttura, allorché il terreno di imposta non raggiunge nella costipazione il valore di M_d pari a 30 N/mm^2 , o i piani di posa dei plinti di fondazione il cui terreno costituente è ritenuto non idoneo a seguito di una prova di carico su piastra, devono essere oggetti di trattamento di "bonifica", mediante sostituzione di uno strato di terreno con equivalente in misto granulare arido proveniente da cava di prestito.

Detto materiale deve avere granulometria "B" (pezzatura max 30 mm) come risulta dalla norma CNR-UNI 10006 e deve essere steso a strati e compattato con criteri e modalità già definiti al precedente punto "Rilevati aridi e soprastrutture per piazzole e strade".

Nel caso di piazzole e strade, la bonifica può ritenersi accettabile quando a costipamento avvenuto viene raggiunto il valore di capacità portante corrispondente ad un M_d di almeno 30 N/mm^2 , da determinarsi mediante prove di carico su piastra - con le modalità già definite in precedenza - con la frequenza di una prova ogni 500 m² di area bonificata, o frazione di essa.

Nel caso di plinti di fondazione, per l'accettazione della bonifica devono essere raggiunti i valori di capacità portante corrispondenti ad un M_d di almeno 30 N/mm^2 .

Nel caso di substrato in roccia sarà possibile realizzare dopo uno modesto scotico solo lo strato di misto stabilizzato.

4.5.4. Pavimentazione con materiale arido

Di norma il pacchetto stradale avrà uno spessore complessivo di cm 60 e dovrà essere realizzata con materiale classificato come A1.

I primi 30 cm. a contatto con il terreno naturale, saranno realizzati con materiali provenienti dagli scavi, previa classificazione tipo A1 secondo la classificazione UNI 10006 mentre i rimanenti 30 cm saranno realizzati con misto granulometrico, proveniente da cava, tipo A1 avente dimensioni massima degli inerti pari a 30 mm, rullato fino all'ottenimento di un $M_d > 100 \text{ N/mm}^2$.

delle strade sterrate progettate sono state dettate da esigenze derivanti dall'ingombro dei mezzi eccezionali di trasporto dei componenti gli aerogeneratori che, quindi, hanno vincolato sia dal punto di vista altimetrico che planimetrico il tracciamento degli assi e delle piazzole di montaggio.

5. DISMISSIONE IMPIANTO ESISTENTE

Come detto in premessa, nell'area di impianto sono presenti tre aerogeneratori di proprietà del comune di Calice Ligure, storicamente denominati E1-E2-E3 così localizzate:

Nome aerogeneratore	Coordinata E [WGS84]	Coordinata N [WGS84]	Tipologia turbina
E1	442205	4899595	Nordex N50 – 800kW
E2	442300	4899725	Vestas V52-850kW
E3	442400	4899800	Vestas V52-850kW

Il progetto prevede che detti aerogeneratori vengano dismessi prima della messa in funzione dei nuovi sette aerogeneratori costituenti il parco eolico Cravarezza.

Appare importante sottolineare gli aerogeneratori esistenti saranno rimpiazzati da un più moderno tipo di aerogeneratore. In particolare, nell'area ove sono ubicati i tre aerogeneratori esistenti il progetto prevede la collocazione di un nuovo aerogeneratore. L'incremento di efficienza delle turbine previste rispetto a quelle in esercizio porterà ad un ampliamento del tempo di generazione ed un aumento della produzione unitaria media.

Con la dismissione del parco esistente verrà conservata la quota parte di infrastrutture utili al progetto di realizzazione del nuovo parco potenziato, come quasi tutta la viabilità e le opere idrauliche connesse, mentre verranno smantellati: cavidotti; cavi; torri, trasformatori, etc.

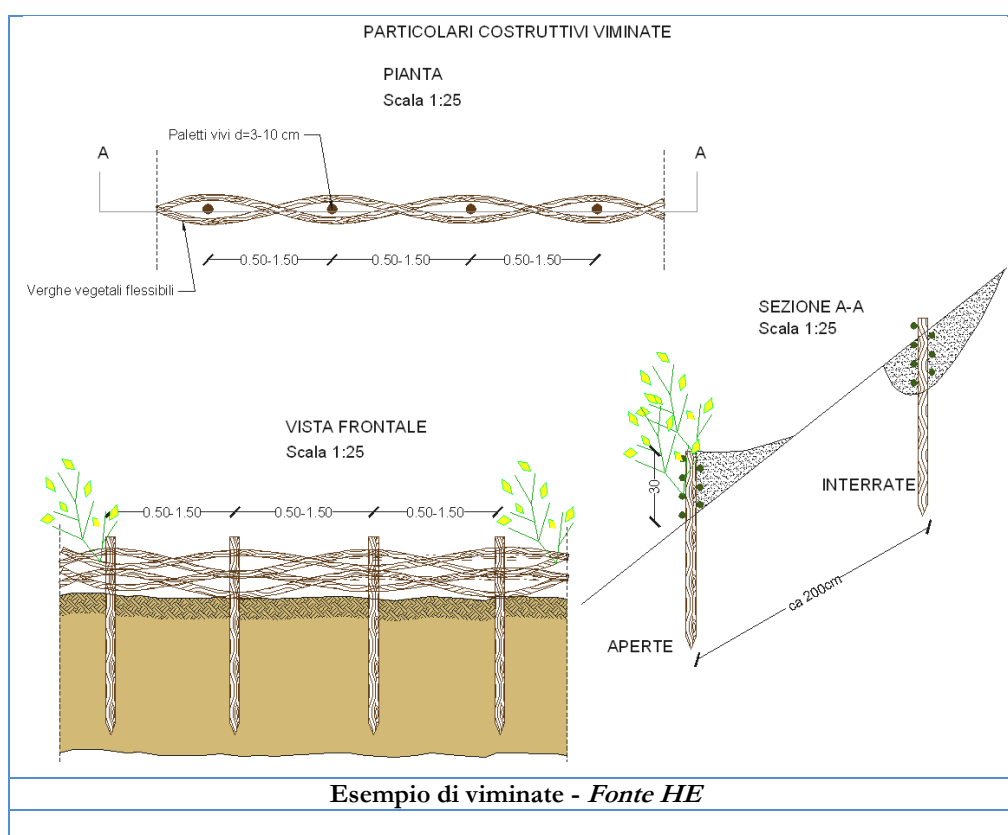
In sintesi, la dismissione consiste nello smantellamento degli aerogeneratori esistenti e delle opere civili ed elettriche ad essi connesse ciò comporterà la realizzazione di piazzole a supporto dei mezzi meccanici necessari per la dismissione di ciascun aerogeneratore. Una volta completate le attività, anche la piazzola sarà dismessa. Saranno recuperate anche tutte quelle opere ed impianti che hanno un valore economico sul libero mercato o che possono essere utili alla successiva manutenzione del parco in qualità di ricambi, come meglio specificato nel documento 1454_R20.

6. OPERE DI INGEGNERIA AMBIENTALE

Tra le specifiche dettate dal Committente dell'opera riveste un ruolo importante la volontà di preservare l'“*habitus naturale*” mediante l'adozione di tutte le possibili tecniche di bioingegneria ambientale. Tali interventi di ingegneria naturalistica, intrapresi per la salvaguardia del territorio, dovranno avere lo scopo di:

- intercettare i fenomeni di ruscellamento incontrollato che si verificano sui versanti per mancata regimazione delle acque;
- ridurre i fenomeni di erosione e di instabilità dei versanti;
- regimare in modo corretto le acque su strade, piste e sentieri;
- ridurre il più possibile l'impermeabilizzazione dei suoli creando e mantenendo spazi verdi e diffondendo l'impiego della vegetazione nella sistemazione del territorio.

Pertanto, si prevede l'utilizzo del materiale vegetale vivo e del legname come materiale da costruzione, in abbinamento in taluni casi con materiali inerti come pietrame.



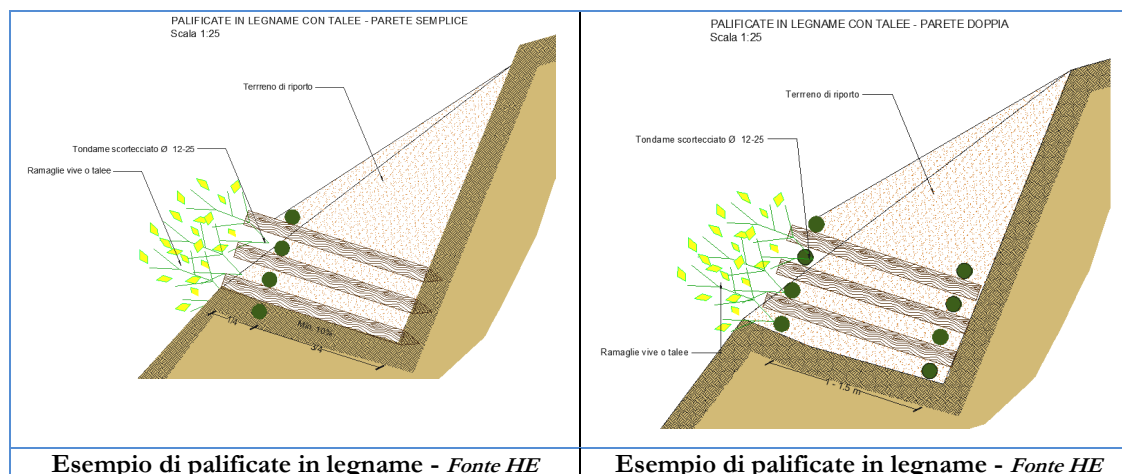
RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA

REALIZZAZIONE IMPIANTO EOLICO "CRAVAREZZA"

COMUNI DI CALICE LIGURE MALLARE ORCO FEGLINO E ALTARE (SV)

PROGETTO DEFINITIVO

REPOWER
L'energia che ti serve.



Le immagini che seguono mostrano esempi di inerbimento con il raffronto ante e post intervento:

RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA

REALIZZAZIONE IMPIANTO EOLICO "CRAVAREZZA"

COMUNI DI CALICE LIGURE MALLARE ORCO FEGLINO E ALTARE (SV)

PROGETTO DEFINITIVO

REPOWER
L'energia che ti serve.



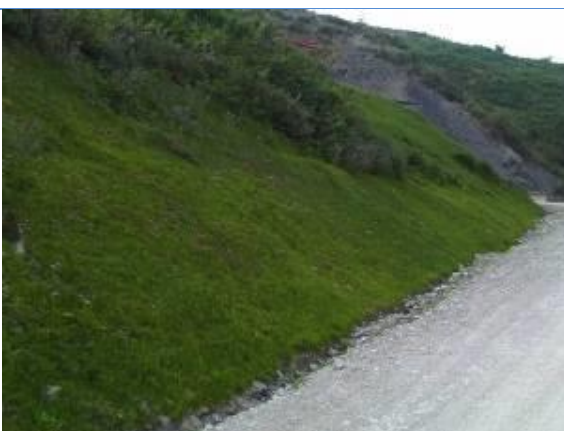
Ante operam - Fonte HE



Post operam Fonte HE



Ante operam - Fonte HE



Post operam Fonte HE



Ante operam - Fonte HE



Post operam Fonte HE

RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA

REALIZZAZIONE IMPIANTO EOLICO "CRAVAREZZA"

COMUNI DI CALICE LIGURE MALLARE ORCO FEGLINO E ALTARE (SV)

PROGETTO DEFINITIVO

REPOWER
L'energia che ti serve.



Ante operam - Fonte HE



Post operam Fonte HE



Ante operam - Fonte HE



Post operam Fonte HE



Ante operam - Fonte HE



Post operam Fonte HE

7. OPERE IDRAULICHE

La durabilità delle strade e delle piazzole di un parco eolico è garantita da un efficace sistema idraulico di allontanamento e drenaggio delle acque meteoriche.

La viabilità esistente sarà interessata da un'analisi dello stato di consistenza delle opere idrauliche già presenti: laddove necessario, tali opere idrauliche verranno ripristinate e/o riprogettate per garantire la corretta raccolta ed allontanamento delle acque defluenti dalla sede stradale, dalle piazzole o dalle superfici circostanti.

Le acque defluenti dalla sede stradale, dalle piazzole o dalle superfici circostanti verranno raccolte ed allontanate dalle opere idrauliche in progetto.

La tipologia di strade da realizzarsi permette di affermare che non vi è alcuna modifica apprezzabile dell'equilibrio della circolazione idrica superficiale preesistente. Le opere idrauliche tendono da una parte a garantire l'equilibrio idrico e dall'altra a mantenere agibili le suddette strade.

I fossi di guardia, a sezione trapezoidale, hanno un duplice ruolo di protezione della scarpata lungo la sede stradale e di allontanamento delle acque dalla sede stradale agli impluvi naturali.

Nel primo caso, i fossi di guardia sono posti alla base della scarpata nel caso di sezione stradale in rilevato, mentre sono in testa alla scarpata nel caso di sezione in trincea.

Pur trattandosi di opere idrauliche modeste si è preferito non tralasciare nulla e supportare le scelte progettuali da appositi calcoli idraulici riportati nella apposita *Relazione idrologica-idraulica* 1454_R6_R1. Altresì per la completezza dello studio e del progetto definitivo si vedano le seguenti tavole:

- | | | |
|---|------|-----|
| • Individuazione su C.T.R. dei bacini idrografici dell'area di progetto | 1454 | G26 |
| • Planimetria con individuazione delle opere idrauliche: Tavola 1/2 | 1454 | G27 |
| • Planimetria con individuazione delle opere idrauliche: Tavola 2/2 | 1454 | G28 |
| • Particolari costruttivi opere idrauliche | 1454 | G29 |

8. CAVIDOTTI

8.1. GENERALITÀ

Il parco eolico nella sua nuova configurazione avrà una potenza complessiva di 30,1 MW, data dalla somma delle potenze elettriche di n. 7 aerogeneratori esistenti della potenza unitaria massima di 4,300 MW. Dal punto di vista elettrico, gli aerogeneratori sono collegati fra di loro con due gruppi rispettivamente da 3 e 4 aerogeneratori, costituendo così n. 2 distinti sottocampi, come di seguito meglio rappresentato.

Sottocampo	Aerogeneratori	Potenza
LINEA 1	F01-F02-F03-SSE	12,9 MW
LINEA 2	F04-F05-F06-F07-SSE	17,2 MW
COLLEGAMENTO TRA LA LINEA 1 E LA LINEA 2	F04-F03	

Tab 4 -Identificazione dei sottocampi

Nella tabella che segue si riportano i risultati del calcolo elettrico:

LINEA	PARTENZA	ARRIVO	Sezione cavo [mm²]	Lunghezza cavo [m]	Potenza attiva [MW]
LINEA 1	F01	F02	3x1x185	540	4,3
	F02	F03	3x1x300	595	8,6
	F03	SSE	3x1x630	12.590	12,9
LINEA 2	F07	F06	3x1x185	765	4,3
	F06	F05	3x1x300	875	8,6
	F05	F04	3x1x300	535	12,9
	F04	SSE	3x1x630	12.140	17,2
COLLEGAMENTO TRA LA LINEA 1 E LA LINEA 2	F04	F03	3x1x630	475	17,2
POTENZA COMPLESSIVA					30,100

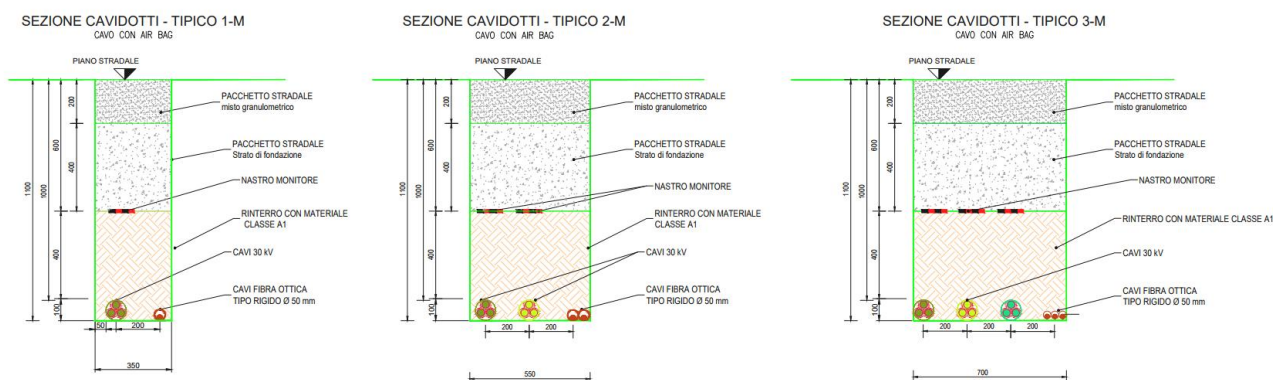
Tab 5

8.2. SISTEMA DI POSA CAVI

In generale, per tutte le linee elettriche, si prevede la posa direttamente interrata dei cavi, con protezioni meccaniche ove necessario, ad una profondità di 1,10 m dal piano di calpestio. In caso di particolari attraversamenti o di risoluzione puntuale di interferenze, le modalità di posa saranno modificate in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 11-17 e dagli eventuali regolamenti vigenti relativi alle opere interferite, mantenendo comunque un grado di protezione delle linee non inferiore a quanto garantito dalle normali condizioni di posa. Per il dettaglio dei tipologici di posa, si rimanda all'elaborato grafico 1454_G16R0 (Sezioni tipo di scavi cavidotti 36 kV e AT).

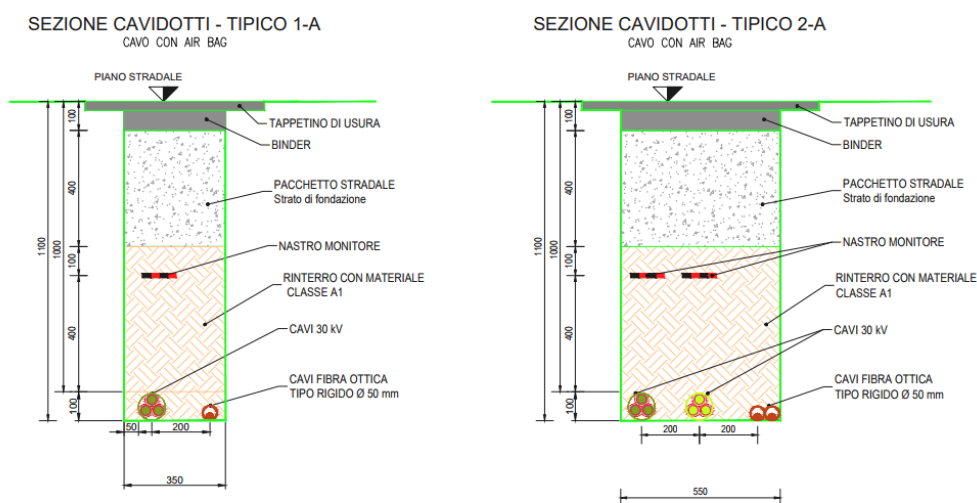
SEZIONI TIPO CAVIDOTTI MT SU STRADE STERRATE

SCALA 1:20



SEZIONI TIPO CAVIDOTTI MT SU STRADE ASFALTATE

SCALA 1:20



Gli scavi dei cavidotti verranno effettuati mediante benna meccanica o catenaria dove questo fosse necessario.

Le modalità di esecuzione dei cavidotti su strade di parco, nell'ipotesi in cui vengano realizzati contestualmente, saranno le seguenti:

FASE 1 (apertura delle piste laddove necessario):

apertura delle piste e stesura della fondazione stradale per uno spessore di cm 40;

FASE 2 (posa cavidotti);

- Scavo a sezione obbligata fino alla profondità relativa di -1,20 m dalla quota di progetto stradale finale;
- collocazione delle terne di cavo 36 kV, nel numero previsto come da schemi di collegamento;
- collocazione della fibra ottica;
- rinterro con materiale granulare classifica A1 secondo la UNI CNR 10001 e s.m.i.
- rinterro con materiale proveniente dagli scavi compattato, per uno spessore di 25 cm;
- collocazione di nastro segnalatore della presenza di cavi di media tensione;
- rinterro con materiale proveniente dagli scavi del pacchetto stradale precedentemente steso (in genere 40 cm);

FASE 3 (finitura del pacchetto stradale):

Stesura dello strato di finitura stradale pari a 20 cm fino al piano stradale di progetto finale con materiale proveniente da cava o da riutilizzo del materiale estratto in situ (vedi piano di utilizzo in situ delle terre e rocce da scavo).

Le modalità di esecuzione dei cavidotti su strade di parco, qualora i cavidotti vengano posati precedentemente alla realizzazione della viabilità, saranno suddivise nelle seguenti fasi.

FASE 1 (posa dei cavidotti):

- Scavo a sezione obbligata fino alla profondità relativa di -1,20 m dalla quota di progetto stradale finale;
- collocazione delle terne di cavo 36 kV, nel numero previsto come da schemi di collegamento;
- collocazione della fibra ottica;
- rinterro con sabbia o misto granulare stabilizzato con legante naturale, vagliato con pezzatura idonea come da specifiche tecniche, per uno spessore di 20 cm;
- rinterro con materiale degli scavi compattato, per uno spessore di 25 cm;
- collocazione di nastro segnalatore della presenza di cavi di media tensione;
- collocazione di fondazione stradale con materiale proveniente dagli scavi se idoneo (Classe A1 UNICNR10006) fino al raggiungimento della quota della strada esistente.

FASE 2 (finitura del pacchetto stradale):

Collocazione di fondazione stradale con materiale proveniente dagli scavi se idoneo (Classe A1 UNICNR10006) fino alla profondità relativa di -0,20 m dalla quota di progetto stradale finale; stesura dello strato di finitura stradale pari a 20 cm fino al piano stradale di progetto finale con materiale proveniente da cava o da riutilizzo del materiale estratto in situ (vedi piano di utilizzo in situ delle terre e rocce da scavo);

Gli scavi potranno essere fatti con la classica benna o laddove possibile con la catenaria.

8.3. INTERFERENZE DEI CAVIDOTTI

Sono state studiate tutte le interferenze tra l'elettrodotto (cavidotti) e la rete di infrastrutture idrauliche esistenti; a tal uopo si vedano i documenti

- 1454_G17_R1 Carta delle interferenze su CTR.
- 1454_G18_R0 Particolari costruttivi per la risoluzione delle interferenze.

Nella tabella seguente si riportano le interferenze riscontrate mentre per la risoluzione delle stesse si faccia e le modalità di risoluzione indicate nella tavola 1454_G18_R0. Le modalità di risoluzione caso per caso saranno valutate successivamente fermo restando l'uso della Toc laddove necessario.

ID Interferenza	Coordinate Interferenza	Descrizione opera oggetto di interferenza	Ente interessato
Interferenza 1	E=1446147.52 N=4907883.86	Strada Provinciale SP5	Provincia di Savona
Interferenza 2	E=1446225.91 N=4907690.35	Strada Vicinale Altare Tagliate	Comune di Altare
Interferenza 3	E=1446465.26 N=4907135.28	Strada Vicinale Altare Tagliate	Comune di Mallare
Interferenza 4	E=1446413.85 N=4907048.86	Strada Vicinale Altare Tagliate	Comune di Altare
Interferenza 5	E=1446347.56 N=4906882.00	Strada Vicinale Altare Tagliate	Comune di Mallare
Interferenza 6	E=1446203.168 N=4906365.37	Strada Vicinale Altare Tagliate	Comune di Altare
Interferenza 7	E=1446265.24 N=4905664.63	Strada Vicinale Altare Tagliate	Comune di Mallare
Interferenza 8	E=1446112.15 N=4905425.08	Strada Vicinale Altare Tagliate	Comune di Mallare
Interferenza 9	E=1446005.32 N=4905139.83	Strada Vicinale Altare Tagliate	Comune di Mallare
Interferenza 10	E=1445965.89 N=4905026.73	Strada Vicinale Altare Tagliate	Comune di Mallare
Interferenza 11	E=1445936.22 N=4904884.41	Strada Vicinale Altare Tagliate	Comune di Mallare
Interferenza 12	E=1445933.49 N=4904844.96	Strada Vicinale Altare Tagliate	Comune di Mallare
Interferenza 13	E=1445916.18 N=4904462.33	Strada Vicinale Altare Tagliate	Comune di Mallare
Interferenza 14	E=1445843.40 N=4904115.01	Strada per Martorino	Comune di Mallare
Interferenza 15	E=1445718.28 N=4903699.89	Strada per Martorino	Comune di Mallare
Interferenza 16	E=1444743.74 N=4901806.46	Strada Vicinale di Monte Alto	Comune di Mallare
Interferenza 17	E=1444636.22 N=4901683.39	Strada Vicinale di Monte Alto	Comune di Mallare

Nel progetto le interferenze tra il cavidotto in progetto ed il reticolo idrografico esistente (così come definito dal RR n°3/2011) sono risolte prevedendo modalità realizzative che non interessano né modificano le caratteristiche morfologiche e le sezioni idriche dei corsi d'acqua (cfr. elaborato grafico 1454_G18).

Tali modalità di risoluzione delle interferenze sono compatibili con la Normativa vigente in merito agli interventi da effettuarsi nelle fasce di rispetto fluviali e nelle aree a pericolosità idraulica e geomorfologica. Pertanto, il progetto è congruente con la disciplina normativa prevista dal DGR

n°428/2021 "Disciplina di tutela per aree a pericolosità idrauliche e geomorfologica da frana sui bacini padani della provincia di Savona e Imperia ai sensi art. 33 comma 6 L.R. n. 41/2014 e art. 58 Norme di Attuazione del PAI del fiume Po", dalla Normativa di Piano per i Piani di Bacino del Territorio della Provincia di Savona (per i Bacini idrografici del versante tirrenico) e dal Regolamento Regione Liguria 14 luglio 2011, n°3 "Regolamento recante disposizioni in materia di tutela delle aree di pertinenza dei corsi d'acqua".

9. AREA EDIFICIO CONSEGNA E BESS

Nel presente capitolo si darà descrizione dell'area edificio consegna e BESS a servizio dell'impianto eolico in oggetto, dando evidenza delle caratteristiche delle principali componenti elettriche necessarie all'innalzamento di tensione, delle opere elettriche accessorie, della rete di terra, nonché delle opere civili necessarie alla realizzazione dell'opera.

9.1. UBICAZIONE E VIABILITÀ DI ACCESSO

Il parco eolico in progetto convoglierà l'energia prodotta verso l'area edificio consegna e BESS, in progetto nel Comune di Mallare, in provincia di Savona in località Peirano-Acque (particella 54 e 51 del foglio 5) nelle immediate vicinanze della Nuova Stazione elettrica (SE) RTN 380/132/36kV "Mallare", connessa alla rete di trasmissione nazionale. L'edificio consegna sarà collegata alla Stazione elettrica Terna, al livello di tensione 36 kV , tramite una linea in cavo a 36 KV interrato.

L'area Edificio consegna interessa un'area di forma rettangolare di larghezza pari a circa 32.10 m e di lunghezza pari a circa 56.80 m, interamente recintata e divisa in due parti (Edificio consegna e BESS) accessibili entrambe tramite un cancello carrabile largo 7,00 m di tipo scorrevole ed un cancello pedonale. Il sito è accessibile dalla Strada Provinciale SP N.5 ed un tratto di strada vicinale.

9.2. LAYOUT AREA EDIFICIO CONSEGNA

Lo schema di allacciamento alla RTN prevede (impianto venga collegato in antenna a 36 kV sulla futura Stazione Elettrica (SE) a 380/132/36 kV della RTN da inserire in entra – esce alla linea RTN a 380 kV " Vado Ligure – Magliano ".

In base al preventivo di connessione, la potenza massima in immissione sarà pari a 40,4MW (30,10 impianto e 10,30 BESS).

L'area Edificio consegna interessa un'area di forma rettangolare di larghezza pari a circa 32.10 m e di lunghezza pari a circa 56.80 m, interamente recintata e divisa in due parti (Edificio consegna e BESS) accessibili entrambe tramite un cancello carrabile largo 7,00 m di tipo scorrevole ed un cancello pedonale.

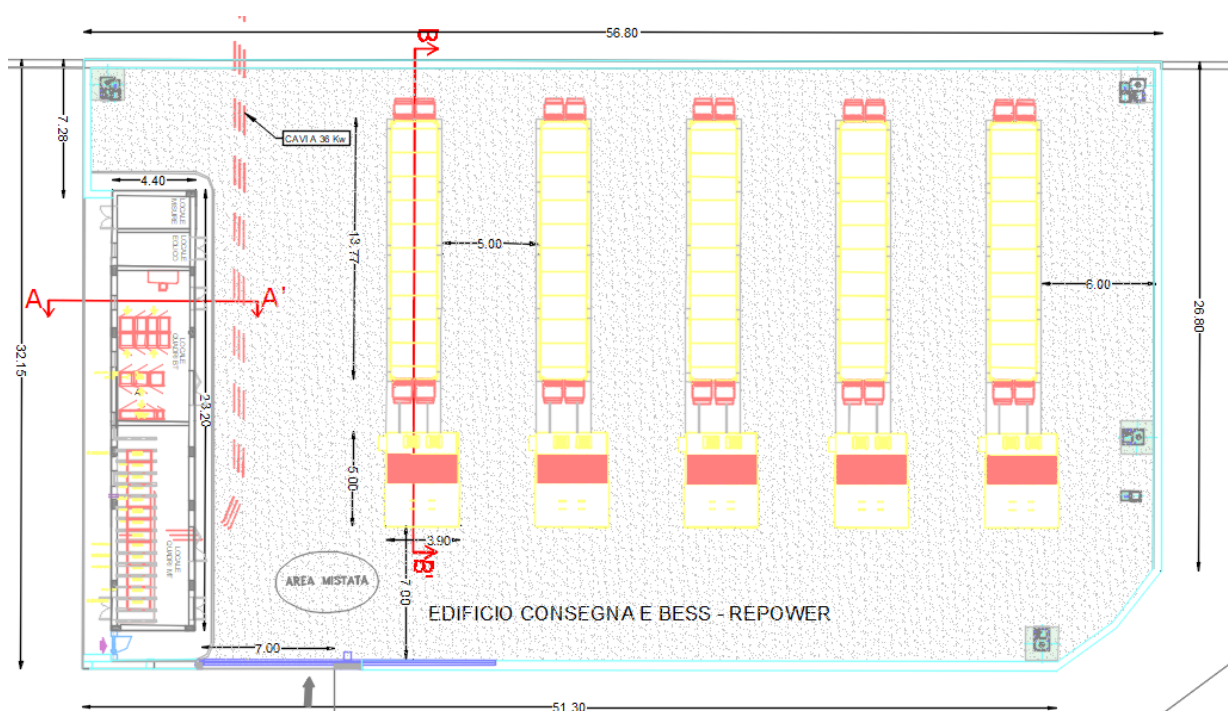


Figura 9 Vista aree stazione utente ed ampliamenti futuri

9.3. EDIFICIO CONSEGNA

Presso la sottostazione verrà realizzato un edificio destinato a locali tecnici e uffici, avente un ingombro in pianta di 23,20 x 4,40 m, presso il quale verranno ubicati i quadri a 36KV, i trasformatori 36/BT, nonché i quadri ausiliari.

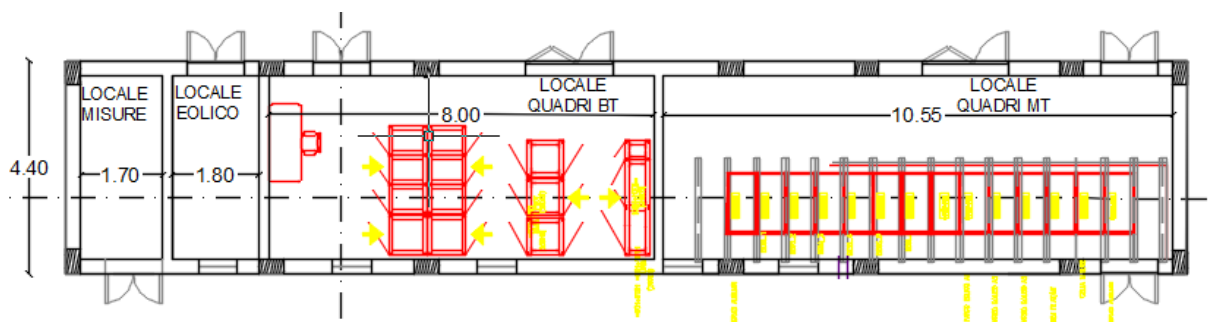


Figura 11 Layout edificio produttore

L'edificio è articolato in più locali interni, adibiti a:

- Locale quadri 36 Kv;
- Locale quadri BT;
- Locale Eolico
- Locale Misure

L'edificio sarà completo di tutti gli impianti elettrici civili interni (illuminazione e prese).

All'esterno è stato posizionato il gruppo elettrogeno.

9.4. OPERE CIVILI

Di seguito le principali opere civili previste in progetto:

- Scavo di sbancamento per una profondità di 80 cm da piano di calpestio finale;
- Eventuali opere strutturali necessarie alla site preparation
- Realizzazione della rete di terra (vedasi par. 4.6);
- Realizzazione della rete idraulica di smaltimento acque bianche;
- Realizzazione fondazioni in c.a.;
- Realizzazione di sottofondo stradale per lo spessore complessivo di 0,50 cm;
- Finitura aree con conglomerato bituminoso, con strato binder (7 cm) e strato usura (3 cm);
- Realizzazione dell'impianto di illuminazione esterna, con l'installazione di corpi illuminanti LED su pali tronco conici a stelo dritto lungo il perimetro;
- Realizzazione muro perimetrale, del tipo chiuso con pannelli prefabbricati in calcestruzzo e paletti in cls, infissi su fondazione in c.a., per una altezza complessiva fuori terra pari a 2,50 m;
- Realizzazione di un ingresso pedonale e di un carrabile, lungo il muro perimetrale;
- Realizzazione rampa di accesso da pubblica viabilità sino al cancello di ingresso.

9.5. IMPIANTO ENERGY STORAGE

9.5.1. Descrizione generale

È prevista la realizzazione di un sistema di accumulo, posto all'interno della area Edificio consegna, da 10.30 MW, per l'accumulo di parte dell'energia elettrica prodotta dal parco eolico . Il sistema Energy storage è un impianto di accumulo di energia elettrica a batterie elettrochimiche costituito da apparecchiature per la conversione bidirezionale dell'energia da media a bassa tensione ed il raddrizzamento della corrente da alternata a continua.

La capacità di accumulo massima sarà di circa 20.6MWh. Ad oggi è prevedibile installare una capacità energetica di 10,3-20,6MWh.

Nel sito verranno installate 5 Power Station, ovvero sistemi di generazione ed accumulo di energia elettrica, e n. 5 battery room che potranno immagazzinare fino a un massimo di 20.6 MWh, con batterie al Litio una tensione media in uscita di circa 1000 V in cc e di generare in totale 10,3 MVA di potenza elettrica a 600 V.

Tale scelta impiantistica è giustificata per sfruttare al meglio la richiesta di energia in caso di mancata produzione, e, nel contempo, per avvantaggiarsi della facoltà immettere nella RTN energia elettrica nelle ore con un maggior costo orario.

Con i sistemi di accumulo verrà immagazzinata l'energia nelle ore di minore richiesta, maggior produzione e di costo minore, per poi essere reimpressa in rete nei momenti nei momenti più propizi. Tali sistemi sono anche utili a sopperire le variazioni istantanee di richiesta di energia da parte della rete. Ogni Power Station è dotata di un trasformatore elevatore 36Kv/BT.

In caso di blackout generale, grazie ai sistemi di accumulo, non sarà necessario disporre di un generatore supplementare per la ripartenza di tutto il sistema.

Il layout prevede la disposizione di n. 5 battery container (dim. 13,77 m x 2,438 m), n. 5 Power Stations (dim. 5,05 m x 3,90 m), con al loro interno inverter e trasformatore, il tutto all'interno dell'area recintata della sottostazione elettrica in progetto, secondo la disposizione riportata nella specifica tavola grafica allegata.

La figura che segue mostra la disposizione minima tipo per l'impianto previsto rimandando allo specifico elaborato progettuale .

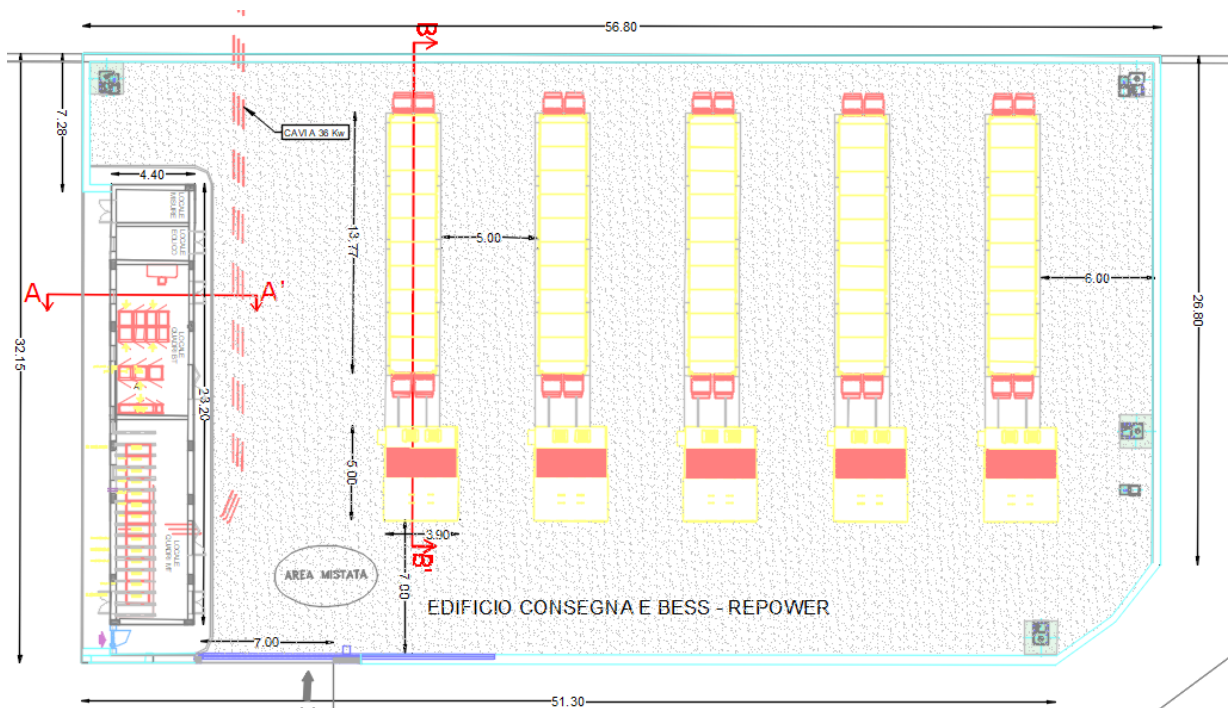


Figura 12 BESS

Nei seguenti paragrafi vengono descritti gli elementi sopra indicati. La scelta definitiva del modello e del costruttore avverrà successivamente, al termine dell'iter autorizzativo, in esito ad una ricerca di mercato che sarà condotta tra i diversi principali produttori.

9.5.2. Battery Storage Energy

Ciascuna battery storage energy da 2,06MWh è costituita da più rack battery, ciascun rack battery risulta a sua volta, composto da più moduli di batterie agli ioni di litio costituendo l'unità di accumulo "storage energy".

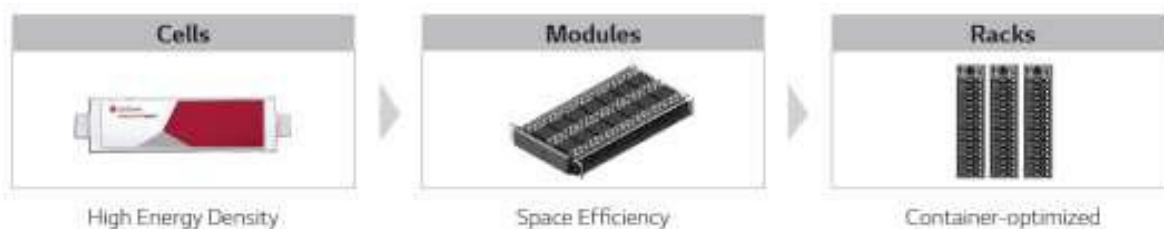


Figura 13 Schema composizione Rack battery

Il monitoraggio e il controllo dello stato del sistema di accumulo sarà svolto dal sistema BESS RIO UNIT il quale si interfacerà con i vari BESS PLC CONTROLLER

9.5.3. Power conversion system e Trasformazione BT/36KV

Ciascun convertitore statico, nel seguito PCS (Power conversion system), sarà costituito da ponti bidirezionali reversibili, che impiegheranno IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor). Essendo le batterie adottate, caratterizzate da ampie escursioni di tensione, per l'azionamento saranno impiegati convertitori bidirezionali AC/DC da 2060kVA, 714V – 1000V dc, 440Vac $\pm$ 10%, 50 Hz.

In dettaglio le Power Conversion system sarà equipaggiata con:

- Quadro di conversione bidirezionale AC/DC, costituito da:
 - Induttanze e condensatori di spianamento;
 - Filtro LC di rete lato AC;
 - Filtri RFI per la soppressione dei disturbi elettromagnetici;
- Quadro BESS SCADA, contenente il sistema di supervisione, controllo e monitoraggio delle PCS, capace inoltre di interfacciarsi con il sistema BESS PLC CONTROLLER del sistema di accumulo, garantendo in questo modo il corretto e sicuro funzionamento del sistema stesso.
- Quadro per l'alimentazione dei servizi ausiliari dei quadri di conversione (es. alimentazione sistemi di comando e controllo, condizionamento etc);
 - Sistemi di apparecchiature di manovra e protezione (interruttori, fusibili etc), e dispositivi di sicurezza (antincendio, etc).

Nelle immediate vicinanze di ciascuna PCS sarà installato un trasformatore BT/36KV (36/0,55kV), di taglia pari a 2.1 MVA.

Le regolazioni di potenza attiva e reattiva in assorbimento ed in erogazione verso la rete, avvengono all'interno della curva di capability (P, Q) del PCS e nel rispetto delle limitazioni/blocchi provenienti dal sistema BESS SCADA.

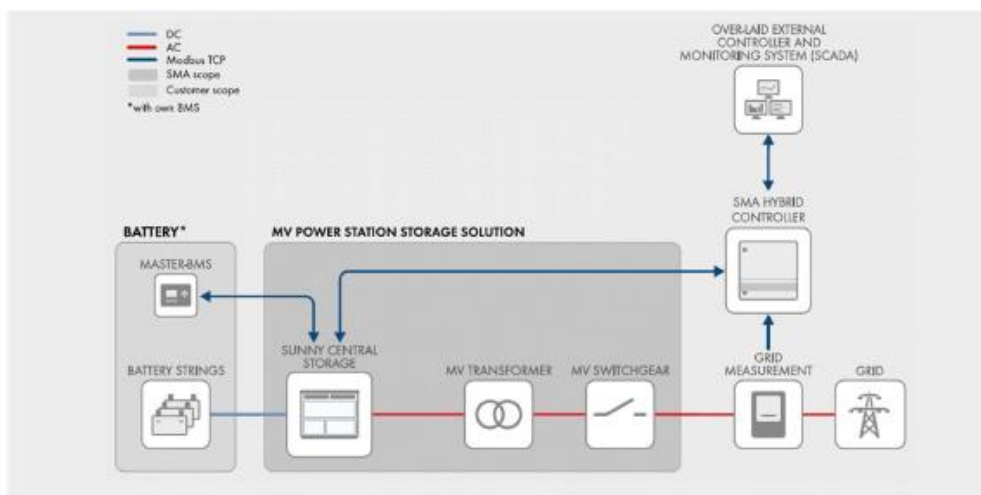


Figura 15

9.5.4. Container

I container considerati in questa fase progettuale, per lo stoccaggio delle batterie al litio e destinati al contenimento degli apparati di potenza un peso (completamente equipaggiato) sarà inferiore a 30t. La temperatura interna sarà costantemente monitorata per garantire le corrette condizioni di lavoro di tutte le apparecchiature. Si riportano qui di seguito le caratteristiche principali:

- Struttura metallica in acciaio, larghezza 5mm per i quattro montanti angolari e 2mm per i restanti;
- I blocchi angolari sono basati su standard ISO per consentire un facile trasporto e sollevamento con normali macchinari;
- Superficie esterna ricoperta da una vernice anti-corrosione e la colorazione finale sarà RAL 9010;
- Pareti divisorie interne;
- Ogni stanza sarà equipaggiata con porte stagne antipanico;
- Supporto per manuali, inverter, porta batterie;
- Prese elettriche a servizio della distribuzione interna;
- Illuminazione ordinaria e di emergenza;
- Unità di raffreddamento per la gestione termica dei rack batterie;
- Sistema di allarme dotato di segnalazione ottica acustica-anomale;
- Sistema di segnalazione e soppressione rivelazione incendi, basato su gas inerte.

10. STAZIONE TERNA (SE) RTN 380/132/36 KV "MALLARE"

10.1. INTRODUZIONE

Il presente capitolo si propone di illustrare in maniera sintetica gli interventi previsti per la connessione alla RTN 380/132/36 kV di un impianto eolico. Lo scopo di immettere nella rete la potenza prodotta dal proprio impianto di produzione da 40,4 MW (30,10MW impianto eolico e 10,30 MW BESS).

La Società Terna, per il collegamento dell'impianto di produzione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) ha indicato con la Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG), rilasciata il 29.07.2021, le modalità di connessione.

La citata STMG prevede che l'impianto proposto venga collegato in antenna a 132 kV sulla futura Stazione Elettrica (SE) a 380/132 kV della RTN da inserire in entra – esce alla linea RTN a 380 kV "Magliano – Vado Ligure" esistente.

Successivamente all'accettazione della STMG Terna ha richiesto che la nuova stazione di trasformazione comprendesse anche una sezione a 36 kV secondo i nuovi standard per venire incontro alle esigenze di altri produttori.

La nuova Stazione Elettrica di trasformazione 380/132/36 kV, denominata "Mallare2" sarà del tipo con isolamento in gas (GIS) a doppio sistema di sbarre e parallelo, predisposte per n° 14 stalli AT 132kV di cui 3 stallo per 3 stalli per i trasformatori TR 150/36 kV da 125MVA e n° 08 stalli AT 380kV che sarà allacciata in entra/esci all'elettrodotto aereo "380kV Vado Ligure-Magliano", anch'esso oggetto d'intervento per inserimento di due nuovi tralicci per eseguire l'entra/esci della stazione TERNA.

Pertanto, il presente progetto dell'impianto di connessione comprende le tre parti appena descritte e dato che sono tutte e tre funzionali all'allaccio in rete del parco e del sistema di stoccaggio energia a batterie, sarà inserito interamente all'interno del progetto definitivo di tutto il parco. Di seguito la planimetria con l'ubicazione della stazione Terna 380/132/36 kV.

10.2. PIANTA ELETTROMECCANICA

La nuova Stazione Elettrica di trasformazione 380/132/36 kV, denominata "Mallare2" sarà del tipo con isolamento in gas (GIS) a doppio sistema di sbarre e parallelo, che nella massima estensione sarà costituita da:

Sezione 380 kV

- n° 1 sistema a doppia sbarra isolato in gas a 7 passi di sbarra;
- n° 2 stalli linea in aerea per entra-esce della linea 150 kV "Magliano-Vado Ligure";
- n° 2 stalli per parallelo sbarre;
- n° 2 stalli per i trasformatori TR 380/132 kV da 125MVA
- n°1 stallo per linea futura

Sezione 132 kV

- • n° 1 sistema a doppia sbarra isolato in gas a 13 passi di sbarra;
- • n° 8 stalli linea
- • n° 2 stalli per parallelo sbarre;
- • n° 3 stalli per i trasformatori TR 150/36 kV da 125MVA

Sezione 36 kV

La sezione 36 kV sarà ubicata all'interno di un edificio e costituita da scomparti con isolamento in aria e suddivisa in tre distinte sezioni; ciascuna sarà alimentata dai secondari dei trasformatori 132/36 kV, con la possibilità di essere uniti mediante congiuntore. Agli scomparti si attesteranno i cavi a 36 kV provenienti dagli impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile di vari proponenti.

Di seguito si riporta un'immagine del layout della pianta elettromeccanica della stazione ipotizzata, contenente gli elementi minimi indicati da Terna, che si estende per un'area pari a circa 19.936,00 mq(178 x 112 m) comprensiva di una fascia di rispetto di 10 m.

RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA

REALIZZAZIONE IMPIANTO EOLICO "CRAVAREZZA"

COMUNI DI CALICE LIGURE MALLARE ORCO Feglino E ALTARE (SV)

PROGETTO DEFINITIVO

REPOWER
L'energia che ti serve.

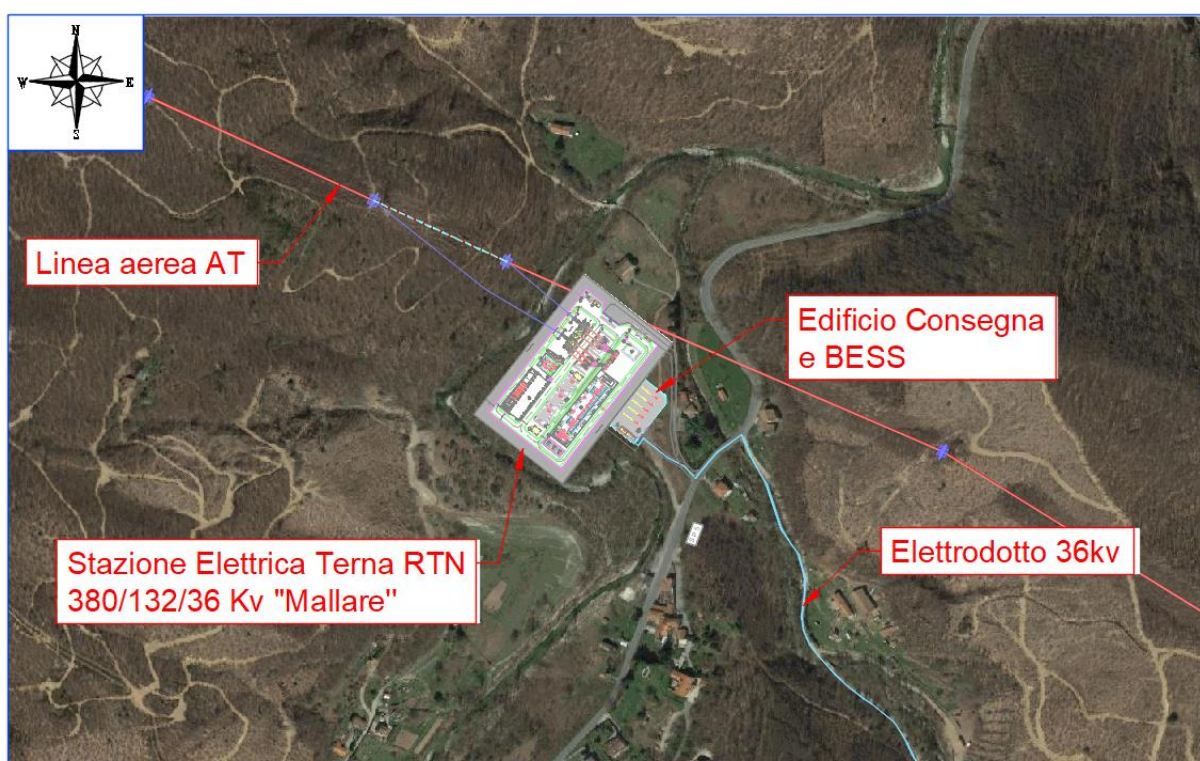
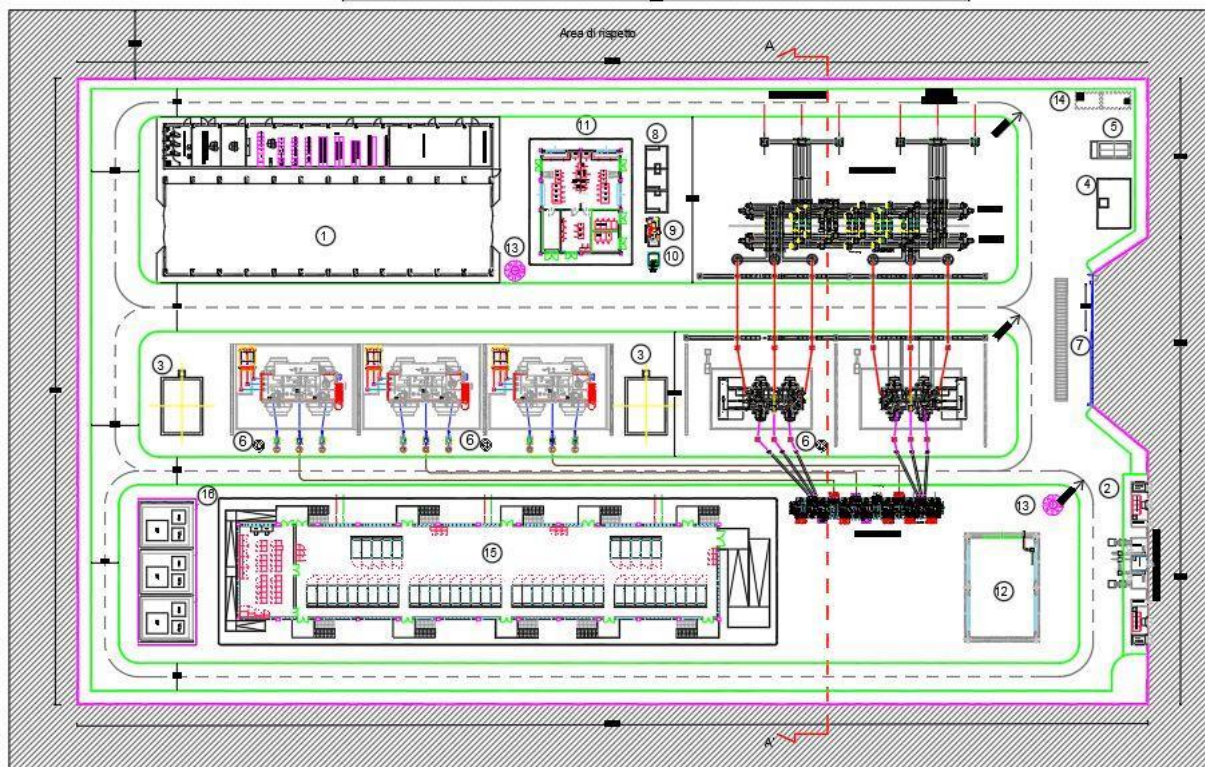


Figura 14 Layout stazione Terna

10.3. UBICAZIONE CATASTALE E ACCESSI ALLA STAZIONE

La stazione di trasformazione denominata "Mallare" sarà ubicata nel comune di Mallare in provincia di Savona su di un'area individuata al N.C.T. di Mallare sulle particelle N.208, 39, 52, 53, 54, 65 del foglio di mappa n°5 di cui alla planimetria catastale cod. 1454_G.4. La stazione interesserà una superficie di circa 19.936 mq (considerando una fascia di rispetto di 10 m).

L'area è sufficientemente pianeggiante e risulta ubicata a poca distanza dal fiume "Bormida di Spigno" .

Per accedere alla Stazione Elettrica si utilizzerà una strada comunale per circa 205 metri, che sarà opportunamente adeguata, che si diparte dalla strada provinciale SP5 Mallare-Altare.

10.4. TERRE E ROCCE DA SCAVO

I movimenti di terra per la realizzazione della nuova Stazione Elettrica consisteranno nei lavori civili di preparazione del terreno e negli scavi necessari alla realizzazione delle opere di fondazione (edifici, portali, fondazioni apparecchiature, torri faro, etc.). L'area di cantiere in questo tipo di progetto sarà costituita essenzialmente dall'area su cui insisterà l'impianto. I lavori civili di preparazione, in funzione delle caratteristiche plano-altimetriche e fisico-meccaniche del terreno, consisteranno in uno sbancamento/riporto al fine di ottenere un piano di stazione posta ad una quota preferibilmente superiore del punto più depresso del piano di campagna. La quota di imposta del piano di stazione è a 404 metri s.l.m. stata calcolata in modo da ottimizzare i volumi di scavo e di riporto.

Soluzione	Quota piano stazione m.s.l.m.	Volumi di scavo SSEE mc	Volumi di riporto SSEE mc	Delta tra scavo e riporto mc
1	404,06	10374,67	4869,93	-5504,74

Nel caso il terreno scavato sarà sufficiente a realizzare un piano di stazione senza apportare ulteriore materiale, ma anzi dal bilancio sterro/riporto risulta un surplus di terreno vegetale per circa 5500 m³ da conferire a centro di recupero e/o riutilizzare in sito per migliorie.

Il criterio di gestione del materiale scavato prevede il suo deposito temporaneo presso l'area di cantiere e successivamente il suo utilizzo per il riempimento degli scavi e per il livellamento del terreno alla quota finale di progetto, previo accertamento, durante la fase esecutiva, dell'idoneità di detto materiale per il riutilizzo in sito. In ogni caso, preventivamente all'esecuzione lavori dovrà essere eseguita la caratterizzazione del terreno.

In caso i campionamenti eseguiti forniscano un esito negativo, il materiale scavato sarà destinato a idonea discarica, con le modalità previste dalla normativa vigente e il riempimento verrà effettuato con materiale inerte di idonee caratteristiche.

Poiché per l'esecuzione dei lavori non saranno utilizzate tecnologie di scavo con impiego di prodotti tali da contaminare le rocce e terre, nelle aree a verde, boschive, agricole, residenziali, aste fluviali o canali in cui sono assenti scarichi e in tutte le aree in cui non sia accertata e non si sospetti potenziale contaminazione, nemmeno dovuto a fonti inquinanti diffuse, il materiale scavato sarà considerato idoneo al riutilizzo in sito.

10.5. RACCORDI AEREI 380 KV

Per realizzare il collegamento della stazione di Mallare alla linea esistente "Magliano-Vado Ligure" è stato previsto di poterla inserire tra i sostegni 124 e 126, la cui distanza è di circa 884 metri.

Il sostegno 124 ha un'altezza utile di 21 metri mentre il sostegno 126 ha un'altezza utile di 39 metri.

Il sostegno 125 dovrà essere demolito, così come dovrà essere demolito un tratto di linea di circa 146 metri.

Per realizzare i raccordi dovranno essere inseriti 3 nuovi sostegni e precisamente:

- raccordo lato Vado Ligure il 125/1 che sarà del tipo doppia terna unificato Terna del tipo E di altezza utile 24 della lunghezza di circa 88 metri
- raccordo lato Magliano il 124/1 che sarà del tipo semplice terna unificato Terna del tipo C di altezza utile di 21 metri e il sostegno 124/2 del tipo semplice terna unificato Terna del tipo C di altezza utile di 24 metri

Per quanto riguarda i conduttori attualmente si è riscontrato che la linea esistente è equipaggiata con diverse tipologie di conduttore.

Dalla SE di Magliano fino al sost. 90 e dal sost. 143 fino alla SE di Vado Ligure è presente il conduttore all/acc 31.5 trinato (portata 2310 A) zona B. Il tratto intermedio, in cui sarà ubicata la nuova SE di Mallare, tra il sost. 90 e il sost. 143 è invece equipaggiato con conduttore singolo in all/acc 56.26. Questo conduttore, ai sensi della norma CEI 11-60 ha una portata, in zona B nel periodo freddo, di 1394 A.

Il conduttore all/acc 56.26 mm viene di norma installato in presenza di condizioni atmosferiche particolari che favoriscono il fenomeno della "galaverna" con formazioni di manicotti di ghiaccio ben superiori a quelli che prevede l'unificazione Terna. Tale conduttore, in queste condizioni viene installato con un tiro in EDS di circa il 10% del carico di rottura da cui un parametro in EDS di circa 900 m.

E' stato previsto di utilizzare per i raccordi ancora il conduttore 56,25 mm anche se è in corso una campagna che prevede la sostituzione a tappeto dei conduttori da 56,26 mm con un nuovo conduttore termoresistente denominato "Anaconda" che dovrebbe equiparare la portata del tratto con conduttore singolo a quella del tratto trinato.

10.6. COMPATIBILITA' ELETTROMAGNETICA

Per quanto riguarda la stazione elettrica questa è normalmente esercita in tele conduzione e pertanto non è prevista la presenza di personale, se non per interventi di manutenzione ordinaria o straordinaria.

La stazione elettrica prevede il rispetto, all'interno del perimetro di stazione, dei valori di campo elettrico e magnetico previsti dalla normativa statale vigente di riferimento per la valutazione dell'esposizione di tipo professionale dei lavoratori (limiti di cui al D.lgs. 81/08). Il rispetto di tali limiti è garantito mediante l'applicazione del PROGETTO UNIFICATO TERNA. All'interno del perimetro di stazione invece vengono rispettati tutti i limiti previsti dal DPCM 08/07/2003 per la tutela della popolazione nei confronti dell'esposizione al campo elettrico e magnetico, riconducibile a quello generato dalle linee entranti in stazione.

Per i raccordi aerei a 380 kV è stata fatta una valutazione dei campi elettrici e magnetici in particolare per la presenza di una costruzione adibita ad abitazione che risulta posizionata a breve distanza dall'elettrodotto come risulta dagli elaborati grafici allegati di altezza al colmo di circa 8,5 metri; in pianta la distanza dall'asse linea risulta di circa 34 metri.

Come è stato detto nel capitolo precedente attualmente la linea è equipaggiata con conduttore singolo in all/acc 56.26 mm che ha una portata, in zona B nel periodo freddo, di 1394 A.

Tuttavia, i calcoli per la verifica dell'induzione sono stati fatti alla corrente di 2310 A prevedendo la sostituzione dei conduttori esistenti con quelli del tipo "Anaconda" equiparabili a quelli trinati.

Poiché l'abitazione ricade all'interno della DPA di $3\mu\text{T}$, per la valutazione dei campi elettromagnetici è stato utilizzato il programma di calcolo CAMEL ver.7 che è stato sviluppato dal CESI per conto di Terna che permette di effettuare i calcoli in 3D.

E' risultato che in queste condizioni l'induzione massima al colmo dell'abitazione è pari a circa 2,79 μT inferiore al limite di legge.

11. CROPPROGRAMMA

Di seguito si riporta un cronoprogramma che affronta uno scenario possibile di costruzione del parco.

12. SPECIFICHE TECNICHE AEROGENERATORI VESTAS V136

HUB=112M HTOT=180 M

Restricted
Document no.: 0089-9140 V04
2020-10-21

General Description

V117/V136/V150-4.3 MW



Table of contents

1	Introduction.....	5
2	General Description.....	5
3	Mechanical Design.....	5
3.1	Rotor.....	5
3.2	Blades.....	6
3.3	Blade Bearing	6
3.4	Pitch System.....	6
3.5	Hub.....	7
3.6	Main Shaft	7
3.7	Main Bearing Housing.....	7
3.8	Main Bearing.....	8
3.9	Gearbox.....	8
3.10	Generator Bearings.....	8
3.11	High-Speed Shaft Coupling.....	8
3.12	Yaw System.....	8
3.13	Crane.....	9
3.14	Towers.....	9
3.15	Nacelle Bedplate and Cover	10
3.16	Thermal Conditioning System	10
3.16.1	Generator and Converter Cooling	10
3.16.2	Gearbox and Hydraulic Cooling	11
3.16.3	Transformer Cooling	11
3.16.4	Nacelle Cooling.....	11
3.16.5	Optional Air Intake Hatches	11
4	Electrical Design.....	11
4.1	Generator	11
4.2	Converter.....	12
4.3	HV Transformer	12
4.3.1	Eco-designs - IEC 50 Hz/60 Hz version	13
4.4	HV Cables	17
4.5	HV Switchgear	18
4.5.1	IEC 50/60Hz version	20
4.5.2	IEEE 60Hz version.....	21
4.6	AUX System	21
4.7	Wind Sensors	22
4.8	Vestas Multi Processor (VMP) Controller	22
4.9	Uninterruptible Power Supply (UPS)	22
5	Turbine Protection Systems.....	23
5.1	Braking Concept	23
5.2	Short Circuit Protections	24
5.3	Overspeed Protection	24
5.4	Arc Detection	24
5.5	Smoke Detection	24
5.6	Lightning Protection of Blades, Nacelle, Hub and Tower.....	25
5.7	EMC	26
5.8	Earthing	26
5.9	Corrosion Protection	27
6	Safety.....	27
6.1	Access	27
6.2	Escape.....	27
6.3	Rooms/Working Areas	28
6.4	Floors, Platforms, Standing, and Working Places	28

6.5	Service Lift.....	28
6.6	Climbing Facilities.....	28
6.7	Moving Parts, Guards, and Blocking Devices.....	28
6.8	Lights.....	28
6.9	Emergency Stop.....	28
6.10	Power Disconnection.....	29
6.11	Fire Protection/First Aid.....	29
6.12	Warning Signs.....	29
6.13	Manuals and Warnings.....	29
7	Environment.....	29
7.1	Chemicals.....	29
8	Design Codes.....	29
8.1	Design Codes – Structural Design.....	29
9	Colours.....	30
9.1	Nacelle Colour.....	30
9.2	Tower Colour.....	31
9.3	Blade Colour.....	31
10	Operational Envelope and Performance Guidelines.....	31
10.1	Climate and Site Conditions.....	31
10.2	Operational Envelope – Temperature and Altitude.....	31
10.3	Operational Envelope – Temperature and Altitude.....	32
10.4	Operational Envelope – Grid Connection.....	34
10.5	Operational Envelope – Reactive Power Capability in 4.3 MW.....	35
10.6	Performance – Fault Ride Through.....	36
10.7	Performance – Reactive Current Contribution.....	36
10.7.1	Symmetrical Reactive Current Contribution.....	37
10.7.2	Asymmetrical Reactive Current Contribution.....	37
10.8	Performance – Multiple Voltage Dips.....	37
10.9	Performance – Active and Reactive Power Control.....	37
10.10	Performance – Voltage Control.....	38
10.11	Performance – Frequency Control.....	38
10.12	Distortion – Immunity.....	38
10.13	Main Contributors to Own Consumption.....	38
11	Drawings.....	39
11.1	Structural Design – Illustration of Outer Dimensions.....	39
11.2	Structural Design – Side View Drawing.....	40
12	General Reservations, Notes and Disclaimers.....	41

Recipient acknowledges that (i) this General Description is provided for recipient's information only, and, does not create or constitute a warranty, guarantee, promise, commitment, or other representation (Commitment) by Vestas Wind Systems or any of its affiliated or subsidiary companies (Vestas), all of which are disclaimed by Vestas and (ii) any and all Commitments by Vestas to recipient as to this general description (or any of the contents herein) are to be contained exclusively in signed written contracts between recipient and Vestas, and not within this document.

See general reservations, notes and disclaimers (including, section 12, p. 41) to this general description.

1 Introduction

The V117-4.3 MW, V136-4.3MW and V150-4.3MW wind turbine configurations covered by this General Description are listed below with designations according to IEC61400-22.

Please refer to the Performance Specification for the relevant turbine variant for full wind class definition.

The variant specific performance can be found in the Performance Specifications for the turbine variant and operational mode required.

Turbine Type Class	Turbine Type Operating Mode
V117-4.3 MW Strong Wind	V117-4.3 MW IEC S based on IEC IB/IIA 50/60 Hz
V117-4.3 MW Typhoon Wind	V117-4.3 MW IEC S-T based on IEC IB/IIA/IIIB-T 50/60 Hz
V136-4.3 MW	V136-4.3 MW IEC S based on IIB 50/60 Hz
V150-4.3 MW	V150-4.3 MW IEC S based on IIIB/C 50/60 Hz

Table 1-1: 4.3MW Turbine configurations covered.

2 General Description

This General Description applies to V117-4.3 MW, V136-4.3 MW and V150-4.3MW

These turbines are pitch regulated upwind turbine with active yaw and a three-blade rotor.

The wind turbine family utilises the OptiTip® concept and a power system based on an induction generator and full-scale converter. With these features, the wind turbine is able to operate the rotor at variable speed and thereby maintain the power output at or near rated power even in high wind speed. At low wind speed, the OptiTip® concept and the power system work together to maximise the power output by operating at the optimal rotor speed and pitch angle.

3 Mechanical Design

3.1 Rotor

The wind turbine is equipped with a rotor consisting of three blades and a hub. The blades are controlled by the microprocessor pitch control system OptiTip®. Based on the prevailing wind conditions, the blades are continuously positioned to optimise the pitch angle.

Rotor Details	V117	V136	V150
Diameter	117 m	136 m	150 m
Swept Area	10751 m ²	14527 m ²	17671 m ²
Speed, Dynamic Operation Range	6.7-17.5	5.6-14.0	4.9-12.0

Rotor Details	V117	V136	V150
Rotational Direction	Clockwise (front view)		
Orientation	Upwind		
Tilt	6°		
Hub Coning	4°	4°	5.5°
No. of Blades	3		
Aerodynamic Brakes	Full feathering		

Table 3-1: Rotor data

3.2 Blades

The blades are made of carbon and fibreglass and consist of two airfoil shells bonded to a supporting beam or with embedded structure.

Blades	V117	V136	V150
Type Description	Airfoil shells bonded to supporting beam	Prepreg or infused structural airfoil shell	Prepreg or infused structural airfoil shell
Blade Length	57.15 m	66.66 m	73.66 m
Material	Fibreglass reinforced epoxy, carbon fibres and Solid Metal Tip (SMT)		
Blade Connection	Steel roots inserted		
Airfoils	High-lift profile		
Maximum Chord	4.0 m	4.1 m	4.2 m
Chord at 90% blade radius	1.1 m	1.2 m	1.4 m

Table 3-2: Blades data

3.3 Blade Bearing

The blade bearings allow the blades to operate at varying pitch angles.

Blade Bearing	
Blade bearing type (V117/V136)	Double-row four-point contact ball bearings
Blade bearing type (V150)	3-rows roller bearings
Lubrication	Manual grease lubrication

Table 3-3: Blade bearing data

3.4 Pitch System

The turbine is equipped with a pitch system for each blade and a distributor block, all located in the hub. Each pitch system is connected to the distributor block with flexible hoses. The distributor block is connected to the pipes of the hydraulic rotating transfer unit in the hub by means of three hoses (pressure line, return line and drain line).

Each pitch system consists of a hydraulic cylinder mounted to the hub and a piston rod mounted to the blade bearing via a torque arm shaft. Valves facilitating operation of the pitch cylinder are installed on a pitch block bolted directly onto the cylinder.

Pitch System	
Type	Hydraulic
Number	1 per blade
Range	-10° to 95°

Table 3-4: Pitch system data

Hydraulic System	
Main Pump	Two redundant internal-gear oil pumps
Pressure	260 bar
Filtration	3 µm (absolute)

Table 3-5: Hydraulic system data.

3.5 Hub

The hub supports the three blades and transfers the reaction loads to the main bearing and the torque to the gearbox. The hub structure also supports blade bearings and pitch cylinders.

Hub	
Type	Cast ball shell hub
Material	Cast iron

Table 3-6: Hub data

3.6 Main Shaft

The main shaft transfers the reaction forces to the main bearing and the torque to the gearbox.

Main Shaft	
Type Description	Hollow shaft
Material	Cast iron or forged steel

Table 3-7: Main shaft data

3.7 Main Bearing Housing

The main bearing housing covers the main bearing and is the first connection point for the drive train system to the bedplate.

Main Bearing Housing	
Material	Cast iron

Table 3-8: Main bearing housing data

3.8 Main Bearing

The main bearing carries all thrust loads.

Main Bearing	
Type	Double-row spherical roller bearing
Lubrication	Automatic grease lubrication

Table 3-9: Main bearing data

3.9 Gearbox

The main gear converts the low-speed rotation of the rotor to high-speed generator rotation.

The disc brake is mounted on the high-speed shaft. The gearbox lubrication system is a pressure-fed system.

Gearbox	
Type	Planetary stages + one helical stage
Gear House Material	Cast
Lubrication System	Pressure oil lubrication
Backup Lubrication System	Oil sump filled from external gravity tank
Total Gear Oil Volume	1000-1500
Oil Cleanliness Codes	ISO 4406-/15/12
Shaft Seals	Labyrinth

Table 3-10: Gearbox data

3.10 Generator Bearings

The bearings are grease lubricated and grease is supplied continuously from an automatic lubrication unit.

3.11 High-Speed Shaft Coupling

The coupling transmits the torque of the gearbox high-speed output shaft to the generator input shaft.

The coupling consists of two 4-link laminate packages and a fibreglass intermediate tube with two metal flanges.

The coupling is fitted to two-armed hubs on the brake disc and the generator hub.

3.12 Yaw System

The yaw system is an active system based on a robust pre-tensioned plain yaw-bearing concept with PETP as friction material.

Yaw System	
Type	Plain bearing system
Material	Forged yaw ring heat-treated. Plain bearings PETP
Yawing Speed (50 Hz)	0.45°/sec.
Yawing Speed (60 Hz)	0.55°/sec.

Table 3-11: Yaw system data

Yaw Gear	
Type	Multiple stages geared
Ratio Total	944:1
Rotational Speed at Full Load	1.4 rpm at output shaft

Table 3-12: Yaw gear data

3.13 Crane

The nacelle houses the internal safe working load (SWL) service crane. The crane is a single system hoist.

Crane	
Lifting Capacity	Maximum 800 kg

Table 3-13: Crane data

3.14 Towers

Tubular towers with flange connections, certified according to relevant type approvals, are available in different standard heights. The towers are designed with the majority of internal welded connections replaced by magnet supports to create a predominantly smooth-walled tower.

Magnets provide load support in a horizontal direction and internals, such as platforms, ladders, etc., are supported vertically (that is, in the gravitational direction) by a mechanical connection. The smooth tower design reduces the required steel thickness, rendering the tower lighter compared to one with all internals welded to the tower shells.

Available hub heights are listed in the Performance Specification for each turbine variant. Designated hub heights include a distance from the foundation section to the ground level of approximately 0.2 m depending on the thickness of the bottom flange and a distance from tower top flange to centre of the hub of 2.2 m.

Towers	
Type	Cylindrical/conical tubular

Table 3-14: Tower structure data

3.15 Nacelle Bedplate and Cover

The nacelle cover is made of fibreglass. Hatches are positioned in the floor for lowering or hoisting equipment to the nacelle and evacuation of personnel. The roof section is equipped with wind sensor system and skylights.

The skylights can be opened from inside the nacelle to access the roof and from outside to access the nacelle. Access from the tower to the nacelle is through the yaw system.

The nacelle bedplate is in two parts and consists of a cast iron front part and a girder structure rear part. The front of the nacelle bedplate is the foundation for the drive train and transmits forces from the rotor to the tower through the yaw system. The bottom surface is machined and connected to the yaw bearing and the yaw gears are bolted to the front nacelle bedplate.

The crane girders are attached to the top structure. The lower beams of the girder structure are connected at the rear end. The rear part of the bedplate serves as the foundation for controller panels, the cooling system and transformer. The nacelle cover is installed on the nacelle bedplate.

Type Description	Material
Nacelle Cover	GRP
Bedplate Front	Cast iron
Bedplate Rear	Girder structure

Table 3-15: Nacelle bedplate and cover data

3.16 Thermal Conditioning System

The thermal conditioning system consists of a few robust components:

- The Vestas CoolerTop® located on top of the rear end of the nacelle. The CoolerTop® is a free flow cooler, thus ensuring that there are no electrical components in the thermal conditioning system located outside the nacelle.
- The CoolerTop is available in a standard variant and an optional high temperature variant with improved cooler performance at high ambient temperatures (HT version is not available for all turbine variants. Please consult Vestas for more information).
- The CoolerTop® comes as standard in a “naked” form, with no side cover panels. Side cover panels are available as an option.
- The Liquid Cooling System, which serves the gearbox, hydraulic systems, generator and converter is driven by an electrical pumping system.
- The transformer forced air cooling comprised of an electrical fan.

3.16.1 Generator and Converter Cooling

The generator and converter cooling systems operate in parallel. A dynamic flow valve mounted in the generator cooling circuit divides the cooling liquid flow. The

cooling liquid removes heat from the generator and converter unit using a free-air flow radiator placed on the top of the nacelle. In addition to the generator, converter unit and radiator, the circulation system includes an electrical pump and a three-way thermostatic valve.

3.16.2 Gearbox and Hydraulic Cooling

The gearbox and hydraulic cooling systems are coupled in parallel. A dynamic flow valve mounted in the gearbox cooling circuit divides the cooling flow. The cooling liquid removes heat from the gearbox and the hydraulic power unit through heat exchangers and a free-air flow radiator placed on the top of the nacelle.

In addition to the heat exchangers and the radiator, the circulation system includes an electrical pump and a three-way thermostatic valve.

3.16.3 Transformer Cooling

The transformer is equipped with forced-air cooling. The ventilator system consists of a central fan, located below the converter and an air duct leading the air to locations beneath and between the high voltage and low voltage windings of the transformer.

3.16.4 Nacelle Cooling

Hot air generated by mechanical and electrical equipment is dissipated from the nacelle by a fan system located in the nacelle.

3.16.5 Optional Air Intake Hatches

Specific air intakes in the nacelle can optionally be fitted with hatches which can be operated as a part of the thermal control strategy. In case of lost grid to the turbine, the hatches will automatically be closed.

4 Electrical Design

4.1 Generator

The generator is a three-phase asynchronous induction generator with cage rotor that is connected to the grid through a full-scale converter. The generator housing allows the circulation of cooling air within the stator and rotor.

The air-to-water heat exchange occurs in an external heat exchanger.

Generator	
Type	Asynchronous with cage rotor
Rated Power [P_N]	4250 / 4450 kW
Frequency [f_N]	0-100 Hz
Voltage, Stator [U_{NS}]	3 x 800 V (at rated speed)
Number of Poles	6
Winding Type	Form with VPI (Vacuum Pressurized Impregnation)
Winding Connection	Delta

Generator	
Rated rpm	1450-1550 rpm
Overspeed Limit Acc. to IEC (2 minutes)	2400 rpm
Generator Bearing	Hybrid/ceramic
Temperature Sensors, Stator	3 PT100 sensors placed at hot spots and 3 as back-up
Temperature Sensors, Bearings	1 per bearing
Insulation Class	H
Enclosure	IP54

Table 4-1: Generator data

4.2 Converter

The converter is a full-scale converter system controlling both the generator and the power quality delivered to the grid. The converter consists of 3 machine-side converter units and 3 line-side converter units operating in parallel with a common controller.

The converter controls conversion of variable frequency AC power from the generator into fixed frequency AC power with desired active and reactive power levels (and other grid connection parameters) suitable for the grid.

The converter is located in the nacelle and has a grid side voltage rating of 720 V. The generator side voltage rating is up to 800 V dependent on generator speed.

Converter	
Rated Apparent Power [S_N]	5100 kVA
Rated Grid Voltage	3 x 720 V
Rated Generator Voltage	3 x 800 V
Rated Grid Current	4100 A ($\leq 30^\circ\text{C}$ ambient) / 4150 ($\leq 20^\circ\text{C}$ ambient)
Rated Generator Current	3600 A ($\leq 30^\circ\text{C}$ ambient) / 3650 ($\leq 20^\circ\text{C}$ ambient)
Enclosure	IP54

Table 4-2: Converter data

4.3 HV Transformer

The step-up HV transformer is located in a separate locked room in the back of the nacelle.

The transformer is a three-phase, three limb, two-winding, dry-type transformer that is self-extinguishing. The windings are delta-connected on the high-voltage side and star connected on the low voltage side.

The transformer is designed according to IEC standards, but also complying to European Eco-design regulation No 548/2014 and No 2019/1783 set by the

European Commission.

The transformer supplied for countries under EU legislation will be:

- Eco-design based on Tier 1 requirements (effective in EU until 1 July 2021)¹.
- Eco-design based on Tier 2 requirements (effective in EU from 1 July 2021)¹.

For other countries Eco-design based on Tier 1 requirements will be supplied as default.

4.3.1 Eco-designs - IEC 50 Hz/60 Hz version

Transformer	
Type description	Eco-design dry-type cast resin transformer.
Basic layout	3 phase, 3 limb, 2 winding transformer.
Applied standards	IEC 60076-11, IEC 60076-16, IEC 61936-1, Commission Regulation No 548/2014 and Commission Regulation No 2019/1783.
Cooling method	AF
Rated power	5150 kVA
Rated voltage, turbine side	
U _m 1.1kV	0.720 kV
Rated voltage, grid side	
U _m 24.0kV	15.7-22.0 kV
U _m 36.0kV	22.1-33.0 kV
U _m 40.5kV	33.1-36.0 kV
Insulation level AC / LI / LIC	
U _m 1.1kV	3 ² / 3 / 3 kV
U _m 24.0kV	50 ² / 125 / 125 kV
U _m 36.0kV	70 ² / 170 / 170 kV
U _m 40.5kV	80 ² / 170 / 170 kV
Off-circuit tap changer	±2 x 2.5 %
Frequency	50 Hz / 60 Hz
Vector group	Dyn5
No-load current ³	~0.5 %
Positive sequence short-circuit impedance @ rated power, reference temperature according to IEC 60076-11 ⁴	9.9 %
Positive sequence short-circuit resistance @ rated power, reference temperature according to IEC 60076-11 ³	~0.8 %
Zero sequence short-circuit impedance @ rated power, reference temperature according to IEC 60076-11 ³	~8.3 %
Zero sequence short-circuit resistance @ rated power, reference temperature according to IEC 60076-11 ³	~0.7 %
No-load reactive power ³	~20 kVAr
Full load reactive power ³	~550 kVAr
Inrush peak current ³	5-8 x I _n A
Half crest time ³	~ 0.6 s

Transformer	
Sound power level	≤ 80 dB(A)
Average temperature rise at max altitude	≤ 90 K
Max altitude ⁵	2000 m
Insulation class	
LV coil	155 (F)
HV coil	155 (F) or 180 (H)
Environmental class	E2
Climatic class	C2
Fire behaviour class	F1
Corrosion class	C4
Weight	≤11000 kg
Temperature monitoring	PT100 sensors in LV windings and core
Overvoltage protection	Surge arresters on HV terminals
Temporary earthing	3 x Ø25 mm earthing ball points

Table 4-3: Transformer data for Eco-designs IEC 50 Hz/60 Hz version.

The transformer loss limits are given at rated power as combination of load loss and no-load loss which shall fulfil the Peak Efficiency Index (PEI) of the Eco-design requirements.

The maximum losses are described by the PEI limit section and stretches over a range between Loss variant 1 and Loss variant 2, see Figure 4-1 and Figure 4-2. The loss variant values are selected based on energy loss optimization with the turbine user profile hence the energy loss of transformers between Loss variant 1 and Loss variant 2 are comparable.

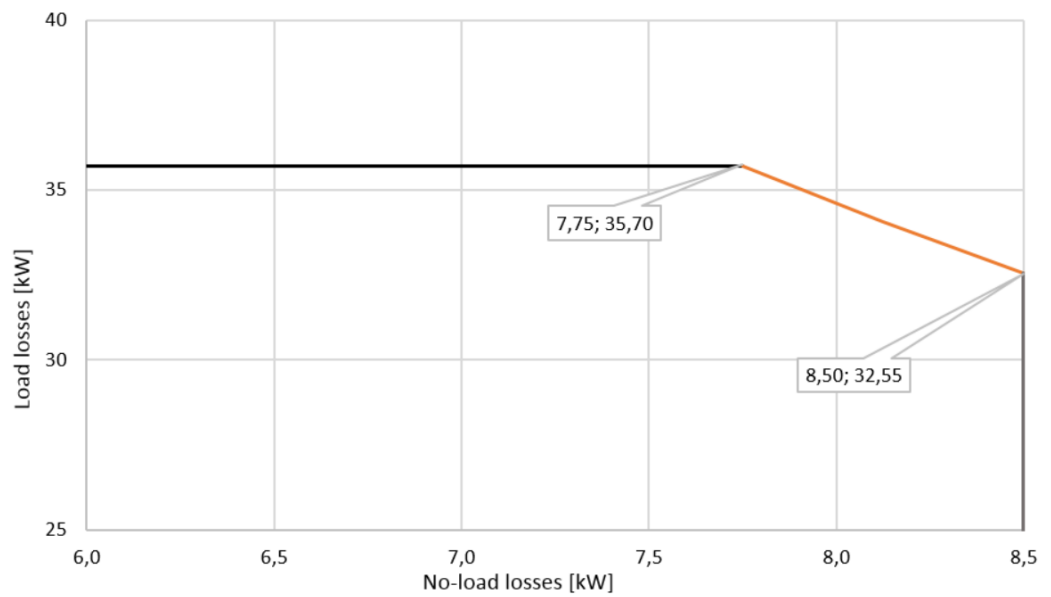


Figure 4-1 Transformer losses allowable area for Tier 1

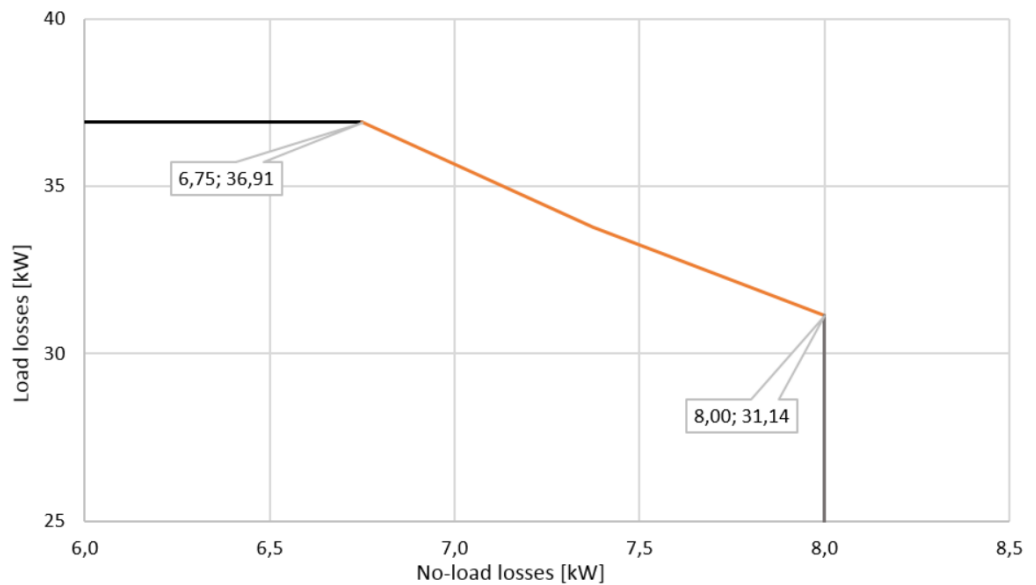


Figure 4-2 Transformer losses allowable area for Tier 2

The actual load losses vary depend on the operation mode of the turbine, hence in Table 4-4 the load losses are provided at different operation modes for the two loss variants. Table 4-4 covers both Tier 1 and Tier 2 transformer design. For further recalculation of load losses at different operation modes, refer to Figure 4-3.

Transformer losses Tier 1			
Peak Efficiency Index (PEI)	> 99.354		
Loss variant 1			
No-load loss	7.75 kW		
Load loss @ power, reference temperature according to IEC 60076-11	@5150kVA	@4200kVA ⁶	@4000kVA ⁶
	≤ 35.70 kW	≤ 23.75 kW	≤ 21.54 kW
Loss variant 2			
No-load loss	8.5 kW		
Load loss @ power, reference temperature according to IEC 60076-11	@5150kVA	@4200kVA ⁶	@4000kVA ⁶
	≤ 32.55 kW	≤ 21.65 kW	≤ 19.64 kW
Transformer losses Tier 2			
Peak Efficiency Index (PEI)	> 99.387		
Loss variant 1			
No-load loss	6.75 kW		
Load loss @ power, reference temperature according to IEC 60076-11	@5150kVA	@4200kVA ⁶	@4000kVA ⁶
	≤ 36,91 kW	≤ 24.55 kW	≤ 22.27 kW
Loss variant 2			
No-load loss	8.0 kW		
Load loss @ power, reference temperature according to IEC 60076-11	@5150kVA	@4200kVA ⁶	@4000kVA ⁶
	≤ 31.14 kW	≤ 20.71 kW	≤ 18.79 kW

Table 4-4: Transformer losses for Eco-designs IEC 50 Hz/60 Hz version.

NOTE

¹ The date reflects date for shipment of transformer from manufacturer.

² @1000m. According to IEC 60076-11, AC test voltage is altitude dependent.

³ Based on an average of calculated values across voltages and manufacturers.

⁴ Subjected to standard IEC tolerances.

⁵ Transformer max altitude may be adjusted to match turbine location. For voltage class Um 40,5 kV altitude are limited to 1000m for Eco-design Tier 2.

⁶ Information values based on operation mode, see Figure 4-3.

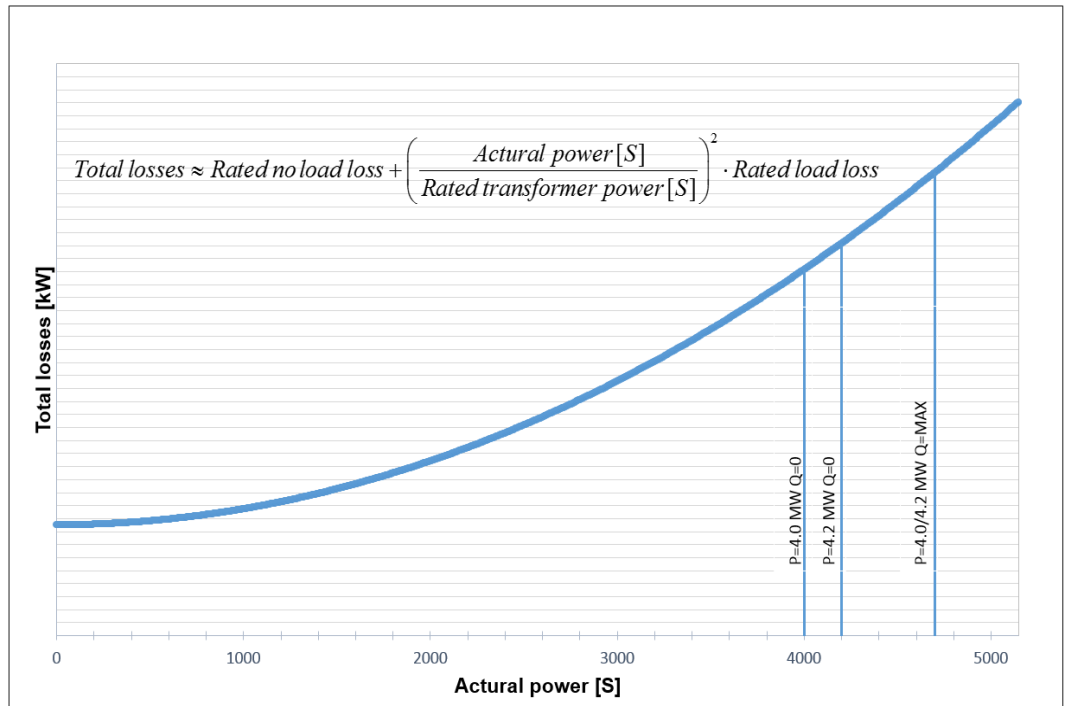


Figure 4-3: Total Losses vs. Actual Power.

4.4 HV Cables

The high-voltage cable runs from the transformer in the nacelle down the tower to the HV switchgear located at the bottom of the tower. The high-voltage cable can be of two different constructions:

- A three-core, rubber-insulated, halogen-free, high-voltage cable with a three-core split earth conductor.
- A four-core, rubber-insulated, halogen-free, high-voltage cable.

HV Cables	
High-Voltage Cable Insulation Compound	Improved ethylene-propylene (EP) based material-EPR or high modulus or hard grade ethylene-propylene rubber-HEPR
Pre-terminated	HV termination in transformer end. T-Connector Type-C in switchgear end.
Maximum Voltage	24 kV for 19.1-22.0 kV rated voltage 42 kV for 22.1-36.0 kV rated voltage
Conductor Cross Sections	3x70 / 70 mm ² (Single PE core) 3x70 + 3x70/3 mm ² (Split PE core)

Table 4-5: HV cables data

4.5 HV Switchgear

A gas insulated switchgear is installed in the bottom of the tower as an integrated part of the turbine. Its controls are integrated with the turbine safety system, which monitors the condition of the switchgear and high voltage safety related devices in the turbine. This system is named 'Ready to Protect' and ensures all protection devices are operational, whenever high voltage components in the turbine are energised. To ensure that the switchgear is always ready to trip, it is equipped with redundant trip circuits consisting of an active trip coil and an undervoltage trip coil.

In case of grid outage the circuit breaker will disconnect the turbine from the grid after an adjustable time.

When grid returns, all relevant protection devices will automatically be powered up via UPS.

When all the protection devices are operational, the circuit breaker will re-close after an adjustable time. The re-close functionality can furthermore be used to implement a sequential energization of a wind park, in order to avoid simultaneous inrush currents from all turbines once grid returns after an outage.

In case the circuit breaker has tripped due to a fault detection, the circuit breaker will be blocked for re-connection until a manual reset is performed.

In order to avoid unauthorized access to the transformer room during live condition, the earthing switch of the circuit breaker, contains a trapped-key interlock system with its counterpart installed on the access door to the transformer room.

The switchgear is available in three variants with increasing features, see Table 4-6. Beside the increase in features, the switchgear can be configured depending on the number of grid cables planned to enter the individual turbine. The design of the switchgear solution is optimized such grid cables can be connected to the switchgear even before the tower is installed and still maintain its protection toward weather conditions and internal condensation due to a gas tight packing.

The switchgear is available in an IEC version and in an IEEE version. The IEEE version is however only available in the highest voltage class. The electrical parameters of the switchgear are seen in Table 4-7 for the IEC version and in Table 4-8 for the IEEE version.

HV Switchgear			
Variant	Basic	Streamline	Standard
IEC standards	○	⊙	⊙
IEEE standards	⊙	○	⊙
Vacuum circuit breaker panel	⊙	⊙	⊙
Overcurrent, short-circuit and earth fault protection	⊙	⊙	⊙
Disconnecter / earthing switch in circuit breaker panel	⊙	⊙	⊙
Voltage Presence Indicator System for circuit breaker	⊙	⊙	⊙
Voltage Presence Indicator System for grid cables	⊙	⊙	⊙
Double grid cable connection	⊙	⊙	⊙
Triple grid cable connection	⊙	○	○
Preconfigured relay settings	⊙	⊙	⊙
Turbine safety system integration	⊙	⊙	⊙
Redundant trip coil circuits	⊙	⊙	⊙
Trip coil supervision	⊙	⊙	⊙
Pendant remote control from outside of tower	⊙	⊙	⊙
Sequential energization	⊙	⊙	⊙
Reclose blocking function	⊙	⊙	⊙
Heating elements	⊙	⊙	⊙
Trapped-key interlock system for circuit breaker panel	⊙	⊙	⊙
Motor operation of circuit breaker	⊙	⊙	⊙
Cable panel for grid cables (configurable)	○	⊙	⊙
Switch disconnector panels for grid cables – max three panels (configurable)	○	⊙	⊙
Earthing switch for grid cables	○	⊙	⊙
Internal arc classification	○	⊙	⊙
Supervision on MCB's	○	⊙	⊙
Motor operation of switch disconnector	○	○	⊙
SCADA operation and feedback of circuit breaker	○	○	⊙
SCADA operation and feedback of switch disconnector	○	○	⊙

Table 4-6: HV switchgear variants and features

4.5.1 IEC 50/60Hz version

HV Switchgear	
Type description	Gas Insulated Switchgear
Applied standards	IEC 62271-103 IEC 62271-1, 62271-100, 62271-102, 62271-200, IEC 60694
Insulation medium	SF ₆
Rated voltage	
U _r 24.0kV	15.7-22.0 kV
U _r 36.0kV	22.1-33.0 kV
U _r 40.5kV	33.1-36.0 kV
Rated insulation level AC // LI Common value / across isolation distance	
U _r 24.0kV	50 / 60 // 125 / 145 kV
U _r 36.0kV	70 / 80 // 170 / 195 kV
U _r 40.5kV	85 / 90 // 185 / 215 kV
Rated frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated normal current	630 A
Rated Short-time withstand current	
U _r 24.0kV	20 kA
U _r 36.0kV	25 kA
U _r 40.5kV	25 kA
Rated peak withstand current 50 / 60 Hz	
U _r 24.0kV	50 / 52 kA
U _r 36.0kV	62.5 / 65 kA
U _r 40.5kV	62.5 / 65 kA
Rated duration of short-circuit	1 s
Internal arc classification (option)	
U _r 24.0kV	IAC A FLR 20 kA, 1 s
U _r 36.0kV	IAC A FLR 25 kA, 1 s
U _r 40.5kV	IAC A FLR 25 kA, 1 s
Connection interface	Outside cone plug-in bushings, IEC interface C1.
Loss of service continuity category	LSC2
Ingress protection	
Gas tank	IP 65
Enclosure	IP 2X
LV cabinet	IP 3X
Corrosion class	C3

Table 4-7: HV switchgear data for IEC version

4.5.2 IEEE 60Hz version

HV Switchgear	
Type description	Gas Insulated Switchgear
Applied standards	IEEE 37.20.3, IEEE C37.20.4, IEC 62271-200, ISO 12944.
Insulation medium	SF ₆
Rated voltage	
	U_r 38.0kV 22.1-36.0 kV
Rated insulation level AC / LI	70 / 150 kV
Rated frequency	60 Hz
Rated normal current	600 A
Rated Short-time withstand current	25 kA
Rated peak withstand current	65 kA
Rated duration of short-circuit	1 s
Internal arc classification (option)	IAC A FLR 25 kA, 1 s
Connection interface grid cables	Outside cone plug-in bushings, IEEE 386 interface type deadbreak, 600A.
Ingress protection	
	Gas tank NEMA 4X / IP 65
	Enclosure NEMA 2 / IP 2X
	LV cabinet NEMA 2 / IP 3X
Corrosion class	C3

Table 4-8: HV switchgear data for IEEE version

4.6 AUX System

The AUX system is supplied from a separate 650/400/230 V transformer located in the nacelle inside the converter cabinet. All motors, pumps, fans and heaters are supplied from this system.

230 V consumers are generally supplied from a 400/230 V transformer located in the tower base. Internal heating and ventilation of cabinets as well as specific option 230 V consumers are supplied from the auxiliary transformer in the converter cabinet.

Power Sockets	
Single Phase (Nacelle)	230 V (16 A) (standard) 110 V (16 A) (option) 2 x 55 V (16 A) (option)
Single Phase (Tower Platforms)	230 V (10 A) (standard) 110 V (16 A) (option) 2 x 55 V (16 A) (option)
Three Phase (Nacelle and Tower Base)	3 x 400 V (16 A)

Table 4-9: AUX system data

4.7 Wind Sensors

The turbine is equipped with a wind sensing system which can provide the wind speed and wind direction in all weather conditions. It consists of at least one wind sensor combined with different estimators which gives an estimate of the wind in the entire rotor area.

4.8 Vestas Multi Processor (VMP) Controller

The turbine is controlled and monitored by the VMP8000 control system.

VMP8000 is a multiprocessor control system comprised of main controller, distributed control nodes, distributed IO nodes and ethernet switches and other network equipment. The main controller is placed in the tower bottom of the turbine. It runs the control algorithms of the turbine, as well as all IO communication.

The communications network is a time triggered Ethernet network (TTEthernet).

The VMP8000 control system serves the following main functions:

- Monitoring and supervision of overall operation.
- Synchronizing of the generator to the grid during connection sequence.
- Operating the wind turbine during various fault situations.
- Automatic yawing of the nacelle.
- OptiTip® - blade pitch control.
- Reactive power control and variable speed operation.
- Noise emission control.
- Monitoring of ambient conditions.
- Monitoring of the grid.
- Monitoring of the smoke detection system.

4.9 Uninterruptible Power Supply (UPS)

During grid outage, an UPS system will ensure power supply for specific components.

1. 230V AC UPS for all power backup to nacelle and hub control systems
2. 24V DC UPS for power backup to tower base control systems and ready to protect.
3. 230V AC UPS for power backup to internal lights in tower, nacelle and hub.

UPS panel		
Backup Time	Standard	Optional
Control System* (230V AC and 24VDC UPS)	30 min	Up to 19.5 hours **
Ready to protect (24V DC UPS)	7 days	80 days***

Table 4-10: UPS data

Light Box		
Backup Time	Standard	Optional
Internal Lights	30 min	60 min****

Table 4-11: UPS data

*The control system includes: the turbine controller (VMP8000), HV switchgear functions, and remote control system.

**Requires upgrade of the 230V UPS for control system with extra batteries.

***Requires upgrade of the 24V DC UPS with extra battery panel.

****Requires upgrade of the 230V UPS for internal light with extra batteries.

NOTE For alternative backup times, consult Vestas.

5 Turbine Protection Systems

5.1 Braking Concept

The main brake on the turbine is aerodynamic. Stopping the turbine is done by full feathering the three blades (individually turning each blade). Each blade has a hydraulic accumulator to supply power for turning the blade.

In addition, there is a mechanical disc brake on the high-speed shaft of the gearbox with a dedicated hydraulic system. The mechanical brake is only used as a parking brake and when activating the emergency stop buttons.

5.2 Short Circuit Protections

Breakers	Breaker for Aux. Power. Back-up CB (T5V-HA 400A TMA 800V) and aux. power CB (T4V-HA 125A TMA 800V) tested in coordination	Breaker 1 for Converter Modules MTZ2 1600A 1000 V	Breaker 2 for Converter Modules MTZ2 3200A 1000 V
Breaking Capacity I_{cu} , I_{cs}	75 kA rms @ max 840 V $I_{cs} = 100\%$	66 kA rms @ max 1000 V $I_{cs} = 100\%$	66 kA rms @ max 1000 V $I_{cs} = 100\%$
Making Capacity I_{cm}	166 kA peak @ max 840 V	145 kA peak @ max 1000 V	145 kA peak @ max 1000 V

Table 5-1: Short circuit protection data

5.3 Overspeed Protection

The generator rpm and the main shaft rpm are registered by inductive sensors and calculated by the wind turbine controller to protect against overspeed and rotating errors.

The safety-related partition of the VMP8000 control system monitors the rotor rpm. In case of an overspeed situation, the safety-related partition of the VMP8000 control system activates the emergency feathered position (full feathering) of the three blades independently of the non-safety related partition of VMP8000 control system.

Overspeed Protection	
Sensors Type	Inductive
Trip Level (variant dependent)	12.0-17.5 rpm / 2000 (generator rpm)

Table 5-2: Overspeed protection data

5.4 Arc Detection

The turbine is equipped with an Arc Detection system including multiple optical arc detection sensors placed in the HV transformer compartment and the converter cabinet. The Arc Detection system is connected to the turbine safety system ensuring immediate opening of the HV switchgear if an arc is detected.

5.5 Smoke Detection

The turbine is equipped with a Smoke Detection system including multiple smoke detection sensors placed in the nacelle (above the disc brake), in the transformer compartment, in main electrical cabinets in the nacelle and above the HV switchgear in the tower base. The Smoke Detection system is connected to the turbine safety system ensuring immediate opening of the HV switchgear if smoke is detected.

5.6 Lightning Protection of Blades, Nacelle, Hub and Tower

The Lightning Protection System (LPS) helps protect the wind turbine against the physical damage caused by lightning strikes. The LPS consists of five main parts:

- Lightning receptors. All lightning receptor surfaces on the blades are unpainted, excluding the Solid Metal Tips (SMT).
- Down conducting system (a system to conduct the lightning current down through the wind turbine to help avoid or minimise damage to the LPS itself or other parts of the wind turbine).
- Protection against overvoltage and overcurrent.
- Shielding against magnetic and electrical fields.
- Earthing system.

V136 blades and V150 blades:

Lightning Protection Design Parameters			Protection Level I
Current Peak Value	$i_{\max}$	[kA]	200
Impulse Charge	Q_{impulse}	[C]	100
Long Duration Charge	Q_{long}	[C]	200
Total Charge	Q_{total}	[C]	300
Specific Energy	W/R	[MJ/Ω]	10
Average Steepness	di/dt	[kA/μs]	200

Table 5-3: Lightning protection design parameters (IEC)

Hub/Nacelle/Tower/Foundation and V117 blades:

Lightning Protection Design Parameters			Protection Level I
Current Peak Value	$i_{\max}$	[kA]	200
Impulse Charge	Q_{impulse}	[C]	200
Long Duration Charge	Q_{long}	[C]	600
Total Charge	Q_{total}	[C]	800
Specific Energy	W/R	[MJ/Ω]	20
Average Steepness	di/dt	[kA/μs]	200

Table 5-4: Lightning protection design parameters (IEC & JIS)

NOTE The Lightning Protection System is designed according to IEC and JIS standards (see section 8 Design Codes, p. 28).

5.7 EMC

The turbine and related equipment fulfils the EU Electromagnetic Compatibility (EMC) legislation:

- DIRECTIVE 2014/30/EU OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 26 February 2014 on the harmonisation of the laws of the Member States relating to electromagnetic compatibility.

5.8 Earthing

The Vestas Earthing System consists of a number of individual earthing electrodes interconnected as one joint earthing system.

The Vestas Earthing System includes the TN-system and the Lightning Protection System for each wind turbine. It works as an earthing system for the medium voltage distribution system within the wind farm.

The Vestas Earthing System is adapted for the different types of turbine foundations. A separate set of documents describe the earthing system in detail, depending on the type of foundation.

In terms of lightning protection of the wind turbine, Vestas has no separate requirements for a certain minimum resistance to remote earth (measured in ohms) for this system. The earthing for the lightning protection system is based on the design and construction of the Vestas Earthing System.

A primary part of the Vestas Earthing System is the main earth bonding bar placed where all cables enter the wind turbine. All earthing electrodes are connected to this main earth bonding bar. Additionally, equipotential connections are made to all cables entering or leaving the wind turbine.

Requirements in the Vestas Earthing System specifications and work descriptions are minimum requirements from Vestas and IEC. Local and national requirements, as well as project requirements, may require additional measures.

5.9 Corrosion Protection

Classification of corrosion protection is according to ISO 12944-2.

Corrosion Protection	External Areas	Internal Areas
Nacelle	C5-M	C3
Hub	C5-M	C3
Tower	C5-I	C3

Table 5-5: Corrosion protection data for nacelle, hub, and tower

6 Safety

The safety specifications in this section provide limited general information about the safety features of the turbine and are not a substitute for Buyer and its agents taking all appropriate safety precautions, including but not limited to (a) complying with all applicable safety, operation, maintenance, and service agreements, instructions, and requirements, (b) complying with all safety-related laws, regulations, and ordinances, and (c) conducting all appropriate safety training and education.

6.1 Access

Access to the turbine from the outside is through a door located at the entrance platform approximately 3 meter above ground level. The door is equipped with a lock. Access to the top platform in the tower is by a ladder or service lift. Access to the nacelle from the top platform is by ladder. Access to the transformer room in the nacelle is controlled with a lock. Unauthorised access to electrical switchboards and power panels in the turbine is prohibited according to IEC 60204-1 2006.

6.2 Escape

In addition to the normal access routes, alternative escape routes from the nacelle are through the crane hatch, from the spinner by opening the nose cone, or from the roof of the nacelle. Rescue equipment is placed in the nacelle.

The hatch in the roof can be opened from both the inside and outside. Escape from the service lift is by ladder.

An emergency response plan, placed in the turbine, describes evacuation and escape routes.

6.3 Rooms/Working Areas

The tower and nacelle are equipped with power sockets for electrical tools for service and maintenance of the turbine.

6.4 Floors, Platforms, Standing, and Working Places

All floors have anti-slip surfaces.

There is one floor per tower section.

Rest platforms are provided at intervals of 9 metres along the tower ladder between platforms.

Foot supports are placed in the turbine for maintenance and service purposes.

6.5 Service Lift

The turbine is delivered with a service lift installed as an option.

6.6 Climbing Facilities

The tower ladder is equipped with a fall arrest system, either a rail system or a wire.

The service areas in the turbines are equipped with anchor points. The anchor point may be used for work positioning, fall restraint, fall arrest and to attach a descent device to perform rescue or escape from the turbine.

Anchor points are coloured yellow and are tested to 22.5 kN.

6.7 Moving Parts, Guards, and Blocking Devices

All moving parts in the nacelle are shielded.

The turbine is equipped with a rotor lock to block the rotor and drive train.

Blocking the pitch of the cylinder can be done with mechanical tools in the hub.

6.8 Lights

The turbine is equipped with lights in the tower, nacelle and hub.

There is emergency light in case of the loss of electrical power.

6.9 Emergency Stop

There are emergency stop buttons in the nacelle, hub and bottom of the tower.

6.10 Power Disconnection

The turbine is equipped with breakers to allow for disconnection from all power sources during inspection or maintenance. The switches are marked with signs and are located in the nacelle and bottom of the tower.

6.11 Fire Protection/First Aid

A handheld 5-6 kg CO₂ fire extinguisher, first aid kit and fire blanket are required to be located in the nacelle during service and maintenance.

- A handheld 5-6 kg CO₂ fire extinguisher is required only during service and maintenance activities, unless a permanently mounted fire extinguisher located in the nacelle is mandatorily required by authorities.
- First aid kits are required only during service and maintenance activities.
- Fire blankets are required only during non-electrical hot work activities.

6.12 Warning Signs

Warning signs placed inside or on the turbine must be reviewed before operating or servicing the turbine.

6.13 Manuals and Warnings

The Vestas Corporate OH&S Manual and manuals for operation, maintenance and service of the turbine provide additional safety rules and information for operating, servicing or maintaining the turbine.

7 Environment

7.1 Chemicals

Chemicals used in the turbine are evaluated according to the Vestas Wind Systems A/S Environmental System certified according to ISO 14001:2015. The following chemicals are used in the turbine:

- Anti-freeze to help prevent the cooling system from freezing.
- Gear oil for lubricating the gearbox.
- Hydraulic oil to pitch the blades and operate the brake.
- Grease to lubricate bearings.
- Various cleaning agents and chemicals for maintenance of the turbine.

8 Design Codes

8.1 Design Codes – Structural Design

The turbine design has been developed and tested with regard to, but not limited to, the following main standards:

Design Codes	
Nacelle and Hub	IEC 61400-1 Edition 3 EN 50308

Design Codes	
Tower	IEC 61400-1 Edition 3 Eurocode 3
Blades	DNV-OS-J102 IEC 1024-1 IEC 60721-2-4 IEC 61400 (Part 1, 12 and 23) IEC WT 01 IEC DEFU R25 ISO 2813 DS/EN ISO 12944-2
Gearbox	IEC 61400-4
Generator	IEC 60034
Transformer	IEC 60076-11, IEC 60076-16, CENELEC HD637 S1
Lightning Protection	IEC 62305-1: 2006 IEC 62305-3: 2006 IEC 62305-4: 2006 IEC 61400-24:2010 JIS C 1400-24 2014
Rotating Electrical Machines	IEC 34
Safety of Machinery, Safety-related Parts of Control Systems	IEC 13849-1
Safety of Machinery – Electrical Equipment of Machines	IEC 60204-1

Table 8-1: Design codes

9 Colours

9.1 Nacelle Colour

Colour of Vestas Nacelles	
Standard Nacelle Colour	RAL 7035 (light grey)
Standard Logo	Vestas

Table 9-1: Colour, nacelle

9.2 Tower Colour

Colour of Vestas Tower Section		
	External:	Internal:
Standard Tower Colour	RAL 7035 (light grey)	RAL 9001 (cream white)

Table 9-2: Colour, tower

9.3 Blade Colour

Blade Colour	
Standard Blade Colour	RAL 7035 (light grey). All lightning receptor surfaces on the blades are unpainted, excluding the Solid Metal Tips (SMT).
Tip-End Colour Variants	RAL 2009 (traffic orange), RAL 3020 (traffic red)
Gloss	< 30% DS/EN ISO 2813

Table 9-3: Colour, blades

10 Operational Envelope and Performance Guidelines

Actual climate and site conditions have many variables and should be considered in evaluating actual turbine performance. The design and operating parameters set forth in this section do not constitute warranties, guarantees, or representations as to turbine performance at actual sites.

10.1 Climate and Site Conditions

Values refer to hub height:

Extreme Design Parameters	
Wind Climate	All
Ambient Temperature Interval (Standard Temperature Turbine)	-40° to +50°C

Table 10-1: Extreme design parameters

10.2 Operational Envelope – Temperature and Altitude

Values below refer to hub height and are determined by the sensors and control system of the turbine.

Operational Envelope – Temperature	
Ambient Temperature Interval (V117 and V136 Standard Turbine)	-20° to +45°C
Ambient Temperature Interval (V117 and V136 Low Temperature Turbine)	-30° to +45°C

Operational Envelope – Temperature	
Ambient Temperature Interval (V150 Standard Turbine)	-30° to +45°C

Table 10-2: Operational envelope – temperature

NOTE The wind turbine will stop producing power at ambient temperatures above 45°C. For the low temperature options of the wind turbine, independent site evaluation is needed, consult Vestas.

The turbine is designed for use at altitudes up to 1000 m above sea level as standard and optional up to 2000 m above sea level.

10.3 Operational Envelope – Temperature and Altitude

The turbine comes in two cooler top configurations with different performance as function of temperature. Figure 10-1 illustrate performance for standard cooler top and Figure 10-2 illustrate performance for high temperature cooler top. (HT version is not available for all turbine variants. Please consult Vestas for more information).

The values in the graphs refer to hub height and are determined by the sensors and control system of the turbine. At ambient temperatures above the thresholds shown in the figures the turbine will maintain derated production. The derate values depend of the altitude of the turbine.

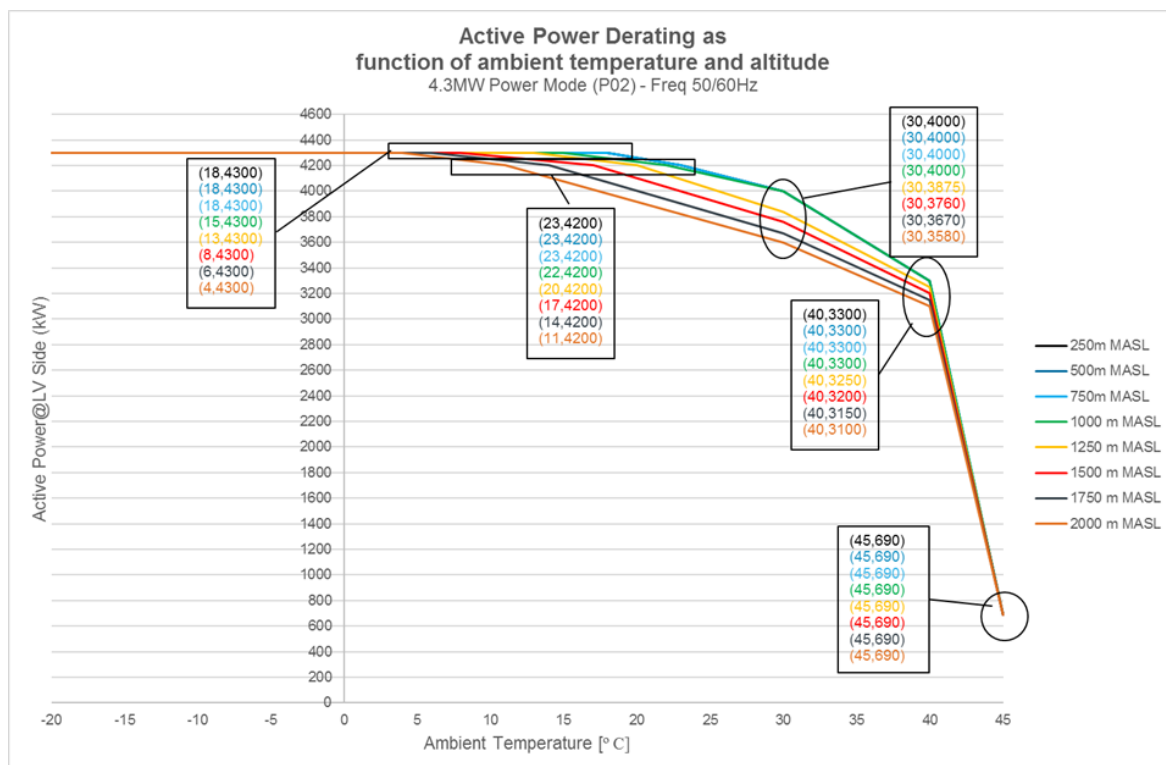


Figure 10-1: Temperature dependant derated operation – Standard Cooler Top.

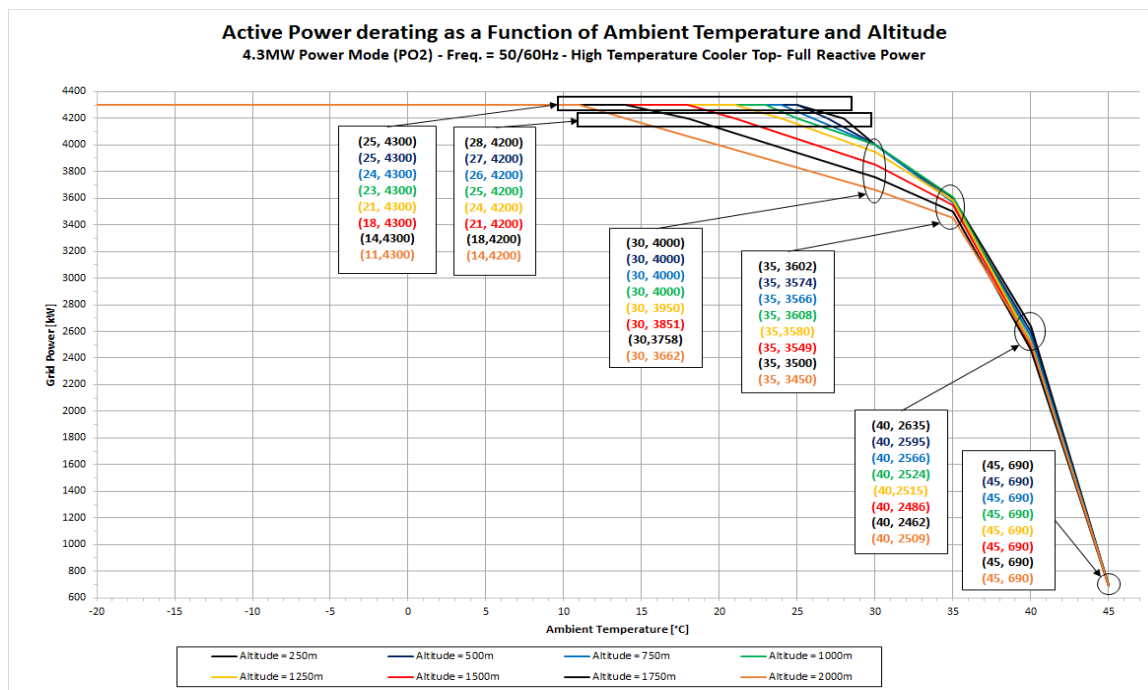


Figure 10-2: Temperature dependant derated operation – High Temperature Cooler Top.

10.4 Operational Envelope – Grid Connection

Operational Envelope – Grid Connection		
Nominal Phase Voltage	[U _{NP}]	720 V
Nominal Frequency	[f _N]	50/60 Hz
Maximum Frequency Gradient	±4 Hz/sec.	
Maximum Negative Sequence Voltage	3% (connection) 2% (operation)	
Minimum Required Short Circuit Ratio at Turbine HV Connection	5.0 (contact Vestas for lower SCR levels)	
Maximum Short Circuit Current Contribution	1.05 p.u. (continuous) 1.45 p.u. (peak)	

Table 10-3: Operational envelope – grid connection

The generator and the converter will be disconnected if*:

Protection Settings	
Voltage Above 110%** of Nominal for 1800 Seconds	792 V
Voltage Above 116% of Nominal for 60 Seconds	835 V
Voltage Above 125% of Nominal for 2 Seconds	900 V
Voltage Above 136% of Nominal for 0.150 Seconds	979 V
Voltage Below 90%** of Nominal for 180 Seconds (FRT)	648 V
Voltage Below 85% of Nominal for 12 Seconds (FRT)	612 V
Voltage Below 80% of Nominal for 4 Seconds (FRT)	576 V
Frequency is Above 106% of Nominal for 0.2 Seconds	53/63.6 Hz
Frequency is Below 94% of Nominal for 0.2 Seconds	47/56.4 Hz

Table 10-4: Generator and converter disconnecting values

NOTE

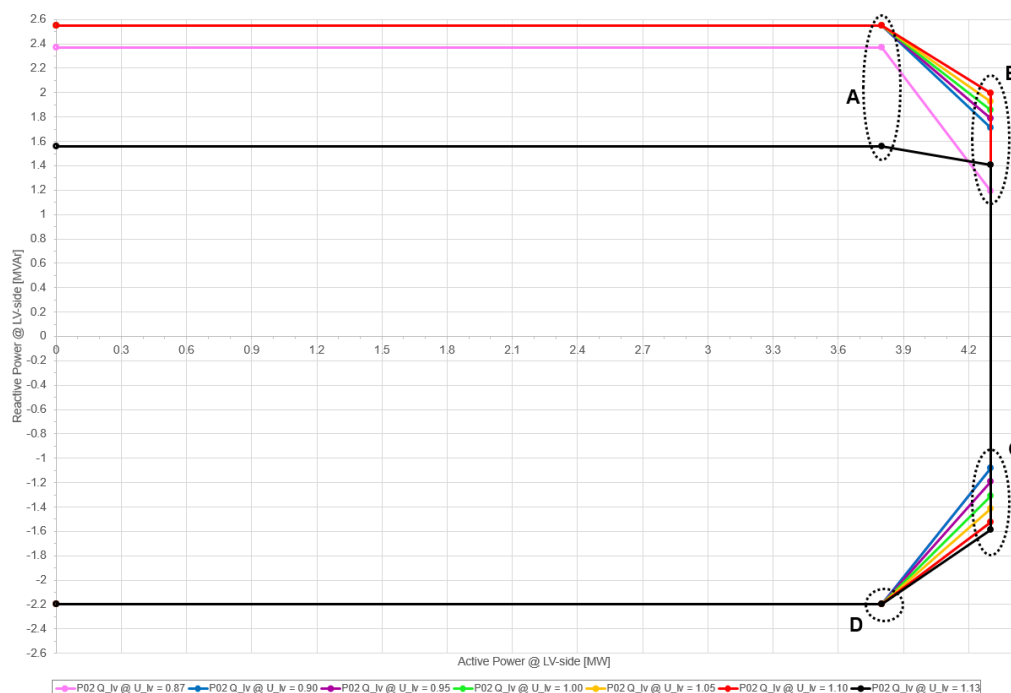
* Over the turbine lifetime, grid drop-outs are to occur at an average of no more than 50 times a year.

** The turbine may be configured for continuous operation @ +/- 13 % voltage. Reactive power capability is limited for these widened settings to an extent that is yet to be determined.

All protection settings are preliminary and subject to change.

10.5 Operational Envelope – Reactive Power Capability in 4.3 MW

The turbine has a reactive power capability in 4.3 MW on the low voltage side of the HV transformer as illustrated in Figure 10-3:



Point	Coordinate	Coordinates								Power factor	
		A		B		C		D		B(Capacitive)	C(Inductive)
	Reactive power [kVar] @ LV @ U_Lv = 0.87 p.u. voltages	3.800	2.370	4.300	1.189	4.300	-1.080	3.800	-2.200	0.964	0.970
	Reactive power [kVar] @ LV @ U_Lv = 0.90 p.u. voltages	3.800	2.550	4.300	1.709	4.300	-1.080	3.800	-2.200	0.929	0.970
	Reactive power [kVar] @ LV @ U_Lv = 0.95 p.u. voltages	3.800	2.550	4.300	1.785	4.300	-1.190	3.800	-2.200	0.924	0.964
	Reactive power [kVar] @ LV @ U_Lv = 1.00 p.u. voltages	3.800	2.550	4.300	1.860	4.300	-1.313	3.800	-2.200	0.918	0.956
	Reactive power [kVar] @ LV @ U_Lv = 1.05 p.u. voltages	3.800	2.550	4.300	1.928	4.300	-1.413	3.800	-2.200	0.913	0.950
	Reactive power [kVar] @ LV @ U_Lv = 1.10 p.u. voltages	3.800	2.550	4.300	1.994	4.300	-1.525	3.800	-2.200	0.907	0.942
	Reactive power [kVar] @ LV @ U_Lv = 1.13 p.u. voltages	3.800	1.560	4.300	1.409	4.300	-1.590	3.800	-2.200	0.950	0.938

Figure 10-3: Reactive power capability for 4.3 MW.

When operating at 4.3 MW nominal power at LV side of the HV transformer, the reactive power capability on the high voltage side of the HV transformer is approximately:

- $\cos\phi(\text{HV}) = 0.97/0.93$ capacitive/inductive @ $U(\text{HV}) = 0.90$ p.u. voltage
- $\cos\phi(\text{HV}) = 0.95/0.89$ capacitive/inductive @ $U(\text{HV}) = 1.10$ p.u. voltage

Reactive power is produced by the full-scale converter. Traditional capacitors are, therefore, not used in the turbine.

The turbine is able to maintain the reactive power capability at low wind with no active power production.

NOTE

4.3 MW Power Mode P02 derates above +15°C ambient temperature for ≤ 1000 m.a.s.l. according to Figure 10-1 and Figure 10-2.

10.6 Performance – Fault Ride Through

The turbine is equipped with a full-scale converter to gain better control of the wind turbine during grid faults. The turbine control system continues to run during grid faults.

The turbine is designed to stay connected during grid disturbances within the voltage tolerance curve as illustrated below:

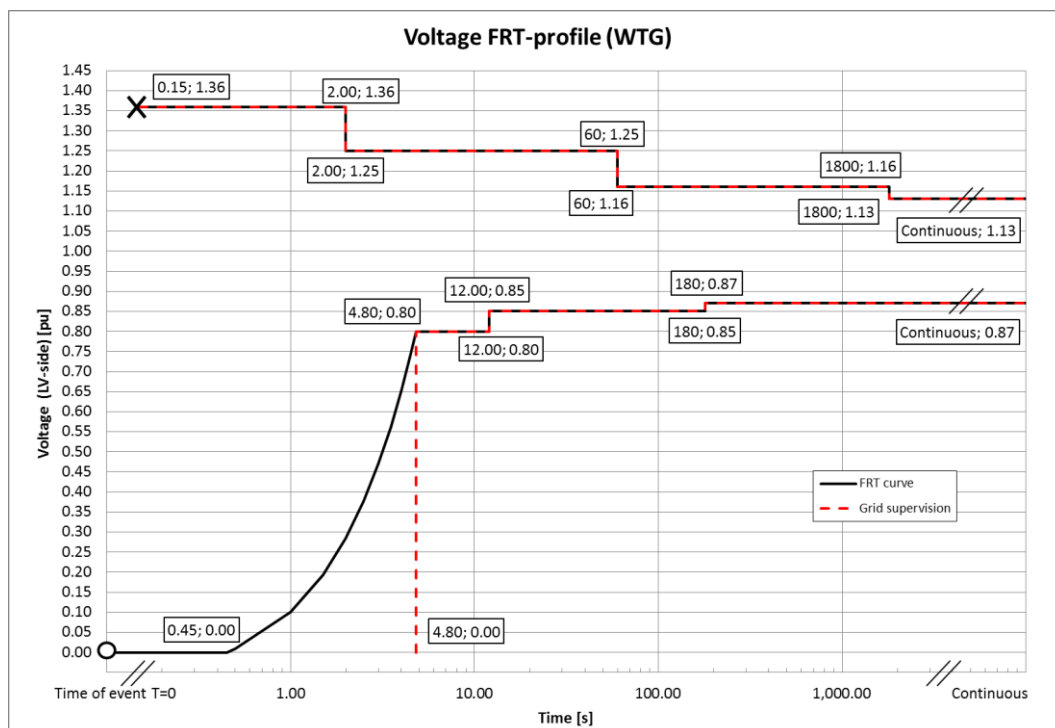


Figure 10-4: Voltage tolerance curve for symmetrical and asymmetrical faults, where U represents voltage as measured on the grid.

For grid disturbances outside the tolerance curve in Figure 10-4, the turbine will be disconnected from the grid.

NOTE All fault ride through capability values are preliminary and subject to change.

Power Recovery Time	
Power Recovery to 90% of Pre-Fault Level	Maximum 0.1 seconds

Table 10-5: Power recovery time

10.7 Performance – Reactive Current Contribution

The reactive current contribution depends on whether the fault applied to the turbine is symmetrical or asymmetrical.

NOTE All reactive current contribution values are preliminary and subject to change.

10.7.1 Symmetrical Reactive Current Contribution

During symmetrical voltage dips, the wind farm will inject reactive current to support the grid voltage. The reactive current injected is a function of the measured grid voltage.

The default value gives a reactive current part of 1 p.u. of the rated active current at the high voltage side of the HV transformer. Figure 10-5, indicates the reactive current contribution as a function of the voltage. The reactive current contribution is independent from the actual wind conditions and pre-fault power level. As seen in Figure 10-5, the default current injection slope is 2% reactive current increase per 1% voltage decrease. The slope can be parameterized between 0 and 10 to adapt to site specific requirements.

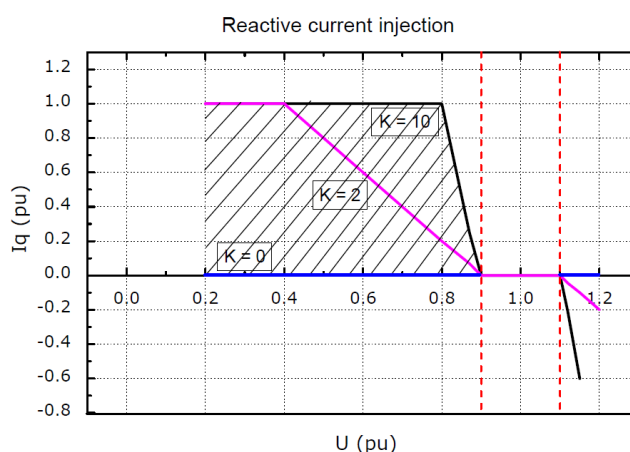


Figure 10-5: Reactive current injection

10.7.2 Asymmetrical Reactive Current Contribution

The injected current is based on the measured positive sequence voltage and the used K-factor. During asymmetrical voltage dips, the reactive current injection is limited to approximate 0.4 p.u. to limit the potential voltage increase on the healthy phases.

10.8 Performance – Multiple Voltage Dips

The turbine is designed to handle re-closure events and multiple voltage dips within a short period of time due to the fact that voltage dips are not evenly distributed during the year. For example, the turbine is designed to handle 10 voltage dips of duration of 200 ms, down to 20% voltage, within 30 minutes.

10.9 Performance – Active and Reactive Power Control

The turbine is designed for control of active and reactive power via the VestasOnline® SCADA system.

Maximum Ramp Rates for External Control	
Active Power	0.1 p.u./sec for max. power level change of 0.3 p.u. 0.3 p.u./sec for max. power level change of 0.1 p.u.
Reactive Power	20 p.u./sec

Table 10-6: Active/reactive power ramp rates (values are preliminary)

To support grid stability the turbine is capable to stay connected to the grid at active power references down to 10 % of nominal power for the turbine. For active power references below 10 % the turbine may disconnect from the grid.

10.10 Performance – Voltage Control

The turbine is designed for integration with VestasOnline® voltage control by utilising the turbine reactive power capability.

10.11 Performance – Frequency Control

The turbine can be configured to perform frequency control by decreasing the output power as a linear function of the grid frequency (over frequency). Dead band and slope for the frequency control function are configurable.

10.12 Distortion – Immunity

The turbine is able to connect with a pre-connection (background) voltage distortion level at the grid interface of 8% and operate with a post-connection voltage distortion level of 8%.

10.13 Main Contributors to Own Consumption

The consumption of electrical power by the wind turbine is defined as the power used by the wind turbine when it is not providing energy to the grid. This is defined in the control system as Production Generator 0 (zero).

The components in Table 10-7 have the largest influence on the own consumption of the wind turbine (the average own consumption depends on the actual conditions, the climate, the wind turbine output, the cut-off hours, etc.).

The VMP8000 control system has a hibernate mode that reduces own consumption when possible. Similarly, cooling pumps may be turned off when the turbine idles.

Main contributors to Own Consumption	
Hydraulic Motor	2 x 15 (V117) / 18.5 kW (V136 + V150) (master-slave)
Yaw Motors	Maximum 21 kW in total
Water Heating	10 kW
Water Pumps	2.2 + 5.5 kW
Oil Heating	7.9 kW
Oil Pump for Gearbox Lubrication	12.5 kW
Controller Including Heating Elements for the Hydraulics and all Controllers	Approximately 3 kW
HV Transformer No-load Loss	See section 4.3 HV Transformer, p. 12

Table 10-7: Main contributors to own consumption data (values are preliminary).

11 Drawings

11.1 Structural Design – Illustration of Outer Dimensions

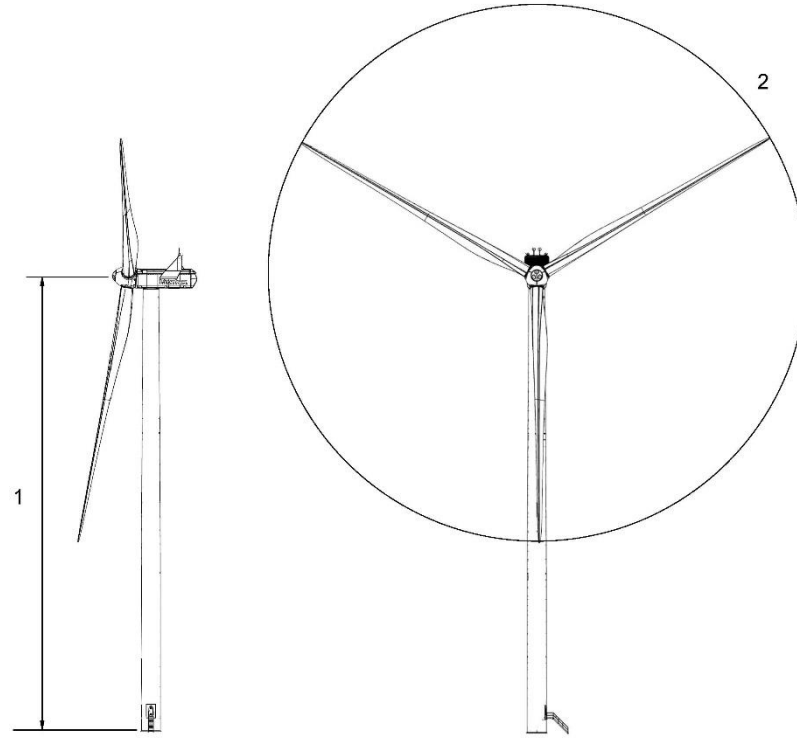


Figure 11-1: Illustration of outer dimensions – structure

- | | |
|---|---------------------------------------|
| 1 Hub heights: See Performance Specification | 2 Rotor diameter: 117/136/150m |
|---|---------------------------------------|

11.2 Structural Design – Side View Drawing

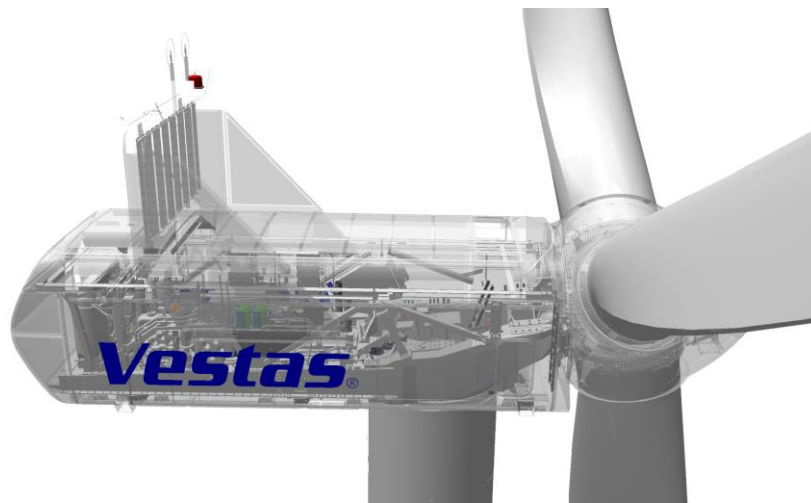


Figure 11-2: Side-view drawing

12 General Reservations, Notes and Disclaimers

- © 2020 Vestas Wind Systems A/S. This document is created by Vestas Wind Systems A/S and/or its affiliates and contains copyrighted material, trademarks, and other proprietary information. All rights reserved. No part of the document may be reproduced or copied in any form or by any means – such as graphic, electronic, or mechanical, including photocopying, taping, or information storage and retrieval systems – without the prior written permission of Vestas Wind Systems A/S. The use of this document is prohibited unless specifically permitted by Vestas Wind Systems A/S. Trademarks, copyright or other notices may not be altered or removed from the document.
- The general descriptions in this document apply to the current version of the 4.3MW Platform wind turbines. Updated versions of the 4.3MW Platform wind turbines, which may be manufactured in the future, may differ from this general description. In the event that Vestas supplies an updated version of a specific 4.3MW Platform wind turbine, Vestas will provide an updated general description applicable to the updated version.
- Vestas recommends that the grid be as close to nominal as possible with limited variation in frequency and voltage.
- A certain time allowance for turbine warm-up must be expected following grid dropout and/or periods of very low ambient temperature.
- All listed start/stop parameters (e. g. wind speeds and temperatures) are equipped with hysteresis control. This can, in certain borderline situations, result in turbine stops even though the ambient conditions are within the listed operation parameters.
- The earthing system must comply with the minimum requirements from Vestas, and be in accordance with local and national requirements and codes of standards.
- This document, General Description, is not an offer for sale, and does not contain any guarantee, warranty and/or verification of the power curve and noise (including, without limitation, the power curve and noise verification method). Any guarantee, warranty and/or verification of the power curve and noise (including, without limitation, the power curve and noise verification method) must be agreed to separately in writing.