



REGIONE
TOSCANA



COMUNE DI
MANCIANO



PROVINCIA DI
GROSSETO

PROGETTO DEFINITIVO

Impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica "Fiora" di potenza nominale pari a 52.8 MW e relative opere connesse da realizzarsi nel comune di Manciano (GR)

Titolo elaborato

Relazione tecnica delle opere civili

Codice elaborato

F0612AR07A

Scala

-

Riproduzione o consegna a terzi solo dietro specifica autorizzazione.

Progettazione



F4 ingegneria srl

Via Di Giura - Centro direzionale, 85100 Potenza
Tel: +39 0971 1944797 - Fax: +39 0971 55452
www.f4ingegneria.it - f4ingegneria@pec.it

Il Direttore Tecnico
(ing. Giovanni Di Santo)



Gruppo di lavoro

Dott. For. Luigi ZUCCARO
Ing. Giuseppe MANZI
Ing. Monica COIRO
Ing. jr. Flavio Gerardo TRIANI
Ing. Gerardo Giuseppe SCAVONE
Ing. Manuela Nardoza
Ing. Angelo CORRADO
Arch. Gaia TELESCA



Società certificata secondo le norme UNI-EN ISO 9001:2015 e UNI-EN ISO 14001:2015 per l'erogazione di servizi di ingegneria nei settori: civile, idraulica, acustica, energia, ambiente (settore IAF: 34).

Consulenze specialistiche

Committente

Apollo Wind S.r.l.

Via della Stazione, 7
39100 Bolzano (BZ)

Data	Descrizione	Redatto	Verificato	Approvato
Dicembre 2023	Prima emissione	FTR	FTR	GMA

File sorgente: F0612AR07A - Relazione tecnica delle opere civili.docx

Sommario

1	Premessa	5
2	Descrizione degli aerogeneratori	6
2.1	Torre di sostegno	6
2.2	Rotore e pale	7
2.3	Generatore	7
2.4	Navicella	7
2.5	Sistema d'imbardata	8
2.6	Sistema di controllo	8
2.7	Sistema frenante	9
3	Opere civili	10
3.1	Fondazioni	10
3.2	Viabilità	10
3.3	Piazzole di montaggio e di stoccaggio	12
3.4	Aree logistiche di cantiere	13
3.5	Dimensioni complessive e stima movimenti terra di strade e piazzole	13
4	Opere civili	16
5	Ripristini e stato finale dell'opera	17
6	Dimensionamento dell'impianto	18
6.1	Regime di vento del sito e disposizione ed orientamento degli aerogeneratori	19
6.2	Impianto elettrico	20

7	Criteri di scelta delle soluzioni impiantistiche di protezione contro i fulmini, con l'individuazione e la classificazione del volume da proteggere	28
7.1	Individuazione delle strutture da proteggere	28
7.2	Calcolo delle componenti di rischio	28
7.3	Verifica del dispersore dell'aerogeneratore ai fini della protezione contro i fulmini	33
8	Impianto di accumulo elettrochimico	34
8.1	Tecnologia	34
8.1.1	Impianto	35
8.1.1.1	<i>Core</i>	35
8.1.1.2	<i>Node</i>	35
8.1.1.3	<i>Cube</i>	35
8.1.1.4	<i>Batterie</i>	37
8.1.1.5	<i>Skid (Inverter, trasformatore, quadro AT (36 kV))</i>	41
8.1.1.6	<i>Trasformatore cabina MT/BT</i>	42
8.1.1.7	<i>Cablaggi</i>	42
8.1.1.8	<i>Controllo della temperatura</i>	43
8.1.2	Dimensionamento sistema di accumulo	43
8.1.3	Cavi	44
8.1.3.1	<i>Cavi AT (36 kV)</i>	44
8.1.3.2	<i>Cavi BT</i>	44
8.1.3.3	<i>Cavi BT interni ai quadri</i>	45
8.1.3.4	<i>Cavi DC</i>	45
8.1.3.5	<i>Cavi di segnale e comunicazione</i>	45
8.1.3.6	<i>Cavi di protezione</i>	45
8.1.4	Dimensionamento e verifica dei cavi	46
8.1.4.1	<i>Isolamento dei cavi</i>	46
8.1.4.2	<i>Verifica della portata</i>	46
8.1.4.3	<i>Verifica della caduta di tensione</i>	46
8.1.4.4	<i>Colori distintivi dei cavi</i>	46
8.1.4.5	<i>Sezioni minime e cadute di tensione ammesse</i>	47

8.1.4.6	<i>Dimensionamento dei conduttori di protezione</i>	47
8.1.4.7	<i>Tubi e canalizzazioni</i>	47
8.1.4.8	<i>Criteri di verifica della protezione contro i contatti indiretti</i>	48
8.1.4.9	<i>Coordinamento tra conduttori e dispositivi di protezione</i>	48
8.1.5	UPS	48
8.1.6	SCADA di impianto e comunicazione	49
8.1.7	Rete di terra	49
8.2	Opere civili	49
8.2.1	Platee e pavimentazioni	49
8.2.2	Opere idrauliche	49
8.2.2.1	<i>Sistemi di contenimento</i>	49
8.2.2.2	<i>Rete acque civili e sistemi di trattamento</i>	49
8.2.3	Recinzioni e cancelli	50

1 Premessa

Proponente	Apollo Wind S.r.l.
Potenza complessiva massima in immissione	52.8 MW
Potenza complessiva impianto	52.8 MW
Potenza singolo WTG	6.6 MW
Numero aerogeneratori	8
Altezza hub max	115 m
Diametro rotore max	170 m
Altezza complessiva max	200 m
Area poligono impianto	5.1 kmq
Lunghezza elettrodotto AT area parco	12.324 km
Lunghezza elettrodotto AT esterno	24 m
RTN autorizzata (si/no)	no
RTN esistente (si/no)	no
Tipo di connessione alla RTN (cavo/aereo)	Impianto di accumulo da 25 MW – Collegamento in antenna a 36 kV ad una nuova Stazione Elettrica di trasformazione RTN 380/150/36 kV da inserire in entra - esce alla linea RTN a 380 kV "Montalto-Suvereto"
Piazzola di montaggio (max)	8860 m ²
Piazzola definitiva (max)	1460 m ²

L'intervento proposto consiste nella realizzazione di un nuovo parco eolico, denominato "Fiora", localizzato nel territorio comunale di Manciano, in provincia di Grosseto. L'impianto sarà composto da n. 8 aerogeneratori della potenza nominale di 6.6 MW ciascuno, in accordo con quanto previsto nella STMG Terna ID 202303462. Le relative opere di connessione saranno ubicate nel Comune di Manciano (Gr).

Gli aerogeneratori che potranno essere installati sono delle seguenti tipologie: Siemens Gamesa SG170-HH115 m o altro modello simile.

Il progetto proposto ricade **al punto 2 dell'elenco di cui all'allegato II alla Parte Seconda del d.lgs. n. 152/2006 e s.m.i., come modificato dal d.lgs. n. 104/2017, "impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 30 MW"**, pertanto risulta soggetto al procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale per il quale il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica di concerto con il Ministero della Cultura, svolge il ruolo di autorità competente in materia.

2 Descrizione degli aerogeneratori

Le caratteristiche dimensionali degli aerogeneratori di progetto sono sintetizzate nella seguente tabella:

Tabella 1: caratteristiche aerogeneratori

Potenza nominale aerogeneratore	Diametro massimo rotore	Altezza hub	Altezza totale	Area spazzata	Posizione rotore	Rate rotor speed	Numero di pale
6.6 MW	170 m	115 m	200 m	22698 m ²	sopravento	10.60 rpm	3

Gli aerogeneratori sono ad asse orizzontale, costituiti da un sistema tripala. La tipica configurazione di un aerogeneratore di questo tipo prevede un sostegno costituito da una torre tubolare che porta alla sua sommità la navicella, all'interno della quale sono contenuti l'albero di trasmissione lento, il moltiplicatore di giri, l'albero veloce, il generatore elettrico, il trasformatore e i dispositivi ausiliari.

La struttura in elevazione dell'aerogeneratore è costituita da una torre in acciaio di forma tronco-conica, realizzata in cinque tronchi assemblati in sito.

Il rotore si trova all'estremità dell'albero lento, è posto sopravento rispetto al sostegno, ed è costituito da tre pale fissate ad un mozzo, corrispondente all'estremo anteriore della navicella.

La navicella può ruotare rispetto al sostegno in modo tale da tenere l'asse della macchina sempre parallela alla direzione del vento (movimento di imbardata).

Rotore e generatore elettrico possono essere direttamente collegati oppure associati ad un moltiplicatore di giri. Indispensabile nei grandi aerogeneratori, il moltiplicatore di giri fa sì che la lenta rotazione delle pale permetta comunque una corretta alimentazione del generatore elettrico.

Opzionalmente gli impianti di energia eolica possono essere dotati di un ascensore in grado di trasportare due persone dalla base della torre alla gondola o viceversa.

Gli aerogeneratori potranno essere dotati di segnalazione cromatica, costituendo un ostacolo alla navigazione aerea a bassa quota. In particolare, ciascuna delle tre pale potrà essere verniciata sulle estremità con tre bande di colore rosso/bianco/rosso ognuna di larghezza minima pari a 6 m, fino a coprire 1/3 della lunghezza della pala. È inoltre prevista l'installazione delle segnalazioni "notturne", costituite da luci intermittenti di colore rosso sull'estradosso della navicella. Ad ogni modo le prescrizioni degli Enti preposti (ENAC/ENAV) potranno modificare le suddette segnalazioni.

2.1 Torre di sostegno

La torre di sostegno di tipo tubolare avrà una struttura in acciaio ed un'altezza complessiva fino all'asse del rotore pari al massimo a 115 m per il modello Siemens Gamesa SG 6,6 -170-HH115, il colore della struttura sarà chiaro, avrà una forma tronco-conica. Le diverse sezioni sono state ottimizzate per lunghezza, diametro e peso allo scopo di assicurare anche un peso adeguato al trasporto. Il collegamento tra le singole sezioni è realizzato in cantiere tramite flange bullonate fra loro.

Le torri hanno un diametro della base di circa 5 m e sono composte da un diverso numero di sezioni ottimizzate per lunghezza, diametro e peso dal punto di vista del peso e del trasporto.

Alla base della torre ci sarà una porta che permetterà l'accesso ad una scala montata all'interno, dotata ovviamente di opportuni sistemi di protezione (parapetti). Per ogni tronco di torre è prevista una piattaforma di riposo. È previsto inoltre un sistema di illuminazione di emergenza interno.

2.2 Rotore e pale

Il rotore si trova all'estremità dell'albero ed è costituito da tre pale realizzate in fibra di vetro rinforzata con resina epossidica e fissate ad un mozzo, corrispondente all'estremo anteriore della navicella; il mozzo del rotore, realizzato in ghisa sferoidale, è montato sull'albero con un attacco a flangia e le dimensioni sono sufficienti a garantire l'accesso ai tecnici durante le fasi di manutenzione.

Il rotore è posto sopravento rispetto alla torre di sostegno e, nel caso del parco in oggetto, caratterizzato da un diametro pari a 170 m, con velocità variabile progettata per massimizzare la potenza e minimizzare emissioni acustiche.

Nelle turbine "sopravento", che sono di gran lunga le più diffuse è importante mantenere un allineamento più continuo possibile tra l'asse del rotore e la direzione del vento, per assicurare sempre il massimo rendimento dell'aerogeneratore. Nel grande eolico, per orientare il rotore nella direzione del vento rilevata da appositi sensori, e mantenerlo entro un opportuno angolo, si usa un sistema di imbardata poggiato su dei cuscinetti e dotato di un motore.

Le pale, a profilo alare e incernierate al mozzo, hanno lunghezza massima pari ad 85.0 m; sono realizzate in fibra di vetro rinforzata con carbonio e ottimizzate per operare a velocità variabile.

Le pale saranno verniciate con colore chiaro e protette dalle scariche atmosferiche da un sistema parafulmine integrato.

2.3 Generatore

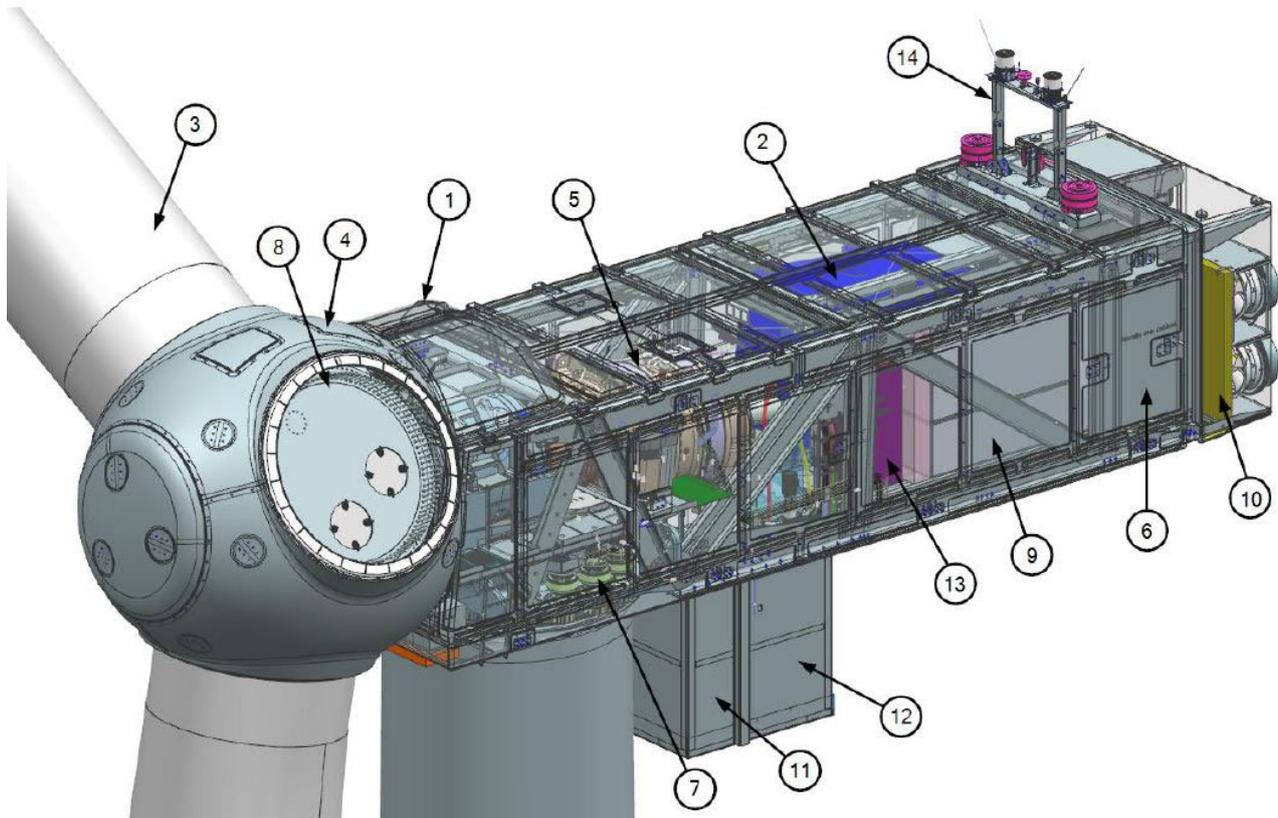
Il generatore trasforma l'energia meccanica in energia elettrica. I giri al minuto dell'aerogeneratore, e quindi la frequenza dell'energia elettrica prodotta, sono molto variabili (come lo è la velocità del vento).

Il generatore è del tipo asincrono trifase a doppia alimentazione con rotore a gabbia, collegato alla rete tramite un convertitore di frequenza PWM che consente il funzionamento del generatore a velocità e tensione variabile, fornendo al contempo potenza costante. L'alloggiamento del generatore consente la circolazione dell'aria di raffreddamento all'interno dello statore e del rotore. L'aria-acqua per lo scambio di calore avviene in uno scambiatore di calore esterno

2.4 Navicella

La navicella è il corpo centrale dell'aerogeneratore posizionato sulla cima della torre, è una cabina in cui sono ubicati tutti i componenti di un aerogeneratore ed è vincolata alla testa della torre tramite un cuscinetto a strisciamento che le consente di ruotare sul suo asse di imbardata.

All'interno della navicella sono contenute le principali apparecchiature elettromeccaniche necessarie alla generazione di energia elettrica.



1	Canopy	8	Blade bearing
2	Generator	9	Converter
3	Blades	10	Cooling
4	Spinner/hub	11	Transformer
5	Gearbox	12	Stator cabinet.
6	Control panel	13	Front Control Cabinet
		14	Aviation structure

Figura 1: navicella

2.5 Sistema d'imbardata

Negli aerogeneratori di media e grossa taglia l'esatto allineamento del rotore alla direzione del vento è un requisito essenziale per ottimizzare la resa e contemporaneamente evitare carichi aggiuntivi sull'aerogeneratore causati da un flusso d'aria obliquo, l'allineamento è garantito da un servomeccanismo, detto sistema di imbardata, mentre nei piccoli aerogeneratori è sufficiente l'impiego di una pinna direzionale. Nel sistema di imbardata un sensore, la banderuola, indica lo scostamento dell'asse della direzione del vento e aziona un motore che riallinea la navicella; essa forniscono una misurazione molto accurata della direzione del vento.

2.6 Sistema di controllo

Tutti i generatori eolici possiedono sistemi più o meno sofisticati di regolazione e controllo, in grado di adeguare istantaneamente le condizioni di lavoro della macchina al variare della velocità e della direzione dei venti.

Il funzionamento di un aerogeneratore, quindi, è regolato da un sistema di controllo che ne gestisce le diverse operazioni di lavoro e aziona il dispositivo di sicurezza per l'arresto in caso di malfunzionamento e di sovraccarico dovuto ad eccessiva velocità del vento.

Tutte le funzioni dell'aerogeneratore sono costantemente monitorate e controllate da diverse unità a microprocessore. La turbina eolica è dotata di sistema SGRE SCADA, il quale attraverso controllo remoto invia informazioni utili per la valutazione del funzionamento delle macchine, tra cui dati elettrici e meccanici, stato di funzionamento e guasto, dati meteorologici e della stazione.

Oltre al sistema SGRE SCADA, la turbina eolica è caratterizzata da un sistema che controlla il livello di vibrazione dei componenti principali e confronta l'effettivo spettro di vibrazione con una serie di spettri di riferimento stabiliti, revisionando poi i risultati si ottiene un'analisi dettagliata sullo stato degli aerogeneratori.

I dati trasmessi ai centri diagnostici, consentono la rilevazione precoce di anomalie e la prevenzione di potenziali guasti ottimizzando il piano di assistenza e anticipando le riparazioni prima che si verifichino danni gravi.

2.7 Sistema frenante

L'aerogeneratore è equipaggiato con due sistemi indipendenti di frenata (aerodinamico e meccanico) attivati idraulicamente e interconnessi al fine di controllare la turbina in tutte le condizioni di funzionamento. Il primo viene utilizzato per controllare la potenza dell'aerogeneratore, come freno di emergenza in caso di sovravelocità del vento e per arrestare il rotore. Il secondo viene utilizzato per completare l'arresto del rotore e come freno di stazionamento. Ciascun sistema, indipendentemente dall'inserimento dell'altro, è in grado di fermare la macchina.

3 Opere civili

3.1 Fondazioni

L'aerogeneratore andrà a scaricare gli sforzi su una struttura di fondazione in cemento armato, costituita da un plinto su pali. La fondazione è stata calcolata preliminarmente in modo tale da poter sopportare il carico della macchina e il momento prodotto sia dal carico concentrato posto in testa alla torre che dall'azione cinetica delle pale in movimento.

Le verifiche di stabilità del terreno e delle strutture di fondazione sono state eseguite con i metodi ed i procedimenti della geotecnica, tenendo conto delle massime sollecitazioni sul terreno che la struttura trasmette. Le strutture di fondazione sono dimensionate in conformità alla normativa tecnica vigente.

I plinti di fondazione sono stati dimensionati in funzione delle caratteristiche tecniche del terreno derivanti dalle analisi geologiche e sulla base dall'analisi dei carichi trasmessi dalla torre (forniti dal costruttore dell'aerogeneratore).

La fondazione è costituita da un plinto di diametro pari a 21.70 m ed altezza variabile da 2.00 m (esterno gonna aerogeneratore) a 0.70 m (esterno plinto). Ogni plinto scaricherà gli sforzi su 12 pali dal diametro di 80 cm e della lunghezza di 21 m. Ad ogni buon conto, tutti i calcoli eseguiti e la relativa scelta dei materiali, sezioni e dimensioni andranno verificati in sede di progettazione esecutiva e potranno pertanto subire variazioni anche significative per garantire i necessari livelli di sicurezza. Pertanto, quanto riportato nel presente progetto, potrà subire variazioni in fase di progettazione esecutiva, in termini sia dimensionali che di forma, fermo restando le dimensioni di massima del sistema fondazionale.

3.2 Viabilità

Le aree interessate dal parco risultano accessibili; il collegamento avviene attraverso viabilità Provinciale e Statale esistente per lo più idonea, in termini di pendenze e raggi di curvatura, al transito dei componenti necessari all'assemblaggio delle singole macchine eoliche in modo da minimizzare la viabilità di nuova costruzione. Nello specifico:

- E840-Raccordo Civitavecchia-Viterbo;
- E80;
- SP105;
- Strada provinciale Campigliola

L'ubicazione dell'impianto interessa un'area con quote variabili comprese tra 69 ed i 149 m.s.l.m. Essa si articola e caratterizza morfologicamente grazie alla presenza di una vasta vallata bonificata.

La viabilità interna al parco eolico, quindi sarà costituita da una serie di infrastrutture, in parte esistenti adeguate, in parte da adeguare e da realizzare ex-novo, che consentiranno di raggiungere agevolmente tutti i siti in cui verranno posizionati gli aerogeneratori.

La realizzazione di nuovi tratti stradali sarà contenuta e limitata ai brevi percorsi che vanno dalle strade esistenti all'area di installazione degli aerogeneratori, i percorsi stradali ex novo saranno genericamente realizzati in massicciate tipo macadam (oppure cementata nei tratti in cui le pendenze diventano rilevanti) similmente alle carrarecce esistenti e avranno una larghezza pari ad almeno 4 m.

Lo strato di terreno vegetale proveniente dalla decorticazione sarà opportunamente separato dal materiale proveniente dallo sbancamento, per poter essere riutilizzato nei riporti per il modellamento superficiale delle scarpate e delle zone di ripristino dopo le lavorazioni.

Inoltre, per ridurre il fenomeno dell'erosione delle nuove strade causato dalle acque meteoriche, lungo i cigli delle stesse sono previste delle fasce di adeguata larghezza, realizzate con materiale lapideo di idonea pezzatura, che oltre a consentire il drenaggio delle stesse acque meteoriche, saranno di contenimento allo strato di rifinitura delle strade.

Nelle zone in cui le strade di progetto percorreranno piste interpoderali esistenti, ove necessario, le opere civili previste consisteranno in interventi di adeguamento della sede stradale per la circolazione degli automezzi speciali necessari al trasporto degli elementi componenti l'aerogeneratore. Detti adeguamenti prevedranno degli allargamenti in corrispondenza delle viabilità caratterizzate da raggi di curvatura troppo stretti ad ampliamenti della sede stradale nei tratti di minore larghezza. Nella fattispecie, le necessità di trasporto dei componenti di impianto impongono che le strade abbiano larghezza minima di 4 m, nei tratti in curva la larghezza potrà essere aumentata ed i raggi di curvatura dovranno essere ampi (almeno 70 m); saranno quindi necessari interventi di adeguamento di alcune viabilità presenti al fine di consentire il trasporto degli aerogeneratori.

Nello specifico le viabilità di cantiere e gli adeguamenti realizzati sono da considerarsi temporanei, così come le aree di manovra con opportuni raggi di curvatura in quanto si prevede il ripristino allo stato originario al termine delle attività di cantiere.

Tutte le strade saranno realizzate seguendo l'andamento topografico esistente in loco, cercando di ridurre al minimo eventuali movimenti di terra, utilizzando come sottofondo materiale calcareo e rifinendole con una pavimentazione stradale a macadam, oppure cementata nei tratti in cui le pendenze diventano rilevanti.

Tratto	Larghezza viabilità (m)	Adeguamento (m)	Ex novo (m)
Road T01	4	0	328
Road T02	4	0	860
Road T03	4	600	357
Road T04	4	506	0
Road T05	4	917	0
Road T06	4	0	355
Road T07	4	0	754
Road T08	4	0	395
Strada dell'abbazia	4	3200	1000
Strada riserva naturale di montauto	4	470	0

Tabella 2: Lunghezza tracciati stradali di progetto e da adeguare

Per quanto possibile, all'interno dell'area di intervento si cercherà di utilizzare la viabilità esistente, costituita da stradine interpoderali in parte anche asfaltate, eventualmente adeguate alle necessità sopra descritte. L'adeguamento potrà consistere:

- nella regolarizzazione e spianamento del fondo;
- nell'allargamento della sede stradale;

- nel cambiamento del raggio di alcune curve.

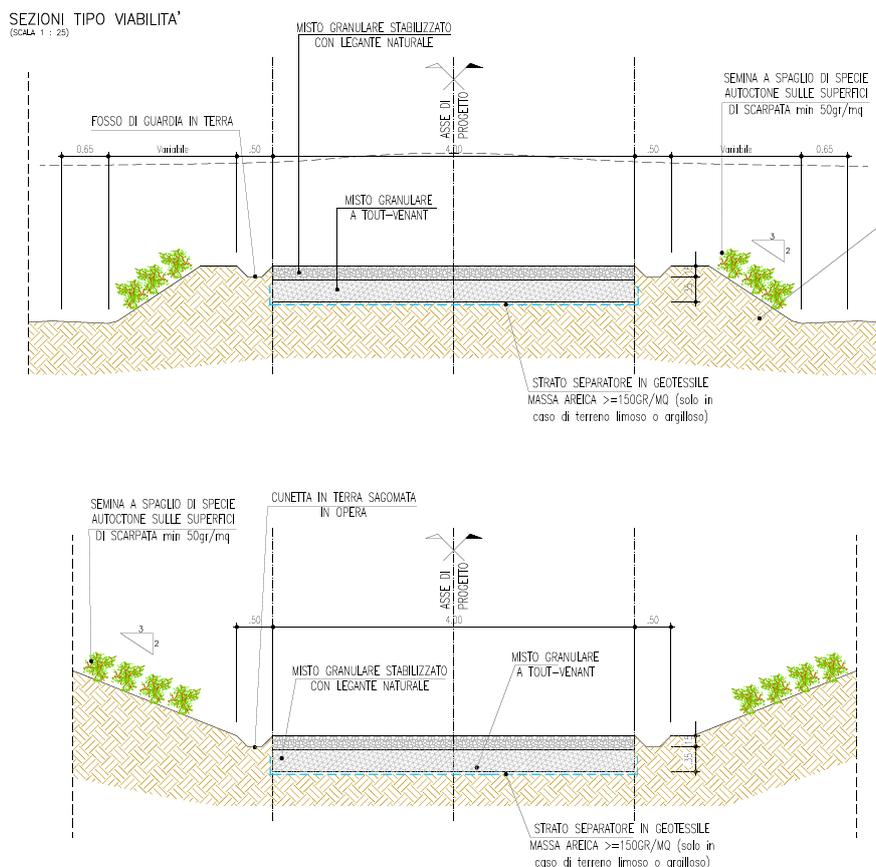


Figura 2: Sezioni stradali tipo

3.3 Piazzole di montaggio e di stoccaggio

Ogni aerogeneratore è collocato su una piazzola contenente la struttura di fondazione delle turbine e gli spazi necessari alla movimentazione dei mezzi e delle gru di montaggio.

Le piazzole di montaggio dei vari componenti degli aerogeneratori sono poste in prossimità degli stessi e devono essere realizzate in piano o con pendenze minime (dell'ordine del 1-2% al massimo) che favoriscano il deflusso delle acque e riducano i movimenti terra. Le piazzole devono contenere un'area sufficiente a consentire sia lo scarico e lo stoccaggio dei vari elementi dai mezzi di trasporto, sia il posizionamento delle gru (principale e secondarie). Esse devono quindi possedere i requisiti dimensionali e plano altimetrici specificatamente forniti dall'azienda installatrice degli aerogeneratori, sia per quanto riguarda lo stoccaggio e il montaggio degli elementi delle turbine stesse, sia per le manovre necessarie al montaggio e al funzionamento delle gru.

Nel caso di specie, la scelta delle macchine comporta la necessità di reperire per ogni aerogeneratore un'area libera da ostacoli costituita da:

- Area oggetto di installazione turbina e relativa fondazione (non necessariamente alla stessa quota della piazzola di montaggio);
- area montaggio e stazionamento gru principale;
- talvolta anche area di stoccaggio pale.

Tali spazi devono essere organizzati in posizioni reciproche tali da consentire lo svolgimento logico e cronologico delle varie fasi di lavorazione; inoltre è prevista un'area destinata temporaneamente allo stoccaggio delle pale e dei componenti, di dimensioni pari a circa 2500 m².

Le superfici delle piazzole realizzate per consentire il montaggio e lo stoccaggio degli aerogeneratori, verranno in parte ripristinate all'uso originario e in parte ridimensionate, in modo da consentire facilmente eventuali interventi di manutenzione o sostituzione di parti danneggiate dell'aerogeneratore.

Le caratteristiche e la tipologia della sovrastruttura delle piazzole devono essere in grado di sostenerne il carico dei mezzi pesanti adibiti al trasporto, delle gru e dei componenti. Lo strato di terreno vegetale proveniente dalla decorticazione da effettuarsi nel luogo ove verrà realizzata la piazzola sarà opportunamente separato dal materiale proveniente dallo sbancamento per poterlo riutilizzare nei riporti per il modellamento superficiale delle scarpate e delle zone di ripristino dopo le lavorazioni.

Al termine dei lavori per l'installazione degli aerogeneratori, la sovrastruttura in misto stabilizzato verrà rimossa nelle aree di montaggio e stoccaggio componenti, nonché nelle aree per l'installazione delle gru ausiliarie e nella zona di stoccaggio pale laddove presente.

Infine, la realizzazione delle piazzole prevede opere di regimazione idraulica tali da garantire il deflusso regolare delle acque e il convogliamento delle stesse nei compluvi naturali esistenti, prevenendo dannosi fenomeni di dilavamento del terreno.

3.4 Aree logistiche di cantiere

All'interno dell'area parco sarà realizzata un'area di cantiere di circa 5.000 m², utilizzata per l'installazione di prefabbricati, adibiti a uffici, magazzini, servizi etc... Le aree saranno altresì utilizzate come deposito mezzi ed eventuale stoccaggio di materiali, per lo scarico delle pale (lunghezza pale pari a 85 m).

Analogamente alcuni dei componenti dell'aerogeneratore verranno trasbordati dai convogli tradizionali e approvvigionati alle postazioni di montaggio mediante convogli più agili ovvero dotati di rimorchio semovente.

Montate le torri e installate su ciascuna delle loro sommità la navicella con il rotore e le pale, si procederà a smantellare i collegamenti ed i piazzali di servizio (opere provvisorie) in quanto temporanei e strumentali alla esecuzione delle opere, ripristinando così lo status quo ante.

3.5 Dimensioni complessive e stima movimenti terra di strade e piazzole

Nel presente paragrafo sono illustrate le dimensioni complessive delle strade e le stime di massima dei volumi di terreno interessati dalla realizzazione delle:

- nuove strade;
- piazzole di montaggio e definitive;
- aree temporanee di stoccaggio;
- svincoli temporanei;
- cavidotto AT.

La movimentazione dei terreni per lo scavo dei cavidotti sarà limitata alle zone di scavo stesso (il terreno viene accantonato nei pressi dello scavo stesso) e per i brevi periodi necessari alla posa dei cavi.

Nella tabella seguente è riportato il dettaglio degli esuberi.

Tabella 3: Riepilogo movimenti materia opere civili

	CER	Volume di terreno da gestire OLTRE lo scotico pregiato
Road T01	CER 17.05.04	
Road T02	CER 17.05.04	
Road T03	CER 17.05.04	
Road T04	CER 17.05.04	
Road T05	CER 17.05.04	
Road T07	CER 17.05.04	
Adeguamento 1	CER 17.05.04	-4913
Adeguamento 2	CER 17.05.04	
Adeguamento 3	CER 17.05.04	
Strada dell'abbazia	CER 17.05.04	
Strada riserva naturale di montauto	CER 17.05.04	
BESS	CER 17.05.04	
Strada riserva naturale di montauto	CER 17.05.04	
Scavo terreno (rifiuto) pali di fondazione (mc)	CER 01.05.07	1915
Esubero terreno cavidotti (mc)	CER 17.05.04	616
Esubero proveniente da demolizioni di conglomerato bituminoso per realizzazione cavidotti	CER 17.03.02	61
Esubero cls proveniente dalle demolizioni delle piste cementate	CER 17.01.01	0
Volume complessivo di materiale in esubero a fine lavori (mc)		18122
	TOT. CER 17.05.04 Esubero di terreno oltre scotico	0
	TOT. CER 17.05.04 Scotico riutilizzato	32268
	TOT. CER 17.05.04 Scotico esubero	16145

Tabella 4: Movimento materie, volumi di scavi e riporti cavidotti

ID_Tracciati cavidotti	Lunghezza Scavo [m]	Larghezza Scavo [m]	Profondità [m]	Viabilità su terreno (A)	Viabilità su strada mistata (B)	Viabilità su strada asphaltata (C)	Scavo [m³]	Riempimento [m³]	Esubero [m³]	Lunghezze cavi [m]
T07	755,0	0,5	1,2	755,0	0,0	0,0	453,0	415,3	37,8	755,0
T08	155,0	0,5	1,2	155,0	0,0	0,0	93,0	85,3	7,8	310,0
T08-T06	2447,0	0,5	1,2	392,0	325,0	1730,0	1468,2	1345,9	122,4	2447,0
T06	177,0	0,5	1,2	177,0	0,0	0,0	106,2	97,4	8,8	354,0
T06-T05	1354,0	0,5	1,2	1354,0	0,0	0,0	812,4	744,7	67,7	1354,0
T05	912,0	0,5	1,2	225,0	687,0	0,0	547,2	501,6	45,6	912,0
T05-T04	23,0	0,5	1,2	0,0	0,0	23,0	13,8	12,7	1,2	46,0
T04	356,0	0,5	1,2	356,0	0,0	0,0	213,6	195,8	17,8	712,0
T04-T03	1028,0	0,5	1,2	0,0	1028,0	0,0	616,8	565,4	51,4	2056,0
T03	814,0	0,5	1,2	814,0	0,0	0,0	488,4	447,7	40,7	1628,0

ID_Tracciati cavidotti	Lunghezza Scavo [m]	Larghezza Scavo [m]	Profondità [m]	Viabilità su terreno (A)	Viabilità su strada mistata (B)	Viabilità su strada asfaltata (C)	Scavo [m³]	Riempimento [m³]	Esubero [m³]	Lunghezze cavi [m]
T03-Cabina di raccolta	250,0	0,5	1,2	27,0	223,0	0,0	150,0	137,5	12,5	500,0
T02	834,0	0,5	1,2	834,0	0,0	0,0	500,4	458,7	41,7	834,0
T1	3219,0	0,5	1,2	325,0	2894,0	0,0	1931,4	1770,5	161,0	3219,0
TOT.	12324,0	-	-	5414,0	5157,0	1753,0	7394,4	6778,2	616,2	15127,0

Il materiale proveniente dagli scavi sarà accantonato temporaneamente nei pressi degli stessi siti di scavo (ad esempio nelle piazzole dei singoli aerogeneratori) e riutilizzato all'interno dello stesso sito o trasportato in altro sito all'interno del cantiere-impianto eolico per poi essere in seguito utilizzato per il ripristino di quelle aree da riportare alla situazione ante operam.

Dal momento che l'area delle piazzole di stoccaggio pale e delle aree adibite ad ospitare le gru ausiliarie verrà ripristinata, la stessa sarà rinaturalizzata mediante ricoprimento di terreno vegetale proveniente dallo scotico in fase di realizzazione e opportunamente stoccato.

Il volume di terreno in esubero complessivo a fine lavori è pari a circa **18.122**mc, di cui i rifiuti sono **1.915** mc (CER 01.05.07) provenienti dai pali di fondazione e 61 mc (CER 17.03.02) dalla demolizione di conglomerato bituminoso per la realizzazione del cavidotto, il tutto considerando le opere civili e i terreni in esubero delle fondazioni e dei cavidotti. Di conseguenza al termine dei lavori, identificati i siti idonei per la rinaturalizzazione, si dovranno trasportare in sito **16.145**. mc di terreno vegetale (CER 17.05.04)

(cfr. "Piano preliminare di utilizzo in sito delle terre e rocce da scavo escluse dalla disciplina dei rifiuti" per maggiori informazioni).

5 Ripristini e stato finale dell'opera

Al termine dei lavori, cioè quando non è più richiesta la presenza dei mezzi di trasporto di grandi dimensioni, "l'uso di suolo" sarà molto limitato in quanto molte delle aree impegnate in fase di cantiere verranno ripristinate al loro stato originario.

Si prevede, inoltre, la riduzione delle piazzole a servizio degli aerogeneratori ed il ripristino di tutti gli allargamenti temporanei, nonché delle aree di cantiere e trasbordo.

Tutte le scarpatine ai bordi della viabilità e delle piazzole definitive dell'impianto saranno oggetto di interventi di rinverdimento con specie arbustive ed arboree autoctone.

Le opere di ripristino del terreno vegetale superficiale possono attenuare notevolmente gli impatti sull'ambiente naturale, annullandoli quasi del tutto nelle condizioni maggiormente favorevoli. Tali opere hanno anche la finalità di evitare o limitare i fenomeni erosivi innescati dalla sottrazione e dalla modifica dei suoli. Inoltre, la ricostituzione della coltre erbosa può consentire notevoli benefici anche per quanto riguarda le problematiche legate all'impatto visivo.

Le stesse opere, inoltre, devono essere realizzate in funzione dello specifico sito di installazione del parco eolico, per cui la tipologia di piante e materiali impiegati a tale scopo dovrà essere adottata seguendo il criterio dell'uso di semine autoctone e materiali naturali.

Le aree che saranno ripristinate allo stato originario sono chiaramente evidenziate negli elaborati di progetto e possono essere così sintetizzate:

- piazzole di stoccaggio;
- piazzole di montaggio (saranno ridimensionate e la parte restante verrà ripristinata);
- scarpate delle piazzole di montaggio;
- aree per lo stoccaggio dei componenti e delle pale;
- aree per l'installazione del braccio della gru principale;
- allargamenti e manti stradali;
- area di cantiere e trasbordo.

Saranno ripristinati i manti stradali utilizzando quanto più possibile i materiali di risulta dello scavo stesso; naturalmente, dove il manto stradale sarà di tipo sterrato sarà ripristinato allo stato originale mediante un'operazione di costipatura del terreno, mentre dove eventualmente il manto stradale è in materiale asfaltato sarà ripristinato l'asfalto asportato.

Per le scarpate (zone in scavo e riporto) sono previste in generale pendenze contenute, in modo da poter intervenire quasi esclusivamente con riporti di terreno vegetale e, quindi, consentire un efficace ripristino del manto vegetale senza alcuna necessità di ricorso ad operazioni più complesse ed onerose.

6 Dimensionamento dell'impianto

Il sito in cui è prevista la realizzazione dell'impianto eolico in progetto interessa il territorio comunale di Manciano.

Nella tabella sottostante sono illustrate le coordinate delle posizioni scelte per l'installazione degli aerogeneratori.

Tabella 5: ubicazione planimetrica degli aerogeneratori di progetto

WTG	Coordinate UTM-WGS84 fuso 32		Coordinate Gauss Boaga fuso ovest	
	E	N	x	y
T01	710237	4701930	1710267	4701943
T02	711313	4703404	1711343	4703416
T03	711342	4704026	1711372	4704039
T04	712090	4704606	1712121	4704619
T05	712691	4705304	1712721	4705317
T06	713325	4704001	1713356	4704014
T07	714179	4703788	1714209	4703801
T08	714453	4703317	1714483	4703330

L'impianto è costituito da 8 aerogeneratori SG170-HH115 o similare, di grande taglia con potenza nominale unitaria pari a 6.6 MW forniti dalla società Siemens Gamesa:

L'aerogeneratore ha le seguenti caratteristiche dimensionali:

- altezza hub: 115 m
- diametro rotore: 170 m
- altezza al tip: 200 m

Negli studi ambientali e specialistici sono stati utilizzati i parametri in generale più penalizzanti per i diversi aspetti a favore di sicurezza per gli eventuali impatti potenziali previsti.

Il layout di impianto è scaturito tenendo in considerazione i seguenti fattori principali:

- condizioni geomorfologiche del sito;
- direzione principale del vento;
- vincoli ambientali e paesaggistici;
- distanze di sicurezza da infrastrutture e fabbricati;
- pianificazione territoriale ed urbanistica in vigore.

Il tutto come meglio illustrato negli studi specialistici facenti parte integrante del progetto.

6.1 Regime di vento del sito e disposizione ed orientamento degli aerogeneratori

Le valutazioni anemologiche di producibilità sono state effettuate considerando il modello di WTG SG170-HH115, della Siemens Gamesa o similare, con potenza nominale pari a 6.6 MW.

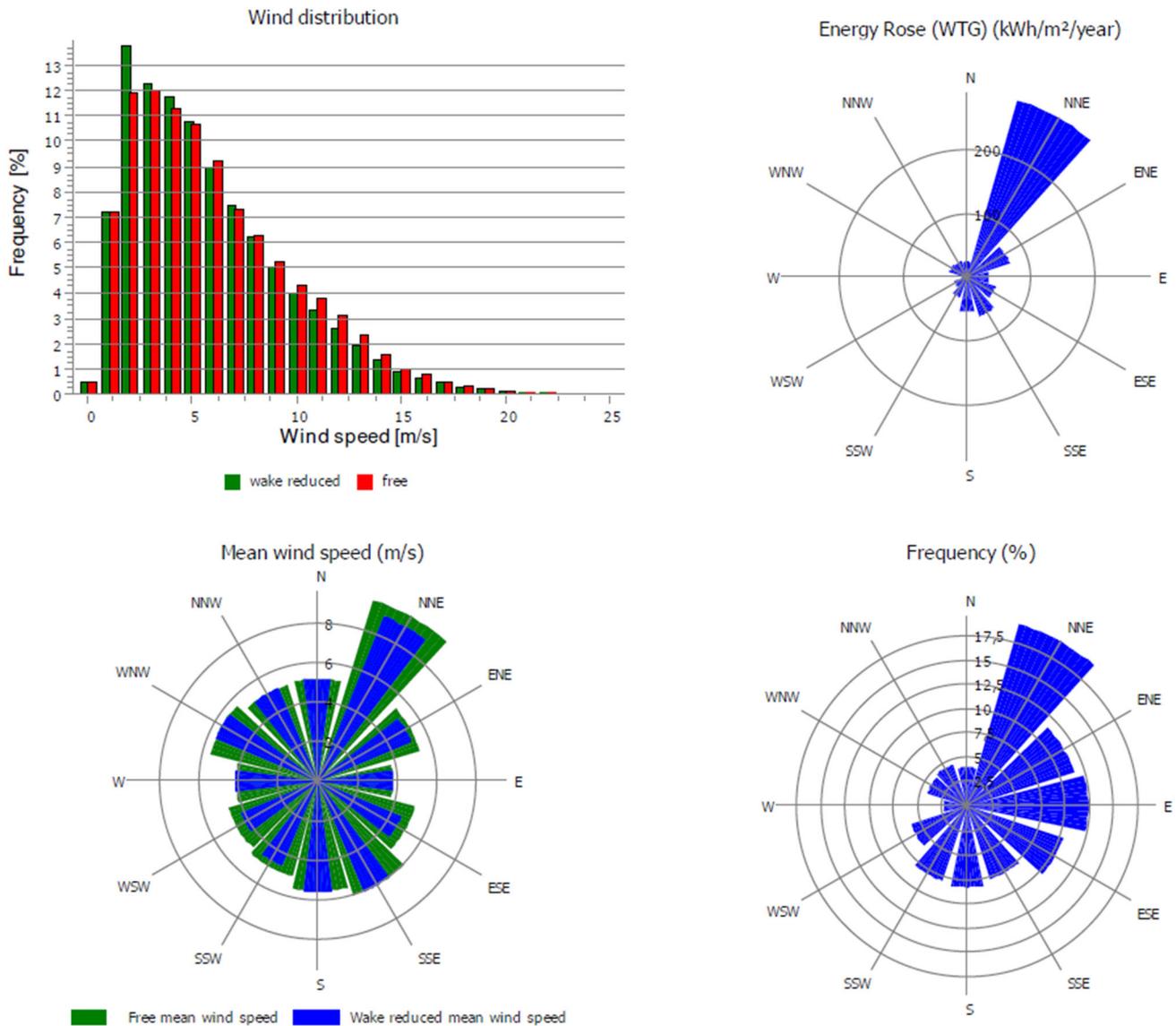


Figura 4: Analisi dei dati del vento

Nell'ambito del processo di progettazione di un impianto eolico e più in generale nelle fasi dello sviluppo del sito è necessario conoscere con una buona affidabilità la consistenza della risorsa eolica disponibile e quindi della sua produzione attesa.

6.2 Impianto elettrico

I cavi principali AT saranno dimensionati in modo tale che risulti soddisfatta la relazione:

$$I_b \leq I_z$$
$$\Delta V \% \leq 4\%$$

dove:

- I_b è la corrente di impiego del cavo;
- I_z è la portata del cavo, calcolata tenendo conto del tipo di cavo e delle condizioni di posa;
- $V\%$ è la massima caduta di tensione calcolata a partire dalla cabina di consegna fino all'aerogeneratore più lontano (massima caduta di tensione su ogni sottocampo).

Come sopra accennato, il parco eolico in progetto sarà connesso alla Rete di Trasmissione Nazionale per mezzo di una cabina di raccolta collegata alla future SE Terna nel territorio comunale di Manciano(GR).

Gli aerogeneratori del parco eolico saranno suddivisi in 4 circuiti (o sottocampi):

- Sottocampo 1: $6.6 \times 3 = 19.8$ MW (T07-T08-T06-Cabina di raccolta);
- Sottocampo 2: $6.6 \times 3 = 19.8$ MW (T05-T04-T03-Cabina di raccolta);
- Sottocampo 3: $6.6 \times 1 = 6.6$ MW (T02-Cabina di raccolta);
- Sottocampo 4: $6.6 \times 1 = 6.6$ MW (T01-Cabina di raccolta).

CIRCUITO	ESTERNO										T03-Cabina di raccolta	
	T07	T08'	T08	T08-T06	T06'	T06	T06-T05	T05-T04	T04-T03	T03		
TIPO CAVO	RAME AREASHEE 20.0/34k										RAME AREASHEE 20.0/34k	
Tensione trasporto	Vn	KV	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
Cosfi			0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97
Shiffl		si	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Potenza nominale	Ph	MW	6.60	6.60	13.20	13.20	13.20	13.20	13.20	13.20	13.20	14.20
Corrente di impiego	I _b	A	109.12	109.12	218.24	218.24	218.24	218.24	218.24	218.24	218.24	234.78
sezione cavo	S	mm ²	185	185	185	185	185	185	185	240	240	240
Lunghezza linea	L	m	755	155	2.447	177	177	1.354	23	1.028	0.075	250
Resistenza della linea	R _L	Ω / km	0.099	0.099	0.099	0.099	0.099	0.075	0.075	0.075	0.075	0.075
Reattanza della linea	X _L	Ω / km	0.110	0.110	0.110	0.110	0.110	0.100	0.100	0.100	0.100	0.100
Caduta di tensione	ΔV	V	17.5	3.6	6.9	109.3	7.9	49.9	0.8	37.9	0.100	9.9
	ΔV	%	0.05%	0.06%	0.08%	0.38%	0.40%	0.56%	0.42%	0.56%	0.56%	0.69%
PORTATA			VERIFICATO	VERIFICATO								

Circuito	Potenza	Tensione	Corrente di utilizzo	Sezione cavo	Materiale cavo	Materiale Isolamento	Portata nominale	Temp. terreno	teme		Profondità di posa	Resistività termica	fattori di correzione				Portata cavo
									numero	dir			distanza	dimensione	K1	K2	
T07	6.6	36	109.12	185	RAME	EPR	489	25	1	0.25	1.2	1.5	0.94	1.00	0.95	1	487
T08'	6.6	36	109.12	185	RAME	EPR	489	25	2	0.25	1.2	1.5	0.94	0.92	0.95	1	402
T08	13.2	36	218.24	185	RAME	EPR	489	25	2	0.25	1.2	1.5	0.94	0.92	0.95	1	402
T08-T06	13.2	36	218.24	185	RAME	EPR	489	25	1	0.25	1.2	1.5	0.94	1.00	0.95	1	437
T06'	13.2	36	218.24	185	RAME	EPR	489	25	2	0.25	1.2	1.5	0.94	0.92	0.95	1	402
T06	19.8	36	327.36	240	RAME	EPR	567	25	2	0.25	1.2	1.5	0.94	0.92	0.95	1	466
T05-T04	19.8	36	327.36	240	RAME	EPR	567	25	2	0.25	1.2	1.5	0.94	0.92	0.95	1	466
T04-T03	19.8	36	327.36	240	RAME	EPR	567	25	2	0.25	1.2	1.5	0.94	0.92	0.95	1	466
T03-Cabina di raccolta	19.8	36	327.36	240	RAME	EPR	567	25	2	0.25	1.2	1.5	0.94	0.92	0.95	1	466

Figura 5: Cadute di tensione e verifica portate Circuito 1

CIRCUITO	ESTERNO									
	T05	T05-T04	T04'	T04	T04-T03	T03'	T03	T03-Cabina di raccolta		
TIPO CAVO	RAVME AREAHEEE 20,8/36k									
Tensione trasporto	Vn	KV	36	36	36	36	36	36	36	36
	Cosfi		0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
	Sinfi	si	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Potenza nominale	Pn	MW	6,60	6,60	6,60	13,20	13,20	13,20	14,20	14,20
Corrente di impiego	I _b	A	109,12	109,12	109,12	218,24	218,24	218,24	218,24	234,78
sezione cavo	S	mm ²	185	185	185	185	185	185	185	185
Lunghezza linea	L	m	912	24	356	356	1.028	814	814	250
Resistenza della linea	R _L	Ω / km	0,099	0,099	0,099	0,099	0,099	0,099	0,099	0,099
Reattanza della linea	X _L	Ω / km	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110
Caduta di tensione	ΔV	V	21,2	0,6	8,3	15,9	36,3	36,3	36,3	12,5
	ΔV	%	0,06%	0,06%	0,08%	0,13%	0,36%	0,36%	0,46%	0,49%
PORTATA	VERIFICATO									

Circuito	Potenza P	Tensione Vn	cosfi	Corrente di utilizzo I _b	Sezione cavo S	Materiale cavo	Materiale isolamento	Portata nominale I _b	Temp. terreno T °C	teme		Profondità di posa m	Resistività termica K ^o m/W	fattori di correzione						Portata cavo I _c				
										numero	distanza			K1	K2	K3	K4	K5	K6		K7	K8		
T05	6,6	36	0,97	109,12	185	RAVME	EPR	489	25	1	0,25	1,2	1,5	0,94	1,00	0,95	1	1	1	1	1	1	437	VERIFICATO
T05-T04	6,6	36	0,97	109,12	185	RAVME	EPR	489	25	2	0,25	1,2	1,5	0,94	0,92	0,95	1	1	1	1	1	1	402	VERIFICATO
T04'	6,6	36	0,97	109,12	185	RAVME	EPR	489	25	2	0,25	1,2	1,5	0,94	0,92	0,95	1	1	1	1	1	1	402	VERIFICATO
T04	13,2	36	0,97	218,24	185	RAVME	EPR	489	25	2	0,25	1,2	1,5	0,94	0,92	0,95	1	1	1	1	1	1	402	VERIFICATO
T04-T03	13,2	36	0,97	218,24	185	RAVME	EPR	489	25	2	0,25	1,2	1,5	0,94	0,92	0,95	1	1	1	1	1	1	402	VERIFICATO
T03'	19,8	36	0,97	327,36	185	RAVME	EPR	489	25	2	0,25	1,2	1,5	0,94	0,92	0,95	1	1	1	1	1	1	402	VERIFICATO
T03	19,8	36	0,97	327,36	240	RAVME	EPR	567	25	2	0,25	1,2	1,5	0,94	0,92	0,95	1	1	1	1	1	1	466	VERIFICATO
T03-Cabina di raccolta	19,8	36	0,97	327,36	240	RAVME	EPR	567	25	2	0,25	1,2	1,5	0,94	0,92	0,95	1	1	1	1	1	1	466	VERIFICATO

Figura 6: Cadute di tensione e verifica portate Circuito 2

ESTERNO		TIPO CAVO	
CIRCUITO	T02	RAMME	ARE4HEE 20,8/36k
Tensione trasporto	Vh KV		36
Cosfi			0,97
Sinfi	si		0,2
Potenza nominale	Pn MW		6,60
Corrente di impiego	Ib A		109,12
sezione cavo	S mm ²		185
Lunghezza linea	L m		834
Resistenza della linea	R _L Ω / km		0,099
Reattanza della linea	X _L Ω / km		0,110
Caduta di tensione	ΔV V		19,4
	ΔV %		0,05%
PORTATA			

Circuito	Potenza	Tensione	cosfi	Corrente di utilizzo	Sezione cavo	Materiale cavo	Materiale isolamento	Portata nominale	Temp. terreno	CAVO		Resistività termica	fattori di correzione				Portata cavo
										numero	terme		Profondità di posa	K1	K2	K3	
T02	6,6 MW	Vh KV 36	0,97	Ib A 109,12	S mm ² 185	RAMME	EPR	I _b A 489	T °C 25	numero nr 1	terme distanza m 0,25	m 1,2	K1 0,94	K2 kd 1,00	K3 kp 0,95	K4 kr 1	I _c A 487

Figura 7: Cadute di tensione e verifica portate Circuito 3

ESTERNO	
T01	
RAMME ARG4H5EE 20,8/36k	
Tensione trasporto	Vn KV 36
Cosfi	0,97
Sinfi	0,2
Potenza nominale	Pn MW 6,60
Corrente di impiego	I _b A 109,12
sezione cavo	S mm ² 185
Lunghezza linea	L m 3.219
Resistenza della linea	R _L Ω / km 0,099
Reattanza della linea	X _L Ω / km 0,110
Caduta di tensione	ΔV V 74,8
	ΔV % 0,21%
PORTATA VERIFICATO	

CAVO																			
Circuito	Potenza	Tensione	cosfi	Corrente di utilizzo	Sezione cavo	Materiale cavo	Materiale Isolamento	Portata nominale	Temp. terreno	terre		Profondità di posa	Resistività termica	fattori di correzione				Portata cavo	
										numero	distanza			K1	K2	K3	K4		
T01	6,6	36	0,97	109,12	185	RAMME	EPR	489	25	1	0,25	1,2	1,5	0,94	1,00	0,95	1	437	VERIFICATO

Figura 8: Cadute di tensione e verifica portate Circuito 4

La rete di cavidotti AT si estende per circa 15.2 Km, i cavi verranno posati ad una profondità non inferiore a 100 cm, con un tegolo di protezione in prossimità dei giunti (nei casi in cui non è presente il tubo corrugato) ed un nastro segnalatore. I cavi verranno posati in una trincea scavata a sezione obbligata che avrà una larghezza pari a circa 50cm.

Nella stessa trincea verranno posati i cavi di energia, la fibra ottica necessaria per la comunicazione e la corda di terra.

Dove necessario si dovrà provvedere alla posa indiretta dei cavi in tubi, condotti o cavedi.

Le figure seguenti riportano alcune sezioni tipo del cavidotto:

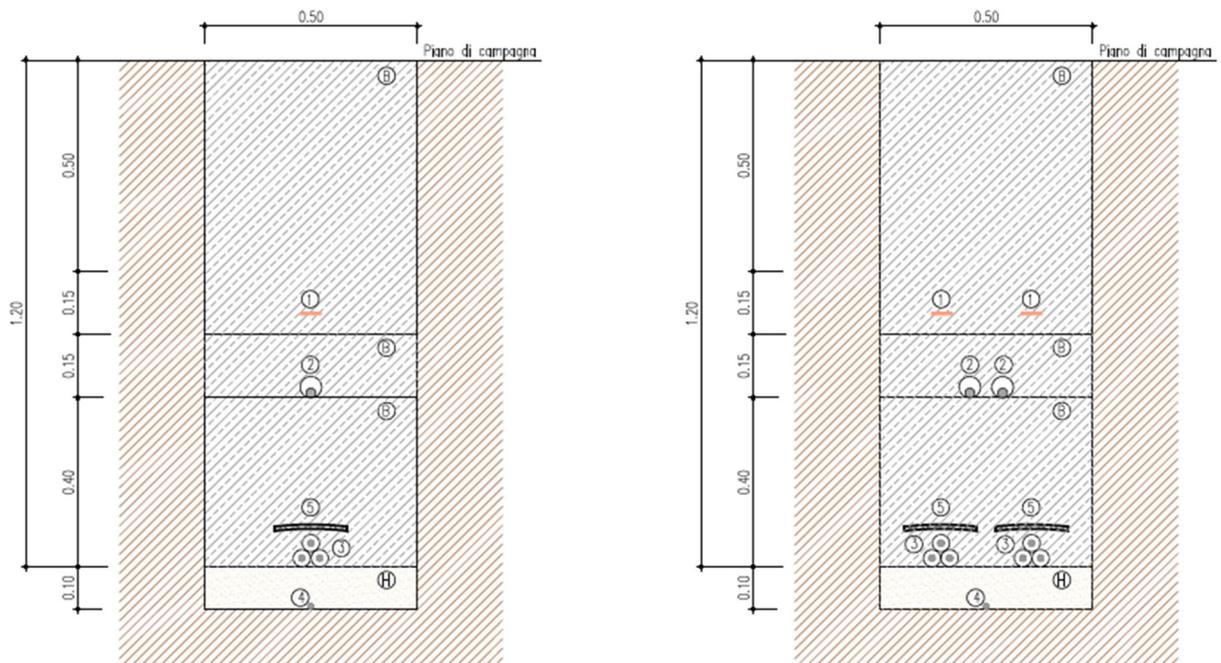


Figura 9: Tipologico cavidotto sez: 1A e 2A

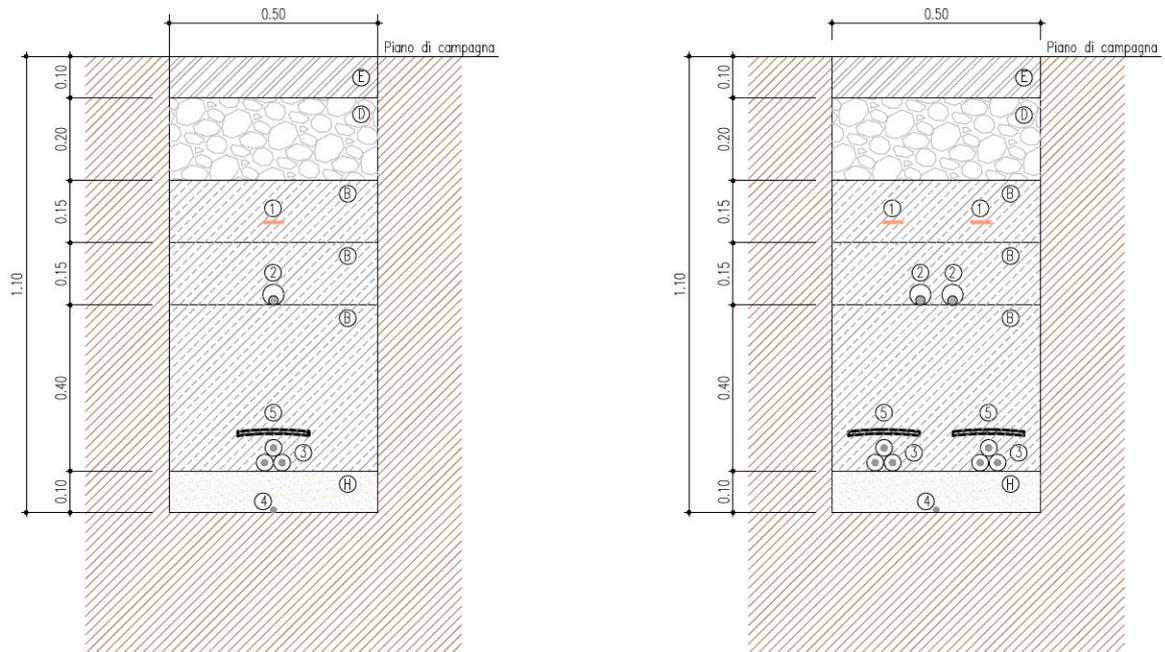


Figura 10: Tipologico cavidotto sez: 1B e 2B

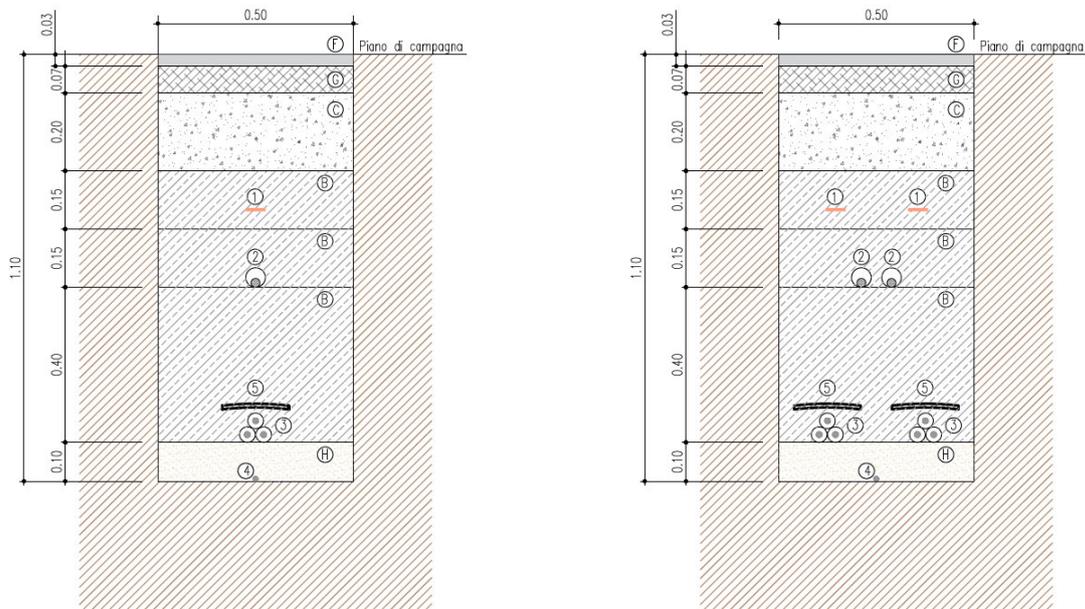


Figura 11: Tipologico cavidotto sez: 1C e 2C

LEGENDA		
(A) Sabbia \varnothing 0-3 mm	(F) Stabilizzato \varnothing 0-25 mm	(3) Tegolino di protezione
(B) Rinterro con terreno proveniente dagli scavi	(G) Conglomerato bituminoso - Strato di base	(4) Fibra ottica in tubazione \varnothing 50
(C) Terreno vegetale	(H) Conglomerato bituminoso - Strato di collegamento (Bynder)	(5) Nastro monitore
(D) Conglomerato cementizio C 15/25	(1) Cavo di terra	(6) Cavidotto in PEAD SN 8 \varnothing 150
(E) Pietrisco \varnothing 70-120 mm	(2) Cavi MT	

Figura 12: Legenda cavidotto

7 Criteri di scelta delle soluzioni impiantistiche di protezione contro i fulmini, con l'individuazione e la classificazione del volume da proteggere

Nel presente capitolo si effettua la valutazione del rischio di fulminazione delle strutture facenti parte dell'impianto eolico in oggetto, con riferimento al rischio di perdita di vita umana. Il calcolo non tiene conto del fatto che l'area in esame, data la sua collocazione, è caratterizzata da una scarsa presenza di persone, che di fatto riduce la probabilità di danno a valori inferiori a quelli risultanti dall'applicazione della suddetta procedura.

7.1 Individuazione delle strutture da proteggere

Le strutture da installare all'interno dell'impianto eolico consistono in:

- gli aerogeneratori comprendenti al loro interno tutte le apparecchiature elettriche
- nuovo impianto di trasformazione

Per tali strutture si è proceduto al calcolo del solo rischio di perdita di vite umane (rischio di tipo 1), secondo quanto previsto dalla Norma CEI EN 62305-2.

7.2 Calcolo delle componenti di rischio

L'impostazione della valutazione del rischio secondo la Norma CEI EN 62305-2 si basa sulle seguenti definizioni:

Sorgenti di danno

- S1: fulmine sulla struttura
- S2: fulmine in prossimità della struttura
- S3: fulmine sulla linea
- S4: fulmine in prossimità della linea

Tipo di danno

- D1: danno ad esseri viventi per elettrocuzione
- D2: danno materiale
- D3: guasto di impianti elettrici ed elettronici

Tipo di perdita

- L1: perdita di vite umane, alla quale è associato il rischio R1
- L2: perdita di servizio pubblico, alla quale è associato il rischio R2
- L3: perdita di patrimonio culturale insostituibile, alla quale è associato il rischio R3
- L4: perdita economica, alla quale è associato il rischio R4

Nel presente documento si fa riferimento alla sola perdita di vite umane (L1), in quanto le altre non sono di interesse per il caso specifico.

Componenti di rischio

Le singole componenti di rischio definite nella suddetta norma sono le seguenti:

Sorgente S1

- RA = componente relativa ai danni ad esseri viventi per elettrocuzione dovuta a tensioni di contatto e di passo all'interno della struttura e all'esterno in zone fino a 3 m attorno alle calate.
- RB = componente relativa ai danni materiali causati da scariche pericolose all'interno della struttura che innescano l'incendio e l'esplosione e che possono anche essere pericolose per l'ambiente.
- RC = componente relativa al guasto di impianti interni causata dal LEMP (impulso elettromagnetico del fulmine)

Sorgente S2

- RM = componente relativa al guasto di impianti interni causata dal LEMP (impulso elettromagnetico del fulmine)

Sorgente S3

RU = componente relativa ai danni ad esseri viventi dovuti a tensioni di contatto all'interno della struttura dovuta alla corrente di fulmine iniettata nella linea entrante nella struttura stessa.

RV = componente relativa ai danni materiali (incendio o esplosione innescati da scariche pericolose fra installazioni esterne e parti metalliche, generalmente nel punto d'ingresso della linea nella struttura) dovuti alla corrente di fulmine trasmessa attraverso la linea entrante.

RW = componente relativa al guasto di impianti interni causata da sovratensioni indotte sulla linea e trasmesse alla struttura.

Sorgente S4

RZ = componente relativa al guasto di impianti interni causata da sovratensioni indotte sulla linea e trasmesse alla struttura.

La Tabella seguente della Norma, di seguito riportata, associa le componenti di rischio ai rischi relativi a ciascun tipo di perdita.

Sorgente di danno	Fulminazione diretta della struttura (S1)			Fulminazione in prossimità della struttura (S2)	Fulminazione diretta di una linea entrante (S3)	Fulminazione in prossimità di una linea entrante (S4)		
	R _A	R _B	R _C	R _M	R _U	R _V	R _W	R _Z
Componente di rischio								
Rischio per ciascun tipo di perdita								
R1	X	X	X ⁽¹⁾	X ⁽¹⁾	X	X	X ⁽¹⁾	X ⁽¹⁾
R2		X	X	X		X	X	X
R3		X				X		
R4	X ⁽²⁾	X	X	X	X ⁽²⁾	X	X	X

⁽¹⁾ Solo nel caso di strutture con rischio di esplosione, di ospedali o di altre strutture, in cui i guasti di impianti interni provocano immediato pericolo per la vita umana

⁽²⁾ Soltanto in strutture ad uso agricolo in cui si può verificare la perdita di animali

Nel caso in esame, ove è di interesse il solo rischio R1 si ha pertanto:

$$R_1 = R_A + R_U + R_B + R_V$$

Il calcolo delle componenti di rischio è effettuato con le seguenti formule:

$$R_A = N_D \times P_A \times L_A \text{ dove: } L_A = r_t \times L_T \times n_z / n_t \times t_z / 8760$$

$$R_B = N_D \times P_B \times L_B \text{ dove: } L_B = r_p \times r_f \times h_z \times L_F \times n_z / n_t \times t_z / 8760$$

$$R_U = (N_L + N_{Dj}) \times P_U \times L_U \text{ dove: } L_U = r_t \times L_T \times n_z / n_t \times t_z / 8760$$

$$R_V = (N_L + N_{Dj}) \times P_V \times L_V \text{ dove: } L_V = r_p \times r_f \times h_z \times L_F \times n_z / n_t \times t_z / 8760 \text{ e}$$

dove:

- N_D = numero di eventi pericolosi per fulminazione diretta della struttura
- N_L = numero di eventi pericolosi per fulminazione diretta di una linea
- N_{Dj} = numero di eventi pericolosi per fulminazione diretta della struttura adiacente
- P_A = probabilità di danno ad esseri viventi (fulminaz. sulla struttura)
- P_B = probabilità di danno materiale in una struttura (fulminaz. sulla struttura) P_U = probabilità di danno ad esseri viventi (fulminaz. sul servizio connesso)
- P_V = probabilità di danno materiale in una struttura (fulminaz. sul servizio connesso)
- L_T = percentuale media di vittime per elettrocuzione (D1) causato da un evento pericoloso
- L_F = percentuale media di vittime per danno materiale (D2) causato da un evento pericoloso
- r_t = fattore di riduzione dipendente dal tipo di terreno o pavimentazione
- r_p = fattore di riduzione delle perdite correlato alle misure antincendio
- r_f = fattore di riduzione delle perdite correlato al carico di incendio
- h_z = fattore che incrementa le perdite in presenza di pericoli particolari n_z = numero delle persone nella zona
- n_t = numero di persone nella struttura
- t_z = tempo in ore all'anno per cui le persone sono presenti nella zona

Individuazione delle strutture da proteggere e delle linee ad esse collegate

Per l'impianto in oggetto le strutture da proteggere sono le seguenti:

- Aerogeneratori (A)
- Stazione elettrica (C)

Il collegamento tra tali strutture è schematizzato nella seguente figura seguente.

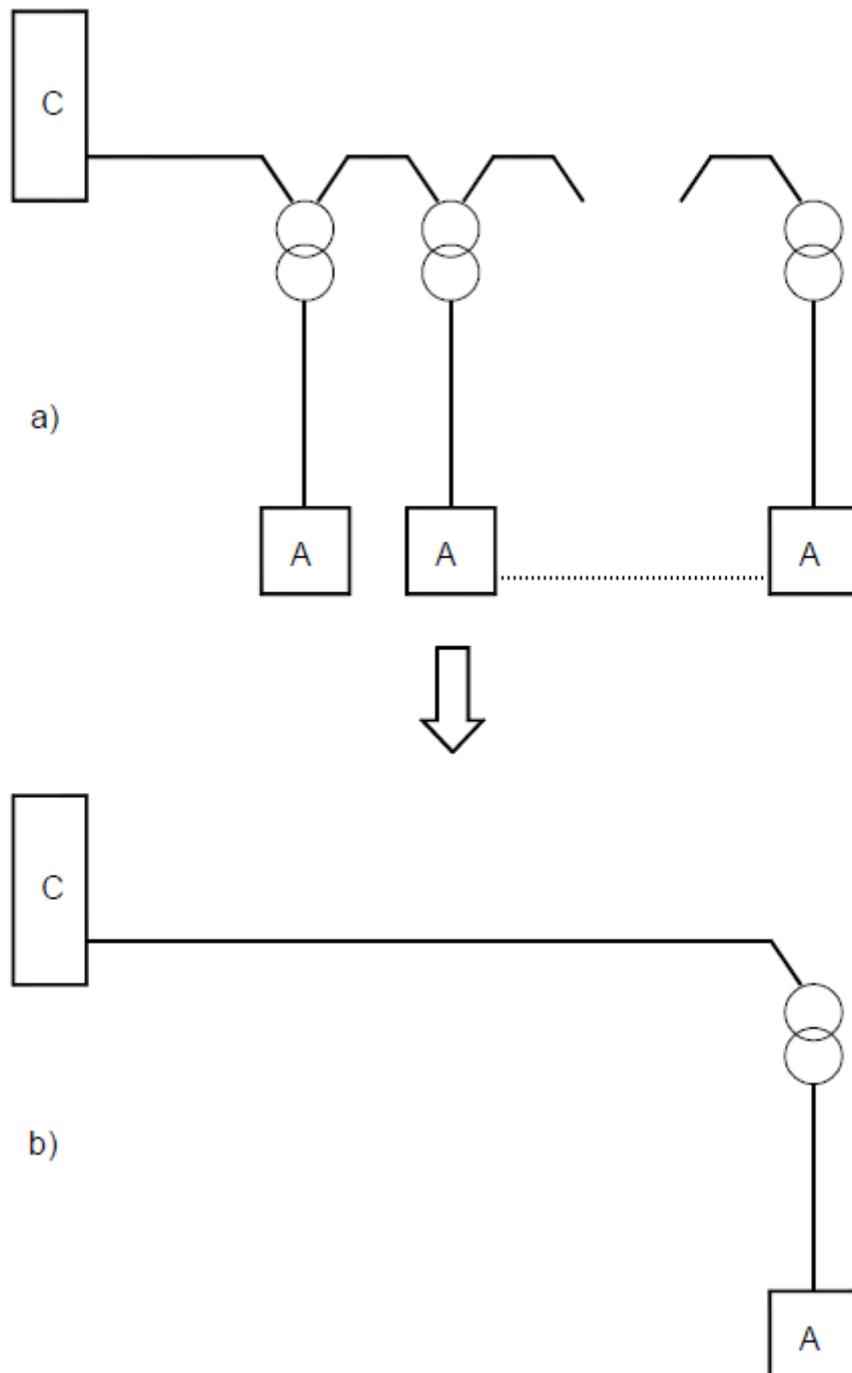


Figura 13: schemi di collegamento

Sulla base delle caratteristiche delle strutture in esame e delle modalità di collegamento tra di esse si può affermare quanto segue:

- relativamente agli aerogeneratori, la componente N_{Da} che tiene conto del rischio di danno materiale causato da un fulmine che colpisce la struttura connessa a quella in

esame, può ritenersi nullo, in quanto gli aerogeneratori sono tra loro separati da due trasformatori. Pertanto, ai fini del calcolo del rischio dovuto a fulminazione indiretta lo schema equivalente da considerare è quello di figura (b), dove sono state trascurate le connessioni fra aerogeneratori;

- relativamente alla cabina di consegna, la linea che alimenta il sottocampo, ai fini del calcolo della probabilità di fulminazione indiretta tale linea è schematizzata come un'unica linea equivalente;
- ai fini del calcolo delle probabilità PU e PV, per tale linea è stata considerata cautelativamente una tensione di tenuta all'impulso $U_m = 6 \text{ kV}$, anche se, la loro tensione di tenuta all'impulso è senz'altro maggiore;
- sempre ai fini del calcolo delle probabilità PU e PV, tale linea è caratterizzata da uno schermo avente resistenza $1 < R_s < 5 \text{ } \Omega/\text{km}$;
- coefficienti di installazione CI delle linee sopra dette, riportati in tabella A.2 (Norma CEI 81-10), sono riferiti a $\rho = 400 \text{ } \Omega\text{m}$.

I parametri di base assunti per il calcolo del rischio di fulminazione sono i seguenti (desunti da una banca dati europea conforme alla guida CEI 81-30):

- $N_g = 1,80$ fulmini/anno/km² – area parco eolico;
- $N_g = 2,00$ fulmini/anno/km² – area SET.

Tipi di struttura: Struttura di tipo industriale

Tipo di suolo fino a 5m di distanza dalla struttura:

- Aerogeneratori: vegetale

Rischio di incendio:

- Aerogeneratori: ordinario
- Cabina di consegna: ordinario

Rischio ammissibile: 10⁻⁵ (n° morti/anno)

Coefficiente di posizione delle strutture:

- Aerogeneratori: $C_d = 2$ (struttura isolata sulla cima di una collina).

Sulla base dei risultati ottenuti attraverso l'utilizzo di apposito software (Impiantus - Fulmini ACCA Software) si può concludere che le strutture non autoprotette sono gli aerogeneratori, a causa dell'elevata componente di rischio RA.

Per quanto riguarda gli aerogeneratori, per ridurre la componente di rischio RA, secondo la Tabella B.2 della Norma verrà adottato un LPS di classe I unito ad un adeguato sistema disperdente per limitare le tensioni di passo e contatto.

In tal modo i nuovi valori del rischio calcolato R saranno compatibili con la normativa di settore.

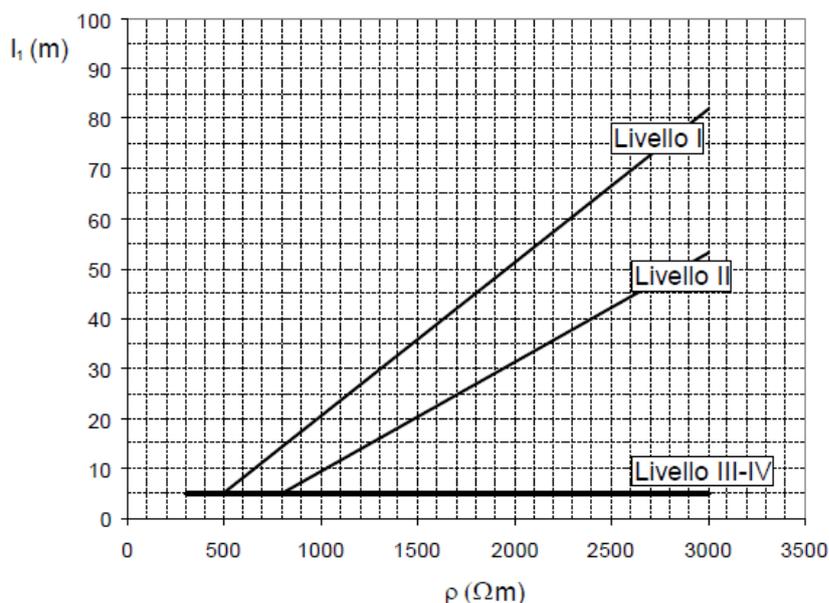
7.3 Verifica del dispersore dell'aerogeneratore ai fini della protezione contro i fulmini

La verifica si riferisce al dispersore dell'aerogeneratore il quale dovrà assolvere agli scopi di protezione contro i contatti indiretti e di protezione contro le scariche atmosferiche (LPS).

Il dispersore sarà posato intorno alla struttura dell'aerogeneratore e sarà formato da almeno quattro anelli di cui tre posati sopra la fondazione ed uno annegato all'interno della stessa. Gli anelli saranno collegati tra loro nel collettore principale.

Con riferimento alla Norma CEI EN 62305-3 il dispersore d'impianto è di tipo B; appartengono a questo tipo di dispersore sia quello ad anello esterno alla struttura in contatto con il suolo per almeno l'80% della sua lunghezza totale, sia il dispersore di fondazione. Nel caso in esame, l'anello che circonda il basamento del sostegno di ogni singolo aerogeneratore dovrà essere tale che, il raggio r del cerchio equivalente all'area racchiusa dallo stesso dispersore ad anello, non risulti essere inferiore al valore di l_1 rilevato dal grafico riportato nella figura seguente (vedi Fig.2 par.5.4.2.1 Norma CEI EN 62305-3), secondo i livelli di protezione I, II, III, IV rispettivamente.

Nel caso in oggetto, poiché il LPS è di livello I nel caso dell'aerogeneratore e la resistività del suolo è pari a $100 \Omega m$, si ha di $l_1 = 5 m$.



Lunghezza minima degli elementi del dispersore in funzione dei livelli di protezione (il III e IV sono indipendenti dalla resistività del suolo)

Dovrà essere pertanto:

$$r \geq 5m$$

Nel caso dell'aerogeneratore risulta che il raggio del cerchio equivalente all'area del dispersore di terra dell'aerogeneratore misura 13 m circa; pertanto, è conforme alla suddetta prescrizione normativa.

8 Impianto di accumulo elettrochimico

I sistemi di accumulo dell'energia elettrica (EES) comprendono ogni tipo di sistema connesso alla rete elettrica che, indipendentemente dalla tecnologia di accumulo impiegata, può sia immagazzinare (dalla rete stessa o da qualsiasi altra fonte) sia fornire energia elettrica alla rete. Si tratta, dunque, di dispositivi e apparecchiature funzionali ad assorbire e rilasciare energia elettrica, previsti per funzionare in maniera continuativa in parallelo con la rete con obbligo di connessione di terzi o in grado di comportare un'alterazione dei profili di scambio con la rete elettrica (immissione e/o prelievo).

L'impianto "BESS" (Battery Energy Storage System) in esame, prevede il collegamento in antenna sul futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione a 380/150/36 kV della RTN "Manciano". Il collegamento al suddetto ampliamento avverrà mediante cavidotto AT.

L'impianto rientra nella tipologia di sistema di accumulo a batterie, con inverter bidirezionale di tipo "elettrochimico", realizzato con celle a ioni di litio e sarà costituito da diverse unità tecnologiche con funzioni di:

- bilanciamento rete AT;
- regolazione di tensione;
- time shift di energia.

Di seguito vengono illustrate le principali caratteristiche delle opere di progetto necessarie alla connessione alla RTN. Per ulteriori dettagli, si rimanda agli elaborati planimetrici trasmessi a corredo della presente relazione.

8.1 Tecnologia

La tecnologia prevista prevede una composizione modulare. In particolare, sono previsti elementi unitari per alloggiamento batterie (cubes) interconnessi in file (node) composte da n. 7 cubes.

La composizione di 3 nodes e dello skid integrato (composto da inverter, trasformatore e quadro) viene definito "core". Si riportano di seguito alcune immagini rappresentative della tecnologia modulare sopra descritta.

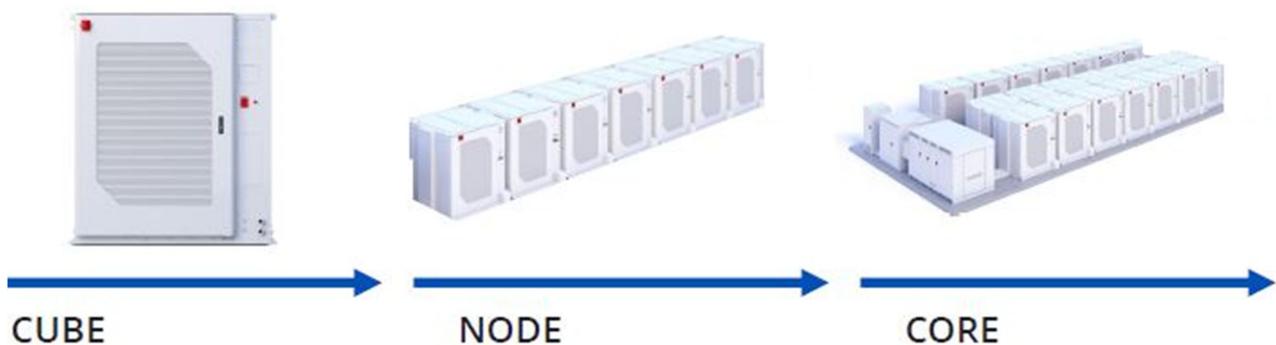


Figura 14: esempio di composizione modulare

8.1.1 Impianto

8.1.1.1 Core

Come già illustrato, il blocco di costruzione prevede un core organizzato in nodes e cubes. Il core è costituito da hardware BESS completo di controlli "Edge-to-Cloud". I trasformatori e/o le unità principali ad anello sono forniti come skid integrati.



Figura 15: Illustrazione esempio dei punti di connessione minimi per un collegamento "cube - cube" e PCS

8.1.1.2 Node

L'unità node, nella configurazione prescelta, è costituita da n. 7 unità batterie (cubes).



Figura 16: illustrazione esempio di un "node"

8.1.1.3 Cube

Il fulcro di un impianto BESS è costituito dagli accumulatori elettrochimici. Nel caso specifico, si prevede l'utilizzo di **sistemi di accumulo a batterie con celle a ioni di litio**, i quali permettono di ottenere elevate potenze specifiche in rapporto alla capacità nominale. Le singole celle sono tra loro elettricamente collegate in serie ed in parallelo per formare moduli di batterie. I moduli, a loro volta, vengono elettricamente collegati tra loro ed assemblati in modo tale da conseguire i valori richiesti di potenza, tensione e corrente.

Nello specifico, l'elemento costitutivo della soluzione scelta è il "cube" che contiene i rack e i moduli della batteria, il sistema di raffreddamento, i controlli delle ante e le misure di sicurezza avanzate. Esistono due varianti a seconda della durata (o C-rate) della soluzione di accumulo di energia; un cubo di lunga durata e un cubo di breve durata.



Figura 17: tipologico "cube"



Figura 18: tipologico equipaggiamento interno del "cube"

Verranno collegati cubi adiacenti che condividono lo stesso sistema di conversione di potenza ("node") tramite un collegamento a sbarre in c.c. nella parte superiore di ciascun "cube". Alla fine di ogni fila di "cubes" ci sarà una unità terminale (CRT) con collegamento interrato all'inverter; quindi, il cavo CC correrà sottoterra dall'ultimo cube della fila fino all'inverter.

Con riferimento ai sistemi di sicurezza previsti, in caso di guasto il singolo "cube" è progettato per auto-isolarsi elettricamente e vi è la possibilità di rimuovere lo stesso e sostituirlo con un'altra unità inserita al suo posto.

8.1.1.4 Batterie

Il modulo batteria è composto da una cella batteria 1P52S e un CSC (sistema di controllo del modulo batteria).



Figura 19: modulo batteria

Si riportano di seguito le caratteristiche tecniche tipo del modulo batteria

Tabella 1: caratteristiche modulo batteria

Modulo				
N.	Item		Specification	Remark
1	Configuration		1P52S	
2	Rated Energy		46.592 kWh	0,25 C, 25°C
3	Rated Voltage		166,4VDC	
4	Voltage Range		145,6 ~ 187,2VDC	
5	Charging Current	Rated	0,25 C	
6		Maximum	0,5 C	
7	Discharging Current	Rated	0,25 C	
8		Maximum	0,5 C	
9	Charge		0 ~ 50°C	

Modulo				
N.	Item		Specification	Remark
10	Operating Temperature	Discharge	-20 °C - 50°C	
11	Recommended operating temperature	Charge and discharge	18 ± 3°C, average 18°C	
12	Dimension (H*W*D)		810 mm*1152 mm*243,4 mm	
13	Weight		330 kg	
14	Storage Temperature		-25 ~ 60°C	
15	Storage Humidity		RH ≤ 95%	
16	Application altitude		≤ 2000m	

La scatola di controllo è composta da un dispositivo di misurazione, un dispositivo di protezione e un SBMU (Single Battery Management UNIT), che esegue l'analisi dello stato del rack batterie e il controllo della linea di alimentazione principale.



Figura 20: control box

Il Battery Rack è composto da telaio porta batterie, scatola di controllo e 8 moduli.

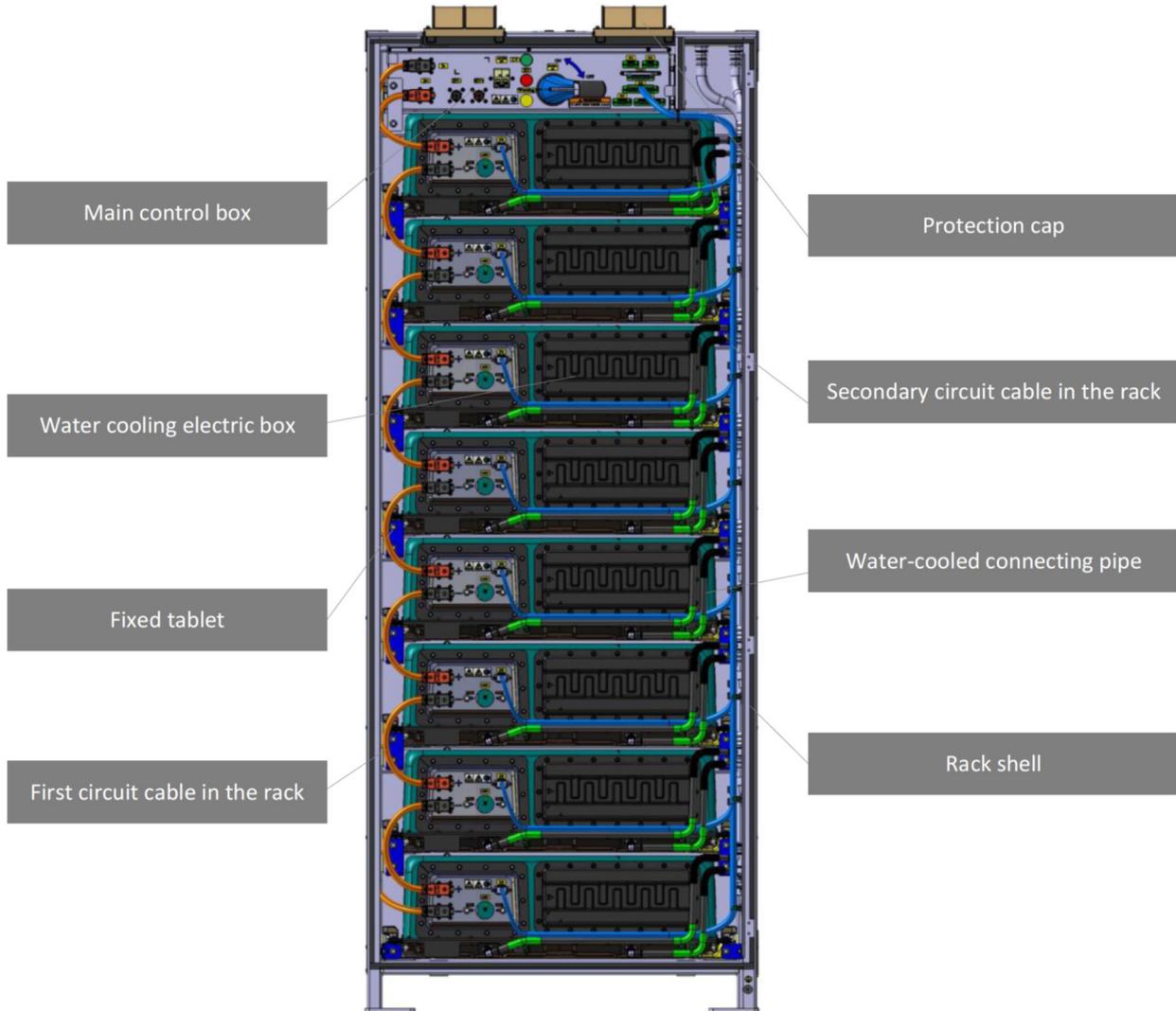


Figura 21: esempio rack batterie

Tabella 2: caratteristiche Rack Batterie

Battery Rack				
N.	Item		Specification	Remark
1	Configuration		1P416S	
2	Rated Energy		372,7 kWh	
3	Rated Voltage		1331,2 VDC	
4	Voltage Range		1164,8 ~ 1497,6 VDC	
5	Charging Power	Rated	93,1kW	
6		Maximum	186,3kW	
7	Discharging Power	Rated	93,1kW	
8		Maximum	186,3kW	
9	Operating Temperature	Charge	0 ~ 50° C	
10		Discharge	-20 ~ 50°C	

Battery Rack				
N.	Item		Specification	Remark
11	Recommended operating temperature	Charge and discharge	18 ± 3°C, average 18°C	
12	Number of Cycles		≥ 6000	@25°C, SOH@80%Ret.
13	Self-discharge Rate/month		≤ 3,5%	25°C, 40 % SOC, 3 months after new battery produced
14	Operating environment requirements	Storage Humidity	RH ≤ 95 %	No condensing
15		Application altitude	≤ 2000 m	
19	General Parameters	Size	924 mm(W)*1185 mm(D)*2950 mm(H)	
20		Weight	3100 kg	
21		IP Level	IP20	
22		Cooling mode	Water cooling	
23		Communication agreement	CAN	
24		DC wiring mode	Quick insertion	

Ciascun rack comunica con un BMS (Battery Bank Management System), il sistema di gestione che consente di monitorare e trasmettere informazioni sullo stato di funzionamento delle celle e sui parametri del sistema (tensione, corrente, temperatura etc.).

Il BMS è costituito da:

- BMU (Battery Management UNIT)
- BCMU (Battery Cluster Management Unit)
- Control box
- BAMS (Battery Administration Management System), composto a sua volta dal BAU (Administration Management Unit) e da una HMI (Human Machine Interface).

Le varie sezioni del BMS sono gestite a loro volta dal BSCS (Battery Storage Control System), cui è imputabile la gestione dell'interno impianto, l'ottimizzazione e il monitoraggio del sistema che avviene mediante integrazione con lo SCADA, con il quale il BSCS comunica continuamente, garantendo il controllo non solo del sistema di accumulo, ma anche di tutti i quadri BT/MT, dei sistemi HVAC e degli ausiliari. Si riportano nel seguito le principali funzioni del BSCS:

- Controllo automatico/manuale in tempo real;
- Controllo remoto;
- Controllo locale;
- Registrazione dei dati storici.

Fra servizi che il BSCS ha la potenzialità di svolgere ci sono l'inseguimento del set point di potenza attiva, reattiva e fattore di potenza, time-shifting, peak-shaving, regolazione primaria, secondaria o terziaria di frequenza, bilanciamento.

8.1.1.5 Skid (Inverter, trasformatore, quadro AT (36 kV))

Saranno adottati, opportunamente dislocati secondo quanto indicato nell'elaborato "Planimetria di progetto", skids integrati che includono inverter, trasformatore e quadri AT (36 kV) come un'unica unità precablata.



Figura 22: tipologico di skid integrato

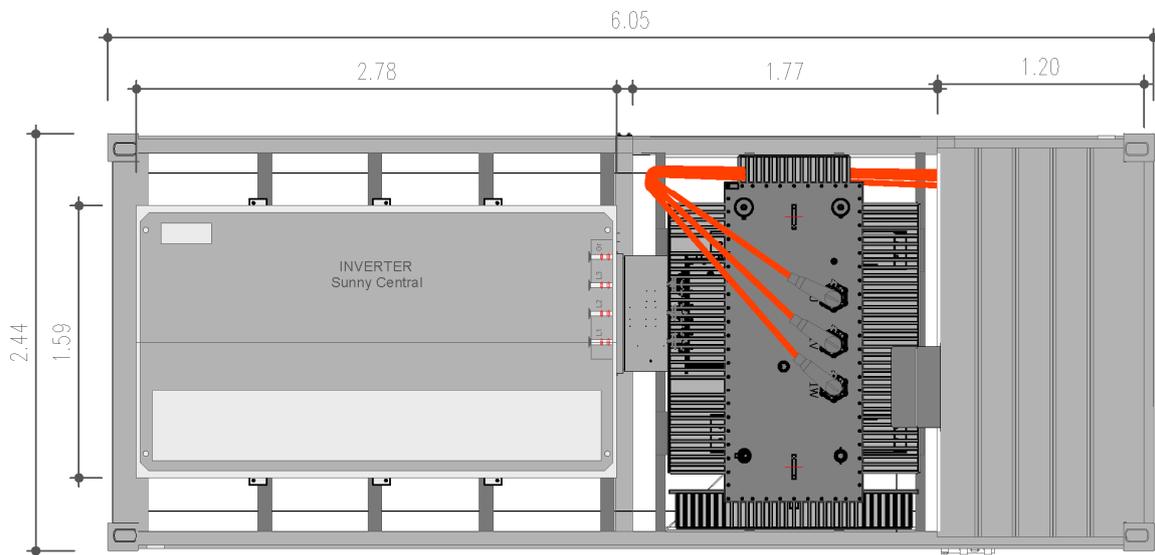


Figura 23: pianta della tipologia di skid integrato

L'inverter bidirezionale è un elemento fondamentale di interconnessione tra le batterie funzionanti in corrente continua (DC) e la rete elettrica esercita in corrente alternata (AC). Tramite la commutazione degli IGBT, l'inverter è in grado effettuare la conversione continua-alternata per scaricare in rete l'energia immagazzinata nelle batterie ed è in grado di effettuare la conversione alternata-continua per caricare le batterie. L'inverter utilizzato è quindi un "due quadranti" nel piano tensione-corrente, essendo in grado di gestire correnti sia positive che negative e tensioni solo positive.

L'inverter è conforme alla norma CEI 0-16:2019-04 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica" rispettandone tutte le prescrizioni.

I trasformatori integrati nello skid (in olio) avranno una potenza nominale di 5000 kVA.

8.1.1.6 Trasformatore cabina MT/BT

Si prevede la realizzazione di n. 1 cabina MT/BT a servizio dell'impianto BESS, all'interno della quale sarà installato un trasformatore in resina da 400 KVA. Le caratteristiche tecniche del trasformatore sono le seguenti.

Norme / Standards:	IEC CEI DIN EN 60076 EN 50588
Classe Isolamento (Aumento Temp.) / Insulating Class (Temp. Rise):	F (100 K)
Classe Isolamento MV (Classe 36) / Insulation Class MV (Class 36):	36 kV FI 70 kV BIL 170 kV
Classe Isolamento LV / Insulation Class LV:	1,1 kV FI 3 kV
Frequenza / Frequency:	50 Hz
Regolazione MV / Tappings MV:	$\pm 2 \times 2,5\%$
Tolleranza / Tolerance:	Tolleranza zero sulle perdite / No tolerance on the losses

Figura 24: caratteristiche tecniche trasformatore

8.1.1.7 Cablaggi

Il cablaggio per ciascun "core" verrà eseguito tramite un armadio per telecomunicazioni esterno collegato a tutti i "cubes" del "core" tramite un passacavo.



Figura 25: esempio di armadio esterno di controllo

8.1.1.8 Controllo della temperatura

L'ambiente e la temperatura del sistema a batterie influenzeranno direttamente il suo normale funzionamento, la durata del ciclo, l'accettazione della carica, la potenza di uscita, la capacità utilizzabile, la sicurezza e l'affidabilità.

Pertanto, per ottenere le migliori prestazioni e aumentare la durata delle batterie, è necessario controllare la temperatura del sistema mantenendola in un intervallo specifico attraverso la gestione termica, per ridurre la distribuzione non uniforme della temperatura nella batteria.

Grazie al controllo della temperatura, inoltre, può essere migliorata il degrado della batteria, così come eliminare i potenziali rischi.

Secondo la progettazione del sistema di accumulo dell'energia, è necessario che la progettazione termica dei rack sia adeguata soddisfare i requisiti e le condizioni di dissipazione della batteria, ovvero la temperatura di raffreddamento dovrebbe essere 15-21°C, la temperatura media dovrebbe essere di 18°C.

Il controllo della temperatura delle batterie viene realizzato mediante un sistema di raffreddamento a liquido refrigerante, con scambio termico tra il liquido di raffreddamento e la batteria attraverso tubo di raffreddamento e la piastra di dissipazione termica.

8.1.2 Dimensionamento sistema di accumulo

Il progetto prevede l'installazione di moduli batterie al Litio-Ferro-Fosfato (LFP), composti da una specifica configurazione di celle elementari disposte in serie e in parallelo. I moduli raggruppati in serie da 8 compongono i singoli rack, installati a coppia all'interno dei cubes; 7 cubes saranno collegati in parallelo a formare i nodes; 3 nodes in parallelo saranno collegati a inverter e trasformatore AT/BT a formare i core.

L'impianto sarà composto complessivamente da 9 core, ognuno collegato a power station.

8.1.3 Cavi

8.1.3.1 Cavi AT (36 kV)

Tutte le linee elettriche di collegamento in media tensione saranno realizzate attraverso l'utilizzo di cavo del tipo RG7H1R 26/45 kV. In particolare, all'interno dell'area tale cavo viene impiegato per il collegamento dagli scomparti AT (36 kV) ai trasformatori del sistema di accumulo.

Si tratta di cavi unipolari elicordati, congiunti in maniera da formare un unico fascio di forma circolare. Tale cavo presenta uno spessore maggiorato della guaina che ne migliora notevolmente la resistenza allo schiacciamento e all'impatto. Grazie a queste peculiarità, si rende adatto alle installazioni fisse interne o esterne, posato in aria o direttamente o indirettamente interrato, anche in ambienti bagnati.

A seguire si riportano le caratteristiche tecniche:

Tabella 3: dati tecnici cavi

Conduttore	Conduttore di rame rosso, formazione rigida compatta, classe 2
Materiale del semi-conduttore interno	Estruso
Isolante	HEPR di qualità G7
Materiale del semi-conduttore esterno	Estruso, pelabile a freddo
Schermo	Fili di rame rosso
Guaina esterna	Mescola a base di PVC
Colore guaina esterna	Rosso
Tensione nominale U_0/U	26/45 kV
Temperatura massima di esercizio	+ 90°C
Temperatura minima di esercizio	-15°C
Temperatura massima di corto circuito	+250°C
Temperatura minima di posa	0°C
Sforzo massimo di trazione	60 N/mm ²
Raggio minimo di curvatura per diametro D (in mm)	12 volte il diametro

8.1.3.2 Cavi BT

Tutti i cavi BT ausiliari esterni ai quadri sono cavi del tipo FG16(O)R16 conformi alla normativa CPR.

Il cavo è adatto per l'alimentazione di energia nell'industria, nei cantieri, nell'edilizia residenziale. Per posa fissa all'interno e all'esterno, anche in ambienti bagnati; per posa interrata diretta e indiretta. Per all'installazione all'aria aperta, su murature e strutture metalliche, su passerelle, tubazioni, canalette e sistemi simili. Adatto per installazioni a fascio in ambienti a maggior rischio in caso d'incendio.

Date le proprietà di limitare lo sviluppo del fuoco e l'emissione di calore, il cavo è adatto per l'alimentazione di energia elettrica nelle costruzioni ed altre opere di ingegneria civile.

Tabella 4: dati tecnici cavi BT

Conduttore	Conduttore a corda rotonda flessibile di rame rosso ricotto
Isolante	Mescola di qualità etilpropilenica ad alto modulo di qualità G16
Riempitivo	Mescola di materiale non fibroso e non igoscopico
Guaina esterna	Mescola di PVC di qualità R16
Colore guaina esterna	Grigio
Tensione nominale U_0/U	0,6/1 kV e 1,5 kV in C.C.
Temperatura massima di esercizio	+90°C
Temperatura minima di esercizio	-15°C in assenza di sollecitazioni meccaniche
Temperatura massima di corto circuito	+300°C
Temperatura minima di installazione e maneggio	0°C
Sforzo massimo di trazione	50 N/mm ²
Raggio minimo di curvatura per diametro D (in mm)	4 volte il diametro esterno massimo

Tutti i cavi ausiliari di alimentazione di dispositivi a 12 e 24 V sono del tipo twistato e schermato con schermo messo a terra ad entrambe le estremità.

8.1.3.3 Cavi BT interni ai quadri

I cavi interni ai quadri ausiliari e ai quadri di controllo sono del tipo N07V-K 450/750 V. Sono cavi unipolari flessibili, per energia e cablaggio, isolati in polivinilcloruro (PVC).

8.1.3.4 Cavi DC

I cavi di potenza DC utilizzati tra ciascun rack batterie e il relativo quadro fusibili e tra il quadro fusibili e l'ingresso DC dell'inverter sono del tipo H1Z2Z2-K conformi alla normativa CPR.

Questi cavi risultano particolarmente adatti per applicazioni in corrente continua per le loro peculiarità. Sono isolati con gomma Z2, sotto guaina Z2, con conduttori flessibili stagnati, non propagano la fiamma, sono senza alogeni e a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi.

8.1.3.5 Cavi di segnale e comunicazione

Tutti i cavi di segnale e comunicazione e tutti i cavi di alimentazione a 24V saranno del tipo schermato e twistato con lo schermo messo a terra ad entrambe le estremità.

8.1.3.6 Cavi di protezione

I conduttori di protezione sono in cavo FS17 di colore giallo verde per le apparecchiature installate indoor e in corda nuda in rame per la connessione alla maglia di terra delle apparecchiature installate outdoor.

8.1.4 Dimensionamento e verifica dei cavi

8.1.4.1 Isolamento dei cavi

I cavi utilizzati in corrente alternata devono essere adatti a tensione nominale verso terra e tensione nominale (U_0/U) non inferiori a 0,75/1kV, in modo da essere compatibili con le tensioni caratteristiche dei sistemi in cui sono installati. Mentre i cavi in corrente continua poiché lavorano a livelli di tensione maggiore e sono sottoposti a condizioni di funzionamento più gravose per gli isolanti devono essere adatti a tensione nominale verso terra e tensione nominale (U_0/U) non inferiori a 1/1,5kV.

8.1.4.2 Verifica della portata

La portata dei cavi I_z dipende dal tipo di posa, dalla temperatura ambiente in cui lavora il cavo, dalla vicinanza o meno di altri conduttori attivi e dalla disposizione dei cavi (fascio o strato). Per determinare i coefficienti di riduzione delle portate ordinarie dei cavi vengono utilizzate le tabelle CEI UNEL 35024/1 per i cavi posati in aria libera e CEI-UNEL 35026 per i cavi interrati. La portata del cavo viene quindi determinata secondo la seguente relazione:

$$I_z = I_0 \times K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4$$

dove:

I_z = Portata effettiva del cavo

I_0 = Portata nominale dichiarata dal costruttore, per posa interrata a 20° C;

K_1 = Fattore di correzione per temperature diverse da 20° C;

K_2 = Fattore di correzione per gruppi di più cavi installati sullo stesso piano;

K_3 = Fattore di correzione per profondità di interramento diversa da 0,8 m;

K_4 = Fattore di correzione per resistività termica del terreno diversa da 1,5 k*m/W.

8.1.4.3 Verifica della caduta di tensione

Il calcolo è svolto in modo tale che la somma delle cadute di tensione medie (che in valore relativo coincidono con le perdite di potenza) dei vari tratti in cavo compresi fra le stringhe e l'ingresso lato DC dell'inverter non superi il valore di progetto del 1,5%.

Le cadute di tensione vengono calcolate considerando la corrente pari alla corrente alla massima potenza delle stringhe. La caduta di tensione è definita dalla seguente relazione:

$$\Delta U = 2 \times R \times I \times L$$

dove:

ΔU = caduta di tensione;

R = resistenza per unità di lunghezza del conduttore in Ω/km ;

I = corrente in A;

L = lunghezza della linea in km.

8.1.4.4 Colori distintivi dei cavi

I conduttori impiegati nell'esecuzione degli impianti devono essere contraddistinti dalle colorazioni previste dalle vigenti tabelle di unificazione CEI-UNEL 00722-74 e 00712. In particolare, i conduttori di neutro e protezione devono essere contraddistinti, rispettivamente ed esclusivamente, con il colore blu

chiaro e con il bicolore giallo-verde. I conduttori di fase devono essere contraddistinti in modo univoco per tutto l'impianto dai colori: grigio (cenere), marrone, nero.

Per i cavi in Corrente Continua si utilizzerà la colorazione Rossa per la polarità positiva e la colorazione nera per la polarità negativa.

8.1.4.5 Sezioni minime e cadute di tensione ammesse

Le sezioni dei conduttori sono calcolate in funzione della corrente di impiego e della lunghezza dei circuiti, affinché non vengano superati i valori delle portate di corrente ammesse, per i diversi tipi di conduttori, dalle tabelle di unificazione CEI-UNEL 35024-70 e 35023-70 e la caduta di tensione non superi il valore del 4% della tensione a vuoto.

8.1.4.6 Dimensionamento dei conduttori di protezione

Il dimensionamento dei conduttori di protezione sarà effettuato considerando le sezioni dei conduttori di fase. A seguire si riporta la regola prevista dalla normativa CEI 64-8, dove:

$$\begin{aligned} S_f < 16\text{mm}^2: & \quad S_{PE} = S_f \\ 16 \leq S_f \leq 35\text{mm}^2: & \quad S_{PE} = 16\text{mm}^2 \\ S_f > 35\text{mm}^2: & \quad S_{PE} = S_f / 2 \end{aligned}$$

- S_f è la sezione del conduttore di fase (mm^2);
- S_{PE} è la sezione del conduttore di protezione (mm^2).

8.1.4.7 Tubi e canalizzazioni

I conduttori devono essere sempre protetti e salvaguardati meccanicamente. Dette protezioni possono essere: tubazioni, canalette porta cavi, passerelle, etc.

Il diametro interno dei tubi deve essere pari ad almeno 1,3 volte il diametro del cerchio circoscritto al fascio dei cavi in esso contenuti; il diametro del tubo deve essere sufficientemente grande da permettere di sfilare e rinfilare i cavi in esso contenuti con facilità e senza che ne risultino danneggiati i cavi stessi o i tubi.

Comunque, il diametro interno non deve essere inferiore a 16 mm.

Il tracciato dei tubi protettivi deve consentire un andamento rettilineo orizzontale (con minima pendenza per favorire lo scarico di eventuale condensa) o verticale. Le curve devono essere effettuate con raccordi o con piegature che non danneggino il tubo e non pregiudichino la sfilabilità dei cavi. Le giunzioni dei conduttori devono essere eseguite nelle cassette di derivazione con impiego di opportuni morsetti o morsettiere. Dette cassette devono essere costruite in modo che, nelle condizioni di installazione, non sia possibile introdurre corpi estranei; inoltre, deve risultare agevole la dispersione del calore in esse prodotta. Il coperchio delle cassette deve offrire buone garanzie di fissaggio ed essere apribile solo con attrezzo. Le giunzioni di conduttori interrati vanno eseguite utilizzando idonee muffole opportunamente sigillate attraverso la colata di resina al loro interno.

8.1.4.8 Criteri di verifica della protezione contro i contatti indiretti

Devono essere protette contro i contatti indiretti tutte le parti metalliche accessibili dell'impianto elettrico e degli apparecchi utilizzatori, normalmente non in tensione, ma che, per cedimento dell'isolamento principale o per altre cause accidentali, potrebbero trovarsi sotto tensione (masse). All'impianto di terra devono essere collegati tutte le masse metalliche accessibili.

8.1.4.9 Coordinamento tra conduttori e dispositivi di protezione

I conduttori che costituiscono l'impianto devono essere protetti contro le sovracorrenti causate da sovraccarichi e da corto circuiti.

Sovraccarico

Secondo la norma CEI 64-8/4, le caratteristiche di funzionamento del dispositivo di protezione delle condutture contro i sovraccarichi (interruttore automatico magnetotermico) devono rispondere alle seguenti due condizioni:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$
$$I_f = 1,45 * I_z$$

Dove

I_b = corrente di impiego del circuito;

I_z = portata in regime permanente del cavo;

I_n = corrente nominale del dispositivo di protezione.

I_f = corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione.

Per la parte in corrente continua del sistema l'unica condizione da verificare è:

$$I_b = I_z$$

riducendo il valore I_z con opportuni coefficienti correttivi che tengono delle condizioni termiche di esercizio dei cavi.

Per la parte di circuito in corrente continua la protezione contro il corto circuito è assicurata dalla presenza di fusibili a intervento rapido ed extrarapido installati nella BPU (Battery Protection Unit), nei quadri fusibili e negli ingressi DC degli inverter.

Per le varie sezioni in alternata occorre proteggere le condutture dalle correnti di corto circuito di ritorno dalla rete mediante l'inserimento di interruttori automatici magnetotermici che devono avere potere di interruzione superiore alla corrente di corto circuito presunta nel punto di installazione. Bisogna quindi verificare che $I_{2t} = K_2 S^2$ sull'energia passante ricorrendo alla curva caratteristica del dispositivo scelto, le sezioni di cavo adottate e le correnti di corto circuito nel punto di consegna dell'energia.

8.1.5 UPS

La sezione dei carichi privilegiati del sistema di accumulo, riceve l'alimentazione da un gruppo di continuità online a doppia conversione. Tale dispositivo avrà una potenza di 6 kVA e allo stesso verrà collegato un pacco batterie aggiuntivo per aumentarne l'autonomia di alimentazione ai servizi ausiliari principali dell'ESS.

8.1.6 SCADA di impianto e comunicazione

Lo SCADA "Supervisory Control And Data Acquisition" di impianto è installato nel quadro ESS SCADA. Mediante diversi protocolli di comunicazione, quali Modbus RTU, Modbus TCP/IP, CAN, Profinet o equivalenti scambia dati con tutti i dispositivi in impianto e li comanda in modo sincronizzato.

L'ESS SCADA gestisce, dialoga e/o monitora:

- gli inverter;
- Il battery management system, i rack batteria e i singoli moduli batteria;
- Le centraline termometriche dei trasformatori;
- I sistemi di raffreddamento delle batterie;
- Gli ausiliari.
- L'ESS SCADA inoltre riceve i dati dalla rete per eseguire le logiche di energy shifting;
- L'ESS SCADA connesso ad internet fornisce il pieno controllo del sistema di accumulo da remoto per esigenze O&M.

8.1.7 Rete di terra

La rete di terra sarà realizzata all'interno dell'area interessata dalla costruzione della nuova stazione di utenza, mediante una rete magliata disperdente in corda di rame nuda, cui saranno connesse tutte le parti metalliche delle strutture portanti e le reti elettrosaldate mediante corda di rame nudo di sezione pari a 120 mm².

8.2 Opere civili

8.2.1 Platee e pavimentazioni

La progettazione dell'intervento è stata orientata, ove possibile, alla minimizzazione del consumo di suolo indotto dalla realizzazione di superfici impermeabilizzate. Sarà utilizzata pavimentazione drenante sull'intera superficie dell'area non occupata dai cores, in corrispondenza dei quali saranno realizzate platee in cemento di dimensioni poco superiori all'ingombro dei cores stessi.

8.2.2 Opere idrauliche

8.2.2.1 Sistemi di contenimento

Le unità impiantistiche ove è presente olio saranno dotate di opportuni bacini di contenimento dimensionati per un volume pari ad almeno 1/3 del quantitativo di olio. In particolare, tali unità saranno i trasformatori presso lo skid integrato.

8.2.2.2 Rete acque civili e sistemi di trattamento

I reflui civili derivanti dai servizi igienici saranno convogliati a tre serbatoi monolitici a tenuta di volume unitario pari a 10 m³ (volume complessivo di 30 m³), dimensionati per complessivi 3 ab/eq (corrispondenti a circa 6 unità lavorative). La dotazione idrica considerata è pari a 200 l/ab eq *g.

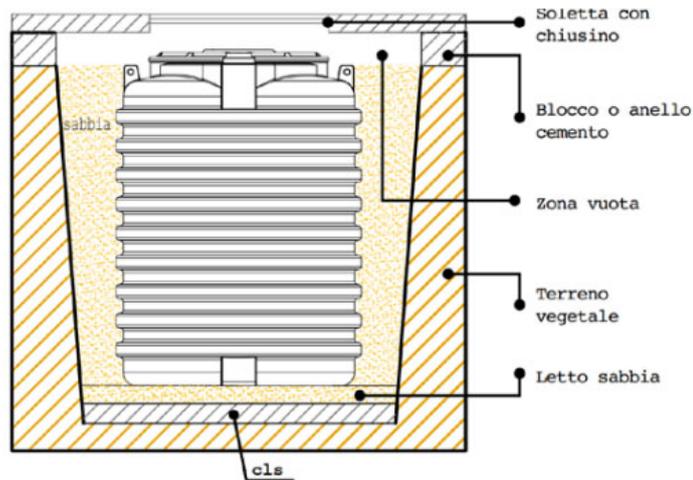


Figura 26: tipologico di serbatoio a tenuta



Figura 27: esempio di installazione dei serbatoi a tenuta

I citati serbatoi si configurano come deposito temporaneo ai sensi dell'art. 185-bis del d.lgs. 152/2006 (e s.m.i.). Pertanto, il conferimento di tale rifiuto seguirà le disposizioni previste dal sopra citato art. 185-bis.

8.2.3 Recinzioni e cancelli

Con lo scopo di proteggere le unità impiantistiche, si prevede la realizzazione di una recinzione perimetralmente al sito di interesse, con un cancello di ingresso (larghezza pari a circa 10 m) ubicato a ovest dell'area di impianto.

Si rimanda agli elaborati specialistici per i dettagli.