

Parco Eolico "Pizzu Boi"

Comune di Selegas e Guamaggiore (SU)

Proponente



Sorgenia Renewables Srl
via Alessandro Algardi 4, Milano
P.IVA/CF: 10300050969
PEC: sorgenia.renewables@legalmail.it



RELAZIONE TECNICA

Progettista



Tiemes Srl
Via R. Galli, 9 - 20148 Milano
tel. 024983104/ fax. 0249631510
www.tiemes.it

1	03/03/2023	Revisione 1	LB	VDA			
0	31/07/2022	Prima emissione	SS	VDA			
Rev.	Data emiss	Descrizione	Preparato	Approvato			
Origine File: 21056 SLG.PD.R.02-00 – Relazione tecnica.docx		CODICE ELABORATO					
		Commessa	Proc.	Tipo doc	Num	Rev	
		21056	SLG	PD	R	02	01
Proprietà e diritti del presente documento sono riservati – la riproduzione è vietata / Ownership and copyright are reserved – reproduction is strictly forbidden							

INDICE

1	Premessa	4
2	Scopo	5
3	Proponente	5
4	Normativa di riferimento	5
5	Descrizione generale del progetto	10
5.1	Collocazione geografica e accessibilità	10
5.2	Descrizione dell'area	12
5.3	Anemologia	13
5.4	Localizzazione degli aerogeneratori	14
5.5	Criteri di scelta e localizzazione degli aerogeneratori	15
5.6	Mitigazione dell'impatto del progetto	16
6	Caratteristiche tecniche del parco eolico	17
6.1	Aerogeneratori	17
6.2	Sistema di controllo	21
6.3	Fondazioni degli aerogeneratori	22
6.4	Piazzole	24
6.5	Viabilità	25
7	Caratteristiche tecniche delle opere connesse	28
7.1	Cavidotto interrato in MT	28
7.2	Cabina di sezionamento	31
7.3	Sottostazione di trasformazione 150/30 kV	31
7.3.1	Fabbricati area produttore	32
7.3.2	Quadri in MT	32
7.3.3	Apparecchiatura AT	33
7.3.4	Trasformatore AT/MT	34
7.3.5	Opere civili e altri impianti a servizio della SSE	34
7.4	Elettrodotto interrato in AT	35
8	Fase di cantiere	37
9	Fase di esercizio	38
10	Fase di dismissione	40
11	Ricadute sociali, economiche e occupazionali	41
11.1	Transizione nazionale verso l'utilizzo di fonti rinnovabili (PNIEC)	41
11.2	Compatibilità con il Piano Energetico Ambientale Regionale della Sardegna (P.E.A.R.S.)	43

11.3	Benefici ambientali	46
11.4	Ricadute occupazionali	49
11.5	Ricadute socio-economiche	52

INDICE DELLE FIGURE

FIGURA 5-1	- COLLOCAZIONE GEOGRAFICA DEL SITO SU CARTA STRADALE DEAGOSTINI.....	11
FIGURA 5-2	- STRALCIO DELL'ATLANTE EOLICO DELL'ITALIA. IN COLORE ROSSO È CERCHIATA L'AREA DI PROGETTO	13
FIGURA 5-3	- LOCALIZZAZIONE AEROGENERATORI SU ORTOFOTO	15
FIGURA 6-1	- ESEMPIO SEZIONE NAVICELLA CON COMPONENTI DI IMPIANTO.....	18
FIGURA 6-2	- TIPICO AEROGENERATORE.....	18
FIGURA 6-3	- CURVA DI POTENZA DELL'AEROGENERATORE SIEMENS GAMENSA SG170 6 MW.....	20
FIGURA 6-4	- CURVA DI RUMOROSITÀ DELL'AEROGENERATORE SIEMENS GAMENSA SG170 6MW.....	21
FIGURA 6-5	- DIMENSIONI DELLA FONDAZIONE DELL'AEROGENERATORE SIEMENS GAMESA SG170.....	22
FIGURA 6-6	- TIPICO FONDAZIONI DELL'AEROGENERATORE SIEMENS GAMESA SG170.....	23
FIGURA 6-7	- TIPICO PIAZZOLA DI CANTIERE CON QUOTE ESPRESSE IN METRI	24
FIGURA 6-8	- TIPICO PIAZZOLA DI ESERCIZIO CON QUOTE ESPRESSE IN METRI	24
FIGURA 6-9	- TIPICI STRADE DI ACCESSO AL PARCO EOLICO.....	25
FIGURA 6-10	- VIABILITÀ E OPERE DEL PARCO EOLICO "PIZZU BOI".....	26
FIGURA 6-11	- ESEMPIO DI APPLICAZIONE DI TERRE RINFORZATE	27
FIGURA 6-12	- SCHEMA CONCETTUALE DI COLLEGAMENTO TRA AEROGENERATORI E SSE.....	28
FIGURA 6-13	- TIPICO DEL CAVIDOTTO IN MT INTERRATO, POSA DI UN SINGOLO CAVO TRIPOLARE SOTTO STRADA STERRATA	30
FIGURA 6-14	- TIPICO DEL CAVIDOTTO IN AT INTERRATO	36
FIGURA 11-1	- TRAIETTORIE EVOLUTIVE DEI CONSUMI E DELLA RELATIVA QUOTA DA FONTI RINNOVABILI FINO AL 2030 (MTEP) (*FONTE GSE)	42
FIGURA 11-2	- TRAIETTORIE DI CRESCITA DELL'ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI AL 2030 NEL SETTORE ELETTRICO (MTEP) (*FONTE GSE)	43
FIGURA 11-3	- ANDAMENTO EMISSIONI CO2 E OBIETTIVO AL 2030 SARDEGNA (FONTE: SARDEGNAIMPRESA.EU).....	44
FIGURA 11-4	- ANDAMENTO DELLE EMISSIONI EFFETTIVE PER LA PRODUZIONE LORDA DI ENERGIA ELETTRICA E DELLE EMISSIONI TEORICHE PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI CON EQUIVALENTE PRODUZIONE DA FONTI FOSSILI. (*FONTE ISPRA)	47
FIGURA 11-5	- ULA/MW TEMPORANEE NEL 2016 NELLA FASE DI COSTRUZIONE PER DIVERSE FONTI RINNOVABILI (FONTE GSE).....	50
FIGURA 11-6	- ULA/MW PERMANENTI NEL 2016 NELLA FASE DI MANUTENZIONE PER DIVERSE FONTI RINNOVABILI (FONTE GSE).....	51

1 Premessa

La società Sorgenia Renewables Srl, d'ora in avanti il proponente, intende realizzare un impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica nella provincia del Sud Sardegna, in agro dei comuni di Selegas e Guamaggiore.

L'impianto, denominato parco eolico "Pizzu Boi", sarà costituito da 9 aerogeneratori di potenza unitaria nominale fino a 6 MW, per una potenza installata complessiva fino a 54 MW.

Data la potenza dell'impianto, superiore ai 10.000 kW, il servizio di connessione sarà erogato in alta tensione (AT), ai sensi della Deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 23 luglio 2008 n.99 e s.m.i.

Gli aerogeneratori forniscono energia elettrica in bassa tensione (690V) e sono pertanto dotati di un trasformatore MT/BT ciascuno, alloggiato all'interno dell'aerogeneratore stesso e in grado di elevare la tensione a quella della rete del parco. La rete del parco è costituita da un cavidotto interrato in media tensione (30kV), tramite il quale l'energia elettrica viene convogliata dagli aerogeneratori alla sottostazione elettrica (SSE) di trasformazione AT/MT di proprietà del proponente che sarà collegata in antenna ad una nuova stazione elettrica (SE) di smistamento a 380/150/36 kV della RTN, da inserirsi in modalità entra-esce sulla linea a 380 kV "Ittiri-Selargius" (nel seguito "nuova SE").

Le opere progettuali sono quindi sintetizzate nel seguente elenco:

- parco eolico composto da 9 aerogeneratori, da 6 MW ciascuno, con torre di altezza fino a 125 m e diametro del rotore fino a 170 m, e dalle relative opere civili connesse quali strade di accesso, piazzole e fondazioni;
- impianto di rete, consistente in una nuova SE di smistamento a 380/150/36 kV della RTN da inserirsi in modalità entra-esce sulla futura linea a 380 kV "Ittiri-Selargius" denominata "Furtei 380";
- impianto di utenza per la connessione alla RTN, consistente nella rete di terra, nella rete di comunicazione in fibra ottica, nel cavidotto in media tensione (30kV) interamente interrato e sviluppato principalmente sotto strade esistenti, nella SSE di trasformazione 150/30 kV di proprietà del Proponente e nell'elettrodotto a 150 kV di collegamento tra la SSE e la nuova SE.

I progetti del tipo in esame rispondono a finalità di interesse pubblico (riduzione dei gas ad effetto serra, risparmio di fonti fossili scarse ed importate) ed in quanto tali sono indifferibili ed urgenti, come stabilito dalla legge 1° giugno 2002, n. 120, concernente "Ratifica ed esecuzione del Protocollo di Kyoto alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, fatto a Kyoto l'11 dicembre 1997" e dal D.Lgs. 29 dicembre 2003, n.387 "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità" e s.m.i..

L'utilizzo di fonti rinnovabili comporta infatti beneficio a livello ambientale, in termini di tonnellate equivalenti di petrolio (TEP) risparmiate e mancate emissioni di gas serra, polveri e inquinanti. Per il progetto in esame si stima una producibilità del parco eolico superiore a 176 GWh/anno, che consente di risparmiare almeno 32'970 TEP/anno (*fonte ARERA: 0,187 TEP/MWh*) e di evitare almeno 87'000 ton/anno di emissioni di CO₂ (*fonte ISPRA,2020: 493,80 gCO₂/kWh*).

2 Scopo

Scopo della presente relazione è illustrare le modalità di realizzazione e le caratteristiche tecniche minime dell'impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica denominato parco eolico "Pizzu Boi", che la società Sorgenia Renewables Srl propone di realizzare in agro dei comuni di Selegas e Guamaggiore (SU) e delle relative opere di connessione alla rete elettrica.

3 Proponente

Il soggetto proponente del progetto in esame è Sorgenia Renewables S.r.l., interamente parte del gruppo Sorgenia Spa, uno dei maggiori operatori energetici italiani. Il Gruppo è attivo nella produzione di energia elettrica con oltre 4'750 MW di capacità di generazione installata e oltre 400'000 clienti in fornitura in tutta Italia. Efficienza energetica e attenzione all'ambiente sono le linee guida della sua crescita. Il parco di generazione, distribuito su tutto il territorio nazionale, è costituito dai più avanzati impianti a ciclo combinato e da impianti a fonte rinnovabile, per una capacità di circa 370 MW tra biomassa ed eolico. Nell'ambito delle energie rinnovabili, il Gruppo, nel corso della sua storia, ha anche sviluppato, realizzato e gestito impianti di tipo fotovoltaico (ca. 24 MW), ed idroelettrico (ca.33 MW). In quest'ultimo settore, Sorgenia è attiva con oltre 75 MW di potenza installata gestita tramite la società Tirreno Power, detenuta al 50%. Il Gruppo Sorgenia, tramite le sue controllate, fra le quali Sorgenia Renewables S.r.l., è attualmente impegnata nello sviluppo di un importante portafoglio di progetti rinnovabili di tipo eolico, fotovoltaico, biometano, geotermico ed idroelettrico, caratterizzati dall'impiego delle Best Available Technologies nel pieno rispetto dell'ambiente.

4 Normativa di riferimento

Leggi e norme nazionali:

- D. Lgs 9 Aprile 2008 n. 81 e s.m.i.: Attuazione dell'articolo 1 della Legge 3 Agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro;
- CEI EN 50110-1: Esercizio degli impianti elettrici;
- CEI 11-27: Lavori su impianti elettrici;
- CEI 0-10: Guida alla manutenzione degli impianti elettrici;
- CEI UNI EN ISO/IEC 17025: Requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura CEI 0-2. Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici;
- CEI EN 60445 (CEI 16-2): Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione dei morsetti degli apparecchi e delle estremità dei conduttori;

- Direttiva Macchine 2006/42/CE;
- "Norme Tecniche per le Costruzioni 2018" indicate dal DM del 17 Gennaio 2018, pubblicate sulla Gazzetta Ufficiale il 20 febbraio 2018, in vigore dal 22 marzo 2018, con nota n. 3187 del Consiglio superiore dei Lavori pubblici (Cslpp) del 21 marzo 2018 e relative circolari applicative della norma;

Norme CEI impianti elettrici e stazioni elettriche:

- CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- CEI 11-27: Lavori su impianti elettrici;
- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- CEI 64-8/7 (Sez.712): Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua - Parte 7: Ambienti ed applicazioni particolari;
- CEI 64-12: Guida per l'esecuzione dell'impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario;
- CEI 64-14: Guida alla verifica degli impianti elettrici utilizzatori;
- IEC/TS 60479-1: Effects of current on human beings and livestock – Part 1: General aspects;
- IEC 60364-7-712: Electrical installations of buildings – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems;
- CEI 64-57: Edilizia ad uso residenziale e terziario - Guida per l'integrazione degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione di impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati negli edifici - Impianti di piccola produzione distribuita;
- CEI EN 61140 (CEI 0-13): Protezione contro i contatti elettrici - Aspetti comuni per gli impianti e le apparecchiature;
- CEI EN 61439-1 (CEI 17-13/1): Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 1: Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS);
- CEI EN 61439-3 (CEI 17-13/3): Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 3: Prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso – Quadri di distribuzione ASD;
- CEI 23-51: Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare;
- CEI 11-1: Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;

- CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- CEI EN 50110-1 (CEI 11-48): Esercizio degli impianti elettrici;
- CEI EN 50160 (CEI 8-9): Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica;
- CEI 20-13: Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV;
- CEI 20-14: Cavi isolati con polivinilcloruro per tensioni nominali da 1 kV a 3 kV;
- CEI-UNEL 35024-1: Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua – Portate di corrente in regime permanente per posa in aria;
- CEI-UNEL 35026: Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata;
- CEI 20-40: Guida per l'uso di cavi a bassa tensione;
- CEI 20-65: Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico, termoplastico e isolante minerale per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua - Metodi di verifica termica (portata) per cavi raggruppati in fascio contenente conduttori di sezione differente;
- CEI 20-67: Guida per l'uso dei cavi 0,6/1 kV;
- CEI 20-91: Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e 1 500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici
- CEI EN 50086-1 (CEI 23-39): Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 1: Prescrizioni generali;
- CEI EN 50086-2-4 (CEI 23-46): Sistemi di canalizzazione per cavi - Sistemi di tubi
- CEI EN 50262 (CEI 20-57): Pressacavo metrici per installazioni elettriche;
- CEI EN 60423 (CEI 23-26): Tubi per installazioni elettriche – Diametri esterni dei tubi per installazioni elettriche e filettature per tubi e accessori;
- CEI EN 61386-1 (CEI 23-80): Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 1: Prescrizioni generali;
- CEI EN 61386-21 (CEI 23-81): Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 21: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi rigidi e accessori;
- CEI EN 61386-22 (CEI 23-82): Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 22: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi pieghevoli e accessori;
- CEI EN 61386-23 (CEI 23-83): Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche
- CEI EN 50164-1 (CEI 81-5): Componenti per la protezione contro i fulmini (LPC) – Parte 1: Prescrizioni per i componenti di connessione;
- CEI EN 61643-11 (CEI 37-8): Limitatori di sovratensioni di bassa tensione – Parte 11: Limitatori di sovratensioni connessi a sistemi di bassa tensione – Prescrizioni e prove;

- CEI EN 62305 (CEI 81- 10): Protezione contro i fulmini;
- CEI EN 60947-1 (CEI 17-44): Apparecchiature a bassa tensione;
- CEI 110-26: Guida alle norme generiche EMC;
- CEI EN 50263 (CEI 95-9): Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Norma di prodotto per i relè di misura e i dispositivi di protezione;
- CEI EN 60555-1 (CEI 77-2): Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili;
- CEI EN 61000: Compatibilità elettromagnetica (EMC);

Norme CEI impianti eolici:

- CEI 20-24: Giunzioni e terminazioni per cavi di energia;
- CEI 20-56: Cavi da distribuzione con isolamento estruso per tensioni nominali da 3,6/6 (7,2) kV a 20,8/36 (42) kV inclusi;
- CEI 11-1: Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;
- CEI EN 61936-1 (CEI 99-2) "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a - Parte 1: Prescrizioni comuni";
- CEI EN 50522 (CEI 99-3) "Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.";
- CEI 11-17: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo;
- CEI 11-32: Impianti di produzione di energia elettrica collegati a reti di III categoria;
- CEI 11-3 V1: Impianti di produzione eolica;
- CEI 11-35: Guida all'esecuzione delle cabine elettriche d'utente;
- CEI 17-1: Apparecchiature ad alta tensione – Interruttori a corrente alternata ad alta tensione;
- CEI 11-25: Calcolo delle correnti di corto circuito nelle reti trifasi a c.a.

Gli aerogeneratori avranno caratteristiche conformi a quanto previsto dalla normativa emessa dagli organismi normatori internazionali, al fine di garantire la sicurezza, affidabilità ed efficienza.

Nel seguito vengono elencate le principali norme di interesse, emesse dall'IEC e dal CENELEC.

IEC (International Electrotechnical Commission)

IEC 61400-1, "Wind turbine generator systems – Part 1: Safety requirements": fornisce un appropriato livello di protezione contro i danni derivanti dagli aerogeneratori. Vengono stabilite le classi di sicurezza, la garanzia della qualità, le sicurezze inerenti le condizioni ambientali e la rete elettrica pubblica, i criteri per il progetto strutturale ed i requisiti del sistema di controllo ed il sistema di protezione, le caratteristiche del sistema elettrico e meccanico, i criteri da seguire nel trasporto, montaggio ed installazione;

IEC 61400-11, “Wind turbine generator systems – Part 2: Acoustic noise measurements”, è stabilisce la metodologia nella misura e l’analisi delle emissioni acustiche dell’aerogeneratore;

IEC 61400-12, “Wind turbine generator systems – Part 12: Wind turbine performance testing”, fornisce la metodologia che garantisce coerenza e precisione nella misura e nell’analisi delle prestazioni di potenza dell’aerogeneratore;

IEC 61400-21, “Wind turbine generator systems – Part 21: Measurements and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines”, fornisce coerenza e precisione nella misura della qualità della potenza immessa in rete MT;

IEC 61400-24, “Wind turbine generator systems – Part 2: Lightning protection”, fornisce indicazioni circa la protezione degli aerogeneratori dalle fulminazioni di tipo atmosferico.

CENELEC (European Committee for Electrotechnical Standardization)

EN 61400-1, “Wind turbine generator systems – Part 1: Safety requirements”, il testo di questa norma è simile a quello preparato dal IEC, con l’aggiunta di alcune modifiche minori;

EN 50308, “Wind turbine protective measures: requirements for design, operation and maintenance”, fornisce le prescrizioni in materia di sicurezza per gli aerogeneratori ad asse orizzontale per installazioni on-shore;

EN TR 50373, “Wind turbines-electromagnetic compatibility”, fornisce delle indicazioni per soddisfare le prescrizioni della direttiva della Commissione europea in merito alla compatibilità elettromagnetica;

EN 50376, “Wind turbine-declaration of sound power level and tonality values of wind turbines”, fornisce i criteri per la dichiarazione dei livelli di protezione sonora.

5 Descrizione generale del progetto

Il progetto consiste in un impianto di generazione di energia elettrica da fonte eolica (parco eolico) di potenza nominale complessiva fino a 54 MW, costituito da 9 aerogeneratori di potenza unitaria fino a 6.0 MW con torre di altezza massima di circa 125 m dal piano campagna e rotore di diametro fino a 170 m. Il parco eolico sarà allacciato alla rete elettrica in AT alla sezione a 150 kV della nuova SE di smistamento a 380/150/36 kV della RTN denominata "Furtei 380" da inserirsi in modalità entra-esce sulla futura linea a 380 kV "Ittiri-Selargius".

5.1 Collocazione geografica e accessibilità

L'ubicazione del parco eolico ricade all'interno dei comuni di Selegas (SU) nella porzione nord-ovest e di Guamaggiore (SU) nella porzione centro-nord, ad una distanza pari a circa 1,5 km dai rispettivi centri urbani. Gli aerogeneratori saranno così distribuiti sul territorio:

- gli aerogeneratori GU1, GU10, GU11, GU12, GU13, GU14 nel comune di Guamaggiore;
- gli aerogeneratori S2, S3, S4 nel comune di Selegas.

L'elettrodotto interrato in MT si svilupperà lungo il territorio interessato dal parco eolico, proseguendo poi in direzione ovest attraverso i territori comunali di Guasila (SU), Segariu (SU), Furtei (SU) ed arrivando nel comune di Sanluri (SU) ove è prevista la realizzazione della nuova SE a 380/150/36 kV della RTN.

L'inquadramento geografico su grande scala della zona di installazione dell'impianto è riportato nella Figura 5-1.

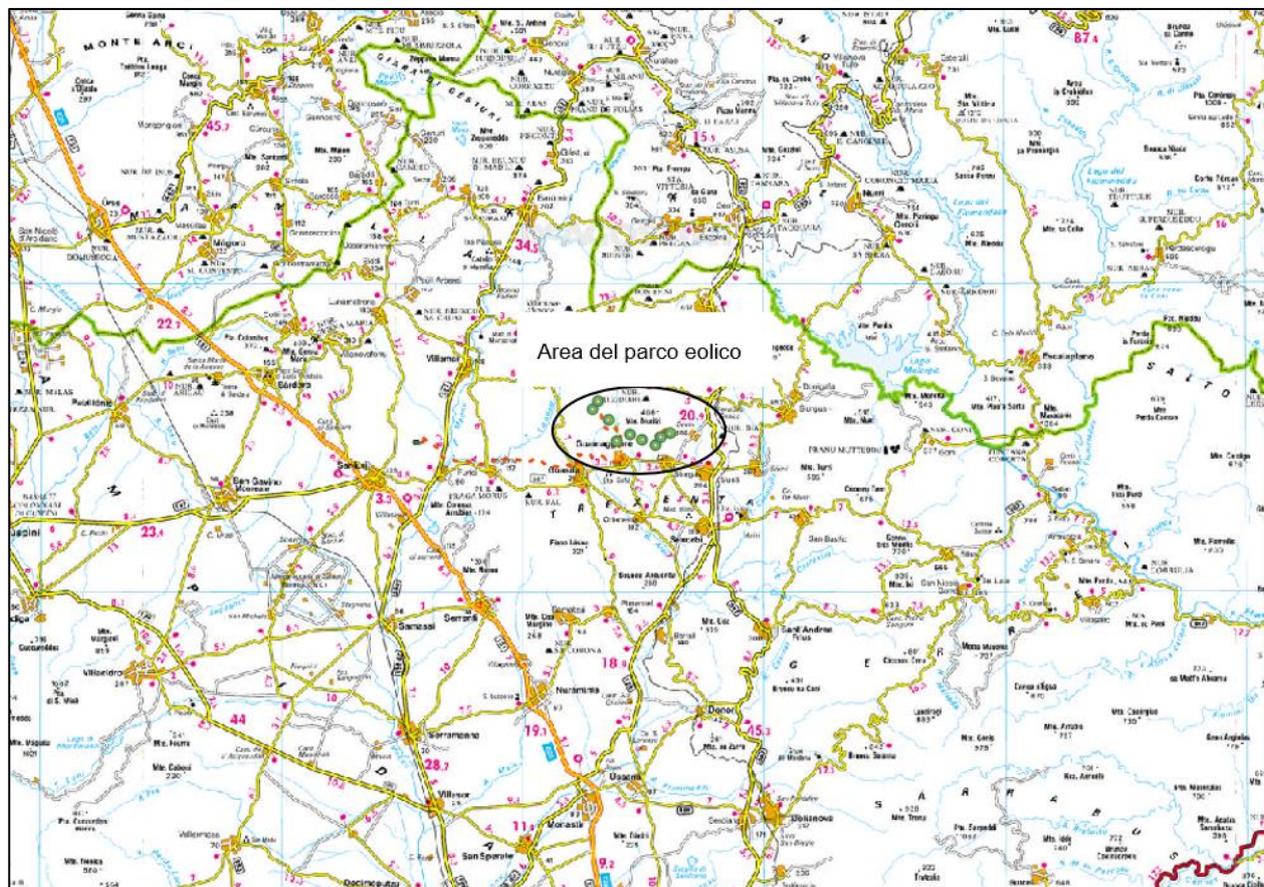


Figura 5-1 - Collocazione geografica del sito su carta stradale DeAgostini

L'area scelta per l'installazione del parco eolico si sviluppa sul territorio individuabile nelle tavolette IV S.E. Senorbì, IV N.E. Mandas, IV N.O. Villamar e IV S.O. al foglio 226 della carta d'Italia edita dall'I.G.M. in scala 1:25 000 e ha le seguenti caratteristiche:

Tabella 5.1 – Localizzazione sito di progetto

Comune	Selegas (SU)	Guamaggiore (SU)
CTR (2012-2013)	Sezioni 540130, 548020, 548010, 547040, 547030	
Elevazione media del sito	367 m.l.s.m.	

I terreni utilizzati per gli aerogeneratori sono privati e censiti ai fogli n.9, n.10, n.11 nel NCT di Selegas (SU) e ai fogli n.2, n.4, n.7, n.8, n.9, n.11 nel NCT di Guamaggiore (SU). Il tracciato dei cavidotti si svilupperà lungo strada pubblica, fatta eccezione della nuova viabilità di accesso ai singoli aerogeneratori. La sottostazione elettrica di trasformazione AT/MT di proprietà del proponente sarà localizzata su terreno privato, censito al foglio n.17 nel NTC di Sanluri (SU), in prossimità della nuova SE a 380/150/36 kV della RTN denominata "Furtei 380".

L'accesso al sito del parco eolico e della SSE di trasformazione AT/MT di proprietà del proponente è garantito tramite:

- SS 131 la quale si immette poi nella SS128 all'altezza di Monastir, si tratta di strade "a scorrimento veloce", le quali andando in direzione nord attraversano tutto il territorio provinciale di Cagliari fino alla biforcazione con la SP118 e la SS198 all'altezza di Serri (SU).
- SP39, strada provinciale che collega l'abitato di Ortacesus all'abitato di Selegas.
- SP37 che collega l'abitato di Selegas all'abitato di Guamaggiore.

5.2 Descrizione dell'area

L'area di impianto sarà compresa in agro dei comuni di Guamaggiore e Selegas (SU), in corrispondenza delle località di *Pizzu Boi*, *Sa Sqiudda*, *Scaledda Monti*, *Pranu Litteras*, *Pranu Littara*, *Pinna Srinta*, *Serra Longa*.

I suddetti comuni ricadono all'interno di una regione storica, la *Trexenta*, ubicata nella porzione centro meridionale della Sardegna e caratterizzata dalla presenza di colline arrotondate o tabulari alla sommità, intervallate da ampie vallate, conche mal drenate e pianure alluvionali. L'area si è formata sul bordo della fossa del campidano, a partire dall'Oligomiocene in un bacino di accumulo di sedimenti detritici derivati dallo smantellamento dei rilievi preesistenti, di depositi marini spesso ricchi in fossili (marne, calcari e arenarie in varie combinazioni tra loro) e di vulcaniti di vario tipo (dai tufi ai basalti). Nelle parti altimetricamente più depresse, si estendono livelli diversi di terrazzi alluvionali antichi e recenti formatisi durante il Quaternario.

Nello specifico, l'area di impianto, che comprende l'installazione di n.9 aerogeneratori situati ad una quota variabile tra i 315 e i 406 metri s.l.m., è caratterizzata, prevalentemente, da colline con morfologia da ondulate a sub pianeggianti e con pendenze elevate sull'orlo delle colate. I nove generatori eolici, denominati S2, S3, S4, GU1, GU10, GU11, GU12, GU13, GU14 sono distribuiti su una superficie longitudinalmente (N-S) per circa 2,6 km e latitudinalmente (E-O) per circa 4,6 km su zone agricole in accordo con gli strumenti di pianificazione locale di Selegas e Guamaggiore.

La successione stratigrafica assunta per rappresentare il sottosuolo dei luoghi di intervento vede, a partire dall'alto, le seguenti unità litologiche:

- A Terre di riporto e suoli (spessore: 0,20-0,50 m)
- B Argille limose grigio-brunastre (spessore: 0,30-2,50 m)
- C Colluvi limo-argillosi (spessore: 1,50-2,50 m)
- D Basamento marnoso-arenaceo da alterato a litoide (spessore: pluridecametrico)

Ai sensi delle "Norme Tecniche per la Costruzione" (D.M. del 17/01/2018) il parco eolico ricade in zona sismica 4, ovvero caratterizzata da bassa sismicità e con valore di a_g pari a 0,05 g. " a_g " rappresenta l'accelerazione di picco su terreno rigido con probabilità di superamento pari al 10% in 50 anni.

Una prospezione MASW eseguita per altro intervento edilizio in un'area contermina, ha restituito **categorie di sottosuolo di tipo "A"** (ammassi rocciosi affioranti o terreni molto rigidi caratterizzati da valori di velocità delle onde di taglio superiori a 800 m/s) e **di tipo "B"** (rocce tenere e depositi di terreni a grana grossa molto addensati o terreni a grana fine molto consistenti, caratterizzati da

un miglioramento delle proprietà meccaniche con la profondità e da valori di velocità equivalente compresi tra 360 m/s e 800 m/s) le quali, salvo le necessarie verifiche sito-specifiche, si potranno adottare indicativamente anche nel caso specifico.

I comuni di Guamaggiore e Selegas comprendono un territorio a vocazione agricola non interessato in alcun modo da possibili destinazioni d'uso industriale. La copertura vegetale per l'area di impianto è rappresentata in prevalenza da cereali, in particolare grano duro ed orzo, erbai misti e, in alcune zone maggiormente vocate, sono presenti vigneti e piccoli appezzamenti ad olivo. Le aree a maggior pendenza sono dedicate al pascolo naturale. In misura minore sono anche presenti superfici dedicate all'arboricoltura con essenze forestali, prevalentemente eucalipto, e delle aree ascrivibili ai sistemi colturali e particellari complessi.

5.3 Anemologia

L'Atlante Eolico dell'Italia consultabile dal sito RSE (Ricerca sul Sistema Energetico) attribuisce al sito analizzato ad una altezza di 100 m dal suolo una velocità media del vento compresa tra i 5 e i 7 m/s ed una producibilità media compresa tra le 2'000 e le 2'500 ore equivalenti (MWh/MW).

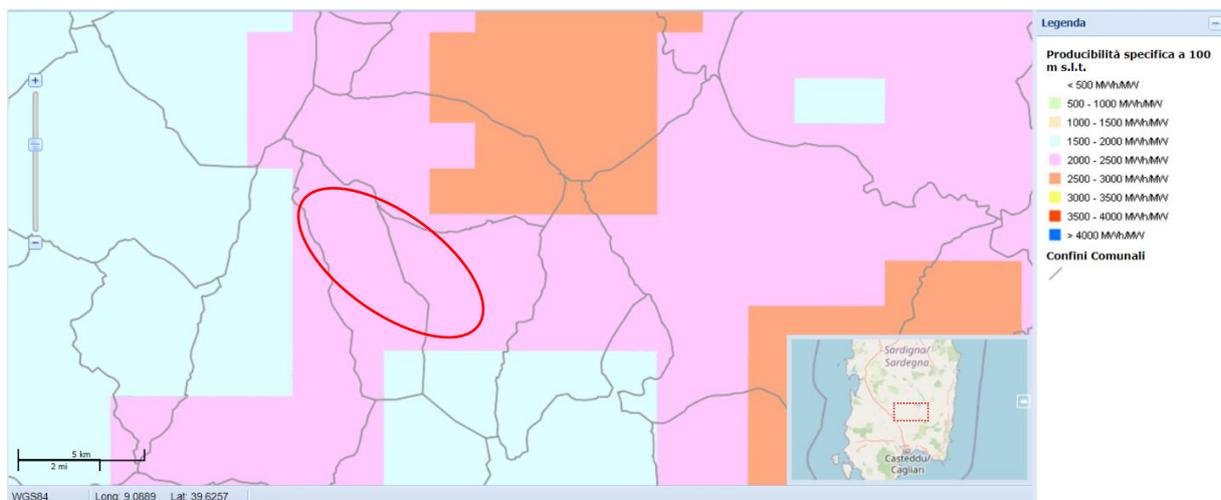


Figura 5-2 – Stralcio dell'Atlante Eolico dell'Italia. In colore rosso è cerchiata l'area di progetto

La producibilità (P_r) dell'impianto è ricavabile tramite la seguente relazione:

$$P_r = \sum_i P_i \times \Delta t_i$$

Dove:

P_r = producibilità (MWh);

P_i = potenza generata ad una velocità del vento compresa tra l'intervallo di funzionamento dell'aerogeneratore scelto;

Δt_i = numero di ore in cui viene generata la potenza P_i .

La quantità di energia cinetica relativa ad una massa d'aria in movimento si ricava dalla seguente relazione:

$$E_{teorica} = \frac{1}{2} \times m \times v^2$$

Da tale equazione è possibile ricavare il valore della potenza resa dal generatore eolico in funzione della velocità del vento, della densità dell'aria, del diametro del rotore e dell'efficienza stessa del generatore, secondo la seguente relazione:

$$P_{reale} = \frac{1}{2} \times \rho \times \pi \times r^2 \times v^3 \times C_e$$

Dove:

ρ = densità dell'aria

v = velocità del vento

d = diametro del rotore

C_e = efficienza totale dell'aerogeneratore

La stima di producibilità è stata effettuata mediante l'utilizzo del software "WindPro", tenendo conto delle caratteristiche orografiche e morfologiche del sito, delle perdite per effetto scia che ciascun aerogeneratore può subire e di un fattore di riduzione pari a 9,6 % risultante dall'analisi delle perdite del parco eolico. Ne risulta una producibilità annua P50 stimata di 3'266 MWh/MW. Per maggiori dettagli in merito alla campagna anemologica e alla stima di producibilità si rimanda all'elaborato "21056 SLG.PD.R.08-01" (studio anemologico e relazione di producibilità).

5.4 Localizzazione degli aerogeneratori

La posizione degli aerogeneratori è individuabile in Tabella 5.2 (tolleranza di ± 20 m) e in Figura 5-3.

Tabella 5.2 – Posizioni aerogeneratori in coordinate WGS 84 – UTM zone 32N

ID aerogeneratore	X	Y	Z [m.s.l.m.]
GU1	507045,7	4381481,0	385,8
GU10	504998,5	4382660,3	337,9
GU11	504060,5	4383314,4	350,3
GU12	504396,1	4383761,3	388,5
GU13	505505,9	4381423,1	315,7
GU14	506298,9	4381797,7	368,2
S2	507814,4	4381166,1	363,6
S3	508108,9	4381635,5	397,5
S4	508645,5	4381844,6	406,3

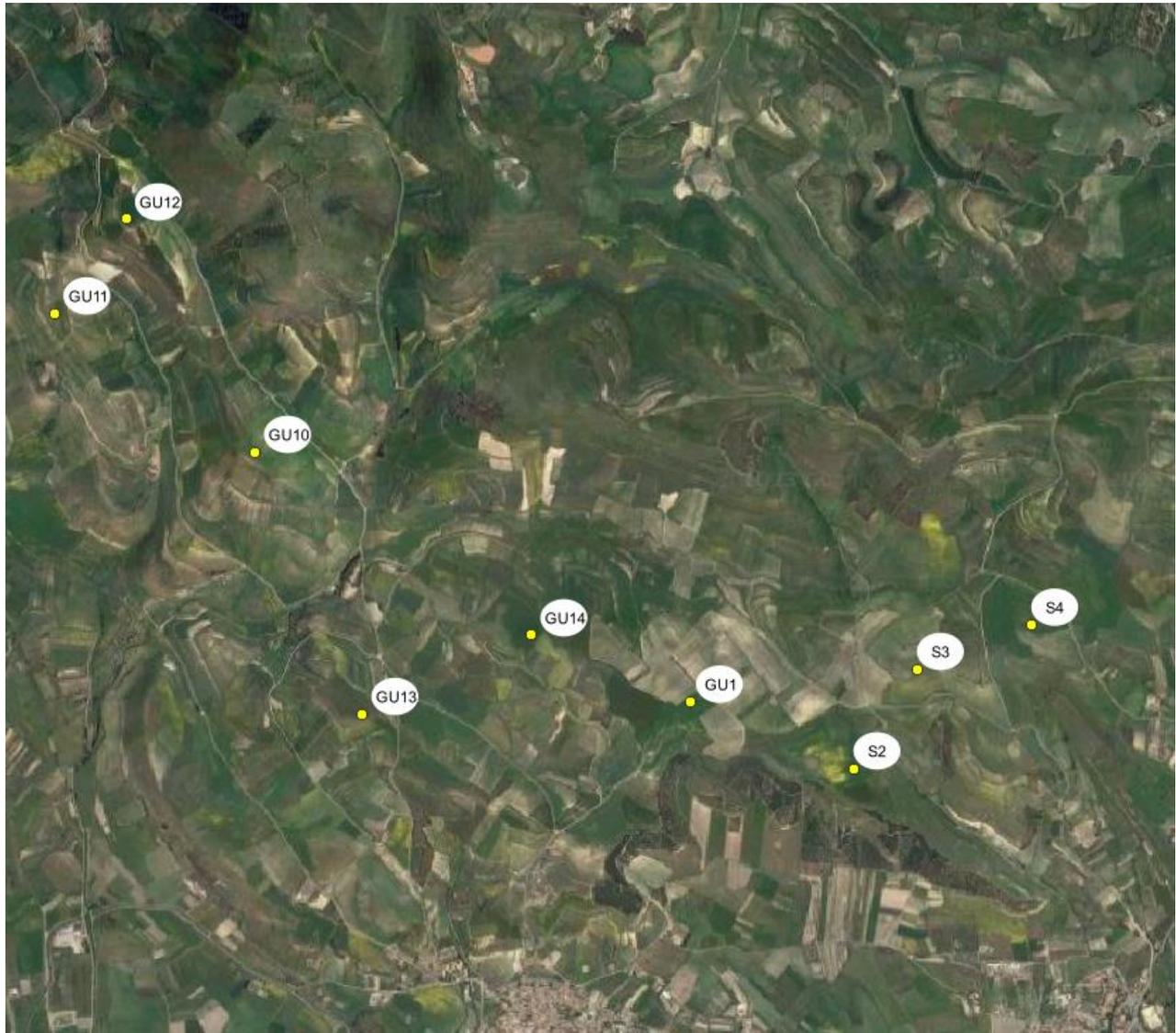


Figura 5-3 – Localizzazione aerogeneratori su ortofoto

5.5 Criteri di scelta e localizzazione degli aerogeneratori

Nel progetto è previsto l'impiego di aerogeneratori di grande taglia sulla base delle seguenti considerazioni:

- la tecnologia di impiego è ormai matura, grazie a varie installazioni commerciali, anche in Italia;
- essi consentono una maggiore efficienza e maggiore produzione a parità di capacità installata
- un migliore impiego del territorio, un minor consumo del suolo e minore entità delle opere accessorie a parità di capacità installata;
- riduzione del numero di aerogeneratori installati;
- minore velocità di rotazione con conseguente riduzione del disturbo dell'avifauna e degli effetti di sfarfallio dell'ombreggiamento.

- la viabilità esistente ne consente il trasporto.

L'utilizzo di aerogeneratori di potenza inferiore richiederebbe l'installazione di un numero maggiore di macchine (a parità di potenza installata). Data la limitata superficie disponibile per l'installazione, sarebbe necessario collocarli a distanze troppo ravvicinate, tali da comprometterne il funzionamento ottimale.

La scelta dell'area è stata dettata dalla presenza di ottime condizioni di vento con bassa incidenza su aree protette e la quasi totale assenza di ricettori sensibili nella macro-area. Il sito ha buone caratteristiche orografiche, complessivamente dispone di una buona viabilità di accesso.

Il layout del parco eolico è stato ricavato da uno studio che considera:

- le caratteristiche anemologiche locali;
- la mutua distanza tra aerogeneratori al fine di contenere l'impatto visivo dell'opera e contemporaneamente minimizzare le perdite per turbolenza ed effetti scia;
- le abitazioni presenti anche in relazione alla variazione di clima acustico nelle vicinanze dei ricettori;
- l'esclusione di aree non idonee individuate ai sensi dell'allegato e) alla Delibera di Giunta Regionale n. 59/90 del 27.11.2020 "*Individuazione delle aree non idonee all'installazione di impianti energetici alimentati da fonti energetiche rinnovabili*";
- l'orografia del sito l'assenza di vegetazione arborea e le caratteristiche geologiche delle aree utilizzate per gli aerogeneratori.

5.6 Mitigazione dell'impatto del progetto

A fini di mitigazione dell'impatto del progetto complessivo si indicano, fra le altre, le seguenti previsioni:

- colorazione aerogeneratori neutra adatta al luogo;
- ripristino di strade esistenti attualmente in cattivo stato che verranno utilizzate anche dai proprietari dei terreni vicini;
- assenza di illuminazione;
- convogliamento cavi su trincea interrata per minimizzare l'impatto ambientale e paesaggistico;
- uso di aerogeneratori a bassa rumorosità;

6 Caratteristiche tecniche del parco eolico

6.1 Aerogeneratori

Da un'attenta analisi delle caratteristiche anemologiche del sito, della viabilità per il trasporto nonché delle tipologie di generatori eolici presenti sul mercato è emerso che l'area ben si presta ad ospitare aerogeneratori della taglia di circa 6.0 MWe.

Ad oggi il mercato delle turbine eoliche è caratterizzato da un discreto numero di costruttori che realizzano aerogeneratori della taglia sopra indicata e questo porta ad un livello di concorrenza sullo stato d'avanzamento della tecnologia e sulle garanzie di funzionamento degli stessi.

Pertanto la scelta del costruttore e della tipologia di aerogeneratore da installare nel parco eolico avverrà al termine dell'iter autorizzativo in seguito ad una gara tra i diversi produttori di aerogeneratori presenti oggi sul mercato sulla base dei seguenti aspetti:

- producibilità garantita dal produttore degli aerogeneratori sulla base dei dati anemometrici registrati nel periodo di tempo compreso tra l'installazione dell'anemometro e l'ottenimento delle autorizzazioni amministrative;
- caratteristiche anemologiche del sito, in particolare per quanto riguarda la turbolenza;
- affidabilità delle componenti dell'aerogeneratore e garanzie del produttore;
- disponibilità delle macchine nel mercato e tempi di consegna;
- rumorosità delle macchine;
- costo complessivo.

Per quanto riguarda i 9 aerogeneratori, ciascuno di essi, è costituito da:

- una turbina di diametro massimo di 170 m con 3 pale ad inclinazione variabile, calettate sul mozzo;
- una torre, di altezza massima di 125,0 m, cava all'interno, dotata di scala e di ascensore di servizio interno per l'accesso alla navicella, e contenente il trasformatore di tensione della corrente prodotta a bassa tensione (690 V) dall'alternatore connesso alla turbina;
- una navicella, contenente, al suo interno:
 - un cuscinetto di sostegno del mozzo,
 - un sistema di controllo dell'inclinazione delle pale e dell'imbardata in funzione della velocità del vento,
 - un moltiplicatore di giri, che consente di trasformare la bassa velocità di rotazione della turbina nella velocità necessaria a far funzionare l'alternatore,
 - un alternatore, che trasforma l'energia meccanica in energia elettrica.

Item	Description	Item	Description
1	Canopy	7	Yaw gear
2	Generator	8	Blade bearing
3	Blades	9	Converter
4	Spinner/hub	10	Cooling
5	Gearbox	11	Transformer
6	Control panel	12	Stator cabinet
		13	Front Control Cabinet
		14	Aviation structure

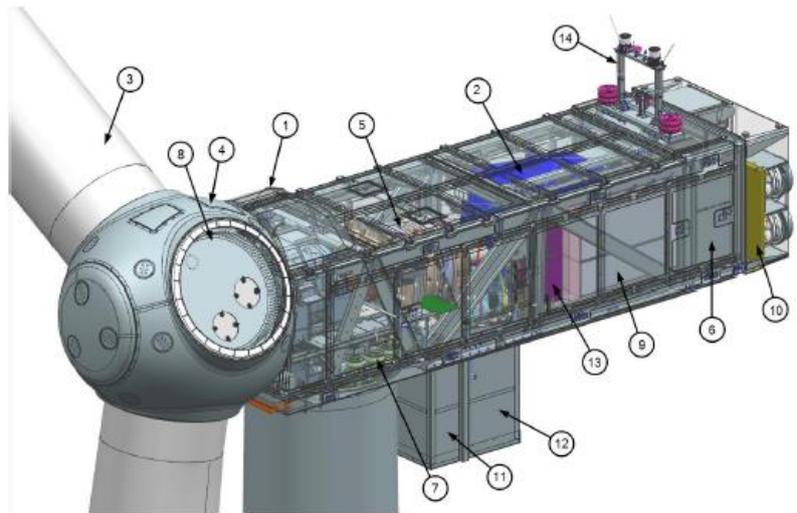


Figura 6-1 – Esempio sezione navicella con componenti di impianto

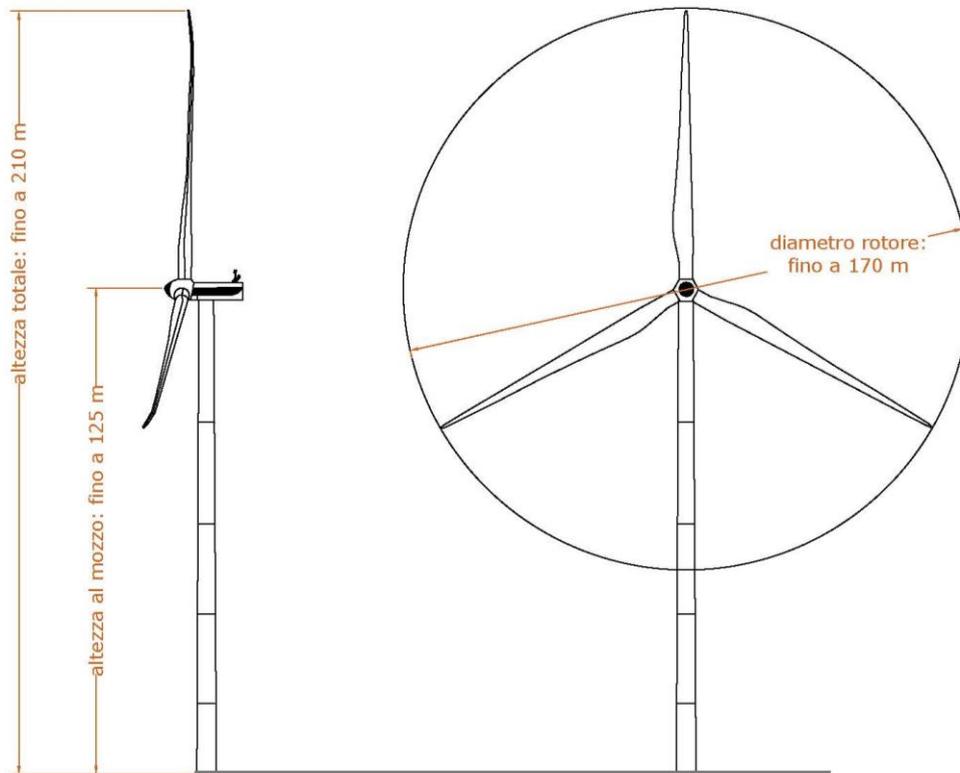


Figura 6-2 – Tipico aerogeneratore

Nella tabella riportata di seguito vengono indicate le più importanti caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore di grande taglia scelto come riferimento di progetto, ovvero il modello SG170 da 6.0 MW della Siemens Gamesa.

Tabella 6.1 - Specifiche tecniche aerogeneratore di riferimento

Produttore		Siemens Gamesa
Modello		SG 170
Potenza	kW	6000
Velocità di avvio (cut in)	m/s	3
Velocità massima potenza	m/s	11.0
Velocità di arresto (cut out)	m/s	25
Velocità di rotazione nominale	rpm	8.8
Numero di pale	n°	3
Altezza della torre	m	125
Diametro del rotore	m	170
Area spazzata dal rotore	m ²	22692
Classe	IEC	IEC IIIA/IIIB

Il rotore è posto sopravento rispetto alla torre. Il generatore è equipaggiato con un sistema che permette di regolare l'angolo di calettamento e la coppia delle pale in funzione della velocità del vento in modo da massimizzare la potenza erogabile dall'aerogeneratore stesso e minimizzare gli sforzi sulle pale e il livello di rumorosità. Le pale sono costruite di componenti pultrusi di fibra di vetro e carbonio, e sono fissate al mozzo utilizzando giunti in acciai speciali.

L'albero di trasmissione, supportato da alcuni cuscinetti, è collegato tramite l'adattatore di giri al generatore, che trasforma l'energia meccanica in energia elettrica; questi componenti sono contenuti nella navicella, insieme ad altri elementi di minore dimensione, come il freno di sicurezza ed i refrigeratori per l'olio del generatore e l'olio del moltiplicatore di giri.

La navicella è posta all'estremità della torre e collegata ad essa su un cuscinetto che consente il movimento rotatorio della navicella per l'orientamento controvento. Il cuscinetto è munito di freni per il controllo dell'imbardata.

Tutte le funzioni del generatore sono controllate da un microprocessore che, sulla base delle informazioni ricevute da sensori che trasmettono la velocità e la direzione del vento, la pressione e la densità dell'aria, aziona i componenti di controllo (principalmente il motore per la rotazione della navicella, il servomotore per la variazione dell'inclinazione delle pale e i freni).

In Figura 6-3 viene riportata la curva di potenza dell'aerogeneratore, utilizzabile nel parco in esame. Tale curva descrive il valore della potenza elettrica erogata dal generatore alle singole velocità del vento.

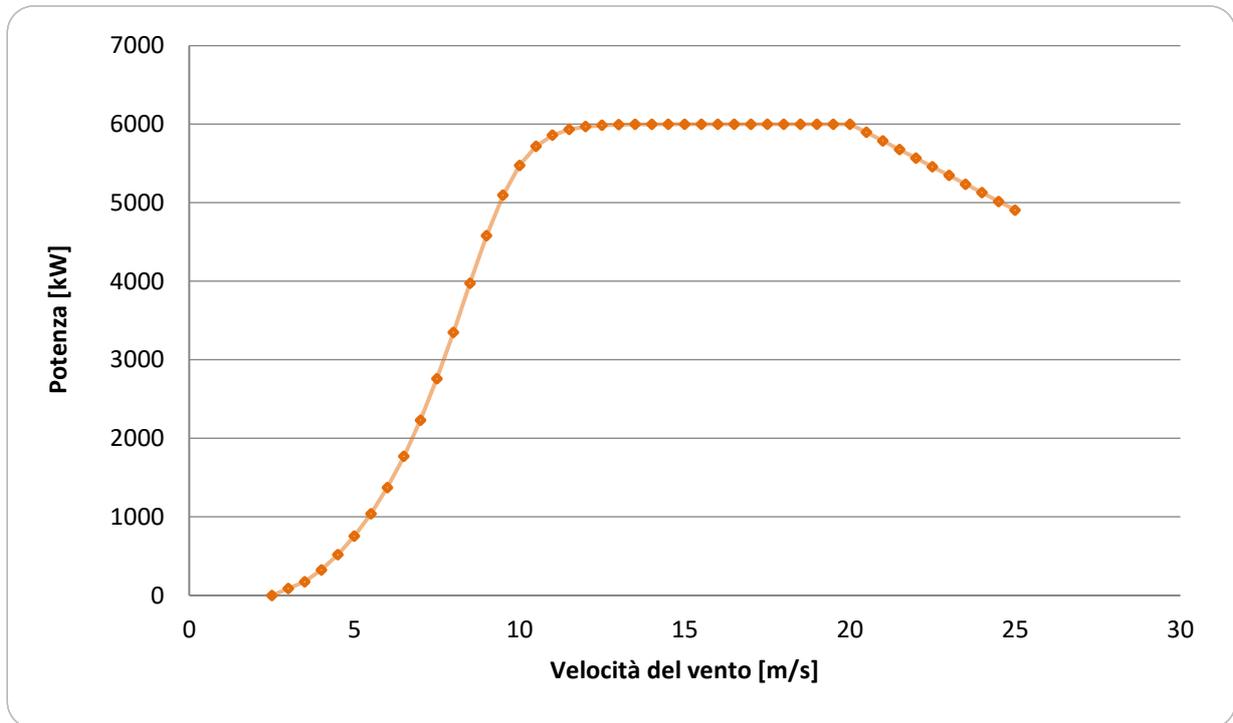


Figura 6-3 – Curva di potenza dell'aerogeneratore Siemens Gamensa SG170 6 MW

Nella Figura 6-4 vengono riportate e confrontate le curve di rumorosità relative alla macchina di riferimento. I valori delle emissioni sonore dell'aerogeneratore in funzione della velocità del vento sono quelli indicate nelle schede tecniche della suddetta macchina.

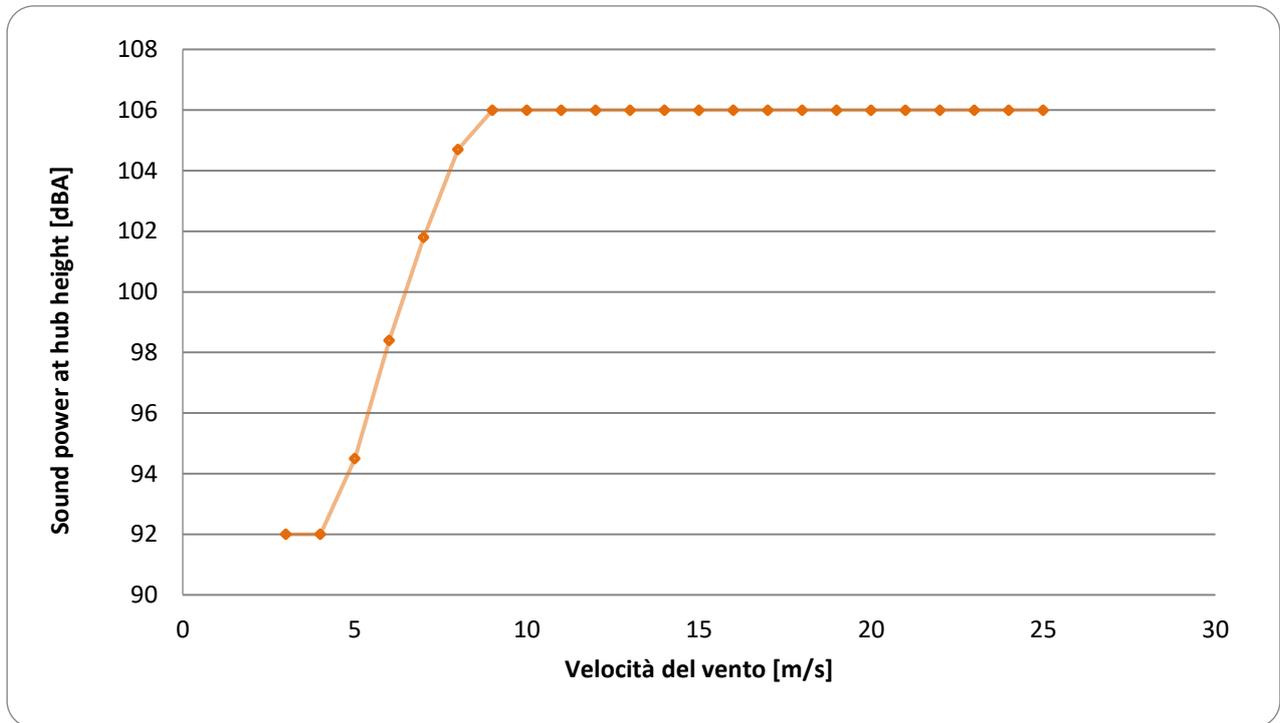


Figura 6-4 – Curva di rumorosità dell’aerogeneratore Siemens Gamensa SG170 6MW

6.2 Sistema di controllo

Il sistema di controllo è basato su un sistema multiprocessore SCADA che, sulla base delle informazioni ricevute da sensori che trasmettono la velocità e la direzione del vento, la pressione e la densità dell’aria, gestisce automaticamente tutte le funzioni della turbina quali l’avvio, l’arresto, la produzione, la disponibilità dei sottosistemi. Tramite questo sistema è possibile il controllo a distanza degli aerogeneratori. Il sistema SCADA consentirà inoltre il monitoraggio e la gestione delle componenti installate nella SSE, con controllo locale e remoto.

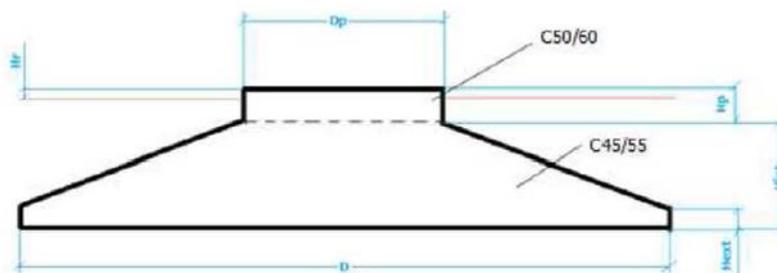
Ciascun aerogeneratore sarà inoltre dotato di un sistema di controllo individuale e locale. Tale sistema permette di regolare il funzionamento della turbina indipendentemente dallo SCADA. In questo modo anche in caso di danneggiamento al sistema di comunicazione, ad esempio dovuto all’interruzione di un cavo di segnale, la turbina può essere mantenuta in funzione e regolata autonomamente. I dati monitorati sono quindi momentaneamente memorizzati nello storage locale per poi essere archiviati nel data-base storico una volta ripristinato il sistema di comunicazione con lo SCADA.

Il sistema di comunicazione è costituito da cavi in fibra ottica, posati e distribuiti per mezzo delle stesse trincee scavate per la posa dei cavi di potenza. Il quadro di controllo sarà posizionato nella sottostazione di trasformazione 150/30 kV di proprietà del proponente e permetterà il monitoraggio del funzionamento degli aerogeneratori e del sistema elettrico dell’impianto.

6.3 Fondazioni degli aerogeneratori

Le fondazioni in cemento armato verranno progettate dal fornitore degli aerogeneratori in fase di stesura del progetto esecutivo sulla base di ulteriori indagini geologiche e delle caratteristiche della macchina effettivamente scelta.

In questa fase è stata ipotizzata una fondazione di diametro indicativo pari a 26 m, come da tipico riportato in Figura 6-5 dotata di n.16 pali trivellati di lunghezza 15 m e diametro 50 cm.



D [m]	26
Hext [m]	0.5
Hint [m]	3.5
Dp [m]	6.0
Hp [m]	0.6
Hr [m]	0.1

Figura 6-5 – Dimensioni della fondazione dell’aerogeneratore Siemens Gamesa SG170

La scelta della tipologia di fondazione deriva dalle caratteristiche del terreno del sito e dalle verifiche effettuate mediante il calcolo preliminare delle strutture, eseguito con metodo agli elementi finiti (FEM). Si rimanda all’elaborato “21056 SLG.PD.R.16-01” (Relazione preliminare delle strutture) per maggiori dettagli.

Le fondazioni saranno interamente poste sotto il piano campagna e ricoperte con terreno vegetale e misto granulare. I plinti di fondazione saranno realizzati mediante un’armatura a rete metallica fi20 a maglia 20x20 e getto in calcestruzzo, con nucleo interno C50/60 e nucleo esterno C45/55. Le barre correnti e le reti metalliche saranno realizzate con acciaio B450C. Il conglomerato cementizio, una volta messo in opera sarà costipato mediante vibratore ad immersione. Le fondazioni profonde (pali) saranno realizzate con pali trivellati di diametro 50 cm e lunghezza 15m. Le fondazioni saranno progettate in modo da consentire il passaggio delle condutture contenenti i cavi energia, che saranno attestati ai quadri MT interni alla torre degli aerogeneratori.

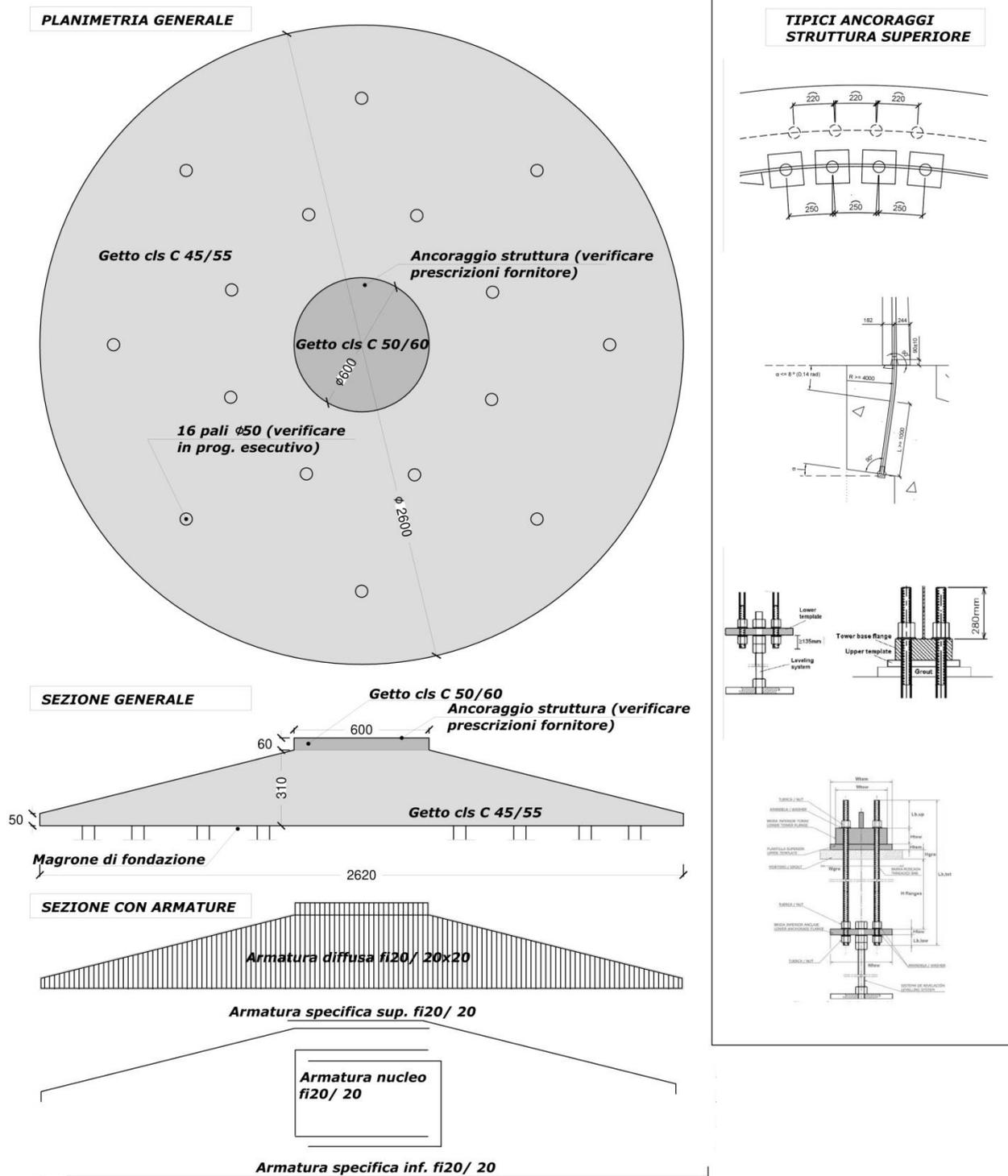


Figura 6-6 – Tipico fondazioni dell'aerogeneratore Siemens Gamesa SG170

6.4 Piazzole

Le superfici necessarie per consentire lo stazionamento dell'autogru in fase di montaggio sono costituite da piazzole adiacenti all'aerogeneratore di circa 6'900 mq ciascuna, secondo un possibile tipico illustrato nella figura seguente, che potrà tuttavia subire modifiche in funzione del modello di aerogeneratore scelto in fase esecutiva.

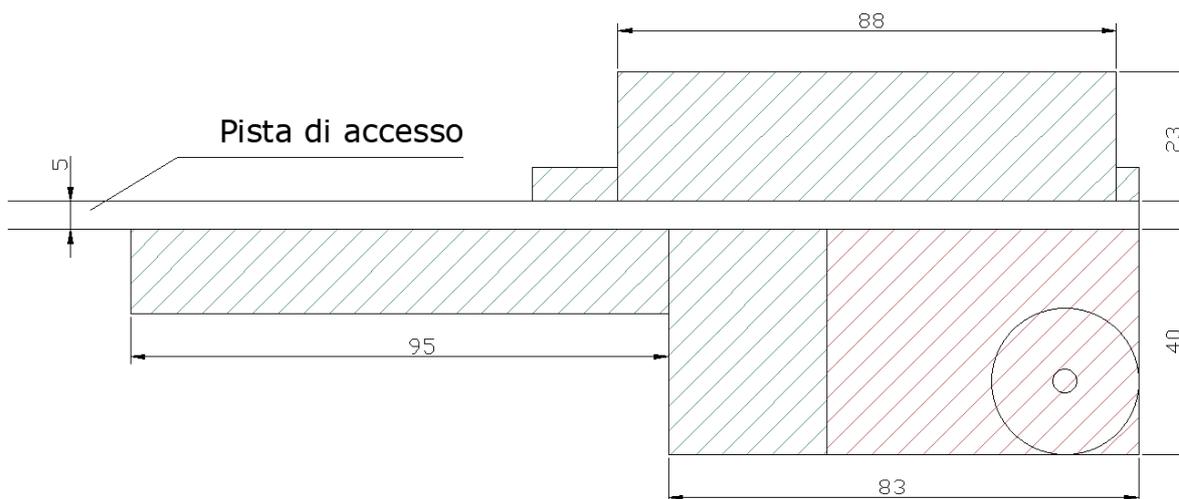


Figura 6-7 – Tipico piazzola di cantiere con quote espresse in metri

A fine lavori i piazzali di sgombero, manovra e stoccaggio dei materiali allestiti in prossimità di ogni torre saranno ridimensionati, con materiale accantonato in loco, a quanto strettamente necessario per l'accesso di una gru per eventuali manutenzioni in quota, cioè a una superficie di circa 2'200 mq con forma come indicata in Figura 6-8.



Figura 6-8 – Tipico piazzola di esercizio con quote espresse in metri

La piazzola di esercizio al fine di garantire il corretto deflusso delle acque meteoriche e la corretta stabilità dei mezzi di montaggio avrà una pendenza compresa tra un valore minimo del 0,2% e un

valore massimo dello 0,5%. Allo stesso modo le aree di deposito e montaggio segnalate in colore verde in Figura 6-7 avranno una pendenza minima dello 0,2% e una pendenza massima del 2%.

6.5 Viabilità

Nella progettazione delle strade si è cercato di massimizzare l'utilizzo delle strade esistenti, limitando le nuove opere al minimo indispensabile, in linea con quanto espresso nell'allegato 4 al DM 10/09/2010, "Impianti eolici: elementi per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio".

Per quanto riguarda la viabilità su larga scala, il tragitto previsto risulta nel suo complesso interamente e agevolmente camionabile anche per il trasporto di generatori di grande taglia (multimegawatt) e delle relative parti complementari (conci di torre e pale).

Per quanto riguarda la viabilità di accesso al parco eolico si prevede di utilizzare per la maggior parte strade e tracciati esistenti, in alcuni tratti si potranno prevedere dei miglioramenti dell'assetto stradale e l'allargamento di alcune curve, qualora richiesto dalle specifiche di trasporto.

Gli aerogeneratori saranno installati in piazzole accessibili a partire dalla viabilità esistente, con piste in terra battuta (piste di accesso) di larghezza pari a circa 5 m e profilo verificato con esperti trasportatori del settore, di cui il Proponente assicurerà la costruzione e la manutenzione, allo scopo di servirsene anche durante l'esercizio. Le piste ove necessario avranno una cunetta laterale di scolo di larghezza 75 cm, secondo i tipici illustrati nelle figure seguenti, e saranno costituite da:

- un primo strato di fondazione costituito da pietrisco costipato e compattato, di spessore 15-20 cm,
- un secondo strato di misto granulare stabilizzato e compattato, di spessore 30 cm.

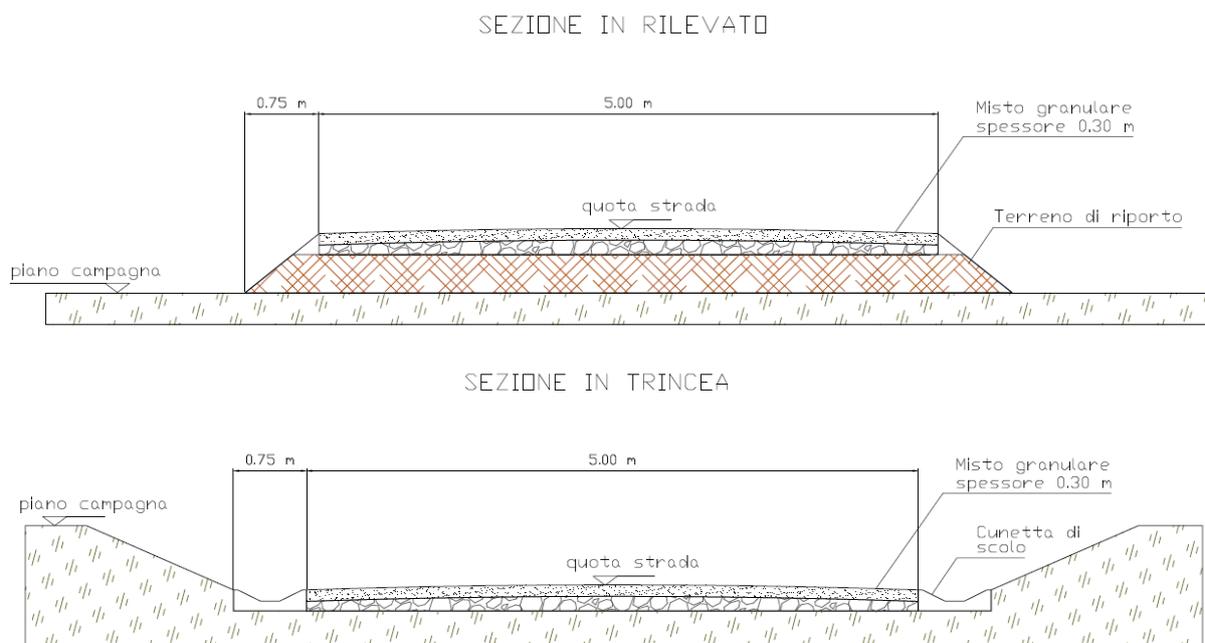


Figura 6-9 – Tipici strade di accesso al parco eolico

In fase di cantiere sarà necessario adattare temporaneamente la viabilità interna al parco eolico (curve) per permettere le manovre degli autoarticolati che trasportano le componenti più lunghe. In Figura 6-10 sono illustrate le piste di accesso agli aerogeneratori, che saranno di nuova realizzazione, le strade asservite al raggiungimento del sito, esistenti ed eventualmente soggette ad interventi di allargamento della carreggiata (larghezza post operam di 5 m) e di sistemazione del fondo stradale e le strade e aree di cantiere che saranno ripristinare una volta terminati i lavori di costruzione del parco eolico.



Legenda:

- Aerogeneratori
- Sorvolo rotore
- Elettrodotto interrato AT
- Elettrodotto interrato MT
- SSE utente
- SE Sanluri
- Piazzola di cantiere (occ temporanea)
- Piazzola di esercizio
- Nuova viabilità di accesso
- Adeguamenti stradali temporanei per il cantiere
- Viabilità esistente da adeguare
- Area cantiere (occ temporanea)

Figura 6-10 – Viabilità e opere del parco eolico “Pizzu Boi”

In fase di progettazione esecutiva si potranno adottare tecniche di ingegneria naturalistica per il consolidamento di scarpate, quali ad esempio l'utilizzo di terre rinforzate. Tale tecnica applicata ai versanti di rilevati stradali o muri sottoscarpa permetterebbe di ridurre l'angolo di scarpata e conseguentemente i volumi di terra movimentata, oltre che conferire una maggiore stabilità e minore deformabilità al terreno.



Figura 6-11 – Esempio di applicazione di terre rinforzate

(fonte: pratiarmati.it)

7 Caratteristiche tecniche delle opere connesse

7.1 Cavidotto interrato in MT

Il parco eolico sarà suddiviso in quattro sottocampi, tre dei quali formati da n. 2 aerogeneratori, e il rimanente sottocampo formato da 3 aerogeneratori. Gli aerogeneratori di ciascun sottocampo sono collegati tra loro mediante un cavidotto interrato in MT. Gli aerogeneratori dei sottocampi 2, 3, 4 saranno collegati tra loro in modalità entra-esce mentre quelli del sottocampo 1 saranno collegati in parallelo all'interno del quadro MT dell'aerogeneratore GU13.

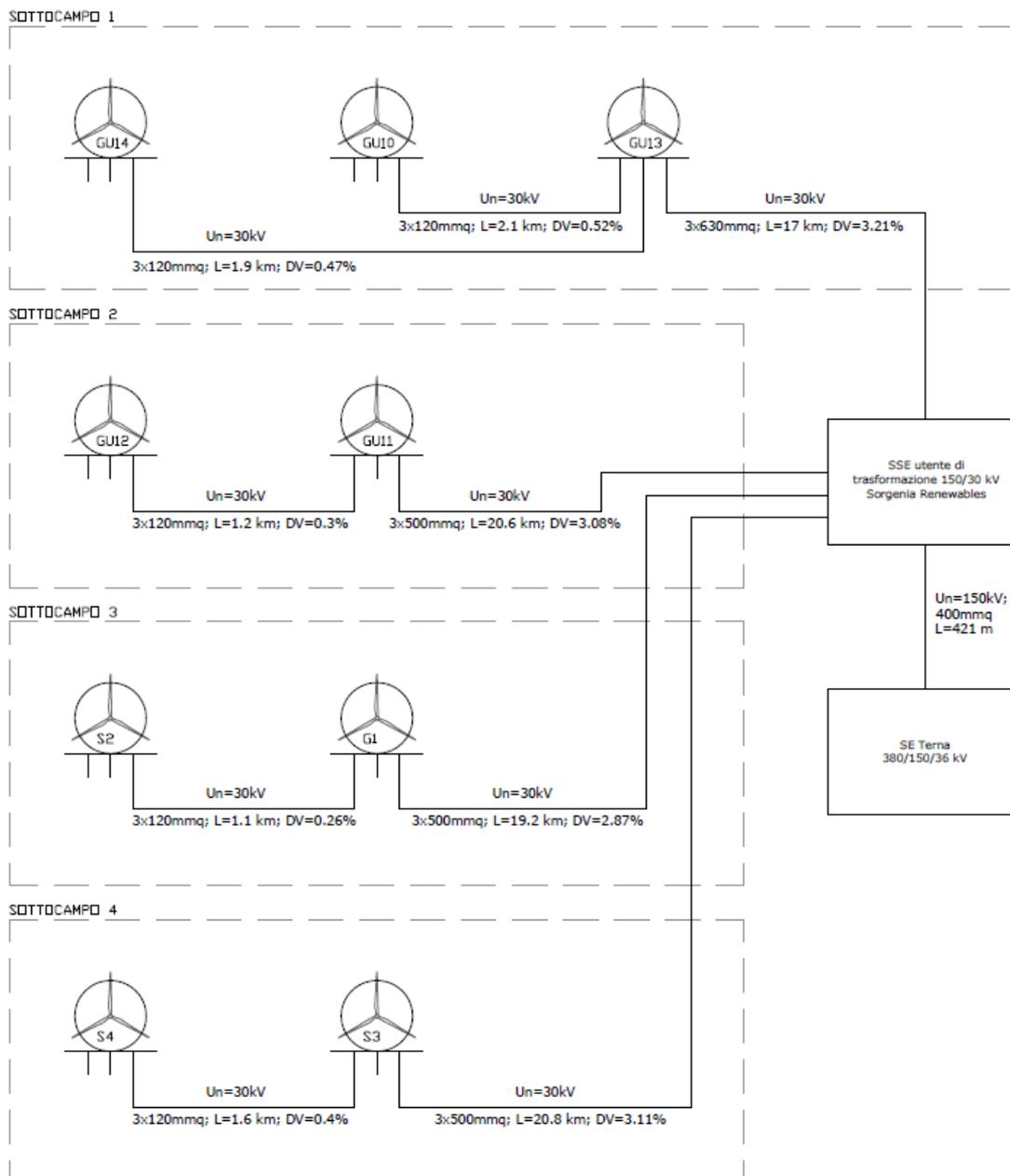


Figura 6-12 – Schema concettuale di collegamento tra aerogeneratori e SSE

I conduttori che collegano gli aerogeneratori GU14, GU13, GU10 (sottocampo 1) hanno lunghezza pari a 4 km, i conduttori di collegamento tra gli aerogeneratori GU12 e GU11 (sottocampo 2) hanno lunghezza complessiva di circa 1,2 km, i conduttori di collegamento tra gli aerogeneratori S2 e GU1 (sottocampo 3) hanno una lunghezza complessiva di circa 1,1 km, mentre i conduttori di collegamento tra gli aerogeneratori S3 e S4 hanno una lunghezza complessiva di circa 1,6 km. In uscita da ciascuno dei quattro sottocampi, il cavidotto di connessione permetterà di immettere l'energia elettrica prodotta in rete presso la nuova stazione elettrica della RTN a 380/150/36 kV.

L'elettrodotta interrata di connessione alla SSE sarà costituito da n.4 cavidotti, uno in uscita da ogni sottocampo. Ciascun cavidotto sarà formato da una terna di cavi, in alluminio isolato con guaina, di sezione variabile e dal cavo di terra. Il cavidotto uscente dall'aerogeneratore GU13 e con arrivo presso la SSE avrà lunghezza pari a circa 17 km e composto da conduttori di sezione pari a 630 mmq, i conduttori uscenti dall'aerogeneratore GU11 e con arrivo alla SSE avranno lunghezza pari a 20,6 km con sezione pari a 500 mq, i conduttori uscenti dall'aerogeneratore GU1 e con arrivo alla SSE avranno lunghezza pari a 19,2 km con sezione pari a 500 mq, infine, i conduttori uscenti dall'aerogeneratore S4 e con arrivo alla SSE avranno lunghezza pari a 20,8 km e sezione pari a 500 mmq.

La sezione dei conduttori è dimensionata per garantire la portanza di corrente di progetto e per mantenere la caduta di tensione al di sotto del 4%. Considerando di utilizzare cavi di tipo unipolare o tripolare e conduttori in alluminio, isolati in XLPE, con guaina in polietilene (tipo ARE4H5E), tale obiettivo si ottiene con cavi di sezione come illustrato in Tabella 6.2.

Tabella 6.2 – Caratteristiche dei conduttori del cavidotto in MT interrato

Sezione del cavidotto	Lunghezza [m]	Potenza [MW]	Sezione [mmq]	In [A]	Iz [A]	ΔV [%]
Sottocampo 1						3,73
GU14-GU13	1917	6	120	122	207	0,47
GU10-GU13	2122	6	120	122	207	0,52
GU13-SSE	17012	18	630	365	583	3,21
Sottocampo 2						3,38
GU12-GU11	1247	6	120	122	207	0,30
GU11-SSE	20638	12	500	243	451	3,08
Sottocampo 3						3,12
S2-GU1	1056	6	120	122	207	0,26
GU1-SSE	19201	12	500	243	451	2,87
Sottocampo 4						3,51
S4-S3	1648	6	120	122	207	0,40
S4-SSE	20810	12	500	243	451	3,11

I cavi saranno direttamente interrati in trincee di sezione variabile compresa tra i 50 cm e 145 cm, rispettivamente per la posa da una a cinque terne di conduttori in parallelo, ad una profondità di scavo minima di 1,20 m, protetti inferiormente e superiormente con un letto di sabbia vagliata e compatta; la protezione superiore sarà costituita da piastre di cemento armato, o da un elemento protettivo in resina. Tale protezione sarà opportunamente segnalata con cartelli o blocchi monitori, secondo i tipici illustrati nell'elaborato "21056 SLG.PD.T.41-01" (Tipici di posa del cavidotto). I rinterrati, dopo la posa dei cavi, saranno effettuati in parte con sabbia vagliata e in parte con terreno di riporto proveniente dagli scavi effettuati in sito.

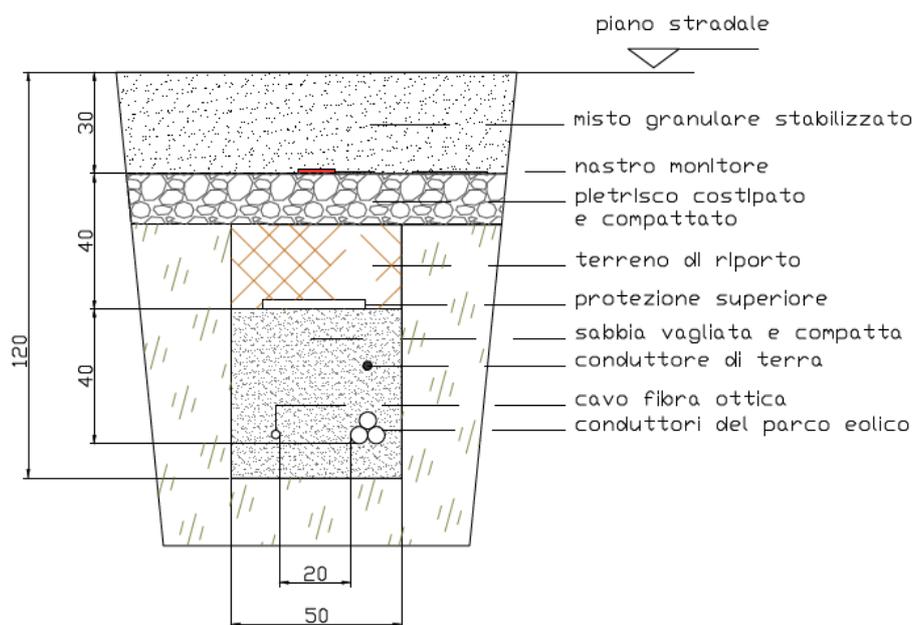


Figura 6-13 – Tipico del cavidotto in MT interrato, posa di un singolo cavo tripolare sotto strada sterrata

In eventuali punti di incrocio o parallelismi tra il cavidotto interrato e servizi o sottoservizi presenti nell'area saranno rispettate le distanze prescritte dalla normativa di riferimento, in particolare dalle norme CEI 11-17. Per maggiori dettagli riguardo a parallelismi o interferenze con servizi o sottoservizi presenti si rimanda all'elaborato "21056 SLG.PD.R. 13-01" (relazione specialistica sulle interferenze).

Le giunzioni tra conduttori saranno realizzate mediante connettori adatti alla congiunzione di cavi in alluminio, e accessibili mediante la realizzazione di pozzetti. I pozzetti di giunzione avranno dimensione indicativa di 1.50x1.50m e saranno posizionati lungo il percorso distanziati circa 800/1000 m uno dall'altro. In ogni caso i pozzetti dovranno essere realizzati in modo tale da non recare danno alle guaine in fase di posa o estrazione dei cavi.

L'impianto di messa a terra della centrale prevede per ogni aerogeneratore una maglia in corda di rame nudo posata ad anello nello scavo di fondazione, collegata sia all'armatura del plinto di fondazione dell'aerogeneratore, sia alla torre stessa dell'aerogeneratore, nonché ai picchetti di dispersione infissi nel terreno circostante e accessibili da pozzetto. Gli aerogeneratori saranno

quindi resi equipotenziali tramite un conduttore di terra, collocato all'interno dello scavo predisposto per il cavo di energia.

7.2 Cabina di sezionamento

Considerate le discrete lunghezze dei cavidotti interrati uscenti dai vari sottocampi, si rende necessario l'impiego di una cabina rompi tratta o di sezionamento MT/MT che sarà installata in agro all'interno del comune di Guasila.

La cabina sarà installata a 8,8 km dalla sottostazione di trasformazione MT/AT a circa metà del tracciato del cavidotto in uscita da ciascun sottocampo del parco eolico. L'opera faciliterà gli interventi di manutenzione straordinaria sulla linea in MT.

Le apparecchiature elettriche in media tensione saranno situate all'interno di una cabina elettrica prefabbricata di dimensioni pari a circa 2,5x7,5 metri. In particolare, saranno installati n.4 quadri in MT (uno per ciascuna terna di cavi in uscita dal parco eolico) che saranno dotati di:

- Interruttore automatico;
- Sezionatore a terra;
- Interblocco meccanico;
- Indicatore di tensione capacitiva;
- 3 TA;
- Indicatore di guasto.

L'indicatore di guasto ha la funzione di segnalare visivamente (tramite spie colorate) le direzionali di cortocircuito e i guasti verso terra della linea interessata. Il dispositivo elettronico misura le tensioni e la corrente di fase e sulla base dei valori è in grado di rilevare guasti sulla rete di media tensione.

7.3 Sottostazione di trasformazione 150/30 kV

La sottostazione di trasformazione 150/30kV si colloca su una superficie complessiva di circa 1'800 mq. La SSE sarà predisposta per l'eventuale condivisione con altri operatori, essa sarà infatti formata da:

- area produttore di proprietà del Proponente;
- sbarre comuni a 150kV sulle quali potranno afferire differenti aree produttori;
- stallo di consegna comune a 150 kV.

L'area produttore ricoprirà una superficie di circa 950 mq e permetterà di raccogliere le linee in cavo interrato a 30 kV provenienti dal parco eolico, le quali saranno attestate ad un quadro elettrico in MT, installato all'interno di un locale dedicato. In uscita dallo stesso quadro un'unica linea in MT si collegherà al trasformatore AT/MT. Il lato AT a 150 kV del trasformatore sarà quindi connesso allo stallo di protezione e comando a 150 kV del produttore. Lo stallo di protezione terminerà con il raccordo alle sbarre comuni a 150 kV della SSE.

L'area produttore sarà predisposta con:

- fabbricati, suddivisi in locali tecnici distinti, che a seconda della funzione ospiteranno i contatori di misura dell'energia prodotta, i quadri in MT, i quadri in BT, il gruppo elettrogeno (GE), ecc...;
- un piazzale con un montante trasformatore 150/30 kV e la sezione in AT a 150 kV;

- gli impianti a servizio del fabbricato e dell'intera sottostazione.

Lo stallo di protezione sarà al minimo composto da:

- uno scaricatore (SC) per ciascuna fase;
- un trasformatore di corrente (TA) per ciascuna fase;
- un interruttore automatico isolato in SF6 con comando unipolare per ciascuna fase (152T);
- un sezionatore di isolamento rotativo tripolare con lame a terra;
- un trasformatore di tensione induttivo (TV) per ciascuna fase;
- un trasformatore di tensione capacitivo (TVC) per ciascuna fase;
- n. 3 terminali per cavo AT esterno.

Le sbarre comuni a 150 kV convoglieranno l'energia elettrica proveniente dagli stalli di protezione delle eventuali altre aree produttori allo stallo di consegna comune.

Lo stallo di consegna comune a 150 kV sarà costituito da:

- un sezionatore di isolamento rotativo tripolare;
- un sezionatore di isolamento rotativo tripolare con lame a terra;
- un interruttore automatico isolato in SF6 con comando tripolare (152T);
- un trasformatore di corrente (TA) per ciascuna fase;
- un trasformatore di tensione capacitivo (TVC) per ciascuna fase;
- n.3 terminali per interrimento del cavo in AT.

Da tale stallo partirà il collegamento, realizzato mediante elettrodotto interrato in AT, allo stallo a 150kV della nuova SE della RTN.

7.3.1 Fabbricati area produttore

I fabbricati saranno collocati ad una distanza minima di 10 m dalle parti in tensione e formati da due corpi di dimensione in pianta pari a circa 15 m x 6 m e 12 m x 2,4 m ed altezza fuori terra di circa 4 m. La struttura sarà in cemento armato con tamponature in muratura di laterizio rivestite con intonaco di tipo civile. La copertura a tetto piano, sarà opportunamente coibentata ed impermeabilizzata, e gli infissi saranno in alluminio anodizzato naturale. Le aree di accesso saranno tali da consentire il passaggio delle attrezzature di lavoro, di movimentazione e trasporto e i passaggi avranno una larghezza minima di 80 cm. Tale larghezza minima non dovrà essere ridotta dalle sporgenze di apparecchiature installate permanentemente. Le vie di fuga avranno una larghezza di almeno 50 cm anche nel caso in cui parti mobili o porte invadano lo spazio di evacuazione. Nei locali con passaggi di servizio di lunghezza superiore a 10 m dovranno essere previste almeno due porte o uscite di emergenza, alle estremità della via di fuga. Il fabbricato sarà protetto dall'ingresso di non autorizzati tramite un sistema di antintrusione, conforme alla CEI 79-2. L'area utente potrà, inoltre, essere dotata di impianto di videosorveglianza, con funzione di video analisi e trasmissione allarme con immagini in modo da integrare le due funzioni in un unico sistema.

7.3.2 Quadri in MT

Il quadro elettrico in MT sarà formato da almeno n.9 scomparti SF6, rispettivamente dedicati alle linee in MT in arrivo dal parco eolico, al collegamento al trasformatore elevatore AT/MT, ai servizi

ausiliari di montante, alle celle di misura di montante, all'eventuale rifasamento e alle eventuali reattanze shunt.

Queste ultime, le reattanze shunt, hanno la finalità di bilanciare la potenza reattiva capacitiva prodotta dalla rete in media tensione del parco eolico. Esse risultano necessarie se la potenza reattiva scambiata tra l'impianto e la rete è superiore a 0.5 MVAR, in condizioni di fermo impianto, ovvero di potenza attiva nulla, e dovranno garantire una compensazione al punto di connessione compresa tra il 110% e il 120% della potenza reattiva prodotta alla tensione nominale.

I quadri in MT avranno le seguenti caratteristiche minime:

Numero di fasi	-	3
Frequenza nominale	Hz	50
Corrente nominale sbarra	A	2000
Tensione nominale	kV	36
Tensione nominale tenuta alla frequenza di esercizio (50Hz)	kV	80
Tensione nominale tenuta ad impulso (valore di picco)	kV	170
Corrente di breve durata ammissibile	kA-s	20-3s
Corrente di picco	kA	50
Temperatura ambiente	°C	-5/+40

Nei quadri dovranno essere previsti tutti gli interblocchi necessari a prevenire ed impedire manovre errate, che possano compromettere la sicurezza del personale addetto o lo stato delle apparecchiature. Gli interruttori installati saranno idonei alla protezione contro i guasti fase-fase e fase-terra, e con impostazioni tali da garantire la corretta selezione ed eliminazione dei guasti in ogni comparto o componente della sezione MT di impianto e la non interferenza di intervento con le protezioni della rete AT. Gli scomparti di linea e lo scomparto del trasformatore contengano al minimo un sezionatore tripolare (89MT), un interruttore automatico (52L/52T), un trasformatore di corrente per ciascuna fase e uno di tensione per ciascuna fase.

7.3.3 Apparecchiatura AT

Le apparecchiature in AT saranno conformi alle norme CEI di riferimento e alle prescrizioni del Gestore della RTN e avranno le seguenti caratteristiche elettriche:

Tensione massima del sistema	kV	170
Tensione di esercizio	kV	150
Tensione nominale tenuta alla frequenza di esercizio (50Hz)	kV	375
Tensione nominale tenuta ad impulso (valore di picco)	kV	860
Frequenza nominale	Hz	50
Corrente nominale stallo di linea	A	1250
Corrente nominale sbarre	A	2000
Corrente nominale dello stallo di parallelo sbarre	A	2000
Corrente di corto circuito	kA	31,5

Le distanze di guardia e di vincolo dovranno essere conformi a quanto prescritto del Gestore della RTN e comunque i componenti dovranno essere progettati anche in modo da ridurre per quanto possibile le indisponibilità per manutenzione. Le principali criteri di dimensionamento utilizzati sono riassunti nella seguente tabella:

Distanza tra le fasi AT	m	2,2
Larghezza dello stallo	m	12,5
Altezza dei conduttori di stallo	m	4,5
Altezza sbarre stallo comune	m	7

7.3.4 Trasformatore AT/MT

Il trasformatore elevatore 150/30 kV sarà del tipo trifase in olio minerale per installazione all'esterno con raffreddamento naturale dell'olio ONAN/ONAF. Esso sarà provvisto di proprie protezioni a bordo macchina, quali ad esempio di minimo livello olio (63), di massima temperatura (26), Buchholz (97), di una vasca di raccolta dell'olio e di un variatore di tensione sotto carico con regolatore automatico, che consenta una variazione della tensione a vuoto almeno del $\pm 12\%$ della tensione nominale. Gli avvolgimenti AT del trasformatore avranno isolamento uniforme e saranno collegati a stella, con terminale di neutro accessibile e predisposto per l'eventuale connessione a terra; gli avvolgimenti MT saranno invece collegati a triangolo.

Il trasformatore elevatore avrà quindi le seguenti caratteristiche:

Potenza nominale	MVA	63
Frequenza nominale	Hz	50
Tensione al primario	kV	150
Tensione al secondario	kV	30
Tipo di raffreddamento	-	ONAN-ONAF
Tensione di corto circuito Vcc%	%	12,5

7.3.5 Opere civili e altri impianti a servizio della SSE

L'area della SSE sarà delimitata perimetralmente da una recinzione che potrà essere a rete metallica o a parete piena, di altezza minima pari a 2,5 m. Le aree interessate dalle apparecchiature elettriche saranno sistemate con finitura a ghiaietto, mentre il piazzale di servizio destinato alla circolazione interna sarà pavimentato con binder e tappetino di usura in conglomerato bituminoso e delimitate da cordoli in calcestruzzo prefabbricato. L'accesso sarà garantito dalla realizzazione di una strada brecciata che collegherà il suo ingresso con la viabilità esistente. Per consentire la realizzazione della SSE sarà predisposto uno scotico superficiale, la spianatura, il riporto di materiale vagliato e la compattazione della superficie, comprendente l'area della sottostazione e della sede stradale per l'accesso ad essa. A montaggio ultimato, l'eventuale area eccedente utilizzata per il cantiere sarà ripristinata come ante operam prevedendo il riporto di terreno vegetale.

Le fondazioni delle varie apparecchiature saranno realizzate in conglomerato cementizio armato. In relazione alle caratteristiche del terreno, le fondazioni potranno essere dirette a travi rovesce

per il fabbricato, a platea per il trasformatore e a plinti per le parti elettromeccaniche della sottostazione elettrica. In fase esecutiva sarà necessario effettuare opportuni accertamenti geognostici e geotecnici al fine di determinare in dettaglio la litologia e le caratteristiche geotecniche del terreno substrato, permettendo adeguata scelta e dimensionamento delle strutture di fondazione delle opere in progetto. Il dimensionamento finale delle fondazioni sia del fabbricato che delle opere elettriche avverrà in funzione dei risultati ottenuti dalle indagini geologiche/geotecniche che saranno eseguite in sito.

La rete di terra sarà realizzata all'interno dell'area della sottostazione mediante una rete magliata in corda di rame nuda, interrata ad una profondità minima di 0,70 m, cui saranno connesse tutte le parti metalliche delle strutture portanti, le reti elettrosaldate, i neutri dei trasformatori, degli interruttori e degli scaricatori. La rete di terra della SSE sarà collegata alla rete di terra del parco eolico.

I Servizi Ausiliari (S.A.) della nuova sottostazione elettrica saranno alimentati da trasformatori MT/BT derivati dalla rete MT locale ed integrati da un gruppo elettrogeno di emergenza che assicuri l'alimentazione dei servizi essenziali in caso di mancanza tensione alle sbarre dei quadri principali in BT. Il gruppo elettrogeno previsto è di tipo standard aperto a 400V, 50 Hz con serbatoio di gasolio incorporato dotato di base in lamiera zincata con traversi per la movimentazione forconabili dai quattro lati. L'impianto di illuminazione esterno sarà realizzato con corpi illuminanti opportunamente distanziati dalle parti in tensione ed in posizione tale da non ostacolare la circolazione dei mezzi. Per tali ragioni sono previste torri faro a corona mobile equipaggiate con proiettori orientabili, del tipo con corpo di alluminio, a tenuta stagna, doppio isolamento o isolamento rinforzato, grado di protezione IP65, con lampade LED da 270 W montati su pali preferibilmente in vetroresina oppure metallici con messa a terra, di altezza prevista pari a circa 7,5 m, installati su fondazione prefabbricata con pozzetto integrato. È prevista l'installazione di proiettori a parete sul fronte del fabbricato. Per l'illuminazione interna sia ordinaria che di emergenza dei locali sarà realizzato un impianto costituito da lampade fluorescenti di potenza 36 W, con installazione a soffitto. Per l'illuminazione esterna a parete si utilizzeranno apparecchi stagni fino a 150 W, alcuni dei quali dotati di accensione automatica mediante fotocellula. Tutti i locali utente dovranno essere dotati di impianto di FM costituito da prese di corrente bivalenti 10/16 A, e da quadretti prese dotati di prese bipolari e tripolari fino a 25 A. Apparecchiature di aerazione forzata e condizionamento saranno alimentate da linee dedicate derivate dal quadro generale BT.

7.4 Elettrodotto interrato in AT

L'elettrodotto interrato in AT, a 150kV, consentirà il collegamento elettrico tra la sottostazione elettrica di trasformazione 150/30kV e le sbarre dello stallo produttori in alta tensione ubicato all'interno della nuova SE della RTN in agro del comune di Sanluri (SU). Tale elettrodotto si svilupperà sotto terreno agricolo, fatta eccezione della porzione di cavidotto interno alla Stazione Elettrica, necessario al raggiungimento dello stallo per una lunghezza pari a circa 421 m. I conduttori sono dimensionati per garantire una portata di corrente adeguata e una caduta di tensione sulla linea inferiore al 4%. Il cavidotto sarà quindi composto da una terna di conduttori unipolari di sezione 400 mmq, realizzati in alluminio, schermati, con isolamento in XLPE e tensione massima pari a 170 kV. I tre cavi saranno posati a trifoglio e direttamente interrati in una trincea di sezione 80 cm, ad una profondità di scavo minima di 1,50 m, protetti inferiormente e superiormente

con un letto di sabbia vagliata e compatta; la protezione superiore sarà costituita da piastre di cemento armato, o da un elemento protettivo in resina. Tale protezione sarà opportunamente segnalata con cartelli o blocchi monitori, secondo i tipici illustrati nell'elaborato "21056 SLG.PD.T.41-01" (Tipici di posa del cavidotto).

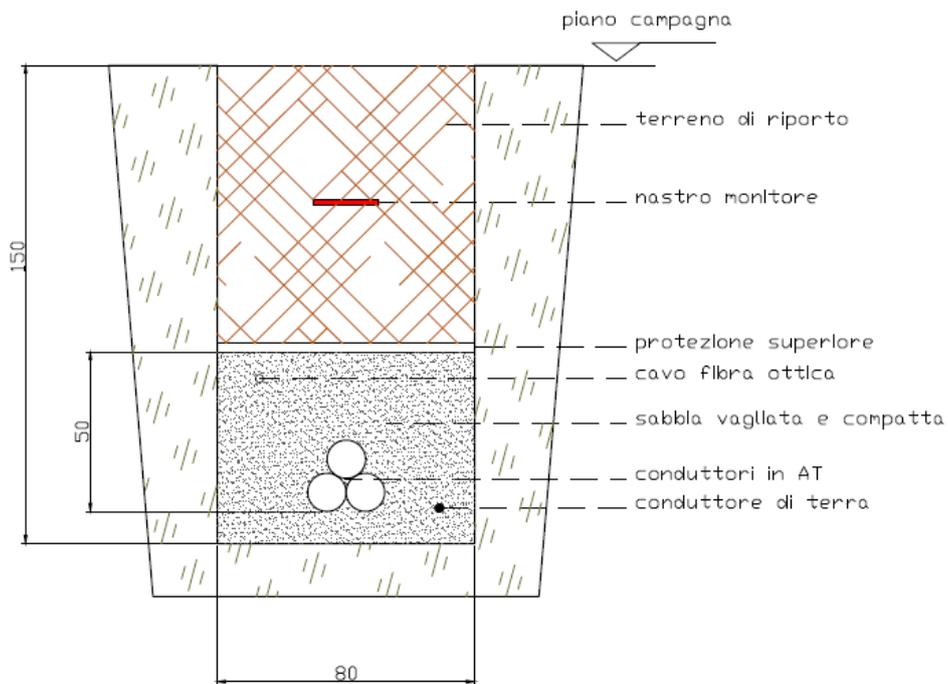


Figura 6-14 – Tipico del cavidotto in AT interrato

8 Fase di cantiere

L'accesso al sito del parco eolico è garantito tramite:

- SS 131 la quale si immette poi nella SS128 all'altezza di Monastir, si tratta di strade "a scorrimento veloce", le quali andando in direzione nord attraversano tutto il territorio provinciale di Cagliari fino alla biforcazione con la SP118 e la SS198 all'altezza di Serri (SU).
- SP39, strada provinciale che collega l'abitato di Ortacesus all'abitato di Selegas.
- SP37 che collega l'abitato di Selegas all'abitato di Guamaggiore.

Per quanto riguarda l'accesso alle piazzole di cantiere, in linea con quanto espresso nell'allegato 4 al DM 10/09/2010, "*Impianti eolici: elementi per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio*", si è cercato di riprendere il più possibile tracciati già esistenti.

In fase di cantiere potrà essere necessario adattare temporaneamente la viabilità interna al parco eolico (curve) per permettere le manovre degli autoarticolati che trasportano le componenti più lunghe. Tale adattamento consiste nell'allargare il raggio di curvatura delle curve più strette, tramite la pulizia delle aree annesso alle strade da cespugli, arbusti e rami sporgenti.

Durante la fase di cantiere si cercherà di programmare il transito dei mezzi pesanti lungo la viabilità di cantiere al di fuori delle ore di punta.

Gli scavi relativi alla posa dell'elettrodotto saranno effettuati per sezioni variabili comprese tra 50 cm e 145 cm, per la posa da una singola terna di conduttori fino a quattro terne di conduttori in parallelo, in ogni caso per una profondità pari a circa 1,2 m dal piano campagna. Successivamente alla posa dei cavi i reinterri saranno effettuati in parte con sabbia vagliata e compattata e in parte con terreno di riporto. Nel caso di materiale in eccesso non riutilizzabile in sito, questo sarà gestito come rifiuto ai sensi della parte IV del D.lgs.152/2006, quindi trasportato alla discarica autorizzata più vicina o nel cantiere più vicino che ne faccia richiesta.

Si stima che la realizzazione di nuove strade interesserà superfici di circa 19'032 mq, l'adattamento della viabilità esistente circa 13'099 mq e la realizzazione delle piazzole di esercizio 19'800 mq, alle quali per la sola fase di cantiere andranno sommati altri 53'639 mq. Quanto alle terre e rocce da scavo si stima un volume complessivo di scavo, pari a 200'620 mc e un volume di materiale riutilizzabile in sito pari a circa 129'007 mc.

Per la costruzione delle piste di accesso, in relazione alla natura del terreno, si valuterà se procedere o meno allo scotico per i primi 40-50 cm; in tal caso si accantonerà separatamente il materiale di risulta perché non venga mescolato con quello dello scavo, nei casi in cui, al termine dei lavori, si intenda ricoprire la totalità o parte della pista, per accelerare il ripristino agricolo e comunque il recupero ambientale.

Le piazzole di cantiere saranno di dimensione idonea a consentire il temporaneo stoccaggio delle componenti da installare in sito e ad ospitare i mezzi di cantiere (escavatore, autobetoniera, gru di montaggio). Oltre a queste, si considera l'utilizzo di due aree di cantiere di dimensione pari a 2'000 mq per lo stoccaggio di mezzi, materiali e uffici di cantiere.

Nel momento in cui saranno realizzati gli spianamenti, aperte le strade o gli accessi, oppure durante l'escavazione per la cementazione delle fondazioni degli aerogeneratori, si procederà ad asportare e preservare lo strato di suolo fertile (ove presente).

Il terreno ottenuto verrà stoccato in cumuli non superiori a 2 m, al fine di evitare la perdita delle sue proprietà organiche e biotiche. I cumuli verranno protetti con teli impermeabili per evitare la dispersione del suolo in caso di intense precipitazioni. Tale terreno sarà successivamente utilizzato come strato superficiale di riempimento dello scavo di fondazione, di copertura delle piazzole delle condutture, così come nel recupero delle aree occupate temporaneamente durante i lavori, e degli accumuli di inerti. I materiali inerti prodotti, che in nessun caso potrebbero divenire suolo vegetale, saranno riutilizzati per il riempimento di terrapieni, scavi, per la pavimentazione delle strade di servizio ecc. Non saranno create quantità di detriti incontrollate, né saranno abbandonati materiali da costruzione o resti di escavazione in prossimità delle opere. Nel caso rimanessero resti inutilizzati, questi verranno trasportati al di fuori della zona, alla discarica autorizzata per inerti più vicina o nel cantiere più vicino che ne faccia richiesta.

Non è prevista la caduta di materiale lungo i versanti in fase di cantierizzazione. Qualora opportuno, verranno effettuate verifiche di stabilità per evitare di ingenerare instabilità dei pendii.

In caso di scorrimento o ristagno d'acqua sulle piste, si provvederà in via prioritaria al suo convogliamento verso gli impluvi naturali. In sede di progetto esecutivo, verranno effettuate ulteriori analisi, anche in conformità alla normativa regionale vigente, che permettano di prendere provvedimenti adeguati a una corretta conservazione del suolo.

I piazzali di sgombero, manovra e stoccaggio dei materiali allestiti in prossimità di ogni torre, saranno, a fine lavori, ridimensionati, con materiale accantonato in loco, a quanto strettamente necessario per l'accesso di una gru per eventuali manutenzioni in quota, cioè ad una superficie di circa 2'200 mq.

A fine lavori tutte le opere temporanee e le aree di cantiere saranno ripristinate allo stato ante operam; si prevedono opere di piantumazione e/o semina prediligendo le specie vegetali autoctone, al fine di rendere minimo l'impatto sugli ecosistemi locali.

9 Fase di esercizio

Una volta terminata la fase di cantiere, l'entrata in esercizio del parco eolico sarà subordinata al superamento dei test ed ispezioni atte a verificare il corretto funzionamento delle apparecchiature e sistemi installati, nonché la conformità delle opere a quanto previsto dal progetto e dagli standard di riferimento. Il parco eolico una volta in esercizio sarà esercito completamente in remoto.

In fase di esercizio l'impianto sarà gestito dal fornitore degli aerogeneratori con un contratto di operazione e manutenzione (O&M) stipulato dal proponente. Pertanto, il sistema di gestione sarà definito dal fornitore. Gli obiettivi fondamentali dell'organizzazione della manutenzione dell'impianto possono essere considerati i seguenti:

- Conservare il patrimonio per l'intera vita utile (25-30 anni);

- Garantire la sicurezza delle persone e la tutela ambientale;
- Minimizzare i costi di gestione complessivi.

Le attività di manutenzione verranno definite nel dettaglio dal costruttore in sede di approvvigionamento per il progetto esecutivo; nel seguito si riassumono le principali che ci si attende saranno incluse in tutti i programmi di manutenzione proposti.

La manutenzione preventiva leggera verrà eseguita mensilmente, mentre le principali operazioni avranno luogo 2 volte l'anno e comprenderanno almeno:

- ispezione di cuscinetti ed ingranaggi
- verifica ed eventuale cambio olio motoriduttore,
- pulizia delle pale,
- verifica della tensione dei bulloni e controllo dell'inclinazione delle pale sul mozzo,
- pulizia del generatore, cambio delle parti soggette ad attriti.

La manutenzione predittiva si avvarrà dello SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) che permetterà di conoscere in tempo reale l'evoluzione dei principali parametri di controllo, tra cui, p.es. le vibrazioni, che possono dare indicazioni sulla necessità di manutenzione di organi rotanti. Inoltre il prelievo di campioni dalle parti lubrificate ed ingrassate durante le manutenzioni preventive permetterà di rilevare con analisi chimico-fisiche, eventuali degradazioni e ricercarne l'origine in parti meccaniche od elettriche da sorvegliare o sottoporre a manutenzione.

Per maggiori dettagli sulla gestione e manutenzione dell'impianto si rimanda all'elaborato "21056 SLG.PD.D.03-01" (piano di manutenzione e gestione dell'impianto).

10 Fase di dismissione

Il piano di dismissione è illustrato con dettaglio nel documento dedicato denominato "21056 SLG.PD.D.04-01" (piano di dismissione).

Il tempo previsto per la completa rimozione dell'impianto e per il ripristino dei luoghi è di circa 6 mesi dal distacco dell'impianto dalla linea elettrica e tutte le operazioni di dismissione saranno sviluppate nel rispetto delle normative vigenti alla data della dismissione.

Per la rimozione dei materiali e delle attrezzature costituenti il parco eolico, si provvederà come prima cosa al distacco dell'impianto dalla rete elettrica da parte di operatori specializzati.

Si procederà poi allo smontaggio degli aerogeneratori: i materiali e le apparecchiature riutilizzabili verranno allontanati e depositati in magazzini, mentre quelli non riutilizzabili verranno conferiti agli impianti di smaltimento, recupero o trattamento secondo la normativa vigente.

Si proseguirà con la demolizione delle piste di accesso di nuova costruzione e degli elettrodotti interrati e con il ripristino delle piazzole e delle strade esistenti alle condizioni ante operam.

Le opere interrate verranno completamente rimosse e si provvederà all'annegamento della struttura di fondazione in calcestruzzo sotto il profilo del suolo, per almeno 1 m, e, dove necessario, al rimodellamento del terreno e al ripristino della vegetazione.

In ultimo, si provvederà a demolire la sottostazione elettrica e le relative componenti elettriche e allestimenti elettromeccanici.

Alla fine delle attività di dismissione delle componenti si procederà con i ripristini dei suoli alle condizioni ante-operam. In particolare, si prevede il rinterro degli scavi di fondazione, con utilizzo di materiale compatibile con la stratigrafia originale del sito, indagata precedentemente alla costruzione del parco eolico tramite opportune indagini geologiche. In superficie verrà distribuito terreno vegetale, che assicurerà la rinaturalizzazione dei terreni.

Per quanto riguarda il ripristino delle aree interessate da piazzole e da viabilità, i riempimenti saranno di minore entità e costituiti da solo terreno vegetale, dati i ridotti spessori.

Dopo la posa di terreno vegetale si procederà a eventuale semina e/o piantumazione di specie vegetali autoctone.

La rimozione dei materiali, macchinari e attrezzature costituenti l'impianto verranno ove possibile conservati per il riutilizzo (per esempio i cavi elettrici) oppure portati a smaltimento e/o recupero in discarica.

Costi per la dismissione sono stimati in circa 2'003'261,77 €

11 Ricadute sociali, economiche e occupazionali

11.1 Transizione nazionale verso l'utilizzo di fonti rinnovabili (PNIEC)

L'Italia intende accelerare la transizione dai combustibili tradizionali alle fonti rinnovabili, promuovendo il graduale abbandono del carbone per la generazione elettrica a favore di un mix elettrico basato su una quota crescente di rinnovabili e, per la parte residua, sul gas e verso l'efficienza e l'uso razionale ed equo delle risorse naturali, mediante l'economia circolare.

Per questo il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) intende:

- accelerare il percorso verso una decarbonizzazione profonda del settore energetico entro il 2050;
- promuovere l'autoconsumo e le comunità dell'energia rinnovabile;
- trasformare il sistema energetico ed elettrico da centralizzato a distribuito, basato sulle fonti rinnovabili;
- continuare a garantire adeguati approvvigionamenti delle fonti convenzionali;
- promuovere l'efficienza energetica;
- promuovere l'elettrificazione dei consumi, in particolare nel settore civile e nei trasporti, per migliorare la qualità dell'aria e dell'ambiente;
- promuovere le attività di ricerca e innovazione, comprese quelle per l'accumulo dell'energia rinnovabile;
- ridurre gli impatti negativi della transizione energetica sul consumo di suolo e sull'integrità del paesaggio.
- Si prevede che saranno infine adottate politiche e misure orizzontali intersettoriali quali:
 - una attenta governance del Piano coinvolgendo diversi ministeri, le Regioni, i Comuni, l'Autorità di regolazione, il mondo della ricerca, delle associazioni delle imprese e dei lavoratori;
 - la semplificazione dei procedimenti per la realizzazione degli interventi nei tempi previsti unitamente alla stabilità del quadro normativo e regolatorio;
 - l'aggiornamento e, se necessario, la riforma dei diversi organismi pubblici operanti sui temi energetici e ambientali, per renderli funzionali agli obiettivi di decarbonizzazione profonda per il 2050;
 - la promozione delle attività di ricerca;
 - la revisione della fiscalità energetica, diversificata sulla base delle emissioni climalteranti e inquinanti (ad esempio, in ipotesi, la carbon tax).

Il PNIEC fissa degli obiettivi vincolanti al 2030 sull'efficienza energetica, sulle fonti rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni di CO₂. Stabilisce inoltre target da raggiungere in tema di sicurezza energetica, interconnessioni, mercato unico dell'energia e competitività, sviluppo e mobilità sostenibile, definendo precise misure che garantiscano il raggiungimento degli obiettivi definiti con l'accordo di Parigi e la transizione verso un'economia a impatto climatico zero entro il 2050.

L'Italia, come si vede in Tabella 11.1, punta a portare la quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia al 30%, alla riduzione del 43% dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007, alla riduzione del 33% dei gas serra.

Tabella 11.1 – Principali obiettivi su energia e clima dell'UE e dell'Italia al 2020 e al 2030 (*Fonte GSE da PNIEC)

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (Proposta PNIEC)
Energie rinnovabili				
Energia da FER nei Consumi Finali Lordi	20%	17%	32%	30%
Energia da FER nei Consumi Finali Lordi nei trasporti	10%	10%	14%	21,6%
Energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			+ 1,3% annuo	+ 1,3% annuo
Efficienza Energetica				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	- 20%	- 24%	- 32,5%	- 43%
Riduzioni consumi finali tramite regimi obbligatori	- 1,5% annuo (senza trasp.)	- 1,5% annuo (senza trasp.)	- 0,8% annuo (con trasporti)	- 0,8% annuo (con trasporti)
Emissioni Gas Serra				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	- 21%		- 43%	No imposto obiettivo nazionale
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	- 10%	- 13%	- 30%	- 33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	- 20%		- 40%	No imposto obiettivo nazionale

Il grafico seguente riporta le traiettorie evolutive dei consumi e della relativa quota da fonti rinnovabili fino al 2030. Si può notare la rilevante accelerazione attesa a partire dal 2020, in accordo con il dispiegarsi delle politiche previste, per poter raggiungere gli ambiziosi obiettivi prefissati dal PNIEC al 2030.

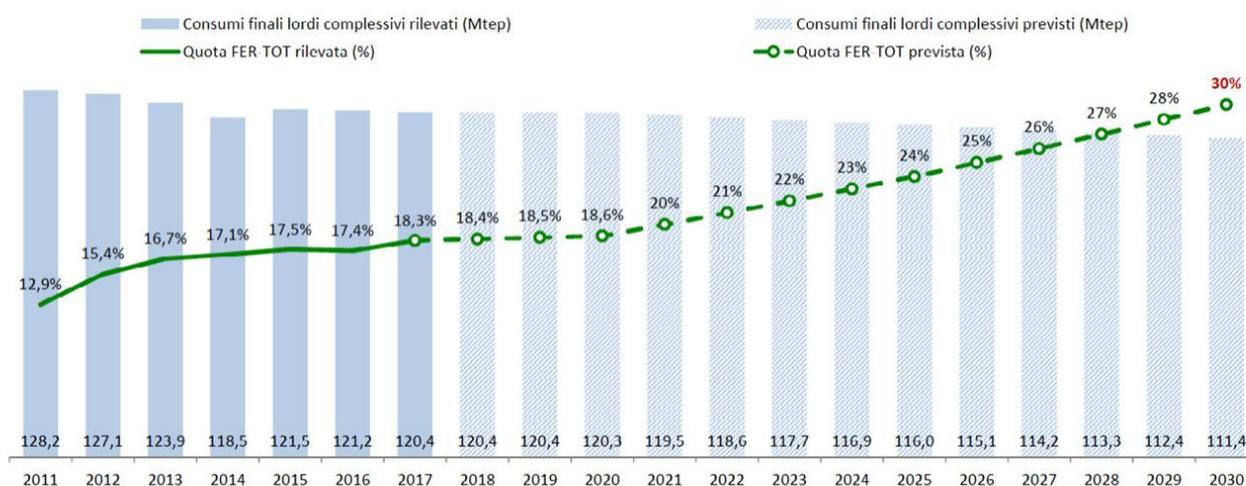


Figura 11-1 - Traiettorie evolutive dei consumi e della relativa quota da fonti rinnovabili fino al 2030 (Mtep) (*Fonte GSE)

Un contributo significativo delle rinnovabili deriverà proprio dal settore elettrico, che al 2030 raggiungerà i 187 TWh di generazione (contro i 113 TWh del 2017), con una potenza installata di 93 GW (+ 40 GW rispetto al 2017), soprattutto grazie alle tecnologie più diffuse e notoriamente più affidabili quali eolico e fotovoltaico.

L'implementazione e i nuovi impianti sfruttando queste tecnologie permetteranno al settore di coprire il 55,4% dei consumi finali elettrici lordi (contro i 34,1% del 2017).

Secondo gli analisti, in questo segmento, saranno le installazioni commerciali e industriali piuttosto che quelle residenziali, a guidare la crescita, rappresentando i tre quarti dei nuovi impianti nei prossimi cinque anni. Questo perché le economie di scala combinate con un migliore allineamento della domanda di energia eolica e di quella elettrica consentiranno un maggiore autoconsumo e maggiori risparmi sulle bollette proprio nei settori commerciale e industriale.

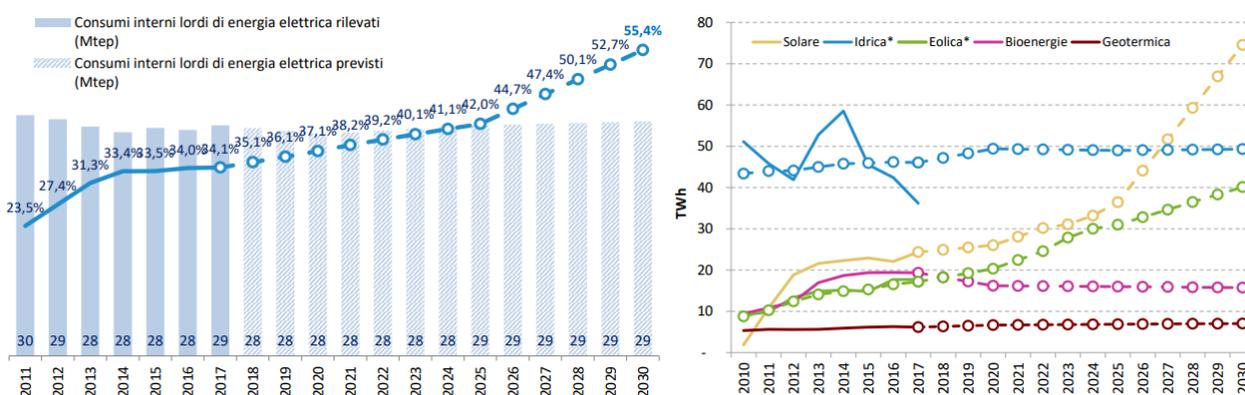


Figura 11-2 - Traiettorie di crescita dell'energia da fonti rinnovabili al 2030 nel settore elettrico (Mtep) (*Fonte GSE)

Dalle traiettorie di crescita dell'energia da fonti rinnovabili al 2030, riportate nei grafici precedenti, si nota come il maggior incremento di produzione sia previsto, come già citato, dalla fonte solare (+30 GW rispetto al 2017), seguito dalla fonte eolica (+8 GW rispetto al 2017).

11.2 Compatibilità con il Piano Energetico Ambientale Regionale della Sardegna (P.E.A.R.S.)

Il Piano Energetico ed Ambientale della Regione Sardegna (P.E.A.R.S.) è il documento che definisce lo sviluppo del sistema energetico regionale con particolare riferimento alle scelte in campo energetico sulla base delle direttive e delle linee di indirizzo definite dalla programmazione comunitaria, nazionale e regionale.

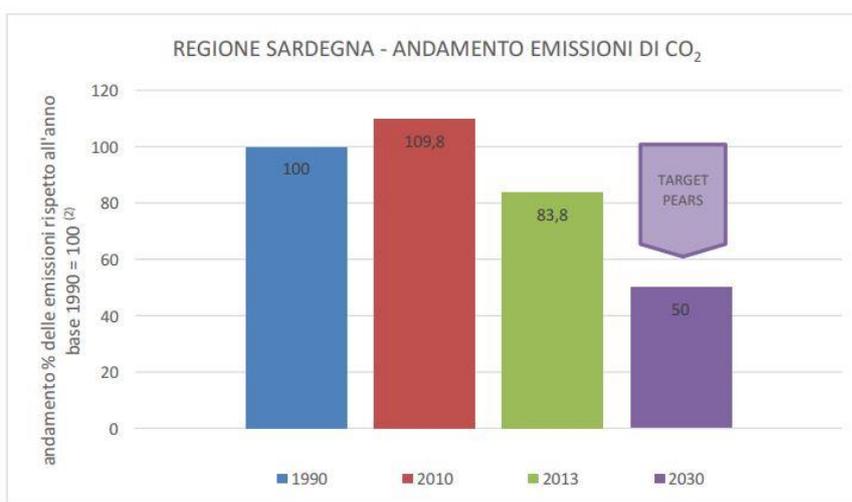
L'iter di formazione del Piano inizia nel 2012 con l'avvio della procedura di VAS. Nel febbraio 2014 la Giunta Regionale con Delibera n. 4/3 del 05.02.2014 adotta il Piano Energetico ed Ambientale della Regione Sardegna (PEARS Regione Sardegna (PEARS) 2014-2020 ed i suoi allegati. Con l'avvento del nuovo Governo Regionale a febbraio 2014 si è aperta una fase di approfondimento sui contenuti e strategie del PEARS, e in particolare con la Delibera n. 17/14 del 13/05/2014 la Giunta Regionale decide di dare mandato all'Assessore della Programmazione, Bilancio, Credito e Assetto del Territorio per autorizzare la SFIRS S.p.A. ad esercitare il diritto di uscita da GALSI S.p.A. (il Gasdotto Algeria-Sardegna-Italia) e di costituire un apposito gruppo di lavoro interassessorile coordinato dall'Assessorato dell'Industria e composto da rappresentanti della Presidenza della Regione e dell'Assessorato della Programmazione, Bilancio, Credito e Assetto del Territorio.

Con Delibera n. 37/21 del 21.07.2015 la Giunta Regionale ha adottato le nuove Linee di Indirizzo Strategico del Piano "Verso un'economia condivisa dell'Energia", approvate successivamente in via definitiva con la Delibera della Giunta Regionale 48/13 del 02/10/2015. Questo PEARS è quindi il primo Piano che progetta il futuro energetico dell'isola in assenza del Progetto Galsi, che in passato era una componente fondamentale delle politiche energetiche regionali.

Il Piano Energetico Ambientale della Regione Autonoma della Sardegna (PEARS) è finalizzato al conseguimento degli obiettivi generali ed obiettivi specifici secondo il quadro di riferimento "Union Energy Package", sulla base del quale la Giunta Regionale ha individuato le seguenti linee di azione strategica:

1. Efficienza Energetica
2. Sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili
3. Metanizzazione della Sardegna
4. Integrazione e digitalizzazione dei sistemi energetici locali, Smart Grid e Smart City
5. Ricerca e sviluppo di tecnologie energetiche innovative
6. Governance: regolamentazione, semplificazione, monitoraggio ed informazione

Le linee di indirizzo del Piano Energetico ed Ambientale della Regione Sardegna, riportate nella Delibera della Giunta Regionale n. 48/13 del 2.10.2015, indicano come obiettivo strategico di sintesi per l'anno 2030 la riduzione delle emissioni di CO₂ associate ai consumi della Sardegna del 50% rispetto ai valori stimati nel 1990.



Nota ⁽²⁾: nel 1990 le emissioni di CO₂ in Sardegna risultavano pari 15,89 milioni di Tonnellate

Figura 11-3 – Andamento emissioni CO₂ e obiettivo al 2030 Sardegna (fonte: sardegnaimpresa.eu)

Per il conseguimento di tale obiettivo strategico sono stati individuati i seguenti Obiettivi Generali (OG) e correlati Obiettivi specifici (OS):

OG1. Trasformazione del sistema energetico Sardo verso una configurazione integrata e intelligente (Sardinian Smart Energy System)

- OS1.1. Integrazione dei sistemi energetici elettrici, termici e della mobilità attraverso le tecnologie abilitanti dell'Information and Communication Technology (ICT);
- OS1.2. Sviluppo e integrazione delle tecnologie di accumulo energetico;
- OS1.3. Modernizzazione gestionale del sistema energetico;

- OS1.4. Aumento della competitività del mercato energetico regionale e una sua completa integrazione nel mercato europeo dell'energia;
- OG2. Sicurezza energetica OS2.1. Aumento della flessibilità del sistema energetico elettrico;
 OS2.2. Promozione della generazione distribuita da fonte rinnovabile destinata all'autoconsumo;
 OS2.3. Metanizzazione della Regione Sardegna tramite l'utilizzo del GNL (Gas Naturale Liquefatto) quale vettore energetico fossile di transizione;
 OS2.4. Gestione della transizione energetica delle fonti fossili (Petrolio e Carbone);
 OS2.5. Diversificazione nell'utilizzo delle fonti energetiche;
 OS2.6. Utilizzo e valorizzazione delle risorse energetiche endogene;
- OG3. Aumento dell'efficienza e del risparmio energetico
 OS3.1. Efficientamento energetico nel settore elettrico, termico e dei trasporti;
 OS3.2. Risparmio energetico nel settore elettrico termico e dei trasporti;
 OS3.3. Adeguamento e sviluppo di reti integrate ed intelligenti nel settore elettrico, termico e dei trasporti;
- OG4. Promozione della ricerca e della partecipazione attiva in campo energetico
 OS4.1. Promozione della ricerca e dell'innovazione in campo energetico;
 OS4.2. Potenziamento della "governance" del sistema energetico regionale;
 OS4.3. Promozione della consapevolezza in campo energetico garantendo la partecipazione attiva alla attuazione delle scelte di piano;
 OS4.4. Monitoraggio energetico;

L'utilizzo delle fonti rinnovabili, in relazione al raggiungimento degli obiettivi di Piano assume una grande importanza, in particolar modo in merito ai seguenti punti:

- Incremento della produzione di energia elettrica;
- Raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO₂;
- Aumento dell'autonomia e della flessibilità del sistema elettrico che collaborano al raggiungimento dell'OG2 sulla sicurezza del sistema energetico regionale.

In particolare, le Azioni di piano correlate alle categorie di azione per la "Realizzazione di nuove infrastrutture per la produzione energetica da FER – Fonte eolica sono le seguenti (*fonte Rapporto Ambientale del PEARS*):

Tabella 11-2 – Azioni di piano correlate alla "realizzazione di nuove infrastrutture pe la produzione energetica da FER – fonte eolica"

Cod. Azione	Descrizione Azione
AS1.12	Integrazione dei sistemi di accumulo con la generazione distribuita per la realizzazione di micro reti intelligenti nel comparto pubblico e nei distretti energetici.
AS2.3	Installazione entro il 2030 di impianti di generazione distribuiti da fonte rinnovabili per una producibilità attesa di 2-3 TWh/anno stimolando, coerentemente con le normative di settore, il loro asservimento al consumo istantaneo.
EPU1	Azioni di efficientamento nel sistema pubblico di gestione delle acque
EPU3	Azioni per l'utilizzo delle risorse rinnovabili locali nei comuni
EPU6	Azioni per la realizzazione di micro reti elettriche comunali
EPU7	Azioni per la realizzazione di micro reti elettriche negli edifici pubblici

Si ritiene inoltre doveroso citare il "Piano d'azione regionale per le energie rinnovabili in Sardegna", seppur precedente al PEARS. Tale Piano, approvato con DGR n. 12/21 del 20/03/2012, costituisce documento di indirizzo sulle fonti rinnovabili, previsto dall'art. 6 c. 7 della Lr 3/2009

Secondo una ripartizione di quote di competenza (c.d. burden sharing) stabilite nel Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 15 Marzo 2012. La Sardegna avrebbe dovuto raggiungere nel 2020 una percentuale di consumi finali lordi soddisfatti da fonti energetiche rinnovabili pari al 17,8%.

Il raggiungimento degli obiettivi assegnati alla Sardegna dal meccanismo del Burden Sharing passa attraverso la massimizzazione della producibilità e del consumo rinnovabile, la promozione e la diversificazione delle fonti energetiche, al fine di ottenere un mix energetico equilibrato tra le diverse fonti rinnovabili e limitare gli effetti negativi della loro non programmabilità e la minimizzazione dei consumi finali lordi complessivi.

Si comprende facilmente quindi come questa iniziativa rientri nel quadro di interesse regionale, nazionale ed europeo.

11.3 Benefici ambientali

L'utilizzo di fonti rinnovabili comporta un indubbio beneficio a livello ambientale, in termini di tonnellate equivalenti di petrolio risparmiate e mancate emissioni di gas serra, polveri e inquinanti. Considerando un fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria pari a 0,187 TEP/MWh (fonte ARERA), il progetto in esame permette di risparmiare almeno 32'977 TEP ogni anno di esercizio, per un totale di 989'323 TEP su 30 anni di vita del progetto.

La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili determina una riduzione del fattore di emissione per la produzione elettrica totale poiché tali fonti hanno un bilancio emissivo pari a zero (Ispra, 2020).

Il seguente grafico rende evidente che il contributo alla riduzione delle emissioni di gas serra è stato rilevante fin dal 1990 grazie al fondamentale apporto di energia idroelettrica e che negli ultimi anni la forbice tra emissioni effettive e emissioni teoriche senza fonti rinnovabili si allarga in seguito allo sviluppo delle fonti rinnovabili non tradizionali. Dal 1990 fino al 2007 l'impatto delle fonti rinnovabili in termini di riduzione delle emissioni presenta un andamento oscillante intorno a un valore medio di 30,6 Mt CO₂ parallelamente alla variabilità osservata per la produzione idroelettrica. Successivamente lo sviluppo delle fonti non tradizionali ha determinato una impennata dell'impatto con un picco di riduzione delle emissioni registrato nel 2014 quando grazie alla produzione rinnovabile non sono state emesse 69,2 Mt di CO₂.

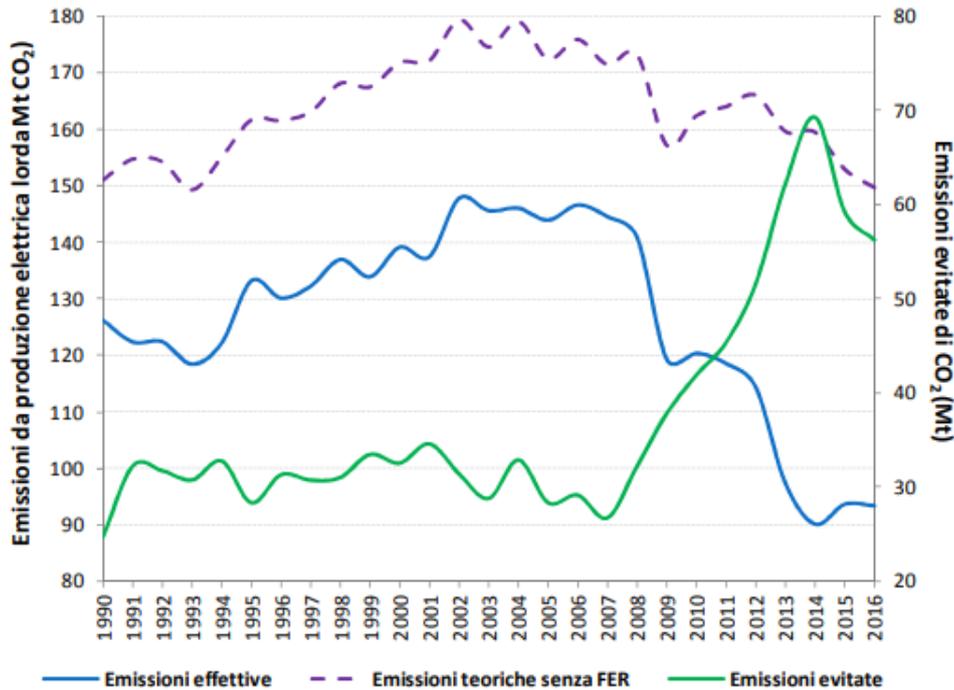


Figura 11-4 - Andamento delle emissioni effettive per la produzione lorda di energia elettrica e delle emissioni teoriche per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili con equivalente produzione da fonti fossili. (*Fonte Ispra)

Considerando l'impatto delle fonti rinnovabili registrato in passato, diventa utile osservare l'andamento delle emissioni evitate a partire dall'anno base 2005 quando la produzione rinnovabile ha consentito di evitare l'emissione di 28,3 Mt CO₂. La seguente tabella riporta le emissioni annuali evitate al netto del valore registrato nel 2005.

Tabella 11.3 – Emissioni di CO₂ evitate (Mt) grazie all'utilizzo di fonti rinnovabili rispetto al 2005

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Emissioni evitate	0,8	0,0	3,9	9,5	13,6	17,0	23,3	33,9	40,9	30,8	27,5

Considerando un fattore di emissione della produzione elettrica nazionale (gCO₂/kWh), riferiti alla produzione termoelettrica lorda solo fossile di 493,8 gCO₂/kWh (riferito all'anno 2018, Ispra 2020), il progetto in esame permetterebbe di evitare l'emissione in atmosfera di 87'081 tonnellate CO₂ ogni anno, per un totale di 2'612'449 ton su 30 anni di vita del progetto.

La generazione di energia elettrica e calore comporta anche l'emissione in atmosfera di gas a effetto serra diversi dalla CO₂ quali metano (CH₄) e protossido di azoto (N₂O) e di altri contaminanti atmosferici. Sebbene metano e protossido di azoto siano emessi in quantità estremamente limitata rispetto all'anidride carbonica, questi gas sono caratterizzati da elevati potenziali di riscaldamento globale (25 per il metano e 298 per protossido di azoto).

Al fine del presente studio vengono comunque trascurati, avendo un'incidenza dello 0,4% e 0,7% rispettivamente sulle emissioni di gas serra totali provenienti dal settore elettrico per la produzione di elettricità e calore.

La combustione nel settore elettrico è inoltre responsabile delle emissioni in atmosfera di contaminanti che alterano la qualità dell'aria. Nella seguente tabella sono riportate le emissioni dei principali contaminanti atmosferici quali ossidi di azoto (NO_x), ossidi di zolfo (SO_x), composti organici volatili non metanici (COVNM), monossido di carbonio (CO), ammoniaca (NH₃) e materiale particolato (PM₁₀).

Tabella 11.4 – Fattori di emissione dei contaminanti atmosferici emessi dal settore elettrico per la produzione di energia elettrica e calore (fonte ISPRA)

Contaminanti atmosferici	2005	2010	2015	2016
	mg/kWh*			
Ossidi di azoto - NO _x	368,2	288,1	253,1	237,6
Ossidi di zolfo - SO _x	524,7	222,5	95,4	71,6
Composti organici volatili non metanici - COVNM	51,6	71,0	78,3	82,7
Monossido di carbonio - CO	106,2	98,1	94,0	95,7
Ammoniaca - NH ₃	0,6	0,5	0,6	0,5
Materiale particolato - PM ₁₀	16,9	9,6	6,0	5,7

* energia elettrica totale al netto dai pompaggi + calore in kWh

Considerando i fattori di emissioni specifici per una generazione termoelettrica, ipotizzati cautelativamente pari ai fattori di emissione emessi dal settore elettrico nel 2005, quando l'introduzione delle fonti rinnovabili era ancora contenuta, il progetto in esame permetterebbe di evitare l'emissione in atmosfera di:

Tabella 11.5 – Emissioni evitate a MWh prodotto dal parco eolico, in un anno di esercizio e nella vita utile (30 anni)

	Emissioni specifiche	Emissioni evitate annue	Emissioni evitate in 30 anni di vita utile
	<i>Kg/MWh</i>	<i>Tonnellate/anno</i>	<i>Tonnellate</i>
<i>Anidride carbonica</i>	493,80	87 081,6	2 612 448,9
<i>Ossidi di azoto</i>	0,37	64,9	1 948,0
<i>Ossidi di zolfo</i>	0,52	92,5	2 775,9
<i>COVNM</i>	0,05	9,1	273,0
<i>Monossido di carbonio</i>	0,11	18,7	561,9
<i>Particolato (PM10)</i>	0,02	3,0	89,4

11.4 Ricadute occupazionali

Le ricadute occupazionali di un impianto di generazione di energia elettrica rinnovabile possono essere classificate come segue:

- Creazione di valore aggiunto

Il valore aggiunto è l'aggregato che consente di apprezzare la crescita del sistema economico in termini di nuovi beni e servizi messi a disposizione della comunità per impieghi finali.

E' la risultante dalla differenza tra il valore della produzione di beni e servizi conseguita dalle singole branche produttive e il valore dei beni e servizi intermedi dalle stesse consumati (materie prime e ausiliari impiegate e servizi forniti da altre unità produttive).

- Ricadute occupazionali dirette

Sono date dal numero di Unità di lavoro direttamente impiegate nel settore oggetto di analisi.

- Ricadute occupazionali indirette

Sono date dal numero di Unità di lavoro indirettamente correlate alla produzione di un bene o servizio e includono le unità di lavoro nei settori "fornitori" della filiera sia a valle che a monte.

- Occupazione permanente

L'occupazione permanente si riferisce alle Unità di lavoro impiegate per tutta la durata del ciclo di vita del bene.

- Occupazione temporanea

L'occupazione temporanea indica le Unità di lavoro nelle attività di realizzazione di un certo bene, che, rispetto all'intero ciclo di vita del bene, hanno una durata limitata.

In merito alla valutazione quantitativa delle ricadute economiche ed occupazionali sopra descritte, ci si può riferire a un interessante studio pubblicato da GSE nel giugno del 2019 "I risvolti occupazionali della transizione energetica" e nel 2016 "Le ricadute economiche ed occupazionali delle FER". Infatti, il D.lgs.28/2011-articolo 40, comma 3, lettera a) attribuisce al GSE il compito di: *«sviluppare e applicare metodologie idonee a fornire stime delle ricadute industriali ed occupazionali connesse alla diffusione delle fonti rinnovabili e dalla promozione dell'efficienza energetica»*.

Il modello sviluppato da GSE si basa sulle matrici delle interdipendenze settoriali (analisi input-output) che permettono di stimare gli impatti economici e occupazionali dovuti alla variazione della domanda finale in un certo settore in un dato anno. I costi degli investimenti e delle spese di esercizio e di manutenzione sono basati su dati statistici e tecnico-economici elaborati da GSE.

Le ricadute occupazionali stimate mediante la metodologia input-output non valutano il numero di addetti, ma sono espresse in termini di Unità di Lavoro (ULA), ove una ULA indica la quantità di lavoro prestato nell'anno da un occupato a tempo pieno.

Secondo le analisi del GSE, al loro picco nel 2011, gli investimenti in nuovi impianti FER-E hanno generato oltre 55 mila ULA temporanee dirette. Considerando anche i settori fornitori il totale sale a oltre 100 mila ULA temporanee (dirette più indirette).

I posti di lavoro generati dalle attività di costruzione e installazione degli impianti hanno poi seguito il trend decrescente degli investimenti. Nel 2016 le nuove installazioni hanno generato oltre 16 mila ULA temporanee dirette e indirette.

Nello specifico, l'eolico nel 2016 ha registrato un rapporto ULA/MW relativo alla fase di costruzione di 17 ULA/MW.

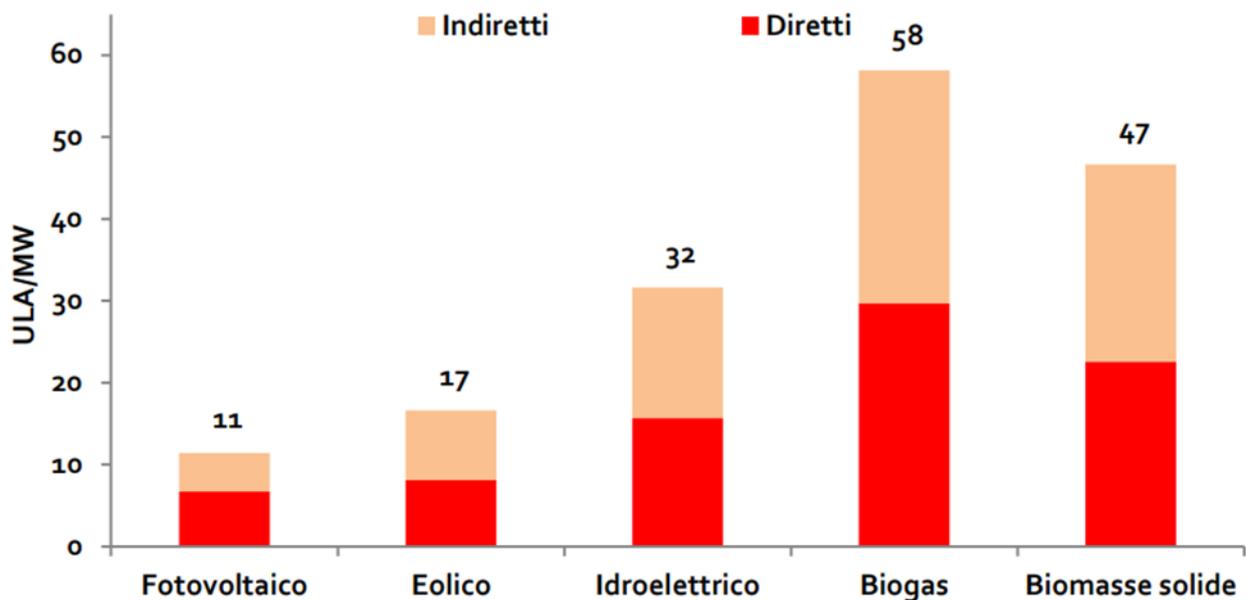


Figura 11-5 – ULA/MW temporanee nel 2016 nella fase di costruzione per diverse fonti rinnovabili (fonte GSE)

Secondo le analisi del GSE nel 2016, le spese di O&M in impianti FER-E hanno generato circa 23 mila ULA permanenti dirette. Considerando anche i settori fornitori il totale sale a circa 39,5 mila ULA permanenti (dirette più indirette).

Nello specifico, l'eolico nel 2016 ha registrato un rapporto ULA/MW relativo alla fase di manutenzione di 0,4 ULA/MW.

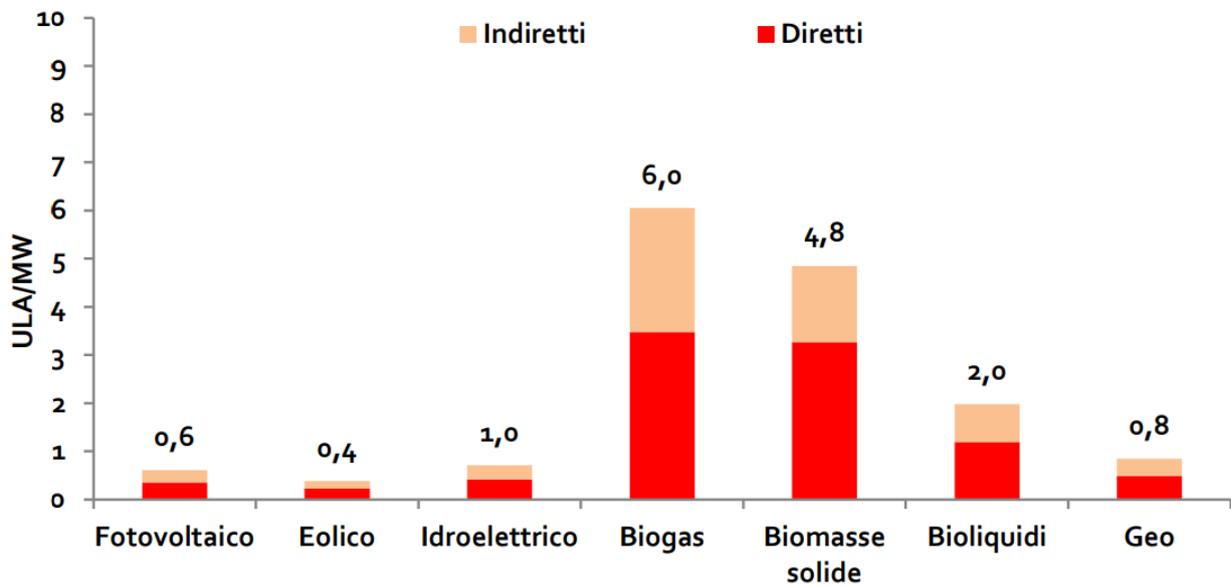


Figura 11-6 - ULA/MW permanenti nel 2016 nella fase di manutenzione per diverse fonti rinnovabili (fonte GSE)

Riferendosi a quanto riportato in precedenza, si può stimare un impatto socio-economico positivo dell'iniziativa, sia in termini di impiego di personale per la costruzione e la conduzione dell'impianto, che per le ricadute economiche per la comunità locale.

Per la costruzione e la manutenzione dell'impianto si privilegerà, infatti, l'impiego di risorse locali favorendone lo sviluppo e dando maggior impulso all'economia del territorio. Inoltre, anche per la fase di sviluppo e progettazione ci si avvale in buona percentuale di professionisti locali.

In analogia con i dati sopra esposti, considerando un impianto di 54 MW, si può stimare per l'impianto in oggetto la creazione delle seguenti Unità Lavorative Annue:

Per il progetto in esame si stimano quindi la creazione di 816 ULA temporanee (fase di realizzazione).

ULA temporanee in fase di realizzazione = 816

ULA permanenti in fase di esercizio = 19

Inoltre, fin dalle prime fasi del progetto, ci si è avvalsi del supporto e dei servizi professionali di risorse qualificate locali, che indubbiamente costituiscono una risorsa in termini logistici e di assoluta conoscenza del territorio in cui il progetto si inserisce.

Per la costruzione e la manutenzione dell'impianto si farà il possibile per privilegiare l'impiego di risorse locali favorendone lo sviluppo e dando maggior impulso all'economia del territorio. Le fasi di cantiere e dismissione saranno appaltate a soggetti qualificati nell'ambito di contratti EPC attraverso l'ufficio acquisti e appalti interno di Sorgenia SpA.

11.5 Ricadute socio-economiche

Oltre alle ricadute occupazionali, già ampiamente trattate nel paragrafo che precede, è opportuno valutare anche il beneficio socio-economico del progetto sulle realtà locali in cui si inserisce.

Il progetto porterebbe opportunità lavorative per molte attività locali già esistenti come quelle ricettive (ristoranti, alberghi, affittacamere), le imprese edili e di manutenzione, l'indotto che orbita nella fornitura di materiali da costruzione e servizi oltre alle nuove figure professionali locali, da formare, che necessiterebbero a servizio del parco eolico.

Fermo restando che, ai sensi del punto 1.1 e del punto 13.4 delle linee guida di cui al DM 10.09.10, per l'attività di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non è dovuto alcun corrispettivo monetario in favore dei Comuni, l'autorizzazione unica può prevedere l'individuazione di misure compensative, a carattere non meramente patrimoniale, a favore degli stessi Comuni e da orientare su interventi di miglioramento ambientale correlati alla mitigazione degli impatti riconducibili al progetto, ad interventi di efficienza energetica, di diffusione di installazioni di impianti a fonti rinnovabili e di sensibilizzazione della cittadinanza sui predetti temi.

Il Proponente promuoverà un dialogo con le Amministrazioni, gli enti e le associazioni locali interessate dalle opere di progetto, con lo scopo primario di identificare misure per favorire l'inserimento del progetto nel territorio, creando le basi per importanti sinergie con le comunità locali. Le eventuali misure compensative verranno definite in sede di Autorizzazione Unica nel rispetto dell'Allegato 2 "Criteri per l'eventuale fissazione di misure compensative" del D.M. 10.09.2010.

Infine, è importante valutare l'indotto economico e sociale derivante dalla presenza stessa dell'impianto sul territorio, in termini di opportunità didattiche e di formazione, ma anche ricreative e culturali, in particolare per gli studenti.

Riferendosi a quanto riportato in precedenza, si può stimare un impatto socio-economico positivo dell'iniziativa, sia in termini di impiego di personale per la costruzione e la conduzione dell'impianto, che per le ricadute economiche per la comunità locale.