

0	Marzo 2022	PRIMA EMISSIONE	GL	MG	DG
REV.	DATA	DESCRIZIONE REVISIONE	REDATTO	VERIFICATO	APROVATO

Volta Gestione Energie

REGIONE SARDEGNA
Provincia di Oristano
 COMUNI DI MOGORELLA E VILLA SANT'ANTONIO



PROGETTO:

PARCO EOLICO MOGORELLA - SANT'ANTONIO
PROGETTO DEFINITIVO

COMMITTENTE:

VGest

Volta Gestione Energie S.r.l.

Piazza Manifattura, 1 – 38068 Rovereto (TN)
 Codice Fiscale e Partita IVA 02650940220
 Tel. +39 0464 625100 - Fax +39 0464 625101
 PEC volta-gestioneenergie@legalmail.it

PROGETTISTA:



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



Mariano Galbo



OGGETTO DELL'ELABORATO:

Studio di impatto ambientale

N° ELABORATO	SCALA	FOGLIO	FORMATO	CODIFICA COMMITTENTE
MOG-PA-R01	---	1 di 231	A4	

ID ELABORATO: MOG-PA-R01-STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE_REV00

Questo elaborato è di proprietà di VGest ed è protetto a termini di legge

VGest

Storia delle revisioni del documento

REV.	DATA	DESCRIZIONE REVISIONE	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO
00	Marzo 2022	PRIMA EMISSIONE	GL	MG	DG

INDICE

1	PREMESSA	6
2	RIFERIMENTI NORMATIVI.....	10
2.1	GENERALITÀ.....	10
2.2	DETTAGLIO DELLA NORMA SULLO STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE	10
2.3	ARTICOLAZIONE DELLO STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE IN OSSEQUIO ALLA NORMA	15
3	DESCRIZIONE DEL PROGETTO	17
3.1	GENERALITÀ.....	17
3.2	UBICAZIONE DEL PROGETTO, TUTELE E VINCOLI PRESENTI	17
3.2.1	Strategia Energetica Nazionale, S.E.N.	27
3.2.2	Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, P.N.R.R.	33
3.2.3	Piano Energetico Ambientale Regionale, P.E.A.R.	37
3.2.4	Piano Stralcio per l’Assetto Idrogeologico, P.A.I.	41
3.2.5	Piano di Tutela delle Acque, P.T.A. e Piano di Gestione del Distretto Idrografico della Sardegna.....	41
3.2.6	Piano Urbanistico Comunale, PUC, del Comune di Mogorella	60
3.2.7	Piano Urbanistico Comunale, PUC, del Comune di Villa S. Antonio	61
3.2.8	Piano Regionale di Qualità dell’Aria Ambiente	61
3.2.9	Piano d’Azione Nazionale per le Fonti Rinnovabili	63
3.2.10	Pacchetto Clima Energia 20-20-20.....	66
3.2.11	Pacchetto per l’Energia Pulita (Clean Energy Package).....	69
3.2.12	Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile.....	77
3.2.13	Piano di Gestione del Rischio di Alluvioni.....	81
3.2.14	Piano Regionale dei Parchi e delle Riserve.....	82
3.2.15	Piano regionale di previsione, prevenzione e lotta attiva contro gli incendi boschivi.....	83
3.2.16	Piano Stralcio delle Fasce Fluviali, P.S.F.F.	85
3.2.17	Compatibilità con la Delibera di Giunta Regionale n. 59/90 del 27/11/2020	86
3.3	DESCRIZIONE DELLE CARATTERISTICHE FISICHE DEL PROGETTO.....	92
3.3.1	Fondazioni aerogeneratori	92
3.3.2	Caratteristiche degli aerogeneratori di nuova installazione	94
3.3.3	Piazzole aerogeneratori.....	98
3.3.4	Strade di accesso e viabilità di servizio.....	100
3.3.5	Elettrodotti interrati.....	104
3.3.6	Sotto-Stazione Elettrica Utente, SSEU e opere di connessione alla RTN.....	106
3.4	DESCRIZIONE DELLA FASE DI FUNZIONAMENTO DEL PROGETTO.....	115
3.5	VALUTAZIONE DEL TIPO E DELLA QUANTITÀ DEI RESIDUI E DELLE EMISSIONI PREVISTE	116
3.6	DESCRIZIONE DELLA TECNICA PRESCELTA	117
4	DESCRIZIONE DELLE PRINCIPALI ALTERNATIVE.....	122
4.1	GENERALITÀ.....	122
4.2	MOTIVAZIONI RELATIVE ALLA SCELTA DEL SITO	122
4.3	ALTERNATIVA ZERO	123
4.4	REALIZZAZIONE DEL PARCO PRESSO UN ALTRO SITO	124
5	DESCRIZIONE DELLO STATO ATTUALE DELL’AMBIENTE	125
5.1	GENERALITÀ.....	125
5.2	STATO ATTUALE (SCENARIO DI BASE)	125
5.3	DESCRIZIONE DELL’EVOLUZIONE DELL’AMBIENTE IN CASO DI MANCATA ATTUAZIONE DEL PROGETTO	125
6	DESCRIZIONE DEI FATTORI DI CUI ALL’ART. 5, CO. 1 LETT. C).....	130
6.1	GENERALITÀ.....	130

6.2	IMPATTI SU POPOLAZIONE E SALUTE UMANA	131
6.2.1	<i>Impatti connessi con la realizzazione delle opere e con l’esercizio dell’impianto</i>	131
6.2.2	<i>Impatto legato alle ricadute occupazionali</i>	131
6.3	IMPATTI SULLE BIODIVERSITÀ	138
6.4	IMPATTI SU TERRITORIO, SUOLO, ACQUA, ARIA E CLIMA	138
6.5	IMPATTI SU BENI MATERIALI, PATRIMONIO CULTURALE, PATRIMONIO AGROALIMENTARE E PAESAGGIO	139
6.6	INTERAZIONE TRA I FATTORI SOPRA ELENCATI	139
7	METODI DI PREVISIONE PER INDIVIDUARE GLI IMPATTI	140
7.1	GENERALITÀ	140
7.2	METODI DI PREVISIONE PER INDIVIDUARE E VALUTARE GLI IMPATTI	140
8	DESCRIZIONE DEI POSSIBILI IMPATTI AMBIENTALI DEL PROGETTO PROPOSTO 142	
8.1	GENERALITÀ	142
8.2	DEFINIZIONE DEGLI IMPATTI	143
8.3	DESCRIZIONE DEGLI IMPATTI PER LA FASE DI COSTRUZIONE	149
8.3.1	<i>Utilizzazione di territorio</i>	149
8.3.2	<i>Utilizzazione di suolo</i>	150
8.3.3	<i>Utilizzazione di risorse idriche</i>	151
8.3.4	<i>Impatto sulle biodiversità</i>	151
8.3.5	<i>Emissione di inquinanti/gas serra</i>	152
8.3.6	<i>Inquinamento acustico</i>	152
8.3.7	<i>Emissione di vibrazioni</i>	153
8.3.8	<i>Smaltimento rifiuti</i>	154
8.3.9	<i>Rischio per il paesaggio/ ambiente</i>	155
8.4	DESCRIZIONE DEGLI IMPATTI PER LA FASE DI ESERCIZIO	155
8.4.1	<i>Utilizzazione di territorio</i>	157
8.4.2	<i>Utilizzazione di suolo</i>	158
8.4.3	<i>Utilizzazione di risorse idriche</i>	158
8.4.4	<i>Impatto sulle biodiversità</i>	158
8.4.5	<i>Emissione di inquinanti/gas serra</i>	158
8.4.6	<i>Inquinamento acustico</i>	159
8.4.7	<i>Emissione di vibrazioni</i>	159
8.4.8	<i>Emissione di radiazioni</i>	159
8.4.9	<i>Smaltimento rifiuti</i>	159
8.4.10	<i>Rischio per la salute umana</i>	160
8.4.11	<i>Rischio per il paesaggio/ ambiente</i>	160
8.4.12	<i>Cumulo con effetti derivanti da progetti esistenti e/o approvati</i>	160
8.5	DESCRIZIONE DEGLI IMPATTI PER LA FASE DI SMONTAGGIO	161
8.5.1	<i>Utilizzazione di territorio</i>	162
8.5.2	<i>Utilizzazione di suolo</i>	162
8.5.3	<i>Utilizzazione di risorse idriche</i>	162
8.5.4	<i>Impatto sulle biodiversità</i>	163
8.5.5	<i>Emissione di inquinanti/gas serra</i>	163
8.5.6	<i>Inquinamento acustico</i>	163
8.5.7	<i>Emissione di vibrazioni</i>	164
8.5.8	<i>Smaltimento rifiuti</i>	164
9	MISURE PER EVITARE, PREVENIRE O RIDURRE GLI IMPATTI	165
9.1	GENERALITÀ	165
9.2	MISURE DI MITIGAZIONE IN FASE DI REALIZZAZIONE DELL’IMPIANTO	165
9.2.1	<i>Utilizzazione di territorio</i>	165
9.2.2	<i>Utilizzazione di suolo</i>	166
9.2.3	<i>Utilizzazione di risorse idriche</i>	167
9.2.4	<i>Impatto sulle biodiversità</i>	167
9.2.5	<i>Emissione di inquinanti/gas serra</i>	168

9.2.6	Inquinamento acustico.....	169
9.2.7	Emissione di vibrazioni.....	171
9.2.8	Smaltimento rifiuti.....	171
9.2.9	Rischio per il paesaggio/ ambiente	173
9.3	MISURE DI MITIGAZIONE IN FASE DI ESERCIZIO DELL’IMPIANTO	173
9.3.1	Generalità.....	173
9.3.2	Utilizzazione di territorio	174
9.3.3	Utilizzazione di suolo.....	174
9.3.4	Impatto sulle biodiversità.....	175
9.3.5	Inquinamento acustico.....	179
9.3.6	Emissione di vibrazioni.....	180
9.3.7	Emissione di radiazioni.....	181
9.3.8	Smaltimento rifiuti.....	182
9.3.9	Rischio per la salute umana.....	183
9.3.10	Rischio per il paesaggio/ ambiente	183
9.3.11	Cumulo con effetti derivanti da progetti esistenti e/ o approvati	185
9.4	MISURE DI MITIGAZIONE IN FASE DI SMONTAGGIO DELL’IMPIANTO	186
9.4.1	Utilizzazione di territorio	186
9.4.2	Utilizzazione di suolo.....	186
9.4.3	Utilizzazione di risorse idriche.....	187
9.4.4	Impatto sulle biodiversità.....	187
9.4.5	Emissione di inquinanti/ gas serra.....	187
9.4.6	Inquinamento acustico.....	187
9.4.7	Emissione di vibrazioni.....	187
9.4.8	Smaltimento rifiuti.....	187
9.5	PROGETTO DI MONITORAGGIO AMBIENTALE, PMA	188
9.5.1	Generalità.....	188
9.5.2	Avifauna.....	189
9.5.3	Rumore	189
9.5.4	Vibrazioni.....	203
9.5.5	Paesaggio e beni culturali.....	211
9.5.6	Atmosfera/ aria.....	214
10	DESCRIZIONE DI ELEMENTI E BENI CULTURALI E PAESAGGISTICI PRESENTI	216
10.1	GENERALITÀ.....	216
10.2	ANALISI DEL PIANO PAESAGGISTICO	216
10.3	ELEMENTI DEL PIANO.....	220
11	VULNERABILITÀ DEL PROGETTO.....	226
11.1	GENERALITÀ.....	226
11.2	IMPATTI AMBIENTALI SIGNIFICATIVI DERIVANTI DALLA VULNERABILITÀ DEL PROGETTO	226
12	ELENCO DEI RIFERIMENTI E DELLE FONTI UTILIZZATE.....	229
12.1	GENERALITÀ.....	229
12.2	BIBLIOGRAFIA DEL SIA.....	229
13	SOMMARIO DI EVENTUALI DIFFICOLTÀ PER LA REDAZIONE DELLO SIA	231
13.1	GENERALITÀ.....	231
13.2	ELENCO DELLE CRITICITÀ	231

1 PREMESSA

Volta Gestione Energie, con sede in 38068 Rovereto (TN), Piazza Manifattura n. 1, operante nel settore dello sviluppo di nuovi progetti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, nasce da un’operazione di scissione di Volta Green Energy e si avvale dell’esperienza più che decennale di professionisti, con oltre 500 MW di parchi eolici e 100 MW di impianti fotovoltaici sviluppati, costruiti e gestiti.

Volta Green Energy ha recentemente completato i lavori di una delle prime installazioni eoliche in Italia che, da aprile 2020 con successo, è operativa su base merchant, e cioè si sostiene economicamente senza il ricorso a produzione incentivata.

Si tratta di due ampliamenti di un parco eolico già in esercizio da 48 MW con una potenza aggiuntiva di 18 MW. Tutte le altre attività di realizzazione dei due impianti (ingegneria, permitting, lavori civili ed elettrici, acquisti, consulenze, ecc), le attività di collaudo, nonché gestione, coordinamento e armonizzazione tra tutti i diversi soggetti coinvolti e le rispettive attività, sono state svolte da Volta Green Energy, le cui professionalità avevano portato avanti anche lo sviluppo delle iniziative.

Oggi, Volta Gestione Energie, insieme ad un partner di primaria importanza nel settore delle energie rinnovabili, sta realizzando un impianto eolico della potenza di circa 44 MW, costituito da 9 aerogeneratori e sta per iniziare i lavori di un altro impianto eolico da 30 MW, entrambi in Sicilia. Lo sviluppo delle iniziative è stato portato avanti dal team di Volta Green Energy.

Volta Gestione Energie (di seguito anche la “Società”), ha in progetto la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica, mediante l’installazione di 6 aerogeneratori di potenza unitaria pari a 6,3 MW, per una potenza complessiva di 37,8 MW, nei territori Comunali di Mogorella e di Villa Sant’Antonio, in provincia di Oristano (di seguito anche “Parco Eolico Mogorella - Sant’Antonio” o solamente “Parco Eolico”).

Secondo quanto previsto dal preventivo di connessione prot. n. 51717, Codice Pratica 202001093, rilasciato da Terna S.p.A. in data 18/08/2020, e trasmesso da Terna S.p.A. in data 18/08/2020, poi accettato dalla Società in data 15/12/2020, l’impianto si collegherà alla RTN per la consegna della energia elettrica prodotta attraverso una stazione utente di trasformazione e consegna (“SSEU”) da collegare in antenna a 220 kV su un nuovo stallo a 220 kV dell’esistente Stazione Elettrica (“SE”) di smistamento della RTN a 220 kV di “Mogorella”.

Il modello di aerogeneratore (“WTG”) scelto, dopo opportune considerazioni tecniche ed economico finanziarie, è Siemens Gamesa SG170 da 6,3 MW con altezza mozzo pari a 115 m, diametro rotore pari a 170 m e altezza massima al top della pala pari a 200 m. Questo modello di aerogeneratore è allo stato attuale quello ritenuto più idoneo per il sito di progetto dell’impianto.

L’area interessata dal Parco Eolico ricade su una superficie prevalentemente agricola. I terreni sui quali si intende realizzare l’impianto sono tutti di proprietà privata. Il territorio è caratterizzato da un’orografia prevalentemente collinare, le posizioni delle macchine hanno all’incirca un’altitudine media s.l.m. di 300 m.

L’energia prodotta dagli aerogeneratori sarà convogliata alla SSEU prevista nel Comune di Mogorella (OR), nella particella 5 del foglio 2, per la trasformazione e la consegna dell’energia elettrica alla Rete di Trasmissione Nazionale.

La sottostazione AT/MT del Parco Eolico Mogorella - Sant’Antonio prevede la condivisione di alcune opere utente con la sottostazione elettrica di un altro impianto eolico in progetto proposto da un altro operatore; entrambe le sottostazioni, nell’ottica di razionalizzazione delle opere di rete, saranno quindi collegate al medesimo stallo a 220 kV della esistente SE RTN “Mogorella”.

Il progetto, nel dettaglio, si compone dei seguenti elementi:

- n. 6 aerogeneratori con altezza al mozzo pari a 115 m e diametro rotore pari a 170 m.
La turbina di progetto è la SG170, di potenza pari a 6,30 MW;
- un elettrodotto interrato in MT da 30 kV, di collegamento tra gli aerogeneratori e la Sotto-Stazione Elettrica Utente (di seguito anche “SSEU”) 30/220 kV;
- una Sottostazione così suddivisa:
 - parte a servizio di un altro produttore oggetto di altra iniziativa;
 - parte della Stazione produttore VGEST costituita da uno Stallo per la presente iniziativa e la predisposizione per un altro stallo futuro, (V. schema unifilare,

tavola T31, stallo “Previsione futura”, e pianta elettromeccanica, tavola T37, “Stallo n. 2 previsione futura”);

- parte comune costituita da un sistema sbarre a 220 kV e stallo AT a 220 kV (partenza elettrodotto interrato AT verso Terna);
- un elettrodotto interrato in AT a 220 kV di collegamento tra la Sotto-Stazione Elettrica Utente (anche SSEU o in generale Sottostazione) e la Stazione Elettrica esistente, denominata “Mogorella” (nel prosieguo anche “SE”);
- un nuovo stallo a 220 kV della esistente SE di smistamento della RTN a 220 kV di “Mogorella”.

Arricchiscono e contribuiscono alla leggibilità del presente Studio i seguenti elaborati:

Codice elaborato				Descrizione
MOG	PA	R	03	RELAZIONE ARCHEOLOGICA
MOG	PA	R	04	PIANO PRELIMINARE DI UTILIZZO IN SITO DELLE TERRE E ROCCE DA SCAVO
MOG	PA	R	05	STUDIO ANEMOLOGICO E ANALISI DI PRODUCIBILITÀ
MOG	PA	R	06	STUDIO DI IMPATTO ACUSTICO
MOG	PA	R	07	STUDIO SUGLI EFFETTI DELLO SHADOW FLICKERING
MOG	PA	R	08	ANALISI DEGLI EFFETTI DELLA ROTTURA DEGLI ORGANI ROTANTI
MOG	PA	R	09	INQUADRAMENTO FLORISTICO-VEGETAZIONALE
MOG	PA	R	10	STUDIO FAUNISTICO
MOG	PA	R	11	PIANO DI MONITORAGGIO DELL’AVIFAUNA E DELLA CHIROTTEROFAUNA
MOG	PA	R	12	RELAZIONE AGRONOMICA
MOG	PA	R	14	ANALISI DI INTERVISIBILITA'
MOG	PA	R	15	CENSIMENTO FABBRICATI ESISTENTI
MOG	PA	T	16	CARTA DEI VINCOLI SU CTR
MOG	PA	T	17	CARTA PAI E VINCOLO IDROGEOLOGICO
MOG	PA	T	18	ALL.REL.ARCHEOL: CARTA DEI SITI E DEL POTENZIALE ARCHEOLOGICO
MOG	PA	T	19	ALL.REL.ARCHEOL: CARTA DELLA VISIBILITÀ DEI SUOLI
MOG	PA	T	20	ALL.REL.ARCHEOL: CARTA DEL RISCHIO POTENZIALE
MOG	PA	T	21	CARTA AREE NON IDONEE
MOG	PA	T	22	CARTA PPR (PIANO PAESISTICO REGIONALE)
MOG	PA	T	23	IMPATTI CUMULATIVI
MOG	PA	T	24	CARTA PPR - ASSETTO AMBIENTALE
MOG	PA	T	25	CARTA PPR - ASSETTO STORICO CULTURALE

Codice elaborato				Descrizione
MOG	PA	T	26	CARTA PPR - ASSETTO INSEDIATIVO
MOG	PA	T	27	CARTA PARCHI E RISERVE E SITI DI RILEVANZA NATURALISTICA
MOG	PA	T	28	CARTA AREE PERCORSE DAL FUOCO
MOG	PA	T	29	COROGRAFIA CON INDIVIDUAZIONE IMPIANTI FER ENTRO 10 KM
MOG	PA	T	30	CARTA DELL'USO DEL SUOLO
MOG	PA	T	31	CARTA DEI VINCOLI ENTRO I 10 KM DAGLI AEROGENERATORI
MOG	PA	T	32	CARTA CON DISTANZE DA CONSIDERARE PER GLI IMPIANTI EOLICI
MOG	PA	T	33	RENDERING E FOTOINSERIMENTI
MOG	PA	T	34	MAPPE DI VISIBILITA' TEORICA
MOG	PA	T	35	CARTA GEOLOGICA
MOG	PA	T	36	CARTA GEOMORFOLOGICA
MOG	PA	T	37	CARTA IDROGEOLOGICA
MOG	PA	T	38	PROFILI GEOLOGICI
MOG	PA	T	39	COROGRAFIA DEI BACINI – STUDIO IDRAULICO
MOG	PA	T	40	CARTA DI ZONIZZAZIONE DELLA PERICOLOSITÀ GEOLOGICA

Tab. 1 – Elenco degli allegati alla Relazione di SIA

Per tutti i dettagli non riportati dalla presente Relazione di SIA, si rinvia alla Relazione tecnica descrittiva (elaborato avente codice MOG-CE-R01) del progetto definitivo.

2 RIFERIMENTI NORMATIVI

2.1 GENERALITÀ

Il progetto dell’impianto in argomento ricade nell’ambito dell’Allegato II alla Parte Seconda del D. Lgs. 152/2006 e ss. mm. e ii.. L’Allegato II indica i progetti di competenza statale e al punto 2 si legge: *Installazioni relative a impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 30 MW* (fattispecie introdotta con l’art. 22 del D. Lgs. 104/2017). Di questa casistica fa parte il progetto in esame.

2.2 DETTAGLIO DELLA NORMA SULLO STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

Dal punto di vista normativo, lo Studio di Impatto Ambientale, S.I.A., viene redatto ai sensi dell’art. 22 del D. Lgs. 152/2006, Norme in materia ambientale, aggiornato dal D. Lgs. 104/2017. Di seguito quanto riportato dall’art. 22:

1. *Lo studio di impatto ambientale è predisposto dal proponente secondo le indicazioni e i contenuti di cui all’allegato VII alla parte seconda del presente decreto, sulla base del parere espresso dall’autorità competente a seguito della fase di consultazione sulla definizione dei contenuti di cui all’articolo 21, qualora attivata.*
2. *Sono a carico del proponente i costi per la redazione dello studio di impatto ambientale e di tutti i documenti elaborati nelle varie fasi del procedimento.*
3. *Lo studio di impatto ambientale contiene almeno le seguenti informazioni:*
 - a. *una descrizione del progetto, comprendente informazioni relative alla sua ubicazione e concezione, alle sue dimensioni e ad altre sue caratteristiche pertinenti;*
 - b. *una descrizione dei probabili effetti significativi del progetto sull’ambiente, sia in fase di realizzazione che in fase di esercizio e di dismissione;*
 - c. *una descrizione delle misure previste per evitare, prevenire o ridurre e, possibilmente, compensare i probabili impatti ambientali significativi e negativi;*
 - d. *una descrizione delle alternative ragionevoli prese in esame dal proponente, adeguate al progetto ed alle sue caratteristiche specifiche, compresa l’alternativa zero, con indicazione delle ragioni principali alla base dell’opzione scelta, prendendo in considerazione gli impatti ambientali;*

- e. *il progetto di monitoraggio dei potenziali impatti ambientali significativi e negativi derivanti dalla realizzazione e dall’esercizio del progetto, che include le responsabilità e le risorse necessarie per la realizzazione e la gestione del monitoraggio;*
 - f. *qualsiasi informazione supplementare di cui all’allegato VII relativa alle caratteristiche peculiari di un progetto specifico o di una tipologia di progetto e dei fattori ambientali che possono subire un pregiudizio.*
4. *Allo studio di impatto ambientale deve essere allegata una sintesi non tecnica delle informazioni di cui al comma 3, predisposta al fine di consentirne un’agevole comprensione da parte del pubblico ed un’agevole riproduzione.*
5. *Per garantire la completezza e la qualità dello studio di impatto ambientale e degli altri elaborati necessari per l’espletamento della fase di valutazione, il proponente:*
- a. *tiene conto delle conoscenze e dei metodi di valutazione disponibili derivanti da altre valutazioni pertinenti effettuate in conformità della legislazione europea, nazionale o regionale, anche al fine di evitare duplicazioni di valutazioni;*
 - b. *ha facoltà di accedere ai dati e alle pertinenti informazioni disponibili presso le pubbliche amministrazioni, secondo quanto disposto dalle normative vigenti in materia;*
 - c. *cura che la documentazione sia elaborata da esperti con competenze e professionalità specifiche nelle materie afferenti alla valutazione ambientale, e che l’esattezza complessiva della stessa sia attestata da professionisti iscritti agli albi professionali.*

I contenuti dello SIA sono definiti dall’Allegato VII richiamato dal comma 1 del citato art. 22.

Di seguito quanto richiamato dall’Allegato:

ALLEGATO VII - Contenuti dello Studio di impatto ambientale di cui all’articolo 22.

1. *Descrizione del progetto, comprese in particolare:*
- a. *la descrizione dell’ubicazione del progetto, anche in riferimento alle tutele e ai vincoli presenti;*
 - b. *una descrizione delle caratteristiche fisiche dell’insieme del progetto, compresi, ove pertinenti, i lavori di demolizione necessari, nonché delle esigenze di utilizzo del suolo durante le fasi di costruzione e di funzionamento;*
 - c. *una descrizione delle principali caratteristiche della fase di funzionamento del progetto e, in particolare dell’eventuale processo produttivo, con l’indicazione, a titolo esemplificativo e non esaustivo, del fabbisogno e del consumo di energia, della natura e delle quantità dei materiali e delle risorse naturali impiegate (quali acqua, territorio, suolo e biodiversità);*

- d. *una valutazione del tipo e della quantità dei residui e delle emissioni previsti, quali, a titolo esemplificativo e non esaustivo, inquinamento dell’acqua, dell’aria, del suolo e del sottosuolo, rumore, vibrazione, luce, calore, radiazione, e della quantità e della tipologia di rifiuti prodotti durante le fasi di costruzione e di funzionamento;*
 - e. *la descrizione della tecnica prescelta, con riferimento alle migliori tecniche disponibili a costi non eccessivi, e delle altre tecniche previste per prevenire le emissioni degli impianti e per ridurre l’utilizzo delle risorse naturali, confrontando le tecniche prescelte con le migliori tecniche disponibili.*
2. *Una descrizione delle principali alternative ragionevoli del progetto (quali, a titolo esemplificativo e non esaustivo, quelle relative alla concezione del progetto, alla tecnologia, all’ubicazione, alle dimensioni e alla portata) prese in esame dal proponente, compresa l’alternativa zero, adeguate al progetto proposto e alle sue caratteristiche specifiche, con indicazione delle principali ragioni della scelta, sotto il profilo dell’impatto ambientale, e la motivazione della scelta progettuale, sotto il profilo dell’impatto ambientale, con una descrizione delle alternative prese in esame e loro comparazione con il progetto presentato.*
3. *La descrizione degli aspetti pertinenti dello stato attuale dell’ambiente (scenario di base) e una descrizione generale della sua probabile evoluzione in caso di mancata attuazione del progetto, nella misura in cui i cambiamenti naturali rispetto allo scenario di base possano essere valutati con uno sforzo ragionevole in funzione della disponibilità di informazioni ambientali e conoscenze scientifiche.*
4. *Una descrizione dei fattori specificati all’articolo 5, comma 1, lettera c), del presente decreto potenzialmente soggetti a impatti ambientali dal progetto proposto, con particolare riferimento alla popolazione, salute umana, biodiversità (quali, a titolo esemplificativo e non esaustivo, fauna e flora), al territorio (quale, a titolo esemplificativo e non esaustivo, sottrazione del territorio), al suolo (quali, a titolo esemplificativo e non esaustivo, erosione, diminuzione di materia organica, compattazione, impermeabilizzazione), all’acqua (quali, a titolo esemplificativo e non esaustivo, modificazioni idromorfologiche, quantità e qualità), all’aria, ai fattori climatici (quali, a titolo esemplificativo e non esaustivo, emissioni di gas a effetto serra, gli impatti rilevanti per l’adattamento), ai beni materiali, al patrimonio culturale, al patrimonio agroalimentare, al paesaggio, nonché all’interazione tra questi vari fattori.*
5. *Una descrizione dei probabili impatti ambientali rilevanti del progetto proposto, dovuti, tra l’altro:*
 - a. *alla costruzione e all’esercizio del progetto, inclusi, ove pertinenti, i lavori di demolizione;*
 - b. *all’utilizzazione delle risorse naturali, in particolare del territorio, del suolo, delle risorse*

- idriche e della biodiversità, tenendo conto, per quanto possibile, della disponibilità sostenibile di tali risorse;*
- c. all'emissione di inquinanti, rumori, vibrazioni, luce, calore, radiazioni, alla creazione di sostanze nocive e allo smaltimento dei rifiuti;*
 - d. ai rischi per la salute umana, il patrimonio culturale, il paesaggio o l'ambiente (quali, a titolo esemplificativo e non esaustivo, in caso di incidenti o di calamità);*
 - e. al cumulo con gli effetti derivanti da altri progetti esistenti e/o approvati, tenendo conto di eventuali criticità ambientali esistenti, relative all'uso delle risorse naturali e/o ad aree di particolare sensibilità ambientale suscettibili di risentire degli effetti derivanti dal progetto;*
 - f. all'impatto del progetto sul clima (quali, a titolo esemplificativo e non esaustivo, natura ed entità delle emissioni di gas a effetto serra) e alla vulnerabilità del progetto al cambiamento climatico;*
 - g. alle tecnologie e alle sostanze utilizzate.*

La descrizione dei possibili impatti ambientali sui fattori specificati all'articolo 5, comma 1, lettera c), del presente decreto include sia effetti diretti che eventuali effetti indiretti, secondari, cumulativi, transfrontalieri, a breve, medio e lungo termine, permanenti e temporanei, positivi e negativi del progetto. La descrizione deve tenere conto degli obiettivi di protezione dell'ambiente stabiliti a livello di Unione o degli Stati membri e pertinenti al progetto.

- 6. La descrizione da parte del proponente dei metodi di previsione utilizzati per individuare e valutare gli impatti ambientali significativi del progetto, incluse informazioni dettagliate sulle difficoltà incontrate nel raccogliere i dati richiesti (quali, a titolo esemplificativo e non esaustivo, carenze tecniche o mancanza di conoscenze) nonché sulle principali incertezze riscontrate.*
- 7. Una descrizione delle misure previste per evitare, prevenire, ridurre o, se possibile, compensare gli impatti ambientali significativi e negativi identificati del progetto e, ove pertinenti, delle eventuali disposizioni di monitoraggio (quale, a titolo esemplificativo e non esaustivo, la preparazione di un'analisi ex post del progetto). Tale descrizione deve spiegare in che misura gli impatti ambientali significativi e negativi sono evitati, prevenuti, ridotti o compensati e deve riguardare sia le fasi di costruzione che di funzionamento.*
- 8. La descrizione degli elementi e dei beni culturali e paesaggistici eventualmente presenti, nonché dell'impatto del progetto su di essi, delle trasformazioni proposte e delle misure di mitigazione e compensazione eventualmente necessarie.*
- 9. Una descrizione dei previsti impatti ambientali significativi e negativi del progetto, derivanti dalla*

vulnerabilità del progetto ai rischi di gravi incidenti e/o calamità che sono pertinenti per il progetto in questione. A tale fine potranno essere utilizzate le informazioni pertinenti disponibili, ottenute sulla base di valutazioni del rischio effettuate in conformità della legislazione dell’Unione (a titolo e non esaustivo la direttiva 2012/18/UE del Parlamento europeo e del Consiglio o la direttiva 2009/71/Euratom del Consiglio), ovvero di valutazioni pertinenti effettuate in conformità della legislazione nazionale, a condizione che siano soddisfatte le prescrizioni del presente decreto. Ove opportuno, tale descrizione dovrebbe comprendere le misure previste per evitare o mitigare gli impatti ambientali significativi e negativi di tali eventi, nonché dettagli riguardanti la preparazione a tali emergenze e la risposta proposta.

10. *Un riassunto non tecnico delle informazioni trasmesse sulla base dei punti precedenti.*
11. *Un elenco di riferimenti che specifichi le fonti utilizzate per le descrizioni e le valutazioni incluse nello Studio di Impatto Ambientale.*
12. *Un sommario delle eventuali difficoltà, quali lacune tecniche o mancanza di conoscenze, incontrate dal proponente nella raccolta dei dati richiesti e nella previsione degli impatti di cui al punto 5.*

Per la redazione del presente Studio si è tenuto, altresì, conto delle seguenti norme e Piani:

- “Linee Guida per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili” di cui al D.M. 10 Settembre 2010, e in particolare l’Allegato 4. “Impianti eolici: elementi per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio”.
- Deliberazione n. 59/90 del 27.11.2020 dal titolo “Individuazione delle aree non idonee all’installazione di impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili”.
- “Codice dei Beni Culturali e Ambientali” di cui al D. Lgs. 42/2004 e ss. mm. e ii..
- “Riordinamento e riforma della legislazione in materia di boschi e di terreni montani” di cui al Regio Decreto n. 3267/1923.
- Piano Paesaggistico Regionale, P.P.R., della Regione Sardegna, approvato con Decreto del Presidente della Regione n. 82 del 07/09/2006 e ss. mm. e ii..
- Piano Stralcio per l’Assetto Idrogeologico della Regione Sardegna, P.A.I., approvato con Decreto del Presidente della Regione Sardegna n. 67 del 10/07/2006 e ss. mm. e ii..
- Piano di Tutela delle Acque, P.T.A., approvato con Deliberazione della Giunta Regionale n. 14/16 del 4 aprile 2006.
- Piano Energetico Ambientale Regionale Sardegna, approvato con Delibera di

Giunta 45/40 del 2 agosto 2016.

- Allegati alla Deliberazione n. 59/90 del 27.11.2020, relativi al Piano Energetico Ambientale della Regione Sardegna.
- Decreto Legislativo 387/2003, “Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità”. Il Decreto in argomento riguarda il regime della cosiddetta Autorizzazione Unica, ovvero del procedimento secondo il quale l’Assessorato Territorio e Ambiente, di concerto con il Dipartimento Energia della Regione in cui viene proposto l’impianto, gestisce il reperimento di tutti i nulla osta e pareri che devono essere rilasciati da tutti gli Enti coinvolti nell’iter autorizzativo. I pareri vengono rilasciati in seno alle cosiddette Conferenze dei Servizi, previste dalla legge 7 agosto 1990, n. 241. Va rilevato che ai sensi dell’art. 12 comma 7 del Decreto in argomento, gli impianti eolici possono essere realizzati in zone classificate agricole dai vigenti piani urbanistici. L’Autorizzazione Unica confluisce nel cosiddetto Provvedimento Autorizzatorio Unico Regionale, PAUR, di cui all’art. 27-bis del D. Lgs. 152/2006 (Norme in materia ambientale) e ss. mm. e ii..

2.3 ARTICOLAZIONE DELLO STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE IN OSSEQUIO ALLA NORMA

Attesa la definizione dei contenuti dello SIA, richiamati dall’Allegato VII alla Parte Seconda del D. Lgs. 152/2006 e ss. mm. e ii, lo Studio sarà articolato secondo i seguenti capitoli (oltre il capitolo 1 denominato Premessa e il capitolo 2 denominato Riferimenti Normativi):

- Capitolo 3 – Descrizione del progetto.
- Capitolo 4 – Descrizione delle principali alternative.
- Capitolo 5 – Descrizione dello stato attuale dell’ambiente.
- Capitolo 6 – Descrizione dei fattori di cui all’art. 5, co. 1 lett. c).
- Capitolo 7 – Metodi di previsione per individuare gli impatti.
- Capitolo 8 – Descrizione dei possibili impatti ambientali del progetto proposto.
- Capitolo 9 – Misure per evitare, prevenire o ridurre gli impatti.
- Capitolo 10 – Descrizione di elementi e beni culturali e paesaggistici presenti.
- Capitolo 11 – Vulnerabilità del progetto.

- Capitolo 12 – Elenco dei riferimenti e delle fonti utilizzate.
- Capitolo 13 – Sommario di eventuali difficoltà per la redazione dello SIA.

Come è possibile osservare, i capitoli sono stati denominati in modo coerente con quanto indicato dai punti dell’Allegato VII. Le informazioni contenute in ciascuno dei capitoli sono state attentamente inserite per dare piena risposta a quanto richiesto dalla normativa.

3 DESCRIZIONE DEL PROGETTO

3.1 GENERALITÀ

Di seguito si ricordano i contenuti richiesti dal punto 1 dell’Allegato VII:

Descrizione del progetto comprese in particolare:

- a) la descrizione dell’ubicazione del progetto, anche in riferimento alle tutele e ai vincoli presenti;*
- b) una descrizione delle caratteristiche fisiche dell’insieme del progetto, compresi, ove pertinenti, i lavori di demolizione necessari, nonché delle esigenze di utilizzo del suolo durante le fasi di costruzione e di funzionamento;*
- c) una descrizione delle principali caratteristiche della fase di funzionamento del progetto e, in particolare dell’eventuale processo produttivo, con l’indicazione, a titolo esemplificativo e non esaustivo, del fabbisogno e del consumo di energia, della natura e delle quantità dei materiali e delle risorse naturali impiegate (quali acqua, territorio, suolo e biodiversità);*
- d) una valutazione del tipo e della quantità dei residui e delle emissioni previsti, quali, a titolo esemplificativo e non esaustivo, inquinamento dell’acqua, dell’aria, del suolo e del sottosuolo, rumore, vibrazione, luce, calore, radiazione, e della quantità e della tipologia di rifiuti prodotti durante le fasi di costruzione e di funzionamento;*
- e) la descrizione della tecnica prescelta, con riferimento alle migliori tecniche disponibili a costi non eccessivi, e delle altre tecniche previste per prevenire le emissioni degli impianti e per ridurre l’utilizzo delle risorse naturali, confrontando le tecniche prescelte con le migliori tecniche disponibili.*

I paragrafi che seguono sono organizzati in modo da fornire piena risposta alle richieste dell’Allegato.

3.2 UBICAZIONE DEL PROGETTO, TUTELE E VINCOLI PRESENTI

L’impianto di nuova realizzazione trova la propria ubicazione nei territori dei Comuni di Mogorella e Villa S. Antonio, entrambi in Provincia di Oristano.

Di seguito si riportano alcune immagini estratte dagli inquadramenti dell’impianto su IGM in scala 1:25.000, su CTR in scala 1:10.000 e su ortofoto:

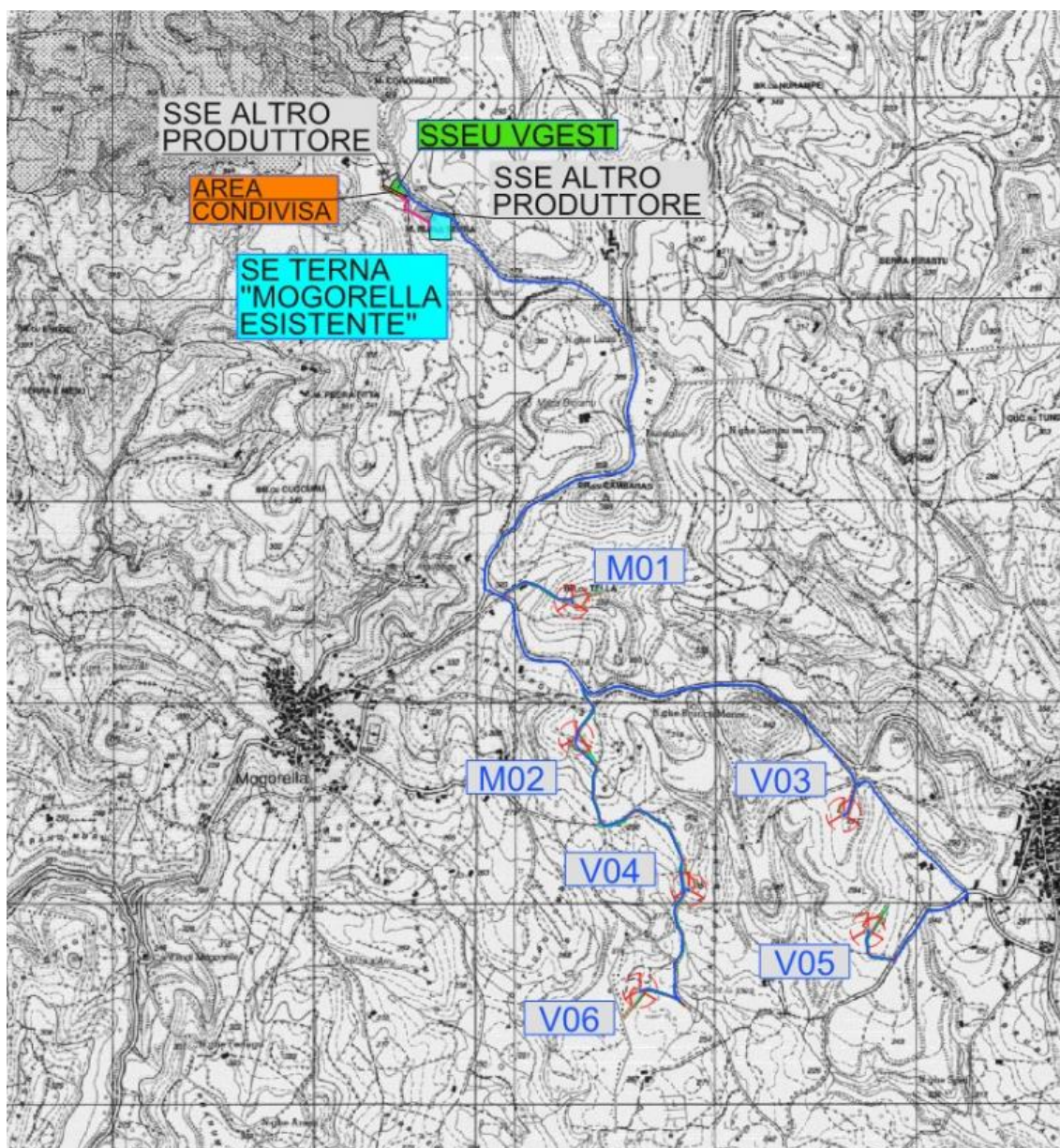


Fig. 1 - Inquadramento impianto su IGM

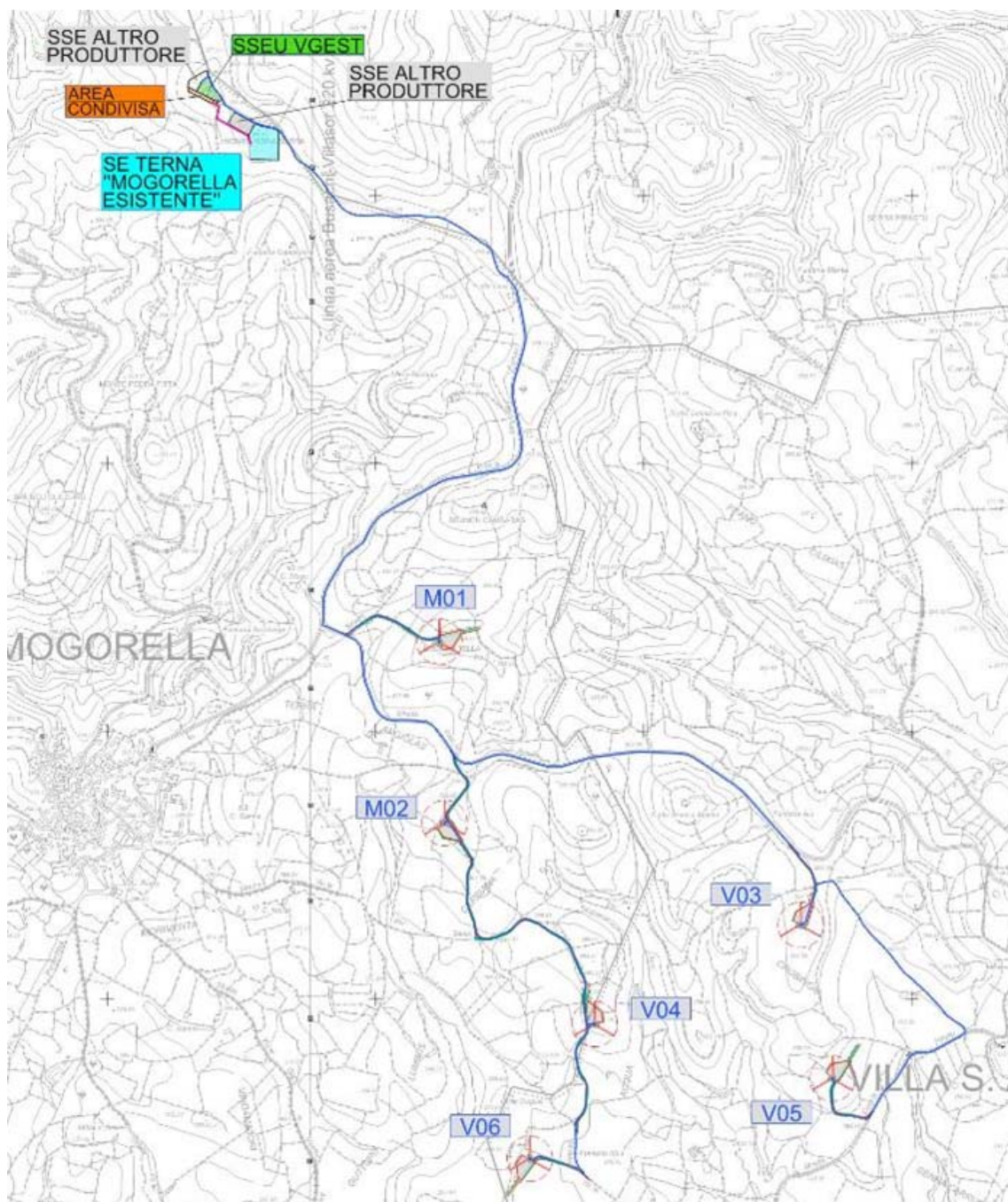


Fig. 2 - Inquadramento impianto su CTR



Fig. 3 - Inquadramento impianto su Ortofoto

Il progetto si localizza all’interno delle seguenti cartografie:

- ✓ Fogli I.G.M. in scala 1:25.000, di cui alle seguenti codifiche “529S2S4”.
- ✓ Carta tecnica regionale CTR, scala 1:10.000, fogli n° 529110-529150.

- ✓ Fogli di mappa catastale del Comune di Mogorella n° 2-3-6-7-11.
- ✓ Fogli di mappa catastale del Comune di Villa S. Antonio n° 3-7-9-10-12.

In particolare:

- ✓ il territorio del Comune di Mogorella sarà interessato dalla realizzazione di n. 2 aerogeneratori, aventi codice M01 e M02, e dalla Sottostazione di cui in premessa;
- ✓ il territorio del Comune di Villa S. Antonio sarà interessato dalla realizzazione dei restanti n. 4 aerogeneratori, aventi codice V03, V04, V05 e V06.

Di seguito gli identificativi, i dati catastali, le coordinate assolute nel sistema di riferimento UTM-WGS84 e le quote di installazione sul livello del mare dei nuovi aerogeneratori:

WTG	Comune	foglio	particella	Coordinata Est	Coordinata Nord	Quota m s.l.m.
M01	Mogorella	7	45	489208	4413328	350
M02	Mogorella	11	11	489227	4412651	313
V03	Villa S. Antonio	7	360	490555	4412270	291
V04	Villa S. Antonio	9	14	489786	4411899	285
V05	Villa S. Antonio	10	2	490674	4411696	267
V06	Villa S. Antonio	12	5	489545	4411396	257

Tab. 2 – Dati identificativi delle posizioni degli aerogeneratori

Gli aerogeneratori che saranno installati saranno in grado di sviluppare fino a 6,30 MW di potenza nominale, con altezza del mozzo fino a 115 m e raggio del rotore fino a 85 m. L'altezza dell'aerogeneratore misurata dal piano di imposta è pari, pertanto, a 200 m.

La struttura di sostegno dell'aerogeneratore tipo è composta da:

- Pali di fondazione la cui necessità e dimensionamento verranno definiti nella successiva fase di progettazione esecutiva.
- Plinto di fondazione di collegamento tra pali e sostegno dell'aerogeneratore. Il Plinto in calcestruzzo armato, interamente interrato, ha forma troncoconica di diametro ipotizzato pari a 21,00 m nel caso di plinto su pali e pari a 23,70 m. nel

caso di plinto superficiale (le dimensioni finali potranno essere definite solo nella successiva fase di progettazione esecutiva). All’interno del plinto è annegato un elemento in acciaio denominato anchor cage, cui collegare la prima sezione del sostegno di cui al punto successivo. Le dimensioni sopra riportate sono da interpretarsi come orientative.

- Sostegno dell’aerogeneratore costituito da una struttura in acciaio di forma troncoconica, di altezza pari a 115,0 m.

I cavi di potenza saranno interrati lungo terreni agricoli, strade sterrate, strade vicinali, comunali e provinciali (in particolare si tratta della Strade Provinciali SP36 e SP37).

Per quel che concerne l’uso del suolo, dalla consultazione della Carta dell’uso del suolo, codice elaborato MOG-PA-T30, si rileva che gli aerogeneratori di nuova installazione ricadono nella seguente area: seminativi in aree non irrigue, codice 2111.

La scelta del sito discende dalle seguenti considerazioni:

- ✓ produzione annua netta di energia elettrica, stimata pari a 85,870 GWh/anno (P50%) come risulta dall’elaborato studio anemologico e analisi di producibilità MOG-PA-R05 allegato al progetto.
- ✓ Facilità di accesso alle aree di impianto: per raggiungere le postazioni di impianto si potranno percorrere le viabilità esistenti, così come descritto nell’elaborato MOG-CE-R01-Relazione tecnica descrittiva.

Il paesaggio è caratterizzato da una morfologia collinare con quote variabili tra 260 e 360 m s.l.m. circa articolata e caratterizzata morfologicamente dalla presenza di incisioni vallive di corpi idrici secondari e dalle valli alluvionali.

Viabilità e piazzole saranno corredate di idonee opere di captazione e allontanamento delle acque meteoriche. La fondazione stradale sarà realizzata con la sovrapposizione di uno strato di tout-venant e di uno strato di misto granulometrico stabilizzato, ad effetto auto-agglomerante e permeabile allo stesso tempo. In particolare, nella costruzione delle strade previste in progetto e nella sistemazione delle strade esistenti, non sarà posto in essere alcun artificio che impedisca il libero scambio tra suolo e sottosuolo. Eventuali interventi di consolidamento per la realizzazione delle piste di progetto saranno tali da non influenzare il regime delle acque sotterranee.

Inoltre, si prevede esclusivamente l’impiego di acqua, quale fluido di perforazione, per l’esecuzione delle eventuali perforazioni geognostiche, evitando quindi l’impiego di additivi di

qualsiasi genere (bentonite, schiumogeni, ecc.).

Particolare attenzione sarà posta alla fase di cantiere, durante la quale saranno adottati specifici accorgimenti necessari a ridurre al minimo gli impatti derivanti da polverosità, rumore ed emissioni in atmosfera.

I materiali di risulta provenienti dagli scavi, non riutilizzati nell’ambito dei lavori, saranno conferiti presso siti di destinazione che necessitano di rimodellamenti e livellamenti trovando giovamento dalle materie in esubero provenienti dagli scavi del parco (si veda l’elaborato dal titolo Piano di riutilizzo delle terre e rocce da scavo MOG-PA-R04).

Per quel che concerne tutele e vincoli presenti, si osservi che la definizione delle posizioni dei nuovi aerogeneratori ha tenuto conto dei seguenti strumenti di programmazione:

1. Piano Paesaggistico Regionale della Sardegna, P.P.R..
2. Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, P.N.R.R..
3. Strategia Energetica Nazionale, S.E.N..
4. Piano Energetico Ambientale Regionale, P.E.A.R., della Regione Sardegna.
5. Piano di Assetto Idrogeologico, P.A.I., della Regione Sardegna.
6. Piano di Tutela delle Acque, P.T.A. della Regione Sardegna.
7. Piano Regolatore Generale, P.R.G., dei Comuni di Mogorella e Villa S. Antonio.

Per completezza sono stati analizzati i seguenti strumenti di programmazione e pianificazione:

8. Piano Regionale di Qualità dell’Aria Ambiente;
9. Piano d’Azione Nazionale per le Fonti Rinnovabili,
10. Pacchetto Clima Energia 20-20-20;
11. Pacchetto per l’Energia Pulita (Clean Energy Package);
12. Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile;
13. Piano di Gestione del Rischio Alluvione;
14. Piano Regionale dei Parchi e delle Riserve;
15. Piano regionale di previsione, prevenzione e lotta attiva contro gli incendi boschivi.
16. Piano Stralcio delle Fasce Fluviali, P.S.F.F..

Inoltre, si sono analizzati i contenuti della Deliberazione n. 59/90 del 27.11.2020 dal titolo “Individuazione delle aree non idonee all’installazione di impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili”.

L’analisi della Deliberazione n. 59/90 del 27.11.2020 ha riguardato sostanzialmente la verifica che il nuovo impianto non insista all’interno di aree non idonee come definite dalla stessa

Deliberazione.

Con riferimento all’analisi del Piano Paesaggistico, si rinvia al capitolo 10, in quanto l’Allegato VII riserva alla descrizione di elementi e beni culturali e paesaggistici una particolare attenzione. In questa sede si anticipa che nessun aerogeneratore di nuova installazione, né la Sottostazione, né il tracciato degli elettrodotti interrati in MT ricadono all’interno di aree tutelate ai sensi degli articoli 134, 136, 142, 143, 157 del Codice dei Beni Culturali e Ambientali di cui al D. Lgs. 42/2004 e ss. mm. e ii.. Con riferimento alle aree tutelate ai sensi degli articoli su richiamati sono state indagate e perimetrare (laddove realmente presenti) le aree di cui ai seguenti riferimenti normativi (la perimetrazione è stata effettuata a partire dalle cartografie rese disponibili sul sito del Geoportale della Regione Sardegna; in particolare sono stati utilizzati i servizi WMS disponibili sul sito del Geoportale della Regione):

1. Art. 142, co. 1, lett. c): *i fiumi, i torrenti, i corsi d'acqua iscritti negli elenchi previsti dal testo unico delle disposizioni di legge sulle acque ed impianti elettrici, approvato con regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775, e le relative sponde o piedi degli argini per una fascia di 150 metri ciascuna.*
2. Art. 142 co. 1, lett. g): *i territori coperti da foreste e da boschi, ancorché percorsi o danneggiati dal fuoco, e quelli sottoposti a vincolo di rimboschimento, come definiti dall'articolo 2, commi 2 e 6, del decreto legislativo 18 maggio 2001, n. 227 (norma abrogata, ora il riferimento è: [articoli 3 e 4 del decreto legislativo n. 34 del 2018](#)).*
3. Art. 143: Centri di antica e prima formazione;
4. Art. 143: Aree gestione speciale Ente Foreste.

Non si rilevano interferenze tra opere in progetto e beni paesaggistici tutelati dal PPR. Per tutti i dettagli del caso si rinvia all’elaborato grafico avente codice MOG-PA-T16, nonché alla puntuale analisi condotta in seno al capitolo 10.

Con riferimento agli usi civici va rilevato quanto segue. Dalle verifiche effettuate sul sito della Regione Sardegna e dal sito dell’ARGEAS e dalle informazioni ad oggi disponibili emerge che le opere del parco eolico non interferiscono con aree soggette ad uso civico. Le fonti analizzate sono le seguenti:

- ✓ Tavola unica in scala 1:200.000 della Regione, scaricabile dal sito <http://www.sardegнатerritorio.it/j/v/1123?s=6&v=9&c=2525&na=1&n=10>;
- ✓ Documento avente titolo “Provvedimenti formali di accertamento ed inventario terre civiche al 23 novembre 2020”, scaricabile dal sito

<https://www.sardegnaagricoltura.it/finanziamenti/gestione/usicivici/>.

Di seguito si riporta la tavola in scala 1:200.000 relativa all’individuazione degli usi civici:

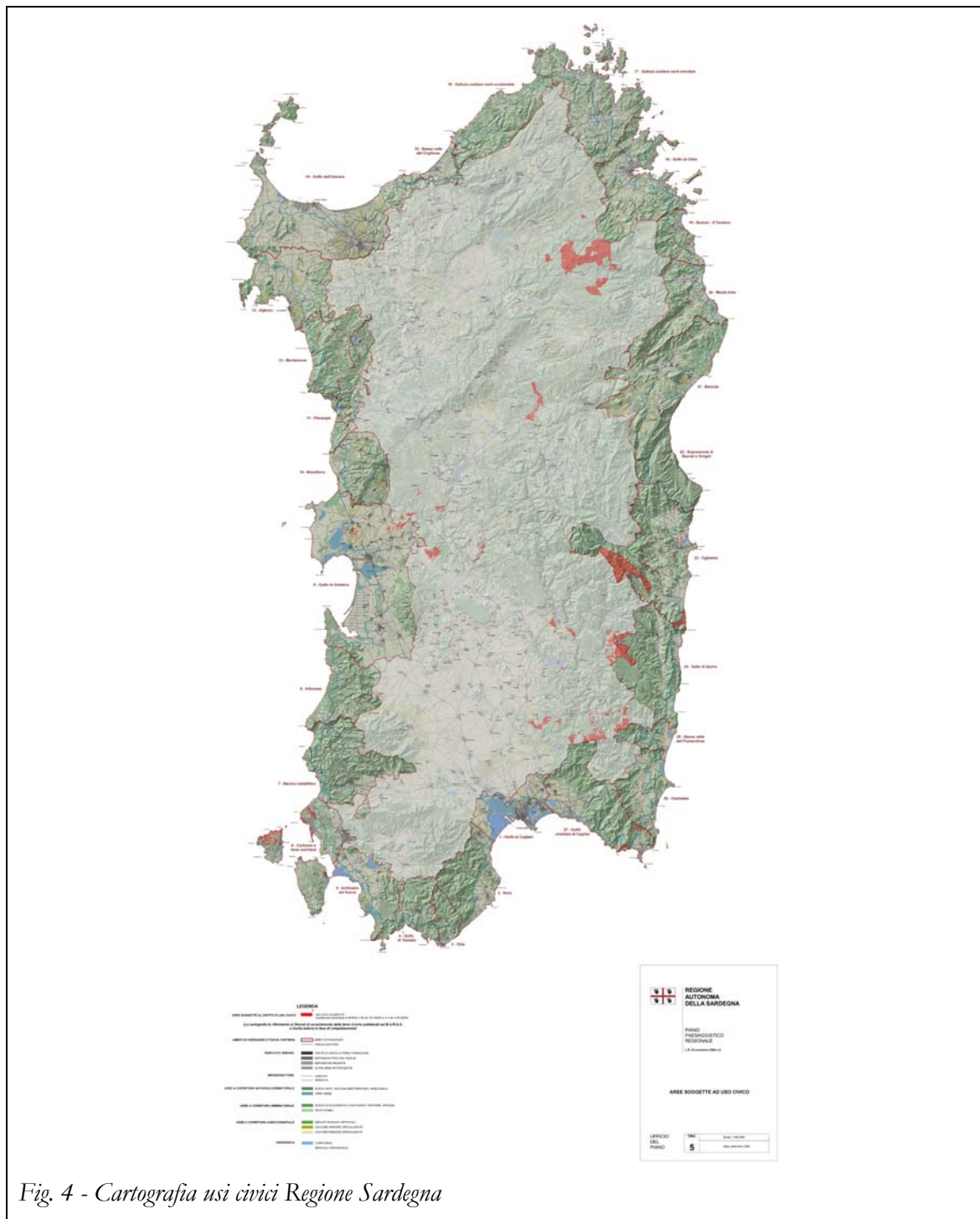
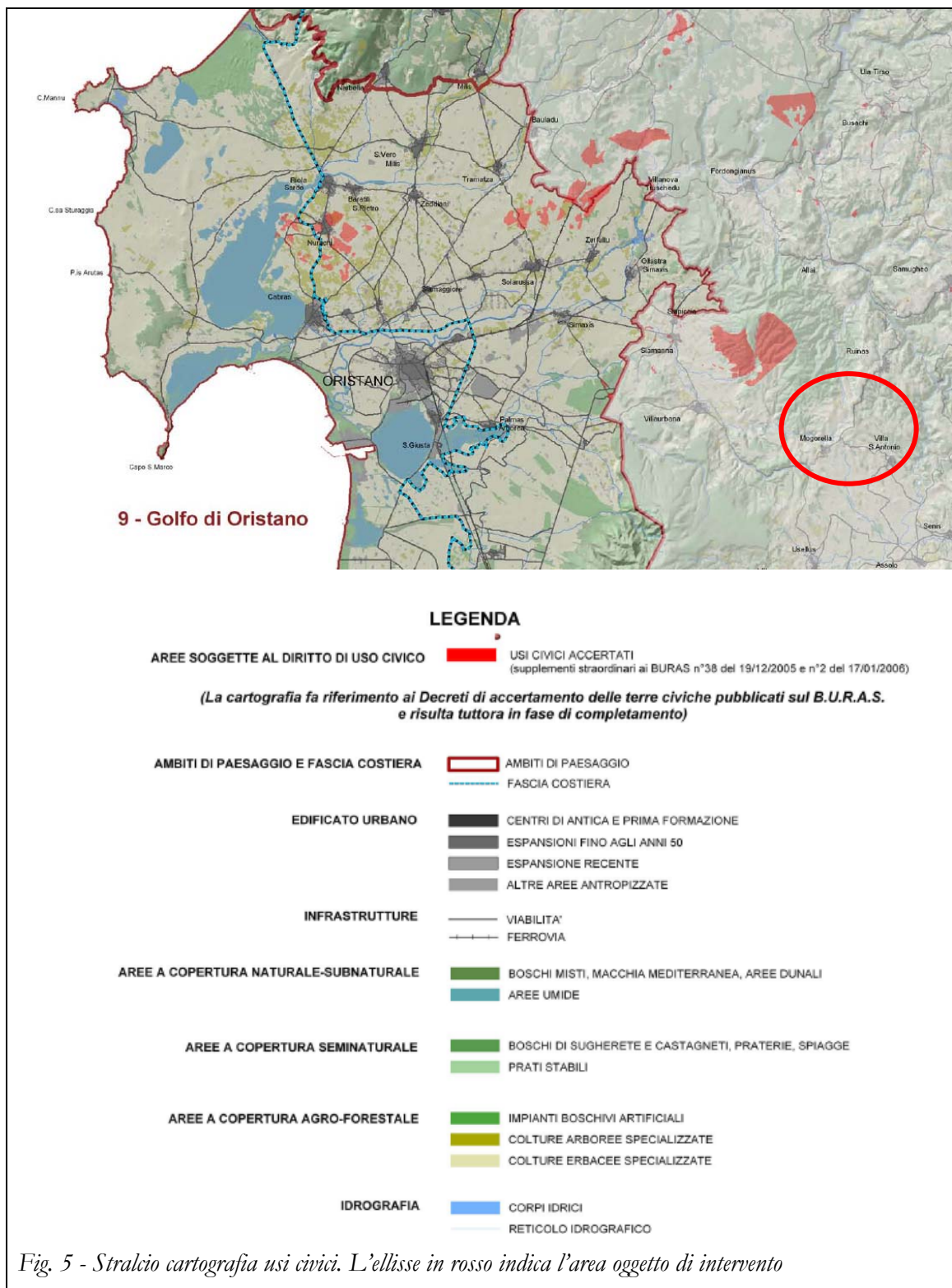


Fig. 4 - Cartografia usi civici Regione Sardegna



Dal documento avente titolo “Provvedimenti formali di accertamento ed inventario terre civiche al 23 novembre 2020” si rileva che nessuna delle particelle indicate per i territori dei Comuni di Mogorella e Villa S. Antonio è interessata dalle opere in progetto.

Con riferimento ai parchi e alle riserve si osserva che l’impianto (si consulti in merito l’elaborato avente codice MOG-PA-T31, layout 1/15) dista oltre 10 km dal limite del Parco Nazionale del Golfo di Orosei e del Gennargentu.

Inoltre, con riferimento alle aree tutelate dalla Rete Natura 2000, si rileva la presenza dei seguenti Siti/Zone, ricadenti in tutto o in parte nel raggio di 10 km dagli assi degli aerogeneratori proposti (si consulti in merito sempre l’elaborato MOG-PA-T31, layout 1/15):

- SIC, Codice ITB032240, denominazione Castello di Medusa, posto a circa 6 km dai siti di impianto;
- ZSC, Codice ITB041112, denominazione Giara di Gesturi, in parte localizzata a circa 5 km dai siti di impianto.

Altri siti si trovano oltre i 10 km dai siti di impianto.

I successivi paragrafi analizzano la compatibilità del progetto con tutti gli strumenti di programmazione citati, nonché con la Deliberazione n. 59/90 del 27.11.2020.

3.2.1 Strategia Energetica Nazionale, S.E.N.

Il documento cui si fa riferimento nel presente paragrafo è stato adottato con Decreto Interministeriale del 10 novembre 2017 emesso dal Ministero dello Sviluppo Economico e dal Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Mare ed ha come titolo Strategia Energetica Nazionale 2017, SEN2017. Si tratta del documento di indirizzo del Governo Italiano per trasformare il sistema energetico nazionale necessario per raggiungere gli obiettivi climatico-energetici al 2030.

Appare opportuno richiamare alcuni concetti direttamente tratti dal sito del Ministero dello Sviluppo Economico, www.sviluppoeconomico.gov.it:

ITER

La SEN2017 è il risultato di un processo articolato e condiviso durato un anno che ha coinvolto, sin dalla fase istruttoria, gli organismi pubblici operanti sull’energia, gli operatori delle reti di trasporto di elettricità e gas e qualificati esperti del settore energetico. Nella fase preliminare sono state svolte due audizioni parlamentari, riunioni con i gruppi parlamentari, le Amministrazioni dello Stato e le Regioni. La proposta di Strategia è stata quindi posta in consultazione pubblica per tre mesi, con una ampia partecipazione: oltre 250 tra

associazioni, imprese, organismi pubblici, cittadini e esponenti del mondo universitario hanno formulato osservazioni e proposte, per un totale di 838 contributi tematici, presentati nel corso di un’audizione parlamentare dalle Commissioni congiunte Attività produttive e Ambiente della Camera e Industria e Territorio del Senato.

Obiettivi qualitativi e target quantitativi

L’Italia ha raggiunto in anticipo gli obiettivi europei - con una penetrazione di rinnovabili del 17,5% sui consumi complessivi al 2015 rispetto al target del 2020 di 17% - e sono stati compiuti importanti progressi tecnologici che offrono nuove possibilità di conciliare contenimento dei prezzi dell’energia e sostenibilità.

La Strategia si pone l’obiettivo di rendere il sistema energetico nazionale più:

- *competitivo: migliorare la competitività del Paese, continuando a ridurre il gap di prezzo e di costo dell’energia rispetto all’Europa, in un contesto di prezzi internazionali crescenti*
- *sostenibile: raggiungere in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione definiti a livello europeo, in linea con i futuri traguardi stabiliti nella COP21*
- *sicuro: continuare a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche, rafforzando l’indipendenza energetica dell’Italia*

Fra i target quantitativi previsti dalla SEN:

- *efficienza energetica: riduzione dei consumi finali da 118 a 108 Mtep con un risparmio di circa 10 Mtep al 2030*
- *fonti rinnovabili: 28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17,5% del 2015; in termini settoriali, l’obiettivo si articola in una quota di rinnovabili sul consumo elettrico del 55% al 2030 rispetto al 33,5% del 2015; in una quota di rinnovabili sugli usi termici del 30% al 2030 rispetto al 19,2% del 2015; in una quota di rinnovabili nei trasporti del 21% al 2030 rispetto al 6,4% del 2015*
- *riduzione del differenziale di prezzo dell’energia: contenere il gap di costo tra il gas italiano e quello del nord Europa (nel 2016 pari a circa 2 €/MWh) e quello sui prezzi dell’elettricità rispetto alla media UE (pari a circa 35 €/MWh nel 2015 per la famiglia media e al 25% in media per le imprese)*
- *cessazione della produzione di energia elettrica da carbone con un obiettivo di accelerazione al 2025, da realizzare tramite un puntuale piano di interventi infrastrutturali*
- *razionalizzazione del downstream petrolifero, con evoluzione verso le bioraffinerie e un uso crescente di biocarburanti sostenibili e del GNL nei trasporti pesanti e marittimi al posto dei derivati dal petrolio*
- *verso la decarbonizzazione al 2050: rispetto al 1990, una diminuzione delle emissioni del 39% al 2030 e del 63% al 2050*

- *raddoppiare gli investimenti in ricerca e sviluppo tecnologico clean energy: da 222 Milioni nel 2013 a 444 Milioni nel 2021*
- *promozione della mobilità sostenibile e dei servizi di mobilità condivisa*
- *nuovi investimenti sulle reti per maggiore flessibilità, adeguatezza e resilienza; maggiore integrazione con l’Europa; diversificazione delle fonti e rotte di approvvigionamento gas e gestione più efficiente dei flussi e punte di domanda*
- *riduzione della dipendenza energetica dall’estero dal 76% del 2015 al 64% del 2030 (rapporto tra il saldo import/export dell’energia primaria necessaria a coprire il fabbisogno e il consumo interno lordo), grazie alla forte crescita delle rinnovabili e dell’efficienza energetica*

Investimenti attivati

La Strategia energetica nazionale costituisce un impulso per la realizzazione di importanti investimenti, incrementando lo scenario tendenziale con investimenti complessivi aggiuntivi di 175 miliardi al 2030, così ripartiti:

- *30 miliardi per reti e infrastrutture gas e elettrico*
- *35 miliardi per fonti rinnovabili*
- *110 miliardi per l’efficienza energetica*

Oltre l’80% degli investimenti è quindi diretto ad incrementare la sostenibilità del sistema energetico, si tratta di settori ad elevato impatto occupazionale ed innovazione tecnologica.

Dalla lettura di quanto sopra si evince l’importanza che la SEN riserva alla decarbonizzazione del sistema energetico italiano, con particolare attenzione all’incremento dell’energia prodotta da FER, Fonti Energetiche Rinnovabili.

L’analisi del capitolo 5 della SEN (relativo alla Sicurezza Energetica) evidenzia come in tutta Europa negli ultimi 10 anni si è assistito a un progressivo aumento della generazione da rinnovabili a discapito della generazione termoelettrica e nucleare. In particolare, l’Italia presenta una penetrazione delle rinnovabili sulla produzione elettrica nazionale di circa il 39% rispetto al 30% in Germania, 26% in UK e 16% in Francia.

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili sta comportando un cambio d’uso del parco termoelettrico, che da fonte di generazione ad alto tasso d’utilizzo svolge sempre più funzioni di flessibilità, complementarietà e back-up al sistema. Tale fenomeno è destinato ad intensificarsi con l’ulteriore crescita delle fonti rinnovabili al 2030.

La **dismissione di ulteriore capacità termica** dovrà essere compensata, per non compromettere l’adeguatezza del sistema elettrico, dallo sviluppo di nuova capacità

rinnovabile, di nuova capacità di accumulo o da impianti termici a gas più efficienti e con prestazioni dinamiche più coerenti con un sistema elettrico caratterizzato da una sempre maggiore penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili. In particolare, per la fonte eolica, la SEN stabilisce un obiettivo di produzione di ben 40 TWh al 2030, valore pari a oltre due volte e mezzo la produzione del 2015. In virtù di tale ambizioso target, la stessa SEN assegna un ruolo prioritario al rilancio e potenziamento delle installazioni rinnovabili esistenti, il cui apporto è giudicato indispensabile per centrare gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030.

L'aumento delle rinnovabili, se da un lato permette di raggiungere gli obiettivi di sostenibilità ambientale, dall'altro lato, quando non adeguatamente accompagnato da **un'evoluzione e ammodernamento delle reti di trasmissione e di distribuzione nonché dei mercati elettrici**, può generare squilibri nel sistema elettrico, quali ad esempio fenomeni di *overgeneration* e congestioni inter e intra-zonali con conseguente aumento del costo dei servizi.

Gli interventi da fare, già avviati da tempo, sono finalizzati ad uno sviluppo della rete funzionale a risolvere le congestioni e favorire una migliore integrazione delle rinnovabili, all'accelerazione dell'innovazione delle reti e all'evoluzione delle regole di mercato sul dispacciamento, in modo tale che risorse distribuite e domanda partecipino attivamente all'equilibrio del sistema e contribuiscano a fornire la flessibilità necessaria.

A fronte di una penetrazione delle fonti rinnovabili elettriche fino al 55% al 2030, la società TERNA ha effettuato opportuna analisi con il risultato che l'obiettivo risulta raggiungibile attraverso nuovi investimenti in sicurezza e flessibilità.

TERNA ha, quindi, individuato un piano minimo di opere indispensabili, in buona parte già comprese nel Piano di sviluppo 2017 e nel Piano di difesa 2017, altre che saranno sviluppate nei successivi Piani annuali, da realizzare al 2025 e poi ancora al 2030.

Per quel che concerne lo sviluppo della rete elettrica dovranno essere realizzati ulteriori **rinforzi di rete** – rispetto a quelli già pianificati nel Piano di sviluppo 2017 - **tra le zone Sardegna, Centro-Nord.**

In particolare, si prevede di

- Favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili
- Incrementare l'adeguatezza della rete in regione Sardegna

Da quanto su richiamato è evidente la compatibilità del progetto di cui al presente SIA rispetto alla SEN, in quanto il progetto contribuirà certamente alla richiamata

penetrazione delle fonti rinnovabili elettriche al 55% entro il 2030.

La SEN ha costituito la base programmatica e politica per la successiva adozione del **Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima, PNIEC**. Il Ministero dello Sviluppo Economico ha pubblicato il testo del PNIEC predisposto con il Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, che recepisce le novità contenute nel Decreto Legge sul Clima nonché quelle sugli investimenti per il Green New Deal previste nella Legge di Bilancio 2020.

Il PNIEC è stato inviato alla Commissione europea in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999, completando così il percorso avviato nel dicembre 2018, nel corso del quale il Piano è stato oggetto di un proficuo confronto tra le istituzioni coinvolte, i cittadini e tutti gli stakeholder.

Con il Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima vengono stabiliti gli obiettivi nazionali al 2030 sull’efficienza energetica, sulle fonti rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni di CO₂, nonché gli obiettivi in tema di sicurezza energetica, interconnessioni, mercato unico dell’energia e competitività, sviluppo e mobilità sostenibile, delineando per ciascuno di essi le misure che saranno attuate per assicurarne il raggiungimento.

In particolare, di seguito alcuni concetti salienti del PNIEC:

Secondo gli obiettivi del presente Piano, il parco di generazione elettrica subisce una importante trasformazione grazie all’obiettivo di phase out della generazione da carbone già al 2025 e alla promozione dell’ampio ricorso a fonti energetiche rinnovabili. Il maggiore contributo alla crescita delle rinnovabili deriverà proprio dal settore elettrico, che al 2030 raggiunge i 16 Mtep di generazione da FER, pari a 187 TWh. La forte penetrazione di tecnologie di produzione elettrica rinnovabile, principalmente fotovoltaico ed eolico, permetterà al settore di coprire il 55,0% dei consumi finali elettrici lordi con energia rinnovabile, contro il 34,1% del 2017. Difatti, il significativo potenziale incrementale tecnicamente ed economicamente sfruttabile, grazie anche alla riduzione dei costi degli impianti fotovoltaici ed eolici, prospettano un importante sviluppo di queste tecnologie, la cui produzione dovrebbe rispettivamente triplicare e più che raddoppiare entro il 2030. Per il raggiungimento degli obiettivi rinnovabili al 2030 sarà necessario non solo stimolare nuova produzione, ma anche preservare quella esistente e anzi, laddove possibile, incrementarla promuovendo il revamping e repowering di impianti.

La tabella che segue mostra gli obiettivi di crescita di potenza, in MW, da fonte rinnovabile al 2030:

Fonte	2016	2017	2025	2030
Idrica	18.641	18.863	19.140	19.200
Geotermica	815	813	920	950
Eolica	9.410	9.766	15.950	19.300
di cui off shore	0	0	300	900
Bioenergie	4.124	4.135	3.570	3.760
Solare	19.269	19.682	28.550	52.000
di cui CSP	0	0	250	880
Totale	52.258	53.259	68.130	95.210

Tab. 3 – Obiettivi di crescita della potenza (MW) da fonte rinnovabile a 2030

Come si può osservare, la crescita dell’eolico prevede stime tra le più elevate del settore. Peraltro, come si legge nel PNIEC, l’eolico on shore è considerata una delle tecnologie più mature. Inoltre, gli incrementi di produzione elettrica sono attesi sostanzialmente dai comparti eolico e fotovoltaico.

Sempre sul PNIEC si legge quanto segue:

Un driver molto importante di questo scenario è la decarbonizzazione sempre più significativa dei processi di generazione di energia elettrica. Già nello scenario BASE il meccanismo UE-ETS favorisce la penetrazione di fonti rinnovabili nella generazione. Gli obiettivi del Piano amplificano il ricorso alle FER elettriche che al 2030 forniscono energia elettrica per 187 TWh.

La necessità di elettrificare i settori di uso finale per accompagnare il percorso di transizione verso la decarbonizzazione al 2050 con elettricità sempre più carbon free supporta lo sviluppo delle fonti elettriche rinnovabili. Il contributo FER, infatti, continua a crescere al 2040, raggiungendo circa 280 TWh di produzione, anche grazie agli effetti della curva di apprendimento che vede nel tempo costi di investimento sempre più bassi e rende competitive tali tecnologie. A crescere in maniera rilevante sono le fonti rinnovabili non programmabili, principalmente solare e eolico, la cui espansione prosegue anche dopo il 2030, e sarà gestita anche attraverso l’impiego di rilevanti quantità di sistemi di accumulo, sia su rete (accumuli elettrochimici e pompaggi) sia associate agli impianti di generazione stessi (accumuli elettrochimici). La forte presenza di fonti rinnovabili non programmabili dal 2040 comporterà un elevato aumento delle ore di overgeneration e tale sovrapproduzione non sarà soltanto accumulata ma dovrà essere sfruttata per la produzione di vettori energetici alternativi e a zero emissioni come idrogeno, biometano, ed e-fuels in generale, utilizzabili per favorire la decarbonizzazione in settori più difficilmente elettrificabili come industria e trasporti.

Ben si comprende, a livello nazionale ma anche europeo, l’importanza che viene riservata al settore eolico e in questo contesto si inserisce perfettamente l’iniziativa

proposta.

3.2.2 Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, P.N.R.R.

Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, PNRR, è stato trasmesso dal Governo Italiano alla Commissione Europea in data 30 aprile 2021. Il 22 giugno 2021 la Commissione Europea ha pubblicato la proposta di decisione di esecuzione del Consiglio, fornendo una valutazione globalmente positiva del PNRR italiano. Il 13 luglio 2021 il PNRR dell’Italia è stato definitivamente approvato con Decisione di esecuzione del Consiglio, che ha recepito la proposta della Commissione Europea.

Le informazioni appresso riportate sono tratte dal sito del Ministero dell’Economia e delle Finanze, MEF:

*Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) si inserisce all’interno del programma **Next Generation EU (NGEU)**, il pacchetto da 750 miliardi di euro, costituito per circa la metà da sovvenzioni, concordato dall’Unione Europea in risposta alla crisi pandemica. La principale componente del programma NGEU è il Dispositivo per la Ripresa e Resilienza (Recovery and Resilience Facility, RRF), che ha una durata di sei anni, dal 2021 al 2026, e una dimensione totale di 672,5 miliardi di euro (312,5 sovvenzioni, i restanti 360 miliardi prestiti a tassi agevolati).*

*Il Piano si sviluppa intorno a tre assi strategici condivisi a livello europeo: **digitalizzazione e innovazione, transizione ecologica, inclusione sociale**. Si tratta di un intervento che intende riparare i danni economici e sociali della crisi pandemica, contribuire a risolvere le debolezze strutturali dell’economia italiana, e accompagnare il Paese su un percorso di transizione ecologica e ambientale. Il PNRR contribuirà in modo sostanziale a **ridurre i divari territoriali, quelli generazionali e di genere**.*

*Il Piano destina **82 miliardi al Mezzogiorno** su 206 miliardi ripartibili secondo il criterio del territorio (per **una quota dunque del 40 per cento**) e prevede inoltre un **investimento significativo sui giovani e le donne**.*

*Il Piano si sviluppa lungo **sei missioni**.*

1. **“Digitalizzazione, Innovazione, Competitività, Cultura”**: stanZIA complessivamente oltre **49 miliardi** (di cui 40,3 miliardi dal Dispositivo per la Ripresa e la Resilienza e 8,7 dal Fondo complementare) con l’obiettivo di promuovere la trasformazione digitale del Paese, sostenere l’innovazione del sistema produttivo, e investire in due settori chiave per l’Italia, turismo e cultura.
2. **“Rivoluzione Verde e Transizione Ecologica”**: stanZIA complessivi **68,6 miliardi** (59,5 miliardi dal Dispositivo RRF e 9,1 dal Fondo) con gli obiettivi principali di migliorare la

sostenibilità e la resilienza del sistema economico e assicurare una transizione ambientale equa e inclusiva.

3. **“Infrastrutture per una Mobilità Sostenibile”**: dall’importo complessivo di **31,5 miliardi** (25,4 miliardi dal Dispositivo RRF e 6,1 dal Fondo). Il suo obiettivo primario è lo sviluppo di un’infrastruttura di trasporto moderna, sostenibile ed estesa a tutte le aree del Paese.
4. **“Istruzione e Ricerca”**: stanZIA complessivamente **31,9 miliardi di euro** (30,9 miliardi dal Dispositivo RRF e 1 dal Fondo) con l’obiettivo di rafforzare il sistema educativo, le competenze digitali e tecnico-scientifiche, la ricerca e il trasferimento tecnologico.
5. **“Inclusione e Coesione”**: prevede uno stanZIamento complessivo di **22,6 miliardi** (di cui 19,8 miliardi dal Dispositivo RRF e 2,8 dal Fondo) per facilitare la partecipazione al mercato del lavoro, anche attraverso la formazione, rafforzare le politiche attive del lavoro e favorire l’inclusione sociale.
6. **“Salute”**: stanZIA complessivamente **18,5 miliardi** (15,6 miliardi dal Dispositivo RRF e 2,9 dal Fondo) con l’obiettivo di rafforzare la prevenzione e i servizi sanitari sul territorio, modernizzare e digitalizzare il sistema sanitario e garantire equità di accesso alle cure.

È evidente che l’impianto eolico di cui al presente studio è ricompreso nell’ambito della Missione 2.

Con particolare riferimento al settore eolico, di seguito quanto previsto dal PNRR.

Contributo del Piano alle sfide comuni e iniziative flagship del NGEU

Nel settembre scorso, avviando il Semestre europeo 2021, la Commissione ha descritto una serie di sfide comuni che gli Stati membri devono affrontare all’interno dei rispettivi Piani Nazionali di Ripresa e Resilienza. Gli Stati membri sono invitati a fornire informazioni su quali componenti del loro Piano contribuiscono ai sette programmi di punta (“Flagship programs”) europei: 1) Power up (Accendere); 2) Renovate (Ristrutturare); 3) Recharge and refuel (Ricaricare e Ridare energia); 4) Connect (Connettere); 5) Modernise (Ammodernare); 6) Scale-up (Crescere); e 7) Reskill and upskill (Dare nuove e più elevate competenze).

Il Piano affronta tutte queste tematiche. Qui di seguito si riassumono i principali obiettivi di tali programmi flagship e si illustrano le iniziative che sono poi dettagliate nella Parte 2 di questo documento.

Power up. *La Commissione stima che per conseguire gli obiettivi del Green Deal europeo l’UE dovrà incrementare di 500 GW la produzione di energia da fonti rinnovabili entro il 2030 e chiede agli Stati membri di realizzare il 40 per cento di questo obiettivo entro il 2025 nell’ambito dei PNRR. Inoltre, coerentemente con la Strategia idrogeno, chiede che si realizzi l’installazione di 6 GW di capacità di elettrolisi e la produzione e il trasporto di un milione di tonnellate di idrogeno rinnovabile, anche in questo caso entro il*

2025. I progetti presentati nel presente Piano puntano ad incrementare la capacità produttiva di energia da fonti rinnovabili innovative e non ancora in “grid parity” per circa 3,5 GW (agri-voltaico, “energy communities” e impianti integrati offshore). **Viene inoltre accelerato lo sviluppo di soluzioni tradizionali già oggi competitive (eolico e solare onshore) attraverso specifiche riforme volte a semplificare le complessità autorizzative.** L’obiettivo fissato dal PNIEC (un incremento di 15 GW entro il 2025 in confronto al 2017) viene rivisto al rialzo. Per quanto riguarda l’idrogeno, all’interno del PNRR verrà finanziato lo sviluppo di 1GW di elettrolizzazione, nonché la produzione e il trasporto di idrogeno per un ammontare che sarà dettagliato nella Strategia Idrogeno di prossima pubblicazione. Nell’ambito della Missione 2 sono previste quattro componenti. La componente C2 è denominata **Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile**.

Per raggiungere la progressiva decarbonizzazione di tutti i settori, nella Componente 2 sono stati previsti interventi – investimenti e riforme – per incrementare decisamente la penetrazione di rinnovabili, tramite soluzioni decentralizzate e utility scale (incluse quelle innovative ed offshore) e rafforzamento delle reti (più smart e resilienti) per accomodare e sincronizzare le nuove risorse rinnovabili e di flessibilità decentralizzate, e per decarbonizzare gli usi finali in tutti gli altri settori, con particolare focus su una mobilità più sostenibile e sulla decarbonizzazione di alcuni segmenti industriali, includendo l’avvio dell’adozione di soluzioni basate sull’idrogeno (in linea con la EU Hydrogen Strategy).

Tutte le misure messe in campo contribuiranno al raggiungimento e superamento degli obiettivi definiti dal PNIEC in vigore, attualmente in corso di aggiornamento e rafforzamento con riduzione della CO2 vs. 1990 superiore al 51 per cento per riflettere il nuovo livello di ambizione definito in ambito europeo, nonché al raggiungimento degli ulteriori target ambientali europei e nazionali (es. in materia di circolarità, agricoltura sostenibile e biodiversità in ambito Green Deal europeo).

Di seguito gli obiettivi generali della Missione 2, Componente 2:

M2C2: ENERGIA RINNOVABILE, IDROGENO, RETE E MOBILITÀ SOSTENIBILE



Fig. 6 - Obiettivi della Missione 2, Componente 2

Come è possibile leggere, un ruolo di primo piano viene affidato all'incremento della quota di energia prodotta da fonti di energia rinnovabile (FER) nel sistema, in linea con gli obiettivi europei e nazionali di decarbonizzazione.

L'Italia è stato uno dei Paesi pionieri e promotori delle politiche di decarbonizzazione, lanciando numerose misure che hanno stimolato investimenti importanti (si pensi alle politiche a favore dello sviluppo rinnovabili o dell'efficienza energetica).

Tra gli ambiti di intervento della Missione 2, Componente C2 vi è la seguente:

M2C2.5 SVILUPPARE UNA LEADERSHIP INTERNAZIONALE, INDUSTRIALE E DI RICERCA E SVILUPPO NELLE PRINCIPALI FILIERE DELLA TRANSIZIONE

Investimento 5.1: Rinnovabili e batterie

Il sistema energetico europeo subirà una rapida trasformazione nei prossimi anni, concentrandosi sulle tecnologie di decarbonizzazione. Questo determinerà una forte domanda di tecnologie, componenti e servizi innovativi, per cui non risulterà sufficiente fissare obiettivi ambientali, ma sarà necessario puntare sullo sviluppo di filiere industriali e produttive europee per sostenere la transizione. Nello specifico, i settori in cui sono attesi i maggiori

investimenti da parte sia pubblica che privata sono quelli del solare e dell’eolico onshore, ma in rapida crescita sarà anche il ruolo degli accumuli elettrochimici. Ad esempio, si prevede un aumento della capacità installata fotovoltaica complessiva da 152 GW a 442 GW al 2030 a livello europeo, e da 21 GW a più di 52 GW solo in Italia, con un mercato ad oggi dominato da produttori asiatici e cinesi (70 per cento della produzione di pannelli) e sottoscala in Europa (solo 5 per cento della produzione di pannelli).

Questa crescita attesa rappresenta un’opportunità per l’Europa di sviluppare una propria industria nel settore in grado di competere a livello globale. Questo è particolarmente rilevante per l’Italia, che grazie al proprio ruolo di primo piano nel bacino Mediterraneo, in un contesto più favorevole rispetto alla media europea, può diventare il centro nevralgico di un nuovo mercato. Analogamente i forti investimenti nel settore delle mobilità elettrica pongono il problema dello sviluppo di una filiera europea delle batterie alla quale dovrebbe partecipare anche l’Italia insieme ad altri Paesi come Francia e Germania, onde evitare una eccessiva dipendenza futura dai produttori stranieri che impatterebbe in maniera negativa sull’elettrificazione progressiva del parco circolante sia pubblico che privato. Di conseguenza, l’intervento è finalizzato a potenziare le filiere in Italia nei settori fotovoltaico, eolico, batterie per il settore dei trasporti e per il settore elettrico con sviluppo di: i) nuovi posti di lavoro, ii) investimenti in infrastrutture industriali high-tech e automazione, R&D, brevetti e innovazione; iii) capitale umano, con nuove capacità e competenze.

Dalla lettura di quanto su riportato, si può affermare la compatibilità del progetto di cui al presente studio con il P.N.R.R.

3.2.3 Piano Energetico Ambientale Regionale, P.E.A.R.

Atteso il settore in cui ricade il progetto in argomento, appare doveroso fare una breve analisi degli obiettivi del Piano Energetico Ambientale Regionale Sardegna, P.E.A.R..

Il P.E.A.R. è il principale strumento attraverso il quale le Regioni possono programmare ed indirizzare gli interventi, anche strutturali, in campo energetico nei propri territori e regolare le funzioni degli Enti locali, armonizzando le decisioni rilevanti che vengono assunte a livello regionale e locale. In tal senso, la Regione Sardegna con Delibera di Giunta 45/40 del 02.08.2016 approva il **Piano Energetico Ambientale Regionale** (P.E.A.R.). Di seguito uno stralcio tratto dal capitolo 1 – Premessa, del documento:

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 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. e di costituire un apposito gruppo di lavoro interassessoriale 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.

L’adozione del PEARS assume una importanza strategica soprattutto alla luce degli obiettivi che, a livello europeo, l’Italia è chiamata a perseguire entro il 2020 ed al 2030 in termini di riduzione dei consumi energetici, di riduzione della CO₂ prodotta associata ai propri consumi e di sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili.

Le novità sostanziali che trovano spazio nella nuova proposta tecnica di Piano, rispetto a quella adottata con la DGR n. 4/3 del 05/02/2014, sono essenzialmente:

- 1. lo spostamento dell’orizzonte temporale dal 2020 al 2030 con più ampio respiro che consente di inquadrare il piano nella strategia europea dell’Union Energy Package e della Road Map 2050 per la decarbonizzazione dell’economia;*
- 2. l’obiettivo di riduzione delle emissioni di CO₂ del 50% rispetto al 1990 al 2030, al di sopra degli obiettivi europei;*
- 3. l’accantonamento dell’opzione GALSI e l’apertura a soluzioni che consentano di disporre del gas naturale più rapidamente per utilizzi virtuosi nel settore civile, dell’industria e dei trasporti;*
- 4. l’assunzione del 50% quale il limite inferiore di autoconsumo istantaneo nel distretto energetico funzionale alla pianificazione di nuove infrastrutture di generazione di energia elettrica;*
- 5. un forte indirizzo sulla riconversione dei trasporti terrestri e marittimi attraverso l’elettromobilità e l’impiego del gas naturale liquefatto;*
- 6. Una maggiore attenzione al processo partecipativo e di condivisione.*

Il nuovo Piano è stato adeguato alla linea tracciata dall’Union Energy Package e dalla Road Map 2050 ed ha come sfondo la COP21 di Parigi 2015.

Gli assi portanti del Piano sono costituiti dall’efficienza energetica, la riduzione dei consumi e delle intensità

energetiche, la riduzione delle emissioni climalteranti e la gestione Smart dell’Energia.

Il piano nello specifico persegue l’obiettivo ambizioso di ridurre le emissioni regionali di CO₂ del 50% rispetto al 1990. In tale contesto il Gas Naturale dovrà svolgere il ruolo di vettore energetico fossile di transizione verso un’economia decarbonizzata, acquisendo nel decennio 2020- 2030, sempre maggiori quote rispetto ai consumi totali a scapito del Petrolio e derivati e del Carbone.

Un ruolo cruciale nel piano è svolto dall’impiego del Gas Naturale Liquefatto (GNL) nei trasporti in coerenza con le strategie europee e nazionali e la direttiva 2014/94/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 22 ottobre 2014 relativa alla realizzazione di un’infrastruttura per i combustibili alternativi. Nel campo dei trasporti urbani un ruolo centrale sarà costituito dall’elettrificazione dei trasporti privati e pubblici in sostituzione di benzina e gasolio.

Di seguito gli obiettivi del PEAR Sardegna:

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 sette linee di azione strategica:

- *Efficienza Energetica*
- *Sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili*
- *Metanizzazione della Sardegna*
- *Integrazione e digitalizzazione dei sistemi energetici locali, Smart Grid e Smart City*
- *Ricerca e sviluppo di tecnologie energetiche innovative*
- *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.

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. Potenziamiento 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.

Nell’ambito dell’Obiettivo Generale 2, OG2, è prevista l’Azione Strategica di lungo periodo (2030) AS2.3 che prevede che la Regione persegua entro il 2030 l’installazione di impianti di generazione da fonte rinnovabile per una producibilità attesa di circa 2-3 TWh di energia elettrica ulteriore rispetto a quella esistente, che si attesta per il 2018 a 3,6 TWh.

Il Piano evidenzia un’analisi di coerenza tra i propri obiettivi e quelli del Piano regionale di prevenzione, conservazione e risanamento della qualità dell’aria ambiente. Vi è sostanziale coerenza tra gli obiettivi di entrambi i Piani e ciò, nella misura in cui

- l’incremento della sicurezza energetica passa attraverso l’utilizzo di combustibili meno inquinanti e la progressiva diffusione delle FER sul territorio regionale;
- l’utilizzo equilibrato di risorse energetiche endogene basso emissive o a emissioni zero (solare, eolico, biomasse) concorre ad un’evoluzione del sistema energetico verso chiari orizzonti di sostenibilità.

Tra le categorie di azione assunte dal Piano, si registra la seguente: **Realizzazione di nuove infrastrutture per la produzione energetica da FER - Fonte eolica.**

Da quanto evidenziato si comprende che il progetto di cui al presente SIA è conforme agli obiettivi del PEAR della Regione Sardegna.

3.2.4 Piano Stralcio per l’Assetto Idrogeologico, P.A.I.

Di seguito si riportano alcune informazioni direttamente tratte dal sito <http://www.regione.sardegna.it>, nella sezione Autorità di Bacino e quindi nella sottosezione Piano stralcio di Bacino per l’assetto Idrogeologico, PAI:

Il Piano Stralcio per l’Assetto Idrogeologico del bacino unico regionale PAI, è redatto ai sensi della legge n. 183/1989 e del decreto-legge n. 180/1998, con le relative fonti normative di conversione, modifica e integrazione. Il PAI è lo strumento conoscitivo, normativo e tecnico-operativo mediante il quale sono pianificate e programmate le azioni e le norme d’uso finalizzate alla conservazione, alla difesa ed alla valorizzazione del suolo, alla prevenzione del rischio idrogeologico, sulla base delle caratteristiche fisiche ed ambientali del territorio interessato. Il PAI ha valore di piano territoriale di settore e prevale sui piani e programmi di settore di livello regionale. Il P.A.I. è stato approvato con Decreto del Presidente della Regione Sardegna n. 67 del 10.07.2006 con tutti i suoi elaborati descrittivi e cartografici.

Dall’analisi del Piano per l’assetto idrogeologico, P.A.I., si rileva che l’area oggetto di intervento ricade all’interno del Bacino del Tirso.

Utilizzando i servizi WMS, Web Map Service, disponibili sul sito del Sistema Informativo Territoriale della Regione Sardegna è stato possibile produrre apposita cartografie dal titolo Carta PAI e vincolo Idrogeologico, codice MOG-PA-T17.

Dall’analisi della citata cartografia non si rilevano interferenze tra i siti di impianto e le aree oggetto di tutela ai sensi del PAI.

Per ulteriori approfondimenti, si rinvia alle relazioni specialistiche appresso ricordate:

- ✓ Relazione geologica, geomorfologica e sismica, codice MOG-CE-R13
- ✓ Relazione idrologica e idraulica, codice MOG-CE-R15

Pertanto, si può affermare la compatibilità delle opere con il PAI.

3.2.5 Piano di Tutela delle Acque, P.T.A. e Piano di Gestione del Distretto Idrografico della Sardegna

Di seguito si riportano alcune informazioni direttamente tratte dal sito

<http://www.regione.sardegna.it>, nella sezione Autorità di Bacino e quindi nella sottosezione Piano di Tutela delle Acque:

La Regione Autonoma della Sardegna, in attuazione dell'art. 44 del D.Lgs 11 maggio 1999 n. 152 e s.m.i. e dell'art. 2 della L.R. luglio 2000, n. 14, ha approvato, su proposta dell'Assessore della Difesa dell'Ambiente, il Piano di Tutela delle Acque (PTA) con Deliberazione della Giunta Regionale n. 14/16 del 4 aprile 2006. Il documento, secondo quanto previsto dalla L.R. 14/2000, è stato predisposto sulla base delle linee generali approvate dalla Giunta Regionale con D.G.R. 47/18 del 5 ottobre 2005 ed in conformità alle linee-guida approvate da parte del Consiglio Regionale. Finalità fondamentale del Piano di Tutela delle Acque è quella di costituire uno strumento conoscitivo, programmatico, dinamico attraverso azioni di monitoraggio, programmazione, individuazione di interventi, misure, vincoli, finalizzati alla tutela integrata degli aspetti quantitativi e qualitativi della risorsa idrica. Questo nell'idea fondativa secondo la quale solo con interventi integrati che agiscono anche sugli aspetti quantitativi, non limitandosi ai soli aspetti qualitativi, possa essere garantito un uso sostenibile della risorsa idrica, per il perseguimento dei seguenti obiettivi:

- 1. raggiungimento o mantenimento degli obiettivi di qualità fissati dal D. Lgs. 152/99 e suoi collegati per i diversi corpi idrici ed il raggiungimento dei livelli di quantità e di qualità delle risorse idriche compatibili con le differenti destinazioni d'uso;*
- 2. recupero e salvaguardia delle risorse naturali e dell'ambiente per lo sviluppo delle attività produttive ed in particolare di quelle turistiche; tale obiettivo dovrà essere perseguito con strumenti adeguati particolarmente negli ambienti costieri in quanto rappresentativi di potenzialità economiche di fondamentale importanza per lo sviluppo regionale;*
- 3. raggiungimento dell'equilibrio tra fabbisogni idrici e disponibilità, per garantire un uso sostenibile della risorsa idrica, anche con accrescimento delle disponibilità idriche attraverso la promozione di misure tese alla conservazione, al risparmio, al riutilizzo ed al riciclo delle risorse idriche.*

Il Piano di Tutela delle Acque, oltre agli interventi volti a garantire il raggiungimento o il mantenimento degli obiettivi, le misure necessarie alla tutela qualitativa e quantitativa del sistema idrico, contiene: i risultati dell'attività conoscitiva; l'individuazione degli obiettivi ambientali e per specifica destinazione; l'elenco dei corpi idrici a specifica destinazione e delle aree richiedenti specifiche misure di prevenzione dall'inquinamento e di risanamento; le misure di tutela qualitative e quantitative tra loro integrate e coordinate per bacino idrografico; il programma di attuazione e verifica dell'efficacia degli interventi previsti.

Si è, quindi, proceduto con l’analisi delle cartografie relative ai seguenti acquiferi:

- Tavola 4a – Acquiferi Sedimentari Plio Quaternari
- Tavola 4b – Acquiferi Vulcanici Plio Quaternari

- Tavola 4c – Acquiferi Sedimentari Terziari
- Tavola 4d – Acquiferi Vulcanici Terziari
- Tavola 4e – Acquiferi Carbonatici Mesozoici Paleozoici

Di seguito un’analisi grafica relativa all’interferenza tra il layout del parco e gli acquiferi individuati da ciascuna delle carte di cui al precedente elenco:

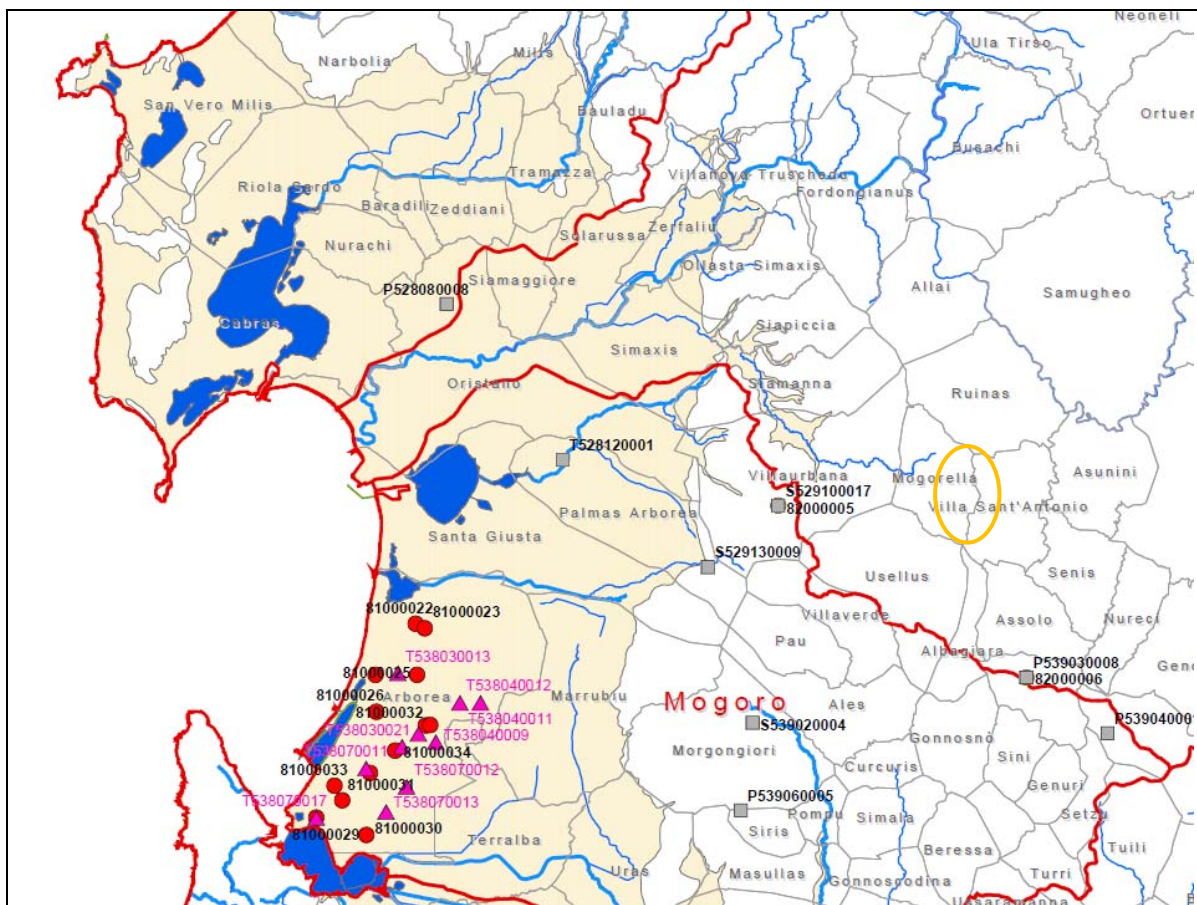


Fig. 7 - Stralcio della TAV. 4a – L’ellisse color arancione indica l’area interessata dal Parco



Come è possibile osservare non si rilevano interferenze tra i siti di impianto e gli acquiferi.

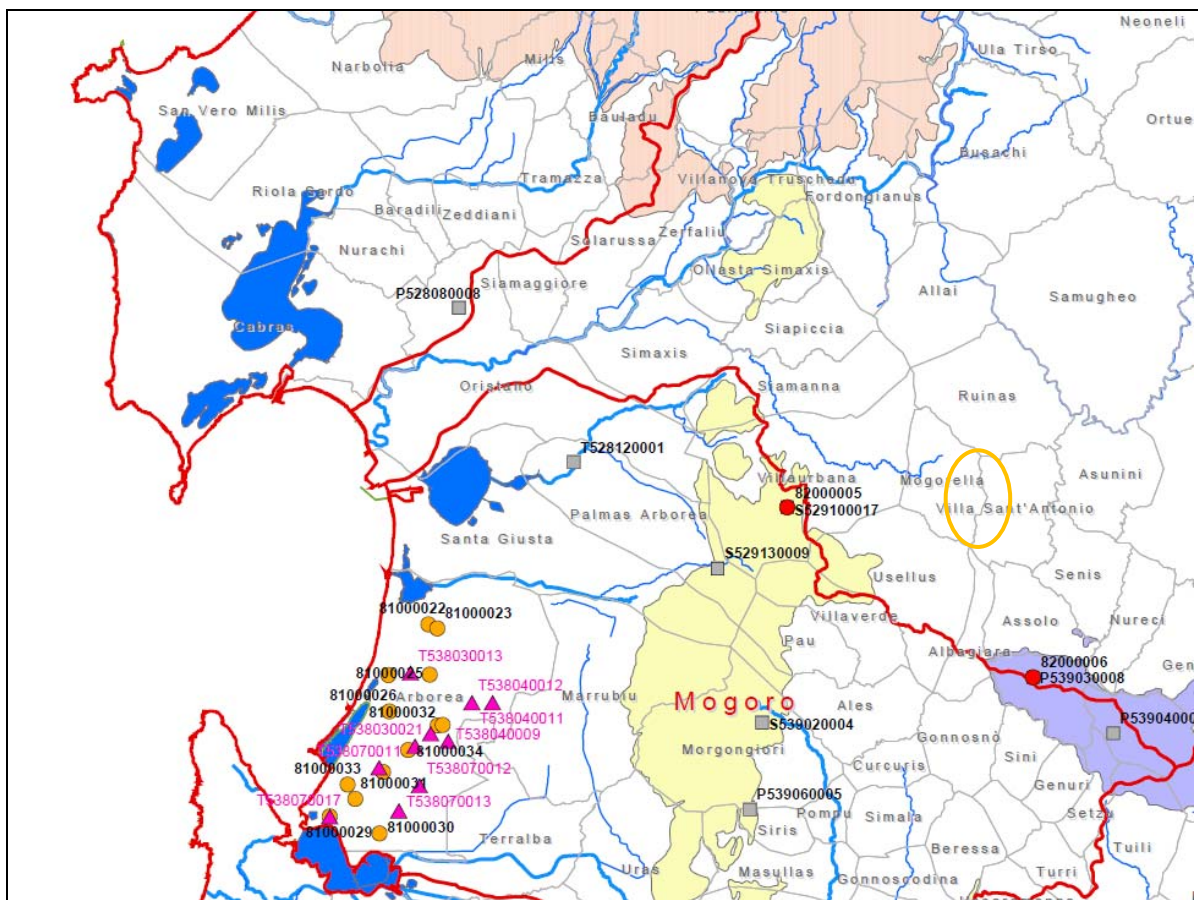
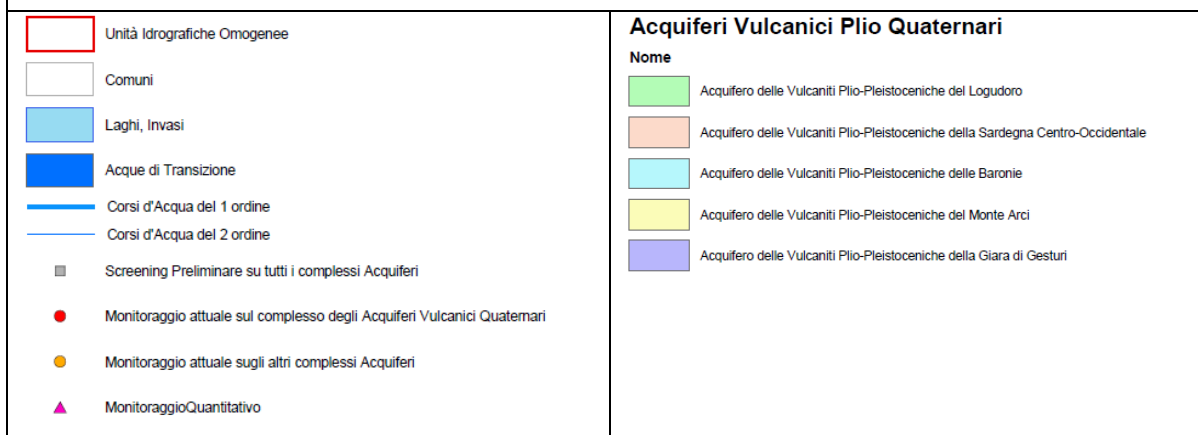


Fig. 8 - Stralcio della TAV. 4b – L’ellisse color arancione indica l’area interessata dal Parco



Come è possibile osservare non si rilevano interferenze tra i siti di impianto e gli acquiferi.

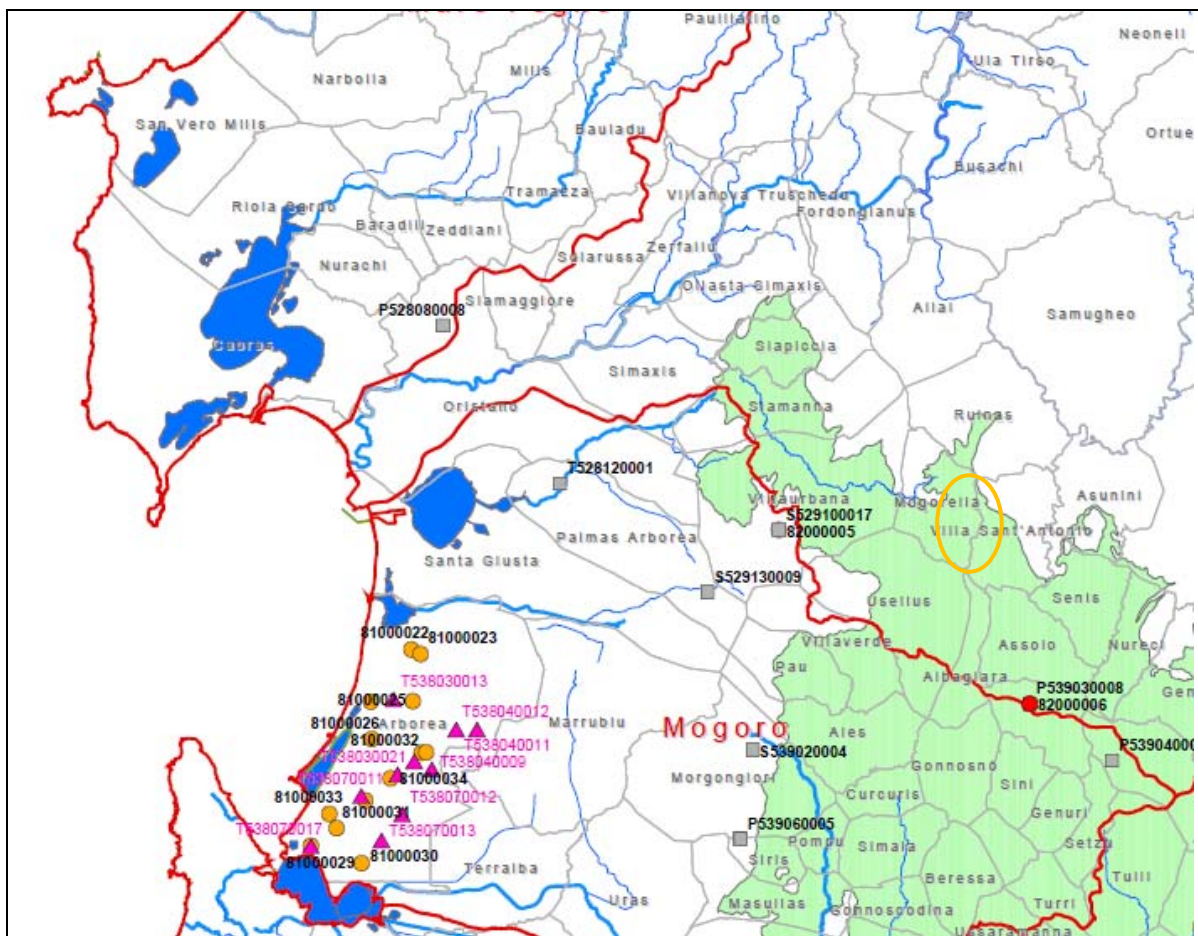
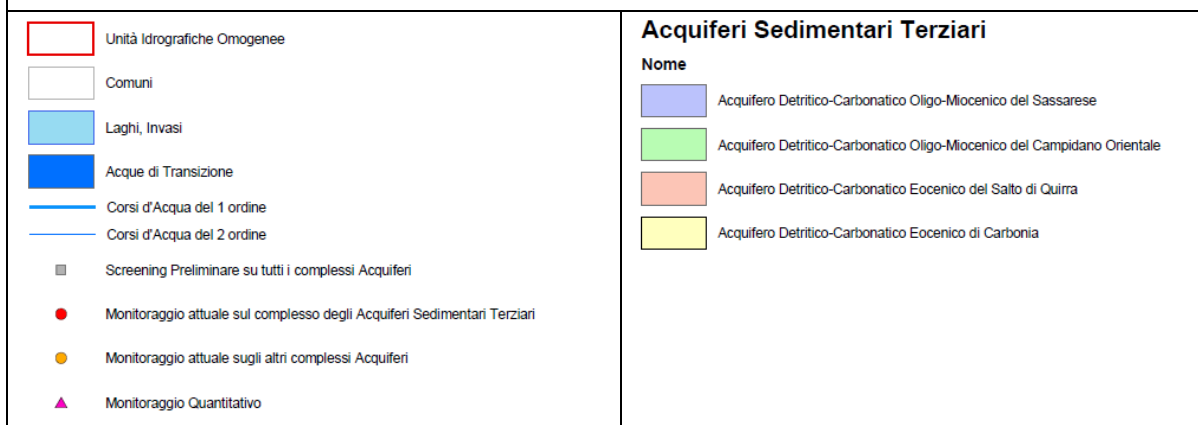


Fig. 9 - Stralcio della TAV. 4c – L’ellisse color arancione indica l’area interessata dal Parco



In questo caso si registra interferenza tra i siti interessati dalle opere e l’acquifero detritico Carbonatico oligo-miocenico del Campidano Orientale.

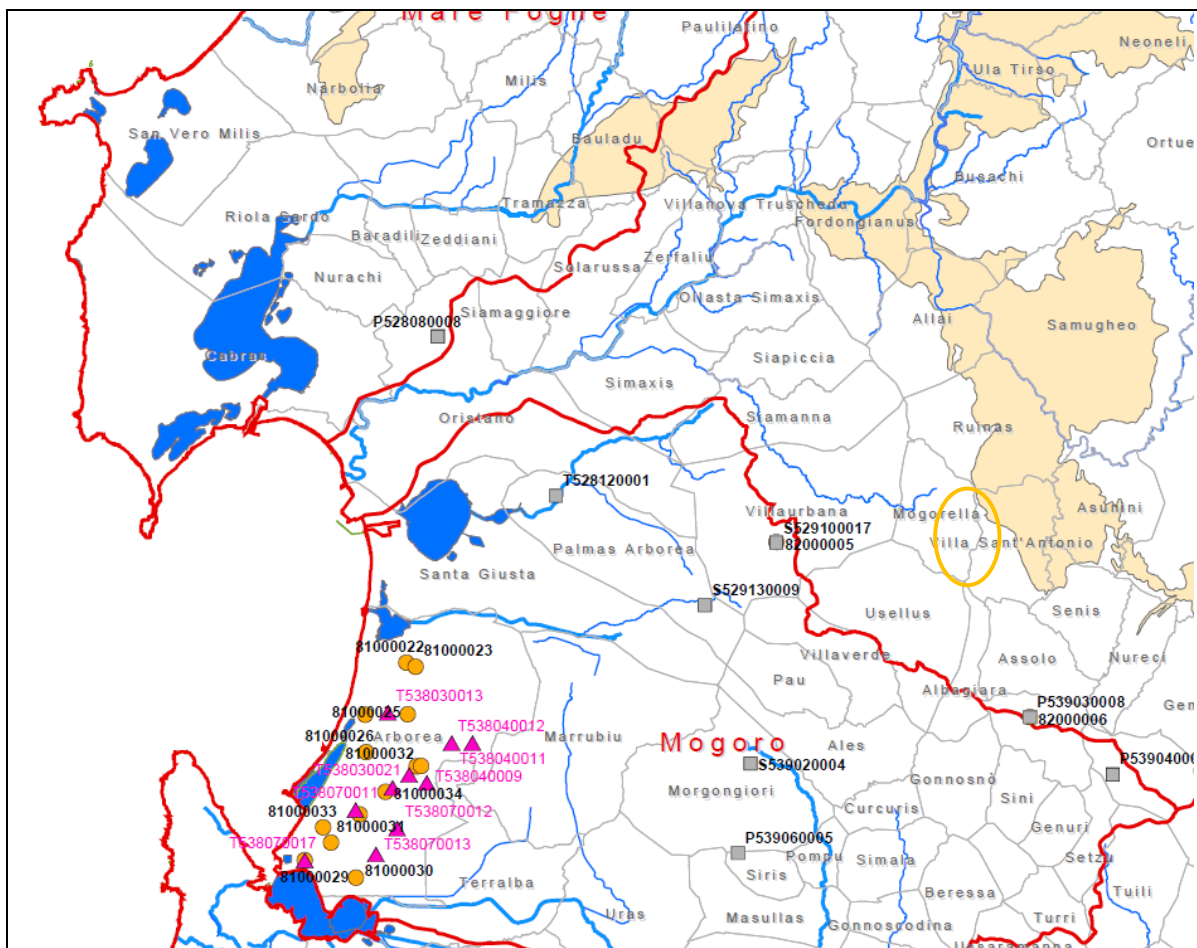
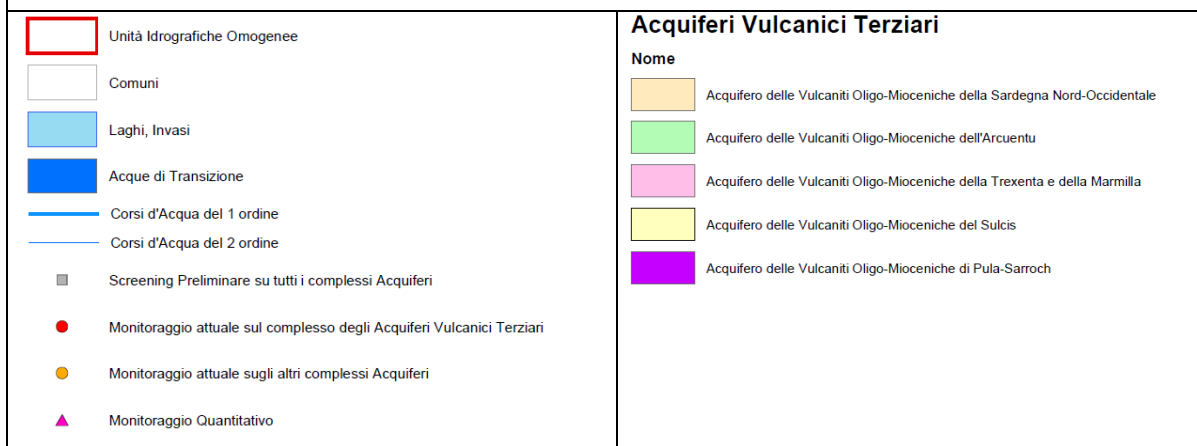


Fig. 10 - Stralcio della TAV. 4d – L’ellisse color arancione indica l’area interessata dal Parco



In questo caso i siti di impianto sono limitrofi all’acquifero delle vulcaniti oligo-mioceniche della Sardegna Nord-Occidentale.

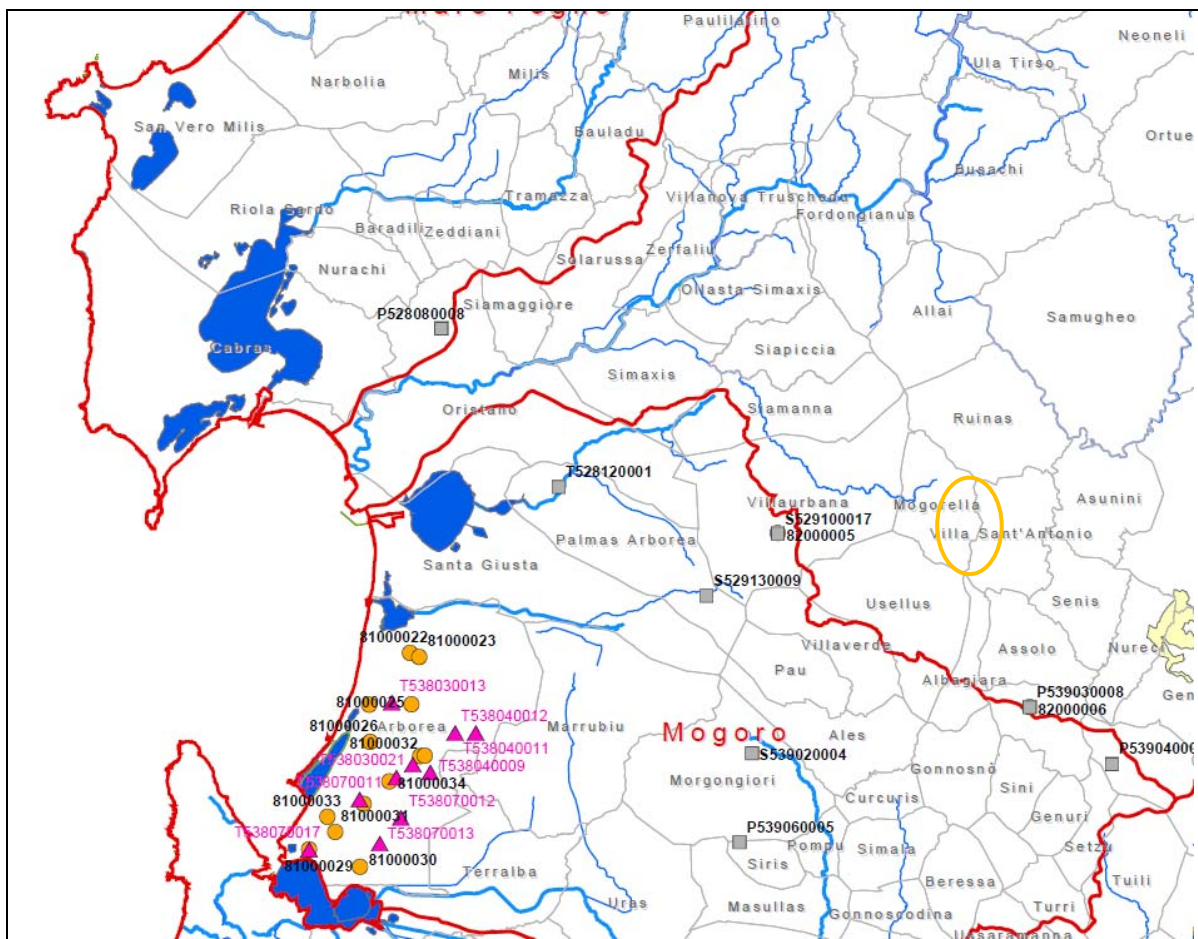
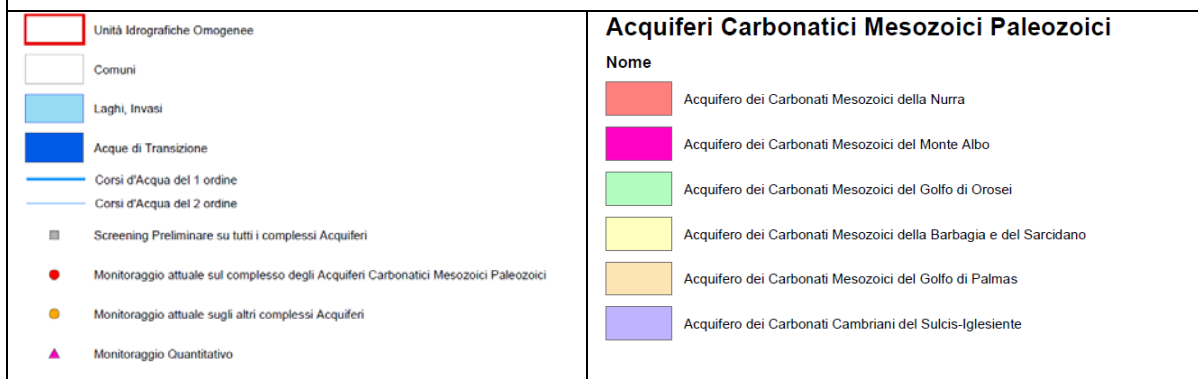


Fig. 11 - Stralcio della TAV. 4e – L’ellisse color arancione indica l’area interessata dal Parco



Come è possibile osservare non si rilevano interferenze tra i siti di impianto e gli acquiferi.

In questa sede appare opportuno fare un cenno al **Piano di Gestione del Distretto Idrografico della Sardegna** (le informazioni che seguono sono tratte dal sito <http://www.regione.sardegna.it/speciali/pianogestionedistrettoidrografico/>):

Il Piano di Gestione, previsto dalla Direttiva quadro sulle Acque (Direttiva 2000/60/CE) rappresenta lo strumento operativo attraverso il quale si devono pianificare, attuare e monitorare le misure per la protezione, il risanamento e il miglioramento dei corpi idrici superficiali e sotterranei e agevolare un utilizzo sostenibile delle risorse idriche.

Nel Distretto idrografico della Sardegna il primo Piano di gestione è stato adottato dal Comitato Istituzionale dell’Autorità di Bacino Regionale con delibera n. 1 del 25.02.2010. Successivamente, con delibera n. 1 del 3.6.2010, è stata adottata la prima revisione del Piano di Gestione per tener conto dei risultati delle consultazioni pubbliche e delle prescrizioni derivanti dal procedimento di Valutazione Ambientale Strategica.

La Direttiva prevede per il Piano di Gestione un processo di revisione continua ed in particolare stabilisce che lo stesso piano venga sottoposto a riesame e aggiornamento entro il 22 dicembre 2015 e, successivamente, ogni 6 anni.

La Direttiva stabilisce inoltre che gli Stati membri devono promuovere la partecipazione attiva di tutte le parti interessate all’attuazione della Direttiva stessa, in particolare all’elaborazione, al riesame e all’aggiornamento dei piani di gestione dei bacini idrografici.

Con propria Delibera n. 1 del 15 marzo 2016 il Comitato Istituzionale dell’Autorità di Bacino ha adottato e approvato, ai sensi dell’art. 2 L.R. 9 novembre 2015, n. 28, il Riesame e Aggiornamento del Piano di Gestione del Distretto Idrografico della Sardegna ai fini del successivo iter di approvazione in sede statale secondo le disposizioni dell’articolo 66 del D. Lgs. 152/2006.

Il documento di piano integra e aggiorna il documento già adottato e approvato con Delibera n. 5 del 17 dicembre 2015 alla luce delle risultanze del tavolo di confronto con il MATTM svoltosi, d’intesa con i tecnici della DG Environment della Commissione Europea, nei primi due mesi del 2016.

Il secondo Piano di Gestione delle acque del distretto idrografico della Sardegna è stato infine approvato con Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 27 ottobre 2016 pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 25 del 31 gennaio 2017.

Sostanzialmente il Piano di Gestione ripercorre per macro temi gli argomenti affrontati nel P.T.A., approfondendo gli aspetti gestionali. In particolare, il Piano di Gestione rivisita le cartografie già elaborate dal P.T.A.

Con riferimento al Piano di Gestione in argomento sono state consultate le seguenti tavole, emesse nel Marzo 2016:

- Allegato n. 6 – Tav. n. 1 – Classificazione delle acque superficiali: stato ecologico;
- Allegato n. 6 – Tav. n. 2 – Classificazione delle acque superficiali: stato chimico;
- Allegato n. 6 – Tav. n. 3 – Stato chimico dei corpi idrici sotterranei degli acquiferi sedimentari plio-quaternari, vulcanici plio-quadernari e sedimentari terziari;
- Allegato n. 6 – Tav. n. 4 – Stato chimico dei corpi idrici sotterranei degli acquiferi vulcanici terziari, carbonatici mesozoici e paleozoici e granitoidi paleozoici.

Dalla consultazione della Tav. 1 si rileva che l’area oggetto di intervento si trova nei pressi di corpi idrici superficiali aventi stato ecologico buono).

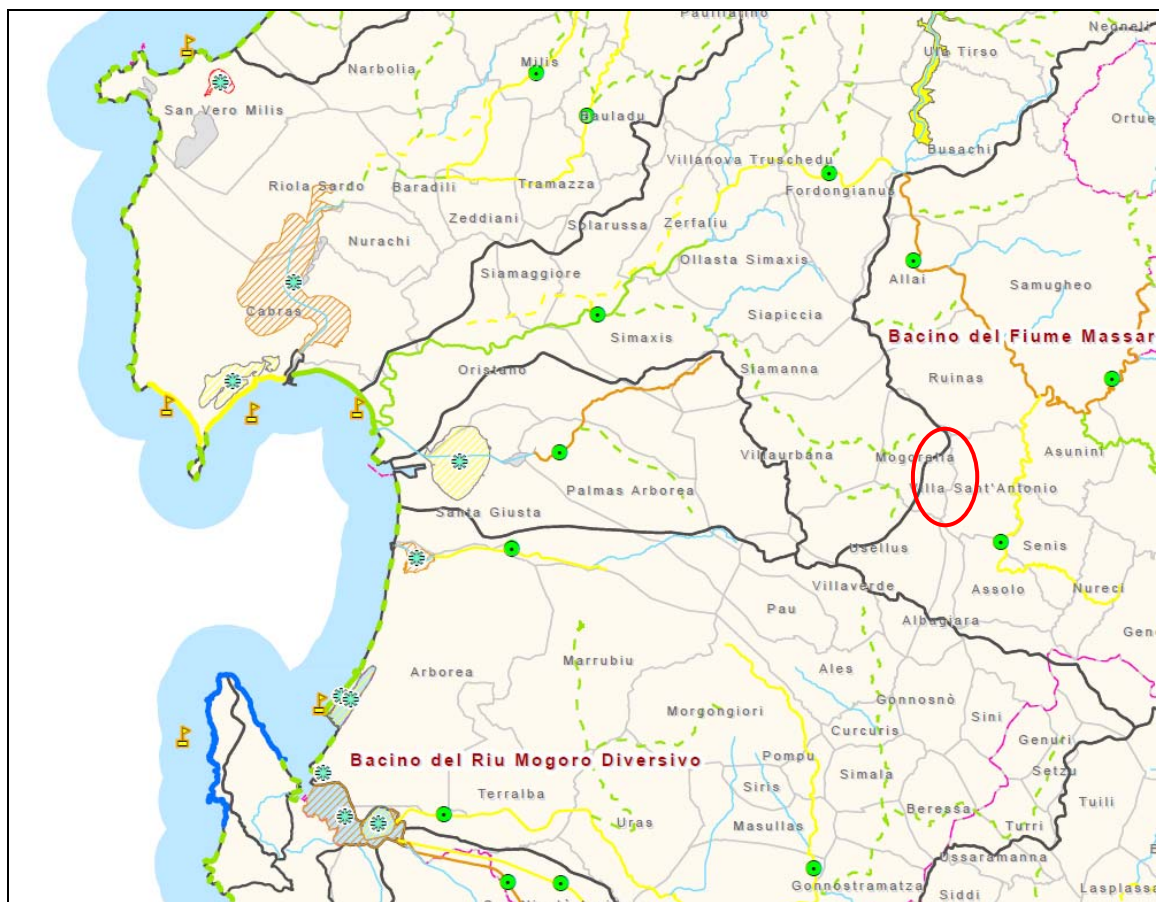
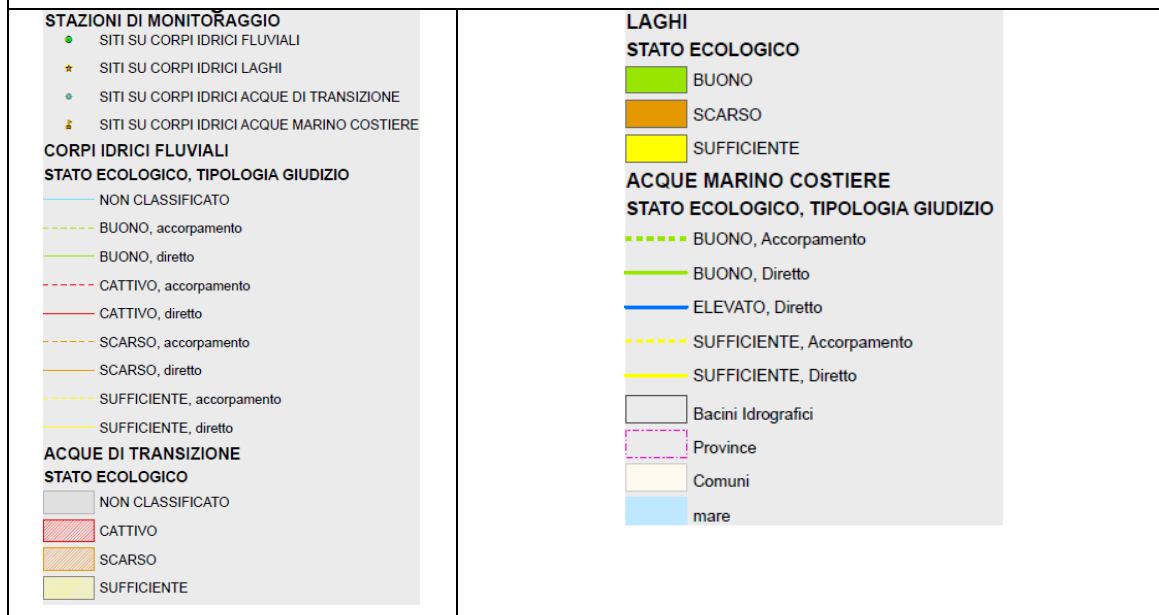


Fig. 12 - Stralcio della Tav. 1 del Piano di Gestione – L’ellisse in rosso indica l’area Parco



Dalla consultazione della Tav. 2 si rileva che l’area oggetto di intervento si trova nei pressi di corpi idrici superficiali aventi stato chimico buono.

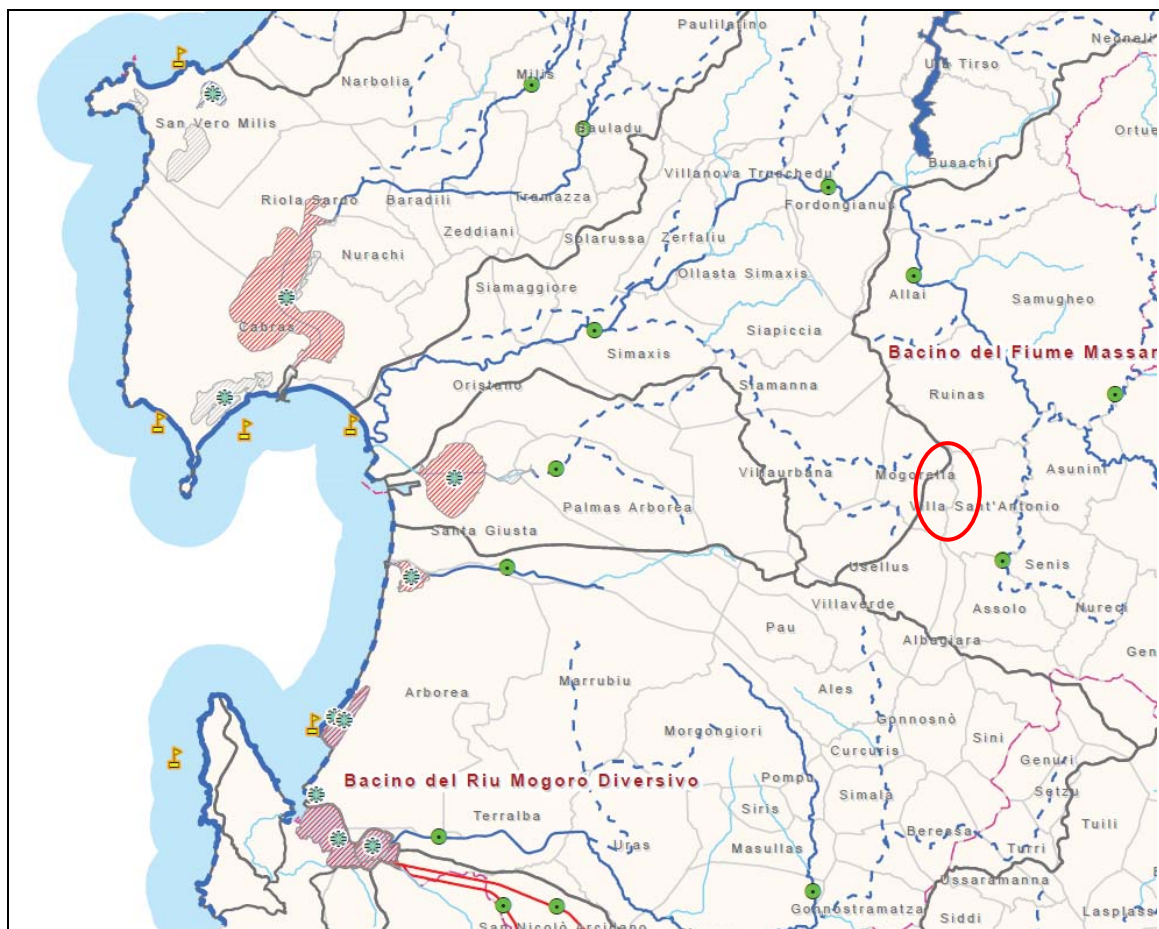
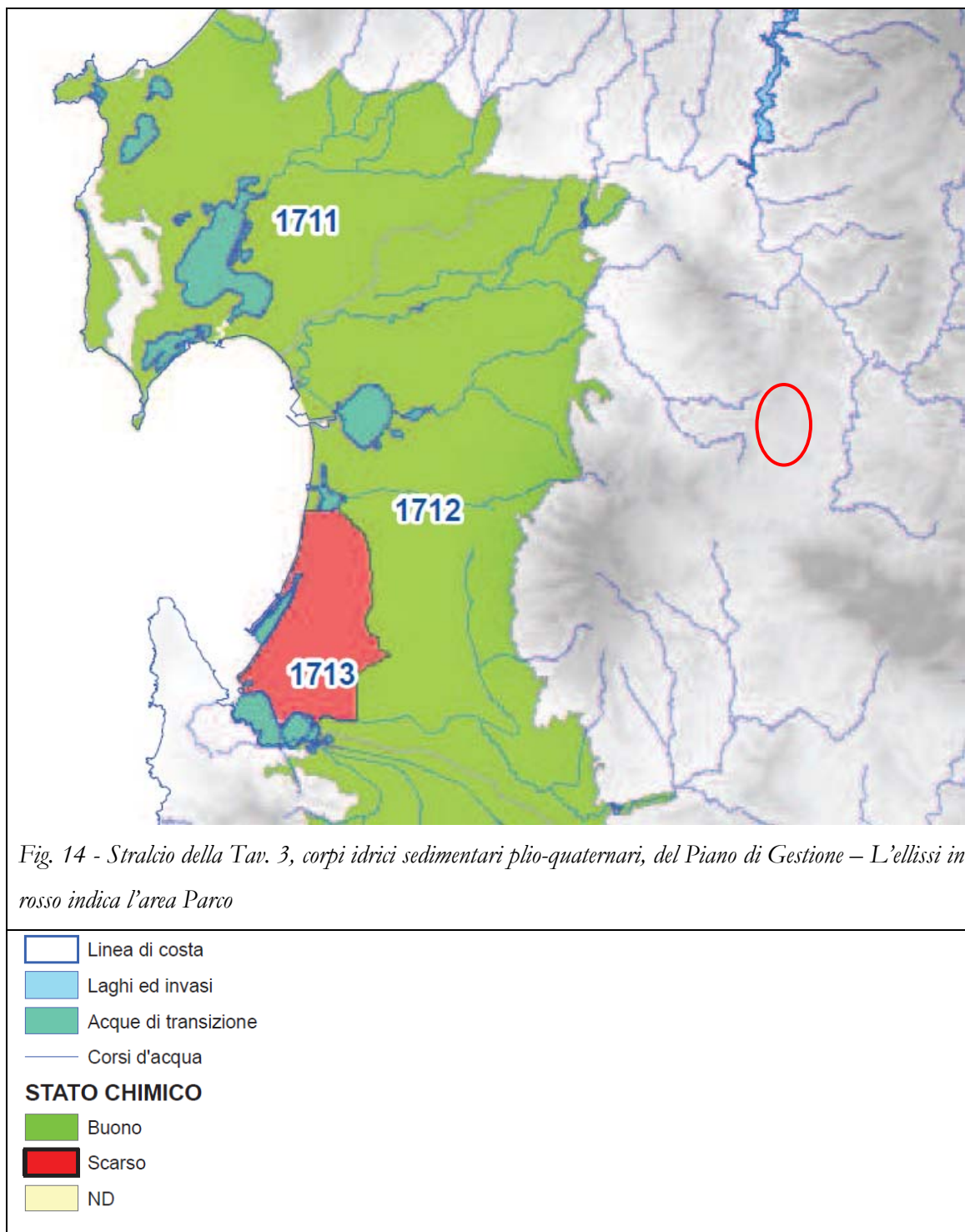


Fig. 13 - Stralcio della Tav. 2 del Piano di Gestione – L’ellisse in rosso indica l’area Parco

<p>STAZIONI DI MONITORAGGIO</p> <ul style="list-style-type: none"> ● SITI SU CORPI IDRICI FLUVIALI ★ SITI SU CORPI IDRICI LAGHI ◉ SITI SU CORPI IDRICI ACQUE DI TRANSIZIONE ⚓ SITI SU CORPI IDRICI ACQUE MARINO COSTIERE <p>CORPI IDRICI FLUVIALI STATO CHIMICO, TIPOLOGIA GIUDIZIO</p> <ul style="list-style-type: none"> — EPISODICI - - - - BUONO, accorpamento — BUONO, diretto - - - - NON BUONO, accorpamento — NON BUONO, diretto <p>CORPI IDRICI LAGHI STATO CHIMICO</p> <ul style="list-style-type: none"> □ NON CLASSIFICATO ■ BUONO ■ NON BUONO 	<p>CORPI IDRICI ACQUE DI TRANSIZIONE STATO CHIMICO</p> <ul style="list-style-type: none"> □ NON CLASSIFICATO ■ BUONO ■ NON BUONO <p>CORPI IDRICI ACQUE MARINO COSTIERE STATO CHIMICO, TIPOLOGIA GIUDIZIO</p> <ul style="list-style-type: none"> - - - - BUONO, Accorpamento — BUONO, Diretto - - - - NON BUONO, Accorpamento — NON BUONO, Diretto <p>□ Comuni</p> <p>□ Province</p> <p>□ Bacini Idrografici</p> <p>■ mare</p>
---	--

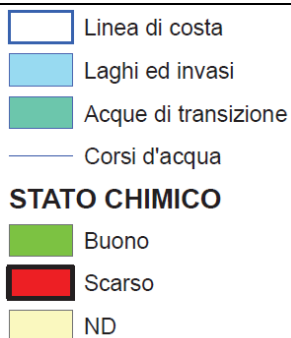
Dalla consultazione della Tav. 3, per quanto riguarda i corpi idrici sedimentari plio-quadernari, si rileva che l’area oggetto di intervento non interessa acquiferi:



Dalla consultazione della Tav. 3, per quanto riguarda i corpi idrici delle vulcaniti plio-quadernarie, si rileva che l’area oggetto di intervento non interessa acquiferi.



Fig. 15 - Stralcio della Tav. 3, corpi idrici delle vulcaniti plio-quadernarie, del Piano di Gestione – L’ellissi in rosso indica l’area Parco



Dalla consultazione della Tav. 3, per quanto riguarda i corpi idrici sedimentari terziari, si rileva che l’area oggetto di intervento interessa l’acquifero 2413 Detritico-Carbonatico Oligo-Miocenico della Marmilla-Sarcidano, in stato chimico buono.

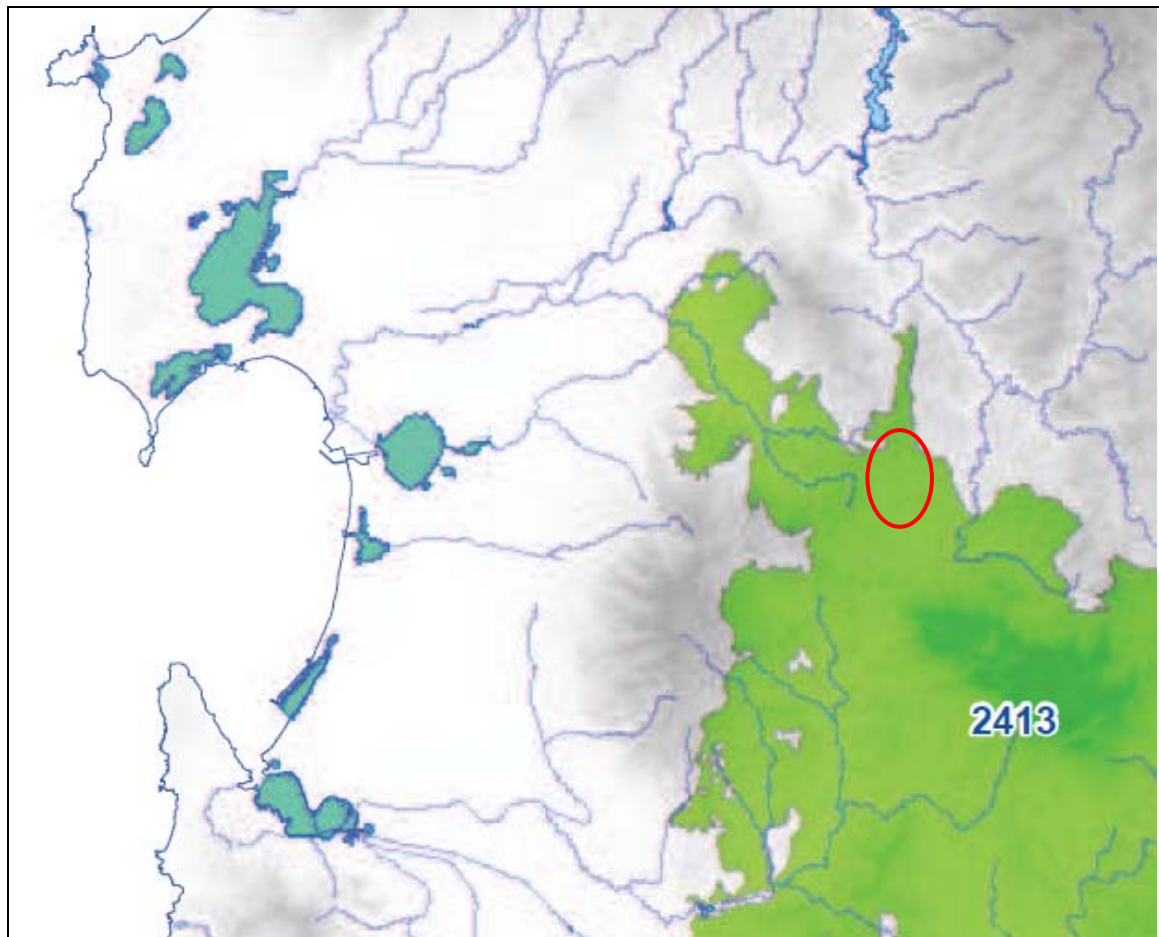









Fig. 16 - Stralcio della Tav. 3, corpi idrici sedimentari terziari, del Piano di Gestione – L’ellissi in rosso indica l’area Parco

Dalla consultazione della Tav. 4, per quel che concerne i corpi idrici delle vulcaniti oligo-mioceniche, si rileva che l’area oggetto di intervento è limitrofa all’acquifero 2741 Vulcaniti Oligo-Mioceniche di Samugheo, il cui stato chimico è buono.



Fig. 17 - Stralcio della Tav. 4, corpi idrici delle vulcaniti oligo-mioceniche, del Piano di Gestione – L’ellisse in rosso indica l’area Parco

-  Linea di costa
 -  Laghi ed invasi
 -  Acque di transizione
 -  Corsi d’acqua
- STATO CHIMICO**
-  Buono
 -  Scarso
 -  ND

Dalla consultazione della Tav. 4, per quel che concerne i corpi idrici dei carbonati mesozoici e paleozoici, si rileva che l’area oggetto di intervento non interessa alcun acquifero.

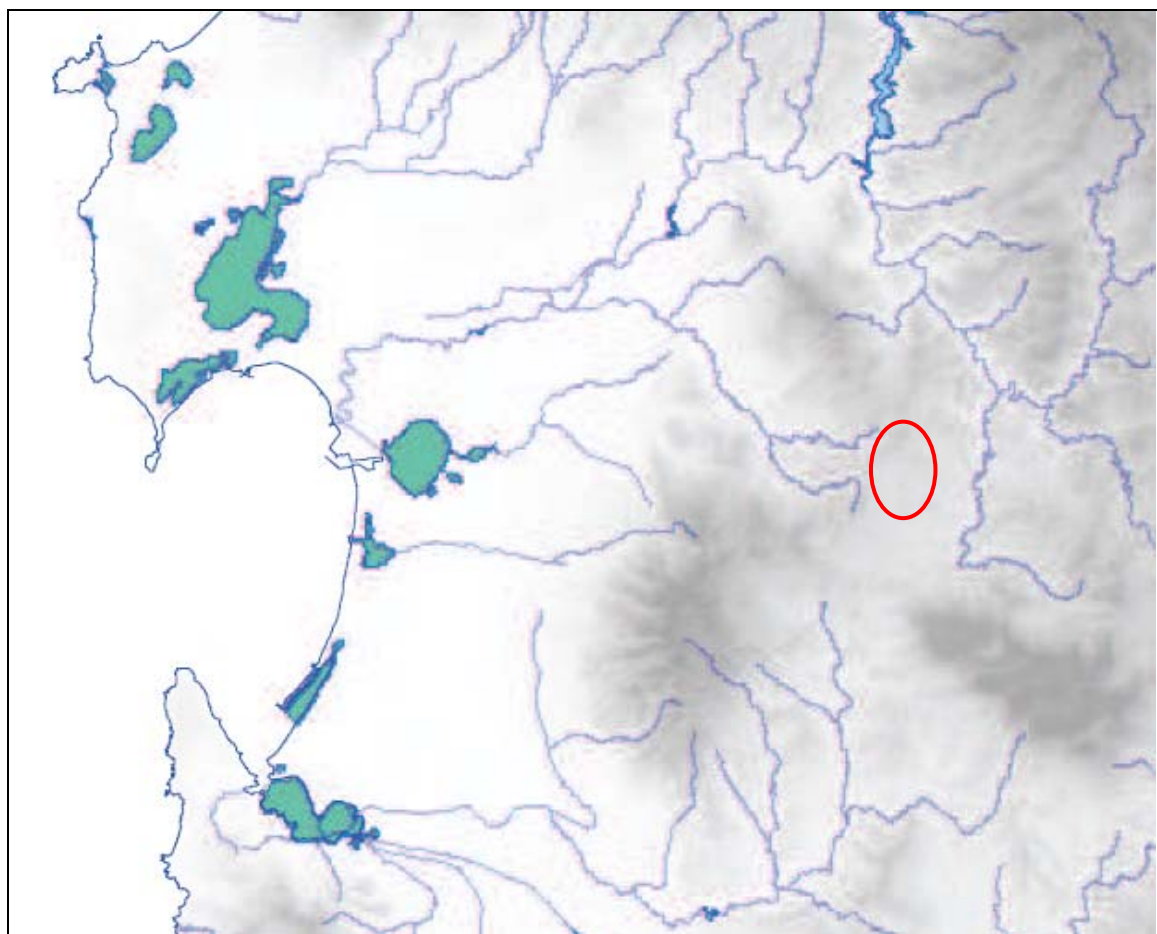
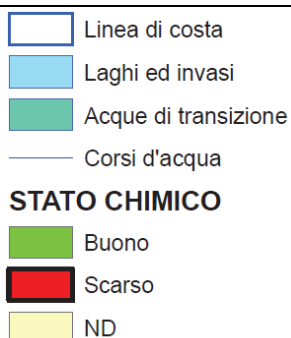


Fig. 18 - Stralcio della Tav. 4, corpi idrici dei carbonati mesozoici e paleozoici, del Piano di Gestione – L’ellisse in rosso indica l’area Parco



Dalla consultazione della Tav. 4, per quel che concerne i corpi idrici dei granitoidi paleozoici, si rileva che l’area oggetto di intervento non interessa acquiferi.

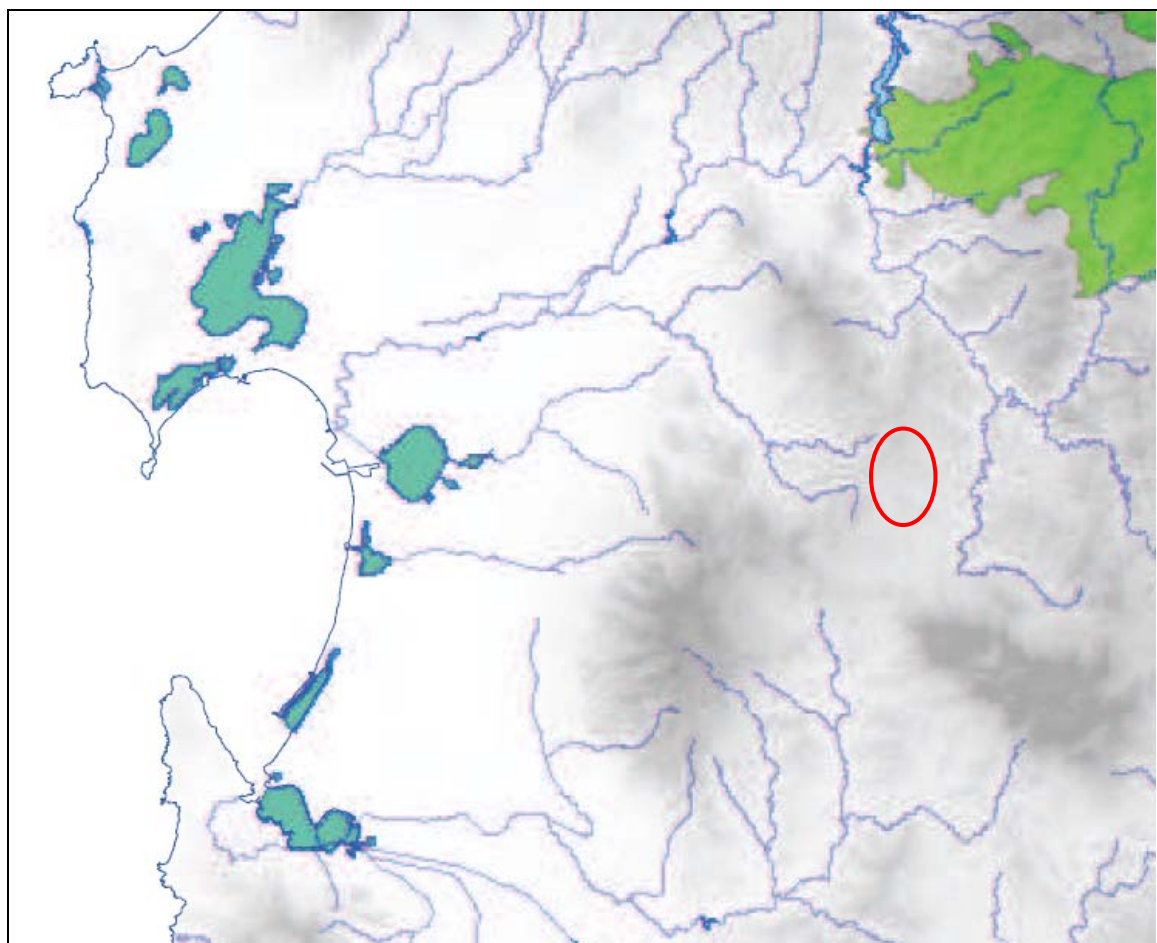


Fig. 19 - Stralcio della Tav. 4, corpi idrici dei granitoidi paleozoici, del Piano di Gestione – L’ellisse in rosso indica l’area Parco



A valle delle analisi effettuate, di seguito alcune utili considerazioni.

La realizzazione del nuovo impianto e il suo esercizio non possono in alcun modo inficiare le caratteristiche dei corpi idrici superficiali, né tantomeno quello dei corpi idrici sotterranei, come sarà argomentato nel prosieguo del presente paragrafo.

Con riferimento alla possibile interferenza tra le opere di cui al presente Studio e i corpi idrici superficiali si osserva che aerogeneratori, piazzole e viabilità sono previsti nei pressi di linee di displuvio: pertanto, non interferiscono con la rete idrografica del sito.

Inoltre, si fa presente che il progetto della viabilità sarà dotato di opere di intercettazione e allontanamento delle acque meteoriche presso gli impluvi più vicini. Sarà posta particolare cura nella realizzazione delle opere di scarico delle acque intercettate dalla viabilità, prediligendo la realizzazione di più punti di scarico in modo da alterare al minimo il regime idrico degli impluvi che, così, non saranno interessati da picchi di immissione. Ciò al solo scopo di mantenere il più possibile inalterato il regime idrico esistente.

Anche la posa dei cavi MT di potenza non produrrà particolari interferenze con il reticolo idrografico, in quanto i cavi correranno, in parte al di sotto della viabilità di servizio che, come ricordato, trova propria ubicazione nelle immediate adiacenze delle linee di displuvio, in parte lungo viabilità esistenti la cui interferenza con il reticolo idrografico è già stata oggetto di studio nella relazione tecnica descrittiva, codice MOG-CE-R01 cui si rinvia per tutti i dettagli del caso.

Infine, si osserva che le opere oggetto del presente Studio non prevedono nessuna forma di scarico sui corpi idrici superficiali, né tantomeno attingimenti dagli stessi.

Per quel che concerne l’interferenza con i corpi idrici sotterranei, si osserva che:

- Solo le aree oggetto delle opere di fondazione degli aerogeneratori saranno realmente rese impermeabili. In particolare, l’area che non consentirà scambi con gli strati profondi è quella del plinto di fondazione.
- Per la trivellazione dei pali di fondazione, qualora necessari a seguito della progettazione esecutiva, non sarà previsto l’impiego di alcuna sostanza inquinante.
- L’area della Sottostazione sarà oggetto di idonee opere di captazione e allontanamento delle acque meteoriche presso gli impluvi esistenti.
- La viabilità sarà progettata prevedendo una fondazione stradale costituita da tout-venant, per uno spessore di 0,40 m, e uno strato di finitura in misto granulometrico, di spessore pari a 0,20 m. Tali materiali sono altamente permeabili e consentono lo

scambio idrico tra strati superficiali e strati profondi del terreno.

- La trincea di posa dei cavi MT sarà rinterrata e rinfiancata con materiale proveniente dagli scavi assicurando, anche in questo caso lo scambio idrico tra i diversi strati di terreno, nonché il passaggio delle acque di falda, ove dovesse verificarsi un innalzamento del livello della stessa.
- Non sono previsti emungimenti da falda, né tanto meno scarichi nella stessa.

Solo a titolo qualitativo si fa presente che le uniche forme di inquinamento possono essere dovute a fuoriuscite accidentali di carburante, olii o altri liquidi inquinanti a bordo dei mezzi meccanici/veicoli che saranno impiegati per la realizzazione delle opere e per la loro manutenzione ordinaria e straordinaria.

Alla luce di quanto citato il progetto può certamente essere ritenuto compatibile con il P.T.A. e con il Piano di Gestione del Distretto Idrografico della Regione Sardegna.

3.2.6 Piano Urbanistico Comunale, PUC, del Comune di Mogorella

Le informazioni appresso riportate sono tratte dal sito del Comune di Mogorella. Il Piano Urbanistico Comunale, P.U.C., di Mogorella è stato adottato con Delibera del Consiglio Comunale n. 14/1998 – (BURAS n. 13/1998). Con deliberazione del Consiglio Comunale n. 18 del 07/07/2016 è stato adottato il PUC in adeguamento al PPR e al PAI.

Ad oggi, il PUC è in fase di Valutazione Ambientale Strategica, VAS.

Come noto, il territorio comunale in argomento è interessato dalla realizzazione di:

- ✓ n. 2 aerogeneratori, aventi codici M01 ed M02 con relative viabilità e piazzole di servizio,
- ✓ parte del tracciato dell’elettrodotto interrato in MT di collegamento tra gli aerogeneratori e la Sottostazione;
- ✓ SSEU;
- ✓ elettrodotto interrato in AT di collegamento tra la Sottostazione e la esistente Stazione Elettrica di smistamento della RTN a 220 kV “Mogorella”.

Da indagini svolte, anche con l’ausilio del webgis Urbismap e da quanto emerge dagli elaborati del presente progetto, le aree che saranno interessate dalle opere, di cui al precedente elenco, sono aree agricole.

Considerato che le zone agricole possono essere utilizzate per la realizzazione di impianti di produzione di energia da Fonti Energetiche Rinnovabili, FER, ai sensi dell’art. 12 del D. Lgs.

387/2003, **si può affermare la compatibilità tra le opere in progetto e il PUC del Comune di Mogorella.**

3.2.7 Piano Urbanistico Comunale, PUC, del Comune di Villa S. Antonio

Attraverso il sito del Comune di Villa S. Antonio è stato possibile reperire il Piano Urbanistico Comunale costituito da elaborati recanti la data dell’ottobre 1993 e aggiornati fino al 1995. Il territorio comunale è interessato dalla realizzazione di:

- ✓ n. 4 aerogeneratori, aventi codici V03, V04, V05 e V06, con relative viabilità e piazzole di servizio,
- ✓ parte del tracciato dell’elettrodotto interrato in MT di collegamento tra gli aerogeneratori e la Sottostazione.

Le cartografie del PUC sono appresso elencate:

- ✓ Tavola 3 Zonizzazione abitato, con evidente dettaglio del centro abitato;
- ✓ Tavola 4 Zonizzazione aree esterne, con dettaglio di due aree appena fuori l’abitato concernenti una zona artigianale e il depuratore comunale.

Anche in questo caso, dalla legenda della cartografia si rileva che le aree prive di campitura sono zone agricole. Va, altresì, osservato che la cartografia approfondisce solo l’abitato del Comune e due aree appena fuori l’abitato (come indicato dal precedente elenco), lasciando intendere che le aree esterne al centro abitato (prive di campitura) sono tutte zone agricole. Dalla sovrapposizione della cartografia relativa alla zonizzazione urbanistica con le opere previste dal presente progetto, si conferma che i siti di impianto sono decisamente lontani dall’abitato e che pertanto ricadono integralmente in zona agricola (cfr. elaborato grafico avente codice MOG-CE-T27 e titolo Inquadramento su stralcio dei PUC comunali).

Considerato che le zone agricole possono essere utilizzate per la realizzazione di impianti di produzione di energia da Fonti Energetiche Rinnovabili, FER, ai sensi dell’art. 12 del D. Lgs. 387/2003, **si può affermare la compatibilità tra le opere in progetto e il PUC del Comune di Villa S. Antonio.**

3.2.8 Piano Regionale di Qualità dell’Aria Ambiente

Il Piano Regionale di Qualità dell’Aria Ambiente è stato redatto in conformità al Decreto Legislativo n. 155 del 13 agosto 2010 “Attuazione della direttiva 2008/50/CE relativa alla qualità dell’aria ambiente e per un’aria più pulita in Europa”. Il citato Decreto ha tra le sue

finalità il mantenimento della qualità dell’aria ambiente, laddove buona, e il suo miglioramento negli altri casi.

A tale scopo, le Regioni valutano annualmente la qualità dell’aria ambiente, utilizzando la rete di monitoraggio e le altre tecniche di valutazione di cui dispongono, in conformità alle disposizioni dello stesso decreto. Nelle zone e/o negli agglomerati in cui sono individuate delle situazioni di superamento dei valori limite o dei valori obiettivo è necessario intervenire sulle principali sorgenti emissive per ridurre i livelli degli inquinanti e perseguire il raggiungimento degli standard legislativi. Nelle altre zone è necessario attivare quelle azioni che garantiscano il mantenimento della qualità dell’aria.

La proposta di piano e misure per la gestione della qualità dell’aria è stata elaborata sulla base delle informazioni sulle emissioni di inquinanti dell’aria che fanno riferimento ai seguenti documenti:

- ✓ Inventario delle emissioni di inquinanti dell’aria (aggiornato al 2010);
- ✓ Zonizzazione e classificazione del territorio regionale, di cui alla deliberazione della Giunta regionale n. 52/19 del 10/12/2015.

L’iniziativa proposta risulta in linea con i principi di tutela del Piano in quanto la produzione di energia elettrica tramite conversione eolica è priva di emissioni aeriformi di qualsivoglia natura o di alcun tipo di emissione inquinante o rilascio e, al contrario, la costruzione ed esercizio dell’opera determinerà un beneficio ambientale dovuto alla mancanza di emissioni nocive derivanti dall’energia prodotta dall’impianto che non sarà generata tramite i tradizionali cicli inquinanti, ovvero da combustibili fossili (carbone, petrolio, gas metano).

La produzione netta attesa di energia da fonte eolica rinnovabile è pari a circa 85.870 MWh/anno.

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

0,516 tCO₂/MWh

Quindi realizzare l’impianto significa evitare la produzione di $85.870 \cdot 0,516 = 44.308,92$ tCO₂.

Inoltre, con riferimento al Rapporto ambientale ENEL 2011, si possono evitare emissioni di SO₂ e NO_x secondo i seguenti rapporti:

- ✓ 0,341 gSO₂/kWh;
- ✓ 0,389 gNO_x/kWh,

ovvero un risparmio di

- ✓ $0,341 \cdot 85.870.000 = 29.281.670 \text{ g/anno} = 29.281,67 \text{ kg/anno}$ di SO₂;
- ✓ $0,389 \cdot 85.870.000 = 33.403.430 \text{ g/anno} = 33.403,43 \text{ kg/anno}$ di NO_x.

Dall’analisi del Piano in argomento non è stato riscontrato alcun elemento di interferenza con l’area del progetto dell’impianto eolico e delle opere per la connessione alla RTN risultando pertanto compatibile e coerente con lo strumento di pianificazione.

3.2.9 Piano d’Azione Nazionale per le Fonti Rinnovabili

Il Piano d’Azione Nazionale per le Fonti Rinnovabili, PAN, è stato redatto in data 30 giugno 2010 dal Ministero dello Sviluppo Economico, in conformità alla Direttiva 2009/28/CE.

La citata Direttiva stabilisce un quadro comune per la promozione dell’energia da fonti rinnovabili e fissa obiettivi nazionali obbligatori per la quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia e per la quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti. Secondo quanto previsto all’art. 4 della direttiva, ogni Stato membro adotta un PAN per le energie rinnovabili. I PAN per le energie rinnovabili fissano gli obiettivi nazionali degli Stati membri per la quota di energia da fonti rinnovabili consumata nel settore dei trasporti, dell’elettricità e del riscaldamento e raffreddamento nel 2020, tenendo conto degli effetti di altre misure politiche relative all’efficienza energetica sul consumo finale di energia.

Le linee d’azione si articolano su due piani: la governance istituzionale e le politiche settoriali.

La governance istituzionale comprende principalmente:

- a. il coordinamento tra la politica energetica e le altre politiche, tra cui la politica industriale, la politica ambientale e quella della ricerca per l’innovazione tecnologica;
- b. la condivisione degli obiettivi con le Regioni, in modo da favorire l’armonizzazione dei vari livelli di programmazione pubblica, delle legislazioni di settore e delle attività di autorizzazione degli impianti e delle infrastrutture, con la definizione di un burden sharing regionale che possa responsabilizzare tutte le istituzioni coinvolte nel raggiungimento degli obiettivi.

Con riferimento invece al livello di politica settoriale, le linee d’azione sono delineate sulla base del peso di ciascuna area d’intervento sul consumo energetico lordo complessivo.

Consumi finali per riscaldamento/raffrescamento

Questi consumi, pur rappresentando una porzione molto rilevante dei consumi finali nazionali, sono caratterizzati da un basso utilizzo di rinnovabili per la loro copertura. Lo

sviluppo delle fonti rinnovabili a copertura di questi consumi rappresenta dunque una linea d’azione di primaria importanza, da perseguire con azioni di sviluppo sia delle infrastrutture che dell’utilizzo diffuso delle rinnovabili. Tra le prime rientrano lo sviluppo di reti di teleriscaldamento, la diffusione di cogenerazione con maggiore controllo dell’uso del calore, l’immissione di biogas nella rete di distribuzione di rete gas naturale. Riguardo alle seconde, sono necessarie misure aggiuntive per promuovere l’utilizzo diffuso delle fonti rinnovabili a copertura dei fabbisogni di calore, in particolare nel settore degli edifici, che peraltro possono essere funzionali anche al miglioramento dell’efficienza energetica.

Consumi di carburante nel settore dei trasporti

Il consumo di carburante nel settore dei trasporti rappresenta la seconda grandezza nel consumo finale di energia. La capacità produttiva nazionale di biocarburanti, attualmente stimata in circa 2,0 milioni di ton/anno, è in principio adeguata al rispetto dell’obiettivo, ma oltre al ricorso a importazione di materia prima è assai probabile anche l’importazione di una quota di biocarburanti. L’apporto di biocarburanti nei consumi non è tuttavia la sola voce considerata per il miglioramento delle prestazioni energetiche ed ambientali del settore dei trasporti in Italia, e si è dunque considerato anche un più marcato ricorso all’elettricità. Questa linea d’azione deve quindi coordinare diversi tipi di intervento, volti anche al miglioramento dell’efficienza energetica nei trasporti e allo sviluppo del trasporto elettrico, secondo lo scenario di evoluzione considerato nel modello generale.

Consumi finali di energia elettrica

I consumi di energia elettrica rappresentano una quota crescente nella composizione del consumo finale lordo di energia. Occorre precisare che il settore elettrico assorbe una rilevante quantità di energia nei processi di trasformazione termoelettrica (oltre 50%), e dunque la riduzione dell’apporto della generazione termica (fonti fossili ma anche biomasse vergini, il cui uso preferibile sarebbe la produzione di calore) attraverso una maggiore quota rinnovabile riduce il fabbisogno di energia primaria. **Lo sviluppo delle fonti rinnovabili nella produzione di energia elettrica resta pertanto una linea d’azione strategica all’interno del PAN per le energie rinnovabili.** Affinché la percentuale di consumi elettrici coperti da fonti rinnovabili possa aumentare ai livelli ritenuti adeguati a costi efficienti, è necessario che il sistema elettrico sia adeguato coerentemente e contestualmente alla crescita della potenza installata. In particolare, si ritiene necessario:

- ✓ un’accelerazione dei tempi di sviluppo delle reti elettriche e delle infrastrutture

necessarie non solo al collegamento, ma alla piena valorizzazione dell’energia producibile;

- ✓ lo sviluppo di sistemi di stoccaggio/accumulo/raccolta dell’energia, in modo da poter ottimizzare l’utilizzo delle fonti rinnovabili per l’intero potenziale a disposizione, superando la natura intermittente di alcuni tipi di produzioni;
- ✓ l’adeguamento delle reti di distribuzione, anche con la realizzazione delle cosiddette “reti intelligenti” che possono realizzare servizi di stoccaggio/accumulo/raccolta dell’energia elettrica prodotta di cui possono fruire i produttori qualora non potessero disporre dell’accumulo autonomo nel sito di produzione.

Gli obiettivi al 2020 sono confrontati con i valori del 2005, anno preso a riferimento dalla Direttiva 2009/28/CE.

Di seguito le tabelle relative al settore elettricità in cui è inclusa la produzione da FER eolica:

- **Elettricità:**

	2005					2020						
	Potenza installata FER-E	Energia			Percentuale su FER-E Tot. (4.846 ktep = 56.349 GWh)	Percentuale su CFL-E (29.749 ktep = 345.921 GWh)	Potenza installata FER-E	Energia			Percentuale su FER-E Tot. (9.112 ktep = 105.950 GWh)	Percentuale su CFL-E (31.448 ktep = 365.677 GWh)
		MW	GWh	[ktep]				[%]	[%]	MW		
Idroelettrica	13.890	43.762	3.763	77,66%	12,65%	15.732	42.000	3.612	39,64%	11,49%		
< 1MW	409	1.851	159	3,29%	0,54%	771	2.554	220	2,41%	0,70%		
1MW –10 MW	1.944	7.390	636	13,11%	2,14%	3.711	11.434	983	10,79%	3,13%		
> 10MW	11.537	34.521	2.969	61,26%	9,98%	11.250	28.012	2.409	26,44%	7,66%		
Geotermica	671	5.324	458	9,45%	1,54%	1.000	7.500	645	7,08%	2,05%		
Solare	34	31	3	0,06%	0,01%	8.500	11.350	976	10,71%	3,10%		
fotovoltaico	34	31	3	0,06%	0,01%	8.000	9.650	830	9,11%	2,64%		
a concentrazione	-	-	-	-	-	500	1.700	146	1,60%	0,46%		
Maree e moto ondoso	-	-	-	-	-	3	5	0,4	0,00%	0,00%		
Eolica	1.635	2.558	220	4,54%	0,74%	16.000	24.095	2.072	22,74%	6,59%		
onshore	1.635	2.558	220	4,54%	0,74%	15.000	21.600	1.858	20,39%	5,91%		
offshore	-	-	-	-	-	1.000	2.495	215	2,35%	0,68%		
Biomassa	1.990	4.674	402	8,30%	1,35%	4.650	21.000	1.806	19,82%	5,74%		
solida	1.706	3.476	299	6,17%	1,00%	3.000	11.500	989	10,85%	3,14%		
biogas	284	1.198	103	2,13%	0,35%	750	3.200	275	3,02%	0,88%		
bioliquidi	-	-	-	-	-	900	6.300	542	5,95%	1,72%		
Totale	18.220	56.349	4.846	100,00%	16,29%	45.885	105.950	9.112	100,00%	28,97%		

Tab. 4 – Tabella di raffronto tra gli obiettivi del 2020 e di dati dell’anno 2005

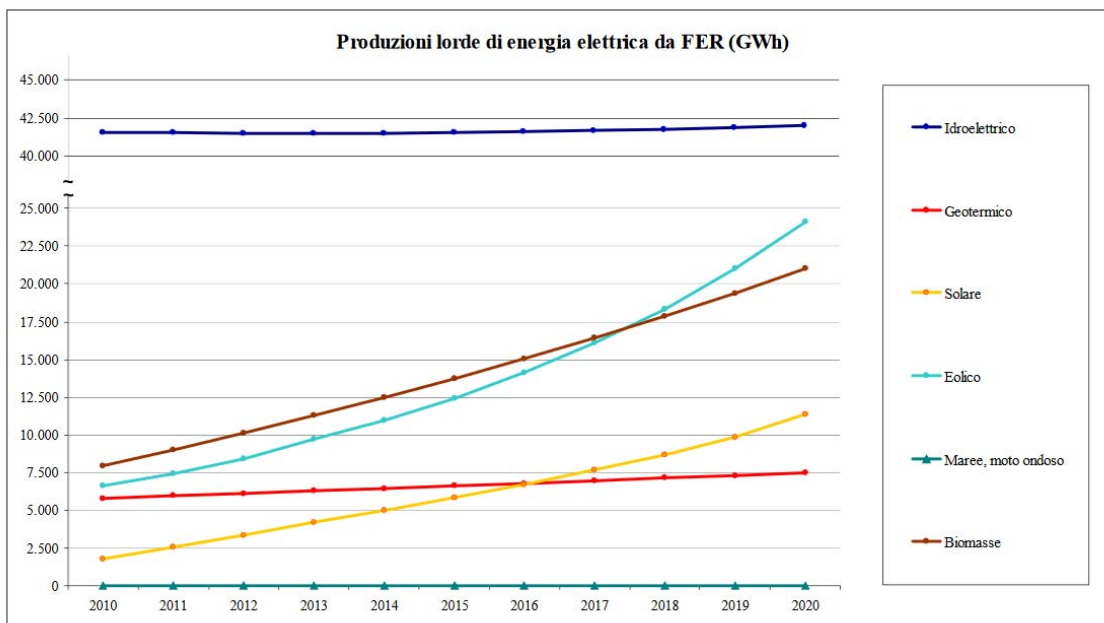


Fig. 20 - Grafico delle produzioni lorde di energia elettrica da FER (GWh)

Come è possibile osservare il trend nella produzione di energia elettrica da FER eolica è prevista in aumento e ciò comporta la compatibilità tra il PAN e il progetto in argomento.

3.2.10 Pacchetto Clima Energia 20-20-20

Il Piano 20-20-20 costituisce l'insieme delle misure pensate dalla UE per il periodo successivo al termine del Protocollo di Kyoto, il trattato realizzato per il contrasto al cambiamento climatico che trova la sua naturale scadenza al termine del 2012.

Il "Pacchetto", contenuto nella Direttiva 2009/29/CE, è entrato in vigore nel giugno 2009 ed è stato valido dal gennaio 2013 fino al 2020 con i seguenti obiettivi:

- ✓ Ridurre le emissioni di gas serra del 20 %,
- ✓ Alzare al 20 % la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili,
- ✓ Portare al 20 % il risparmio energetico.

È questo in estrema sintesi il contenuto del cosiddetto "pacchetto clima-energia 20-20-20" varato dall'Unione Europea.

L'intento è ovviamente quello di contrastare i cambiamenti climatici e promuovere l'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili tramite obiettivi vincolanti per i Paesi membri.

La prima esigenza per l’UE era sicuramente quella di trovare una modalità per impegnarsi nel periodo "post-Kyoto" senza attendere improbabili accordi globali: l’impegno europeo voleva essere nelle intenzioni esempio e traino in vista della COP 15 (Conference of the Parties) di Copenhagen del dicembre 2009, dove si presupponeva di riuscire a raggiungere un accordo per il contrasto al cambiamento climatico anche sulla scorta dell’esperienza europea. Come è noto, l’accordo non è stato raggiunto, ma l’UE ha voluto ugualmente promuovere il proprio impegno unilaterale, rilanciandolo oltre il -20% di emissioni entro il 2020 e portandolo al -30% per il 2030 e a -50 % nel 2050 (la baseline è il 1990).

Quindi anche se non accompagnato da un impegno globale, il pacchetto clima-energia rimane un buon insieme di provvedimenti per **contrastare il cambiamento climatico** ed aumentare l’efficienza energetica, nella logica per cui il mondo scientifico chiede con urgenza la necessità di limitare ad un aumento massimo di +2 °C il riscaldamento climatico globale (rispetto all’età pre-industriale).

Di seguito schematicamente le misure contenute nel pacchetto clima-energia.

1. **Revisione del Sistema EU-ETS** ([European Union Emission Trading Scheme](#))
cioè il sistema che prevede lo scambio delle quote delle emissioni di gas serra, con un’estensione dello scambio di quote di emissione in modo tale da ridurre le emissioni stesse.
2. **Promozione del sistema “Effort sharing extra EU-ETS”, cioè la ripartizione degli sforzi per ridurre le emissioni:** è un sistema pensato per i settori che non rientrano nel sistema di scambio delle quote (come edilizia, agricoltura, trasporti eccetto quello aereo) per cui ai singoli stati membri viene assegnato un obiettivo di riduzione di emissioni (per l’Italia il 13%).
3. **Promozione del meccanismo del Carbon Capture and Storage - CCS** (Cattura e stoccaggio geologico del carbonio): una delle possibili modalità della riduzione della CO₂ in atmosfera è il suo stoccaggio in serbatoi geologici. Tale modalità rientra nel mix di strategie disponibili tramite l’istituzione di uno specifico quadro giuridico.
4. **Energia da fonti rinnovabili:** l’obiettivo è quello che tramite queste fonti si produca il 20 % di energia nella copertura dei consumi finali (usi elettrici, termici e per il trasporto). Per raggiungere questa quota, sono definiti obiettivi nazionali vincolanti (17% per l’Italia): nel settore trasporti in particolare almeno il 10%

dell’energia utilizzata dovrà provenire da fonti rinnovabili.

5. **Nuovi limiti di emissione di CO₂ per le auto:** già dal 2011 il limite di emissioni per le auto nuove viene stabilito in 130 g CO₂/km, mentre entro il 2020 il livello medio delle emissioni per il nuovo parco macchine dovrà essere di 95 gr. CO₂/km.
6. **Miglioramento dei combustibili:** verranno introdotte nuove restrizioni (legate a salute e ambiente) sui gas serra prodotti dai combustibili. Durante l’intero ciclo di vita della loro produzione i gas serra dovranno essere ridotti del 6%.

Per arrivare alla redazione della Direttiva 2009/29/CE, l’UE si era prefissata in precedenza i tre obiettivi che la caratterizzano (ridurre i consumi e aumentare il risparmio energetico, ridurre le emissioni, aumentare la produzione di energia da fonti rinnovabili) e aveva messo in atto una serie di protocolli e azioni, concentrati soprattutto nel periodo tra il 2001 e il 2008, che possono ora essere definiti come preparatori e propedeutici.

Tali atti sono formalizzati in una serie di Direttive Comunitarie tra le quali ne ricordiamo di seguito alcune con i loro obiettivi specifici:

- ✓ **2001/77/CE:** sviluppo delle fonti rinnovabili elettriche con obiettivi senza sanzione;
- ✓ **2004/8/CE:** promozione della cogenerazione;
- ✓ **2005/32/CE:** progettazione ecocompatibile dei prodotti che consumano energia;
- ✓ **2006/32/CE:** efficienza degli usi finali dell’energia e servizi energetici;
- ✓ **2008/98/CE:** rifiuti;
- ✓ **2009/29/CE** (che riprende e modifica la 2003/87/CE): miglioramento ed estensione del sistema comunitario sullo scambio di quote di emissione di gas a effetto serra.

Proprio questa ultima direttiva prevede la revisione dello schema ETS: tale revisione vuole garantire un taglio maggiore di emissioni nei settori maggiormente energivori. Dal 2012 è previsto che l’industria pesante aumenti la propria quota di taglio delle emissioni con 1/5 in più rispetto ai livelli del 1990. Il sistema ETS rivisto dalla direttiva entrerà a regime dall’inizio del 2013.

Un’ulteriore importante direttiva è quella che riporta gli obiettivi e i mezzi finalizzati al raggiungimento della quota del 20 % di energia prodotta da fonti rinnovabili misurata sui consumi finali. L’UE ha infatti pubblicato il 5 giugno 2009 la Direttiva 2009/28/CE in cui

vengono esplicitati gli indirizzi relativi al settore fonti rinnovabili.

Secondo tale direttiva, ogni Paese membro avrebbe dovuto preparare entro il 30 giugno 2010 un primo Piano di Azione Nazionale (PAN).

Quando si parla di consumi finali di energia si intendono tutte le forme di energia nel settore civile come in quello industriale: elettricità in primis ma anche consumi per il condizionamento (riscaldamento e raffrescamento) e nei trasporti, dove la previsione indica che i biocarburanti vadano a coprire il 10 % dei consumi (la ripartizione degli obiettivi tra i diversi Paesi è stata fatta a partire da una stima dei consumi al 2020 e dal contributo dato alla produzione dalle fonti rinnovabili nel 2005).

Oltre al PAN redatto in fase iniziale, l’UE insiste molto sulla raccolta statistica puntuale dei dati sui consumi e sulle diverse azioni intraprese a livello locale dai singoli Paesi per il raggiungimento dei propri target così da mettere in relazione le diverse esperienze, confrontarle e definire così i migliori piani di sviluppo.

Non si rileva nulla che sia in contrasto con il progetto di cui al presente SIA.

3.2.11 Pacchetto per l’Energia Pulita (Clean Energy Package)

Il pacchetto legislativo adottato dalle Istituzioni europee tra la fine del 2018 e la prima metà del 2019 - cd. *Winter package o Clean energy package* - fissa il quadro regolatorio della *governance* dell’Unione, per l’energia e il clima, funzionale al raggiungimento dei nuovi obiettivi europei al 2030 in materia e al percorso di decarbonizzazione (economia a basse emissioni di carbonio) entro il 2050.

Il meccanismo di *governance* delineato in sede UE prevede che ciascuno Stato membro sia chiamato a contribuire al raggiungimento degli obiettivi comuni attraverso la fissazione di propri *target* 2030. A tale fine, sono preordinati i Piani nazionali integrati per l’energia e il clima - PNIEC, che coprono periodi di dieci anni a partire dal decennio 2021-2030.

Il Governo italiano ha inviato il proprio PNIEC per gli anni 2021-2030 alle Istituzioni europee a gennaio 2020, a seguito di una interlocuzione intercorsa con le istituzioni nazionali ed europee ed una consultazione pubblica. A livello legislativo interno, sono poi in corso di recepimento le Direttive europee del cd. *Winter package*.

A gennaio 2020, con la comunicazione sul Green Deal (COM(2019)640), la Commissione UE ha delineato una roadmap volta a rafforzare l’ecosostenibilità dell’economia dell’Unione europea attraverso un ampio spettro di interventi che insistono prioritariamente sulle

competenze degli Stati membri e interessano prevalentemente l'energia, l'industria (inclusa quella edilizia), la mobilità e l'agricoltura. Il Green Deal intende, in sostanza, superare quanto già stabilito dal Quadro 2030 per il clima e l'energia, che dovrà conseguentemente essere rivisto.

Sull'attuazione del Green Deal europeo e sulle risorse finanziarie destinate a realizzarlo, ha inciso la crisi pandemica e la necessità dell'UE di predisporre un piano di ripresa dell'economia europea per far fronte ai danni economici e sociali causati dall'epidemia. Le risorse per l'attuazione del Green Deal rientrano nel Piano finanziario per la ripresa e la resilienza, costituendone una delle priorità: sostenere la transizione verde e digitale e promuovere una crescita sostenibile. I progetti e le iniziative nell'ambito dei Programmi nazionali di ripresa e resilienza dovranno dunque essere conformi alle priorità di policy legate alle transizioni verde e digitale, oltre che coerenti con i contenuti del Piano energia e clima (PNIEC).

Il pacchetto è composto dai seguenti atti legislativi:

- ✓ **Regolamento UE n. 2018/1999** del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla ***governance dell'Unione dell'energia***.
- ✓ **Direttiva UE 2018/2002** sull'**efficienza energetica** che modifica la Direttiva 2012/27/UE.
- ✓ **Direttiva UE 2018/2001** sulla promozione dell'uso dell'energia da **fonti rinnovabili**.
- ✓ **Regolamento (UE) 2018/842** sulle **emissioni di gas ad effetto serra**, che modifica il Regolamento (UE) n. 525/2013, sulle **emissioni di gas ad effetto serra**.
- ✓ **Regolamento (UE) 2018/842**, modificativo del precedente regolamento (UE) n. 525/2013 – in ottemperanza agli impegni assunti a norma dell'Accordo di Parigi del 2016, fissa, all'articolo 4 e allegato I, i livelli vincolanti delle **riduzioni delle emissioni di gas a effetto serra** di ciascuno Stato membro **al 2030**. Per l'**Italia**, il **livello fissato al 2030** è del **-33% rispetto al livello nazionale 2005**. L'obiettivo vincolante a livello unionale è di una riduzione interna di almeno il 40 % delle emissioni di gas a effetto serra nel sistema economico rispetto ai livelli del 1990, da conseguire entro il 2030.
- ✓ **Direttiva (UE) 2018/844** che modifica la direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia e la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica (Direttiva

EPBD-*Energy Performance of Buildings Directive*).

- ✓ **Regolamento (UE) n. 2019/943/UE**, sul mercato interno dell'energia elettrica.
- ✓ **Direttiva (UE) 2019/944** relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, che abroga la precedente Direttiva 2009/72/CE sul mercato elettrico e modifica la Direttiva 2012/27/UE in materia di efficienza energetica.
- ✓ **Regolamento (UE) n. 2019/941** sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica, che abroga la direttiva 2005/89/CE.
- ✓ **Regolamento (UE) 2019/942** che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia.

Il **Regolamento UE n. 2018/1999** del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla **governance dell'Unione dell'energia** prevede istituti e procedure per **conseguire gli obiettivi** e traguardi **dell'Unione dell'energia**, e in particolare, i traguardi dell'Unione fissati per il **2030 in materia di energia e di clima**.

Il **Regolamento** delinea le seguenti **cinque “dimensioni”** - assi fondamentali - dell'Unione dell'energia:

- a) **sicurezza energetica;**
- b) **mercato interno dell'energia;**
- c) **efficienza energetica;**
- d) **decarbonizzazione;**
- e) **ricerca, innovazione e competitività.**

Le cinque dimensioni dell'energia UE sono collegate agli **obiettivi perseguiti dall'Unione al 2030 in materia di energia e clima**:

- ✓ quanto alle **emissioni di gas ad effetto serra**, il **nuovo Regolamento (UE) 2018/842** (articolo 4 e allegato I) – sulla base dell'Accordo di Parigi del 2016 - fissa i livelli vincolanti delle **riduzioni delle emissioni al 2030** per ciascuno Stato membro. Per l'**Italia**, il livello fissato al 2030 è del - **33%** rispetto al livello nazionale 2005. L'obiettivo vincolante per l'UE nel suo complesso è una riduzione interna di almeno il 40 % delle emissioni rispetto ai livelli del 1990, da conseguire entro il 2030.
- ✓ quanto all'**energia rinnovabile**, la **nuova Direttiva (UE) 2018/2001** (articolo 3) dispone che gli Stati membri provvedono collettivamente a far sì che la **quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia dell'Unione**

nel **2030** sia almeno pari al **32%**. Contestualmente, a decorrere dal 1° gennaio 2021, la quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia di ciascuno Stato membro non deve essere inferiore a dati limiti;

- ✓ quanto all'**efficienza energetica**, ai sensi della **nuova Direttiva 2018/2002/UE**, l'obiettivo di miglioramento dell'**Unione** è pari ad almeno il **32,5 % al 2030** rispetto allo scenario 2007 (articolo 1).

L'articolo 7 della Direttiva fissa gli **obblighi per gli Stati membri di risparmio energetico** nell'uso finale di energia da realizzare **al 2030**. Tali obblighi sono stati "tradotti" nel PNIEC italiano in un miglioramento al 2030 del 43%.

Il **meccanismo di governance** delineato nel **Regolamento UE n. 2018/1999** è basato sulle **Strategie a lungo termine** per la riduzione dei gas ad effetto serra, delineate negli articoli 15 e 16 del Regolamento, e, in particolare, sui **Piani nazionali integrati per l'energia e il clima - PNIEC che coprono periodi di dieci anni a partire dal decennio 2021-2030**, sulle corrispondenti relazioni intermedie nazionali integrate sull'energia e il clima, trasmesse dagli Stati membri, e sulle modalità integrate di monitoraggio della Commissione.

La messa a punto e l'attuazione dei Piani nazionali è realizzata attraverso un processo iterativo tra Commissione e Stati membri.

Il **Piano deve comprendere una serie di contenuti** (cfr. artt. 3-5, 8 e Allegato I del Regolamento), tra questi:

- ✓ una **descrizione degli obiettivi** e dei contributi nazionali per il raggiungimento degli obiettivi dell'Unione 2030 la traiettoria indicativa di raggiungimento degli obiettivi per efficienza energetica, di fonti rinnovabili riduzione delle emissioni effetto serra e interconnessione elettrica.
- ✓ una **descrizione delle politiche e misure** funzionali agli obiettivi e una panoramica generale dell'investimento necessario per conseguirli;
- ✓ una descrizione delle vigenti barriere e ostacoli regolamentari, e non regolamentari, che eventualmente si frappongono alla realizzazione degli obiettivi.
- ✓ una valutazione degli impatti delle politiche e misure previste per conseguire gli obiettivi.

Nei PNIEC, gli Stati membri possono basarsi sulle strategie o sui piani nazionali esistenti, quali appunto, per l'Italia, la Strategia energetica nazionale - SEN 2017.

Il 21 gennaio 2020, il Ministero dello sviluppo economico (MISE) ha dato notizia dell'invio

alla Commissione europea del testo definitivo del **Piano nazionale integrato per l’energia e il clima per gli anni 2021-2030**. Il Piano è stato predisposto dal MiSE, con il Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti.

Il PNIEC è stato inviato alla Commissione UE in attuazione del Regolamento 2018/1999/UE, a termine di un percorso avviato nel dicembre 2018. La **proposta di Piano** era infatti stata inviata alla Commissione europea in data 8 gennaio 2019. Sulla Proposta di PNIEC sono state poi avviate consultazioni istituzionali e pubbliche. Questa è stata trasmessa ai Presidenti di Camera e Senato, al Ministero per gli affari regionali e le autonomie e all’ARERA. A livello di Parlamento, la Commissione X (attività produttive) della Camera ha tenuto una serie di audizioni in materia, nell’ambito dell’indagine conoscitiva sulle prospettive di attuazione e di adeguamento della Strategia Energetica Nazionale al Piano Nazionale Energia e Clima per il 2030. In data 20 marzo 2019 è stato dato avvio alla consultazione pubblica, che è stata aperta fino al 5 maggio 2019, ed è stata orientata a raccogliere commenti e proposte soprattutto sulle misure individuate nella proposta di Piano.

Il 16 giugno 2019 la Commissione europea ha adottato raccomandazioni specifiche sulla Proposta di PNIEC italiana.

Nelle tabelle seguenti – tratte dal **testo definitivo del PNIEC** inviato alla Commissione a gennaio 2020 - sono illustrati i principali obiettivi del Piano al 2030, su rinnovabili, efficienza energetica ed emissioni di gas serra e le principali misure previste per il raggiungimento degli obiettivi del Piano. Gli obiettivi risultano più ambiziosi di quelli delineati nella SEN 2017.

Tabella 1 - Principali obiettivi su energia e clima dell’UE e dell’Italia al 2020 e al 2030

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (PNIEC)
Energie rinnovabili (FER)				
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	22%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			+1,3% annuo (indicativo)	+1,3% annuo (indicativo)
Efficienza energetica				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32,5% (indicativo)	-43% (indicativo)
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-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%	
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%	
Interconnettività elettrica				
Livello di interconnettività elettrica	10%	8%	15%	10% ¹
Capacità di interconnessione elettrica (MW)		9.285		14.375

Tab. 5 – Principali obiettivi su energia e clima - Fonte: PNIEC (gennaio 2020)

I principali obiettivi del PNIEC italiano sono:

- ✓ una percentuale di **energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia pari al 30%**, in linea con gli obiettivi previsti per il nostro Paese dalla UE;
- ✓ una **quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti del 22%** a fronte del 14% previsto dalla UE;
- ✓ una **riduzione dei consumi di energia primaria** rispetto allo scenario PRIMES 2007 **del 43%** a fronte di un obiettivo UE del 32,5%;
- ✓ la **riduzione dei "gas serra"**, rispetto al 2005, con un obiettivo per tutti i **settori non ETS del 33%**, superiore del 3% rispetto a quello previsto dall'UE.

Nel quadro di un'economia a basse emissioni di carbonio, PNIEC prospetta inoltre il **phase out** del **carbone** dalla **generazione elettrica al 2025**.

L'11 dicembre 2019, la Commissione europea ha pubblicato la comunicazione "Il **Green Deal Europeo**" (COM(2019) 640 final). Il Documento riformula su nuove basi l'impegno europeo ad affrontare i problemi legati al clima e all'ambiente e, in tal senso, è destinato ad incidere sui *target* della Strategia per l'energia ed il clima, già fissati a livello legislativo nel *Clean Energy Package*.

Il Documento della Commissione prevede un piano d'azione finalizzato a trasformare l'UE in un'economia competitiva e contestualmente efficiente sotto il profilo delle risorse, che nel 2050 non genererà emissioni nette di gas a effetto serra.

Il *Green Deal* viene indicato come funzionale all'attuazione dell'Agenda 2030 e degli obiettivi di sviluppo sostenibile delle Nazioni Unite. La figura che segue, tratta dal Documento della Commissione, illustra i vari elementi del *Green Deal* europeo.

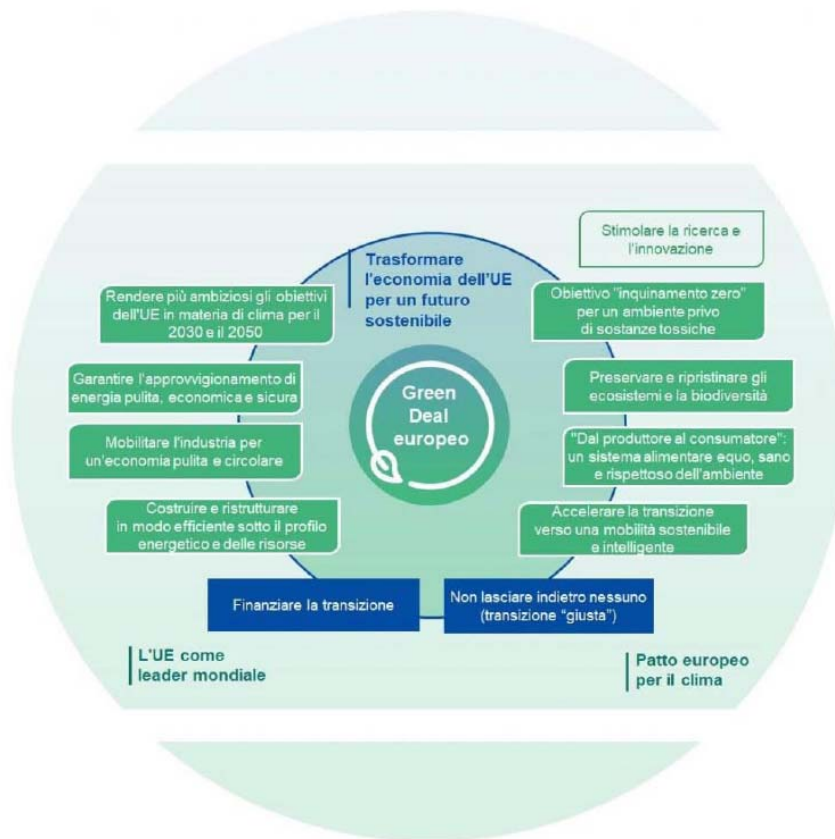


Fig. 21 - Quadro sinottico del Green Deal

In allegato al Documento della Commissione, sono elencate una serie di azioni chiave (**Tabella di marcia**) per la realizzazione del Green Deal europeo, tra esse, si evidenzia:

- ✓ la presentazione, da parte della Commissione UE, entro **marzo 2020**, della prima "**European climate law**" per stabilire l'obiettivo della neutralità climatica entro il 2050. La proposta di regolamento è stata presentata il 4 marzo 2020;
- ✓ la presentazione, da parte della Commissione UE, entro **l'estate 2020**, di un piano per rendere più ambizioso l'**obiettivo dell'UE di riduzione** delle emissioni di **gas a effetto serra** per il **2030** di **almeno il 50-55%** rispetto ai livelli del 1990. Il Parlamento europeo con la risoluzione 15 gennaio 2020 - in linea con il *Green deal* della Commissione - ha chiesto di portare al 55%, rispetto ai livelli del 1990, l'obiettivo dell'UE per il 2030 in materia di riduzione delle emissioni di gas serra;
- ✓ il riesame, da parte della Commissione, entro **giugno 2021, di tutti gli strumenti pertinenti della politica in materia di clima**, con la proposta di una revisione se necessario: tra questi, il **sistema per lo scambio di quote di emissioni**, con l'eventuale estensione del sistema a nuovi settori, gli **obiettivi degli Stati membri di riduzione delle emissioni** in settori fuori del sistema per lo scambio di quote di emissioni e il **regolamento sull'uso del suolo**;
- ✓ la revisione della **direttiva sulla tassazione dei prodotti energetici**, dando rilevanza agli aspetti ambientali;
- ✓ per determinati settori, la proposizione di un **meccanismo di adeguamento del carbonio alle frontiere**, al fine di ridurre il rischio di rilocalizzazione delle emissioni di carbonio, garantendo, in questo modo, che il prezzo delle importazioni tenga conto più accuratamente del loro tenore di carbonio;
- ✓ l'adozione nel **2020**, da parte della Commissione, di una strategia per una **mobilità intelligente e sostenibile**, al fine di non trascurare alcuna fonte di emissione;
- ✓ la **rivalutazione** del livello di ambizione dei **Piani nazionali per l'energia e il clima** presentati dagli Stati membri. **Entro giugno 2021** la Commissione riesaminerà e, se necessario, proporrà di **rivedere** la pertinente **normativa in materia di energia**. In proposito, l'8 luglio 2020 sono state presentate le strategie dell'UE per l'integrazione dei sistemi energetici e per l'idrogeno. L'aggiornamento nel 2023 dei Piani nazionali per l'energia e il clima da parte degli Stati membri dovrà tener conto dei nuovi obiettivi;
- ✓ l'adozione, entro marzo 2020, di una **strategia industriale dell'UE** per affrontare la duplice sfida della trasformazione verde e digitale (la strategia è stata adottata il

10 marzo) assieme ad un nuovo **piano d'azione per l'economia circolare** (il piano è stato adottato l'11 marzo);

- ✓ l'adozione di strategie per i "**prodotti sostenibili**", con interventi, oltre che sull'alimentare, su settori ad alta intensità di risorse come quelli tessile, dell'edilizia, dell'elettronica e delle materie plastiche. Il 20 maggio 2020 è stata presentata la strategia sui sistemi alimentari "Dal produttore al consumatore";
- ✓ l'adozione di una strategia dell'UE sulla biodiversità per il 2030 per proteggere le risorse naturali fragili del nostro pianeta, presentata il 20 maggio 2020.

Alle **fonti di energia rinnovabili** è riconosciuto un ruolo essenziale nella realizzazione del *Green New Deal*, e, in particolare, all'aumento della **produzione eolica offshore**. L'integrazione intelligente delle energie rinnovabili, l'**efficienza energetica** e altre soluzioni sostenibili in tutti i settori contribuiscono a conseguire la decarbonizzazione al minor costo possibile.

Da quanto su indicato, ben si comprende la compatibilità del progetto proposto con

- ✓ **gli obiettivi previsti dal PNIEC in seno al Pacchetto per l'Energia Pulita, ovvero il raggiungimento della percentuale di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia pari al 30%, in linea con le previsioni UE,**
- ✓ **Il target ancora più ambizioso dell'UE di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per il 2030 di almeno il 50-55% rispetto ai livelli del 1990.**

3.2.12 Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile

La Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile (SNSvS) disegna una visione di futuro e di sviluppo incentrata sulla sostenibilità, quale valore condiviso e imprescindibile per affrontare le sfide globali del nostro paese.

Partendo dall'aggiornamento della "**Strategia d'azione ambientale per lo sviluppo sostenibile in Italia 2002-2010**", affidato al Ministero dell'Ambiente dalla Legge n. 221 del 28 dicembre 2015, la SNSvS assume una prospettiva più ampia e diventa quadro strategico di riferimento delle politiche settoriali e territoriali in Italia, disegnando un ruolo importante per istituzioni e società civile nel lungo percorso di attuazione, che si protrarrà sino al 2030.

La SNSvS si incardina in un rinnovato quadro globale, finalizzato a rafforzare il percorso, spesso frammentato, dello sviluppo sostenibile a livello mondiale. La Strategia rappresenta il primo passo per declinare a livello nazionale i principi e gli obiettivi dell'Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile, adottata nel 2015 alle Nazioni Unite a livello di Capi di Stato e di

Governo, assumendone i 4 principi guida: integrazione, universalità, trasformazione e inclusione.

La SNSvS, presentata al Consiglio dei ministri il 2 ottobre 2017 e approvata dal CIPE il 22 dicembre 2017, è frutto di un intenso lavoro tecnico e di un ampio e complesso processo di consultazione con le amministrazioni centrali, le Regioni, la società civile, il mondo della ricerca e della conoscenza.

L’approccio utilizzato per la definizione del percorso di elaborazione della Strategia si fonda sulla condivisione della sostenibilità come modello di sviluppo e sul coinvolgimento dei soggetti che sono parte attiva nello sviluppo sostenibile. Queste idee hanno preso concretamente forma nell’articolazione logica della proposta alla Strategia.

Il percorso partecipativo si è focalizzato sulla condivisione di tre contenuti principali:

- a. il contesto di riferimento, ovvero la valutazione del “posizionamento” italiano rispetto ai 17 obiettivi (Goal) e 169 sotto-obiettivi (Target) dell’Agenda 2030;
- b. l’individuazione di un sistema di punti di forza e di debolezza su cui costruire gli obiettivi da perseguire, a partire dall’analisi di posizionamento;
- c. il sistema di obiettivi strategici nazionali organizzati intorno alle aree (5P) dell’Agenda 2030 – Persone, Pianeta, Prosperità, Pace e Partnership – formulazione che restituisce appieno tutte le dimensioni della sostenibilità dello sviluppo.

Ogni area si compone di un sistema di scelte strategiche (ordinate con numeri romani) declinate in obiettivi strategici nazionali (ordinati con numeri arabi), specifici per la realtà italiana e complementari ai 169 target dell’Agenda 2030.

Gli obiettivi hanno una natura fortemente integrata, quale risultato di un processo di sintesi e astrazione dei temi di maggiore rilevanza emersi dal percorso di consultazione e sottendono una ricchezza di dimensioni, ovvero di ambiti di azione prioritari.

Tale impostazione rappresenta la modalità sintetica attraverso la quale esprimere la complessità dell’Agenda 2030, in particolare per la parte ambientale oggetto prioritario della Strategia, attraverso l’integrazione tra i tre pilastri dello sviluppo sostenibile:

- ✓ Ambiente,
- ✓ Economia,
- ✓ Società.

Essa, inoltre, permette di portare a sintesi le informazioni restituite dalle consultazioni, senza tuttavia disperdere il rilevante contributo fornito dagli attori istituzionali depositari delle

conoscenze e competenze specifiche sui diversi temi di intervento.

A ogni scelta e obiettivo strategico potranno poi essere associati gli indicatori SDG’S (Sustainable Development Goals), recentemente prodotti dall’ Istat, che ne potranno costituire la futura declinazione per obiettivi coerenti con il framework definito a livello europeo. Il documento identifica, inoltre, un sistema di vettori di sostenibilità, definiti come ambiti di azione trasversali e leve fondamentali per avviare, guidare, gestire e monitorare l’integrazione della sostenibilità nelle politiche, piani e progetti nazionali.

Questa proposta preliminare alla Strategia promuove una visione di lungo periodo all’Agenda 2030, e potrà fornire un supporto nelle discussioni dell’Italia nelle sedi europee in cui si affronteranno le questioni legate allo sviluppo sostenibile. In tale contesto, la ownership della Strategia sarà la discriminante per il suo successo.

Al contempo, la promozione di un modello di sviluppo equo e sostenibile richiede, inoltre, uno sforzo collettivo volto a ridurre diseguglianze, povertà, disoccupazione, e a proteggere ambiente, natura e clima.

Nell’ambito dell’area Prosperità trova la propria ubicazione il tema delle energie rinnovabili. Si legge infatti quanto segue:

Prosperità

Scelta: IV Decarbonizzare l’economia.

Obiettivo Strategico Nazionale: IV.1 Incrementare l’efficienza energetica e la produzione di energia da fonte rinnovabile evitando o riducendo gli impatti sui beni culturali e il paesaggio.

Non meno importanti gli altri Obiettivi Strategici Nazionali connessi con la Scelta indicata:

- ✓ IV.2 Aumentare la mobilità sostenibile di persone e merci,
- ✓ IV.3 Abbattere le emissioni climalteranti nei settori non-ETS cioè non Emission Trading System ovvero i settori non regolati dalla Direttiva 2009/29/UE che sono identificabili con i settori dei trasporti, civile, dell’agricoltura, dei rifiuti e della piccola industria.

Di seguito si riporta quanto indicato dalla strategia in merito alla Scelta IV Decarbonizzare l’Economia:

L’Accordo di Parigi prevede, quale obiettivo di lungo termine, il contenimento dell’aumento della temperatura al di sotto dei 2°C rispetto ai livelli pre-industriali. I Paesi che hanno sottoscritto l’Accordo dovranno attuare politiche di decarbonizzazione in tutti i settori dell’economia. Per l’Italia è, dunque, necessario intraprendere un percorso “di sistema” a

sostegno della transizione verso un’economia a basse emissioni di carbonio, coerente con gli obiettivi definiti nell’ambito delle Nazioni Unite e dell’Unione Europea. Questo percorso dovrà assicurare servizi, infrastrutture e tecnologie sostenibili ed efficienti sull’intero territorio nazionale, promuovendo la competitività del sistema economico nazionale e l’incremento dell’occupazione. Anche del punto di vista della Difesa, l’Italia ha già avviato il percorso che porterà alla definizione di una propria strategia energetica (Strategia Energetica della Difesa). Uno dei principali strumenti di attuazione per questa scelta è la nuova Strategia Energetica Nazionale (SEN), in corso di definizione. La SEN si basa sui seguenti obiettivi:

- ✓ ridurre il differenziale dei prezzi dei prodotti energetici rispetto agli altri Paesi europei;
- ✓ individuare le principali scelte strategiche in campo energetico, anche tenendo conto dei nuovi obiettivi europei del Clean Energy Package;
- ✓ definire le priorità di azione ed indirizzare le scelte di allocazione delle risorse nazionali;
- ✓ gestire il ruolo chiave del settore energetico come abilitatore della crescita sostenibile del Paese.

La strategia per il perseguimento del target nazionale di energia rinnovabile è contenuta all’interno del Piano di Azione Nazionale (PAN), in cui vengono descritti gli obiettivi e le principali azioni intraprese per coprire con energia prodotta da fonti rinnovabili il 17 per cento dei consumi lordi nazionali. In Italia, negli ultimi anni si è assistito a una rapida crescita della produzione di energia da fonti rinnovabili, anche a seguito delle politiche di incentivi intraprese.

I target correlati e il grado di coerenza dell’Agenda 2030 sono appresso indicati:



Agenda 2030: target correlati e grado di coerenza

- 7.1 Garantire entro il 2030 accesso a servizi energetici che siano convenienti, affidabili e moderni
- 7.2 Aumentare considerevolmente entro il 2030 la quota di energie rinnovabili nel consumo totale di energia
- 7.3 Raddoppiare entro il 2030 il tasso globale di miglioramento dell'efficienza energetica
- 9.2 Promuovere un'industrializzazione inclusiva e sostenibile e aumentare significativamente, entro il 2030, le quote di occupazione nell'industria e il prodotto interno lordo, in linea con il contesto nazionale, e raddoppiare questa quota nei paesi meno sviluppati
- 9.4 Migliorare entro il 2030 le infrastrutture e riconfigurare in modo sostenibile le industrie, aumentando l'efficienza nell'utilizzo delle risorse e adottando tecnologie e processi industriali più puliti e sani per l'ambiente, facendo sì che tutti gli stati si mettano in azione nel rispetto delle loro rispettive capacità
- 12.c Razionalizzare i sussidi inefficienti per i combustibili fossili che incoraggiano lo spreco eliminando le distorsioni del mercato in conformità alle circostanze nazionali, anche ristrutturando i sistemi di tassazione ed eliminando progressivamente quei sussidi dannosi, ove esistenti, in modo da riflettere il loro impatto ambientale, tenendo bene in considerazione i bisogni specifici e le condizioni dei paesi in via di sviluppo e riducendo al minimo i possibili effetti negativi sul loro sviluppo, in modo da proteggere i poveri e le comunità più colpite

Fig. 22 - Agenda 2030: target correlati e grado di coerenza

Tra i target è incluso quello di **aumentare considerevolmente entro il 2030 la quota di energie rinnovabili nel consumo totale di energia. In quest’ottica si ritiene che l’impianto proposto sia compatibile con la SNSvS.**

3.2.13 Piano di Gestione del Rischio di Alluvioni

I dati di seguito riportati sono tratti dal sito www.regione.sardegna.it nella sezione dedicata al Piano di Gestione del Rischio di Alluvioni, PGRA.

Il PRGA previsto dalla Direttiva 2007/60/CE e dal D. Lgs. 49/2010 dal titolo “Attuazione della Direttiva Comunitaria 2007/60/CE, relativa alla valutazione e alla gestione dei rischi di alluvioni”, è finalizzato alla riduzione delle conseguenze negative sulla salute umana, sull’ambiente e sulla società derivanti dalle alluvioni. Esso individua interventi strutturali e misure non strutturali che devono essere realizzate nell’arco temporale di 6 anni, al termine del quale il Piano è soggetto a revisione ed aggiornamento.

Il PGRA della Sardegna è stato approvato con Deliberazione del Comitato Istituzionale n. 2 del 15/03/2016 e con Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 27/10/2016, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale serie generale n. 30 del 06/02/2017.

Il Piano contiene anche una sintesi dei contenuti dei Piani urgenti di emergenza predisposti ai sensi dell’art. 67, c. 5 del D. Lgs. 152/2006 ed è pertanto redatto in collaborazione con la Protezione Civile per la parte relativa al sistema di allertamento per il rischio idraulico.

Ai sensi della Direttiva 2007/60/CE, il primo ciclo di pianificazione del Piano di gestione del rischio di alluvioni si è concluso con l’approvazione avvenuta a marzo 2016. Il primo aggiornamento del Piano dovrà essere effettuato entro il 22/12/2021 (art. 14 della Direttiva); il secondo ciclo di pianificazione riguarda pertanto il periodo 2016-2021. Da tale scadenza derivano diversi adempimenti in carico alle singole Autorità di bacino, tra cui la pubblicazione degli elaborati provvisori del piano, la partecipazione attiva e il processo di Valutazione Ambientale Strategica.

Il sito permette la consultazione delle mappe di pericolosità da alluvione ottenute come inviluppo delle perimetrazioni delle aree caratterizzate da pericolosità idraulica mappate nell’ambito della predisposizione del PAI e sue varianti, di studi derivanti dall’applicazione dell’Art. 8 comma 2 delle Norme di Attuazione del PAI, della predisposizione del PSFF (Piano Stralcio delle Fasce Fluviali), nonché delle aree alluvionate nell’evento del 18/11/2013 denominato “Cleopatra”, aggiornate alla data del 31.12.2016.

Con l’ausilio dei servizi WMS messi a disposizione sul sito del Geoportale della Regione Sardegna è stata redatta apposita cartografia dal titolo Carta dei vincoli entro i 10 km dagli aerogeneratori, avente codice MOG-PA-T31. Dalla consultazione dell’elaborato, si rileva che i siti di impianto distano:

- ✓ circa 9 km da aree caratterizzate da pericolo alluvioni, layout 8/15;
- ✓ circa 5 km da aree caratterizzate da rischio idraulico 2 e 4, layout 12/15;
- ✓ circa 5 km da aree caratterizzate da pericolo idraulico, layout 13/15 e layout 15/15.

Va, altresì, ricordato che i siti di impianto si trovano su linee di displuvio (crinali) e pertanto non interferiscono direttamente con il reticolo idrografico naturale.

L’analisi territoriale condotta, in uno alla consultazione dei servizi WMS del Geoportale della Regione Sardegna, consente di concludere che i siti di impianto sono compatibili con lo strumento di programmazione analizzato.

3.2.14 Piano Regionale dei Parchi e delle Riserve

Con Legge Regionale n. 31 del 7 giugno 1989 la Regione Sardegna ha approvato Norme per l’istituzione e la gestione dei parchi, delle riserve e dei monumenti naturali, nonché delle aree

di particolare rilevanza naturalistica ed ambientale.

Con l’ausilio dei servizi WMS, Web Map Service, disponibili sul sito del Geoportale Nazionale è stato prodotto l’elaborato avente titolo Carta dei vincoli entro i 10 km dagli aerogeneratori, codice MOG-PA-T31.

Dalla consultazione del layout 1/15 si rileva che l’impianto dista oltre 10 km dal limite del Parco Nazionale del Golfo di Orosei e del Gennargentu.

Da quanto rilevato, si può affermare la compatibilità del progetto proposto con lo strumento di pianificazione analizzato.

3.2.15 Piano regionale di previsione, prevenzione e lotta attiva contro gli incendi boschivi

Con Deliberazione di Giunta Regionale n. 22/19 del 17/06/2021 è stato approvato l’aggiornamento del Piano regionale di previsione, prevenzione e lotta attiva contro gli incendi boschivi per il periodo 2020-2022.

Il Piano, denominato anche Piano regionale Antincendi, PRAI, è redatto in conformità a quanto sancito dalla legge quadro nazionale in materia di incendi boschivi, Legge n. 353 del 21 novembre 2000, e alle relative linee guida emanate dal Ministro Delegato per il Coordinamento della Protezione Civile (D.M. 20 dicembre 2001), nonché a quanto stabilito dalla Legge regionale n. 8 del 27 aprile 2016 (BURAS n. 21 - Parte I e II del 28/04/2016 - cosiddetta Legge forestale).

In particolare, la succitata Legge regionale n. 8, considerato il rilevante apporto del sistema forestale pubblico e privato per lo sviluppo economico e sociale della Sardegna e per una corretta gestione del territorio orientato alla tutela dell’ambiente, al Titolo IV (Prevenzione e lotta contro gli incendi boschivi) definisce le misure di prevenzione, individua i contenuti del PRAI, indica la composizione del sistema regionale antincendi e fornisce indirizzi al fine di migliorare il coordinamento delle attività di prevenzione e di lotta contro gli incendi.

Nel dettaglio, l’articolo 22 contiene le azioni di prevenzione degli incendi boschivi promosse dalla Regione, tra le quali l’educazione ambientale, la ricerca, l’innovazione e la sperimentazione, anche attraverso la Scuola regionale del Corpo forestale e di vigilanza ambientale. L’articolo 24 descrive le prescrizioni antincendi e i relativi divieti e sanzioni, mentre l’articolo 25 è riferito al Sistema regionale antincendi che risulta costituito dalla Protezione Civile regionale, dal Corpo Forestale di Vigilanza Ambientale, CFVA, dall’Agenzia

Forestale Regionale per lo Sviluppo del Territorio e dell’Ambiente della Sardegna, FoReSTAS, e, a seguito di appositi accordi, dai soggetti statali competenti, dalle Organizzazioni di volontariato e dalle Compagnie barracellari.

Inoltre, la su richiamata legge regionale prevede che per migliorare l’attività di coordinamento delle attività di prevenzione e di lotta attiva agli incendi, gli ambiti territoriali regionali del sistema antincendio debbano coincidere con i servizi ripartimentali del Corpo forestale e di vigilanza ambientale.

La finalità precipua del Piano è focalizzata prevalentemente sulle attività di prevenzione e di mitigazione, che rappresentano il primo punto di partenza per la lotta contro gli incendi boschivi, e sulle attività di programmazione e coordinamento degli interventi di lotta attiva con tutte le componenti operative concorrenti.

Il PRAI contiene il quadro delle conoscenze tematiche appositamente elaborate al fine di pianificare opportunamente le attività di previsione, prevenzione e lotta attiva e si basa su un modello organizzativo costituito dalla pluralità di soggetti istituzionali e no, che concorrono, in forme e ambiti diversi, al perseguimento degli obiettivi del Piano stesso.

Il Piano ha lo scopo di definire le procedure di emergenza, le attività di monitoraggio del territorio e di assistenza alla popolazione ed ha, inoltre, lo scopo fondamentale di disporre, secondo uno schema coordinato, il complesso delle attività operative per un armonizzato e sinergico intervento di prevenzione e soccorso in emergenza a favore delle popolazioni esposte ad eventi calamitosi.

Il Piano definisce anche le procedure da adottare nel caso di incendi di interfaccia, in relazione al notevole incremento di incendi in zone periurbane e turistiche, in conformità a quanto stabilito dall’Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3624 del 22 ottobre 2007.

Il Piano regionale costituisce un elemento di riferimento per la pianificazione comunale e intercomunale di protezione civile, affinché ogni Comune/Unione di comuni possa dotarsi di uno strumento snello e speditivo che consenta di mettere in sicurezza la popolazione nell’eventualità che un incendio minacci gli insediamenti o le infrastrutture presenti nel proprio territorio, anche alla luce dell’obbligatorietà di provvedere alla pianificazione comunale di protezione civile, prevista dal Decreto Legislativo n. 1 del 2 gennaio 2018 – Codice della protezione civile.

Nella fase della lotta attiva, che mantiene un’impalcatura strutturata e fondata sui principali soggetti operativi della Regione (la Direzione della protezione civile, il Corpo forestale e di

vigilanza ambientale, l’Agenzia FoReSTAS, le Organizzazioni di volontariato e le Compagnie barraccellari), e dello Stato (Vigili del Fuoco), molta importanza è attribuita alla fase della conoscenza del fenomeno (previsione, investigazione, etc) e alla prevenzione attraverso il fattivo coinvolgimento di tutti i soggetti pubblici e privati che, attraverso le loro attività, possono contribuire al controllo del territorio e possono favorire la prevenzione degli incendi. Con l’ausilio della cartografia relativa al catasto incendi, disponibile sul sito Sardegna Mappe della Regione, è stata costruita apposita tavola grafica denominata Carta Aree Percorse dal Fuoco, avente codice MOG-PA-T28. Dalla consultazione dell’elaborato si rileva che nessuno dei siti di impianto ricade in aree percorse dal fuoco.

Si può concludere che l’impianto proposto non è in contrasto con l’art. 10 della Legge 353/2000 e quindi risulta compatibile con lo strumento di programmazione analizzato.

3.2.16 Piano Stralcio delle Fasce Fluviali, P.S.F.F.

Le informazioni appresso riportate sono tratta dal sito <http://www.regione.sardegna.it>, nella sezione relativa al Piano Stralcio delle Fasce Fluviali, P.S.F.F..

Il P.S.F.F. è redatto ai sensi dell’art. 17, comma 6 della legge 19 maggio 1989 n. 183, quale Piano Stralcio del Piano di Bacino Regionale relativo ai settori funzionali individuati dall’art. 17, comma 3 della L. 18 maggio 1989, n. 183.

Il P.S.F.F. ha valore di Piano territoriale di settore ed è lo strumento conoscitivo, normativo e tecnico-operativo, mediante il quale sono pianificate e programmate le azioni e le norme d’uso riguardanti le fasce fluviali.

Il Piano costituisce un approfondimento ed una integrazione necessaria al Piano di Assetto Idrogeologico (P.A.I.) in quanto è lo strumento per la delimitazione delle regioni fluviali funzionale a consentire, attraverso la programmazione di azioni (opere, vincoli, direttive), il conseguimento di un assetto fisico del corso d’acqua compatibile con la sicurezza idraulica, l’uso della risorsa idrica, l’uso del suolo (ai fini insediativi, agricoli ed industriali) e la salvaguardia delle componenti naturali ed ambientali.

Il Servizio del Suolo dell’Assessorato dei LL.PP. ha redatto le Linee Guida per la redazione del Progetto di Piano Stralcio delle Fasce Fluviali approvate con Delibera di Giunta Regionale n.48/11 del 30.12.2003.

Il Comitato Istituzionale dell’Autorità di Bacino della Regione Sardegna, con Delibera n.1 del 31.03.2011, ha adottato in via preliminare, ai sensi degli artt. 8 c.3 e 9 c.2 della L.R. n.19 del

6.12.2006, il Progetto del P.S.F.F., costituito dagli elaborati elencati alla delibera di adozione medesima.

Con Delibera n.1 del 23.06.2011, il Comitato Istituzionale dell’Autorità di Bacino della Regione Sardegna ha revocato la deliberazione del C.I. n. 1 del 31.03.2011, di adozione preliminare del P.S.F.F. e definito una nuova procedura per l’adozione e l’approvazione finale. A seguito dello svolgimento delle conferenze preliminari istruttorie, il Comitato Istituzionale dell’Autorità di Bacino della Regione Sardegna, con Delibera n.1 del 03.09.2012 e con Delibera n.1 del 31.10.2012, ha adottato preliminarmente il Progetto di Piano Stralcio delle Fasce Fluviali.

A seguito dello svolgimento delle conferenze programmatiche, tenute nel mese di gennaio 2013, il Comitato Istituzionale dell’Autorità di Bacino della Regione Sardegna, con Delibera n.1 del 20.06.2013, ha adottato in via definitiva il Progetto di Piano Stralcio delle Fasce Fluviali.

In data 05.12.2013 il Comitato Istituzionale dell’Autorità di Bacino della Regione Sardegna ha adottato preliminarmente, con Delibera n.1, il Progetto di Piano Stralcio delle Fasce Fluviali nei territori comunali di Uta e Terralba.

In data 07.07.2015 il Comitato istituzionale dell’Autorità di Bacino della Regione Sardegna, con Delibera n. 1, ha approvato le controdeduzioni alle osservazioni al Piano Stralcio delle Fasce Fluviali ed adottato il Piano in via definitiva, nei territori comunali di Uta e Terralba.

Con Delibera n. 2 del 17.12.2015, il Comitato Istituzionale dell’Autorità di bacino della Regione Sardegna ha approvato in via definitiva, per l’intero territorio regionale, ai sensi dell’art. 9 delle L.R. 19/2006 come da ultimo modificato con L.R. 28/2015, il Piano Stralcio delle Fasce Fluviali.

Per valutare l’interferenza tra le opere di cui al presente SIA e le fasce fluviali è stato redatto apposito elaborato grafico dal titolo Carta dei vincoli entro i 10 km dagli aerogeneratori, layout 7/15, codice MOG-PA-T31, da cui si rileva la totale assenza di sovrapposizione tra aree tutelate ai sensi del P.S.F.F. e opere in progetto.

Alla luce di quanto indicato, si può assumere la totale compatibilità tra opere e P.S.F.F..

3.2.17 Compatibilità con la Delibera di Giunta Regionale n. 59/90 del 27/11/2020

La Deliberazione di Giunta Regionale n. 59/90 del 27/11/2020 costituisce un aggiornamento dell’assetto normativo regionale in relazione al disposto delle Linee Guida di cui al DM

10/09/2010 che attribuiscono a Regioni e Province Autonome la facoltà di indicare aree e siti non idonei all’installazione di specifiche tipologie di impianti di produzione di energia da Fonti Energetiche Rinnovabili, FER. Come si legge nel corpo della Deliberazione stessa, alcune delle norme precedenti sono state abrogate e alcuni allegati alle norme precedenti sono stati sostituiti: ciò con lo scopo:

- ✓ di addivenire a un testo unico coordinato inerente il tema delle aree non idonee per le FER;
- ✓ di fornire uno strumento che consenta di accompagnare e promuovere lo sviluppo d’impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile in considerazione degli ambiziosi obiettivi al 2030 del Piano Energetico Ambientale Regionale, PEAR-Sardegna, e più in generale a livello nazionale ed europeo. Il PEARS, nell’ambito dell’Obiettivo Generale OG2 Sicurezza Energetica, contempla l’azione strategica di lungo periodo (2030) AS2.3 che prevede che la regione persegua entro il 2030 l’installazione di impianti di generazione da fonte rinnovabile per una producibilità attesa di circa 2-3 TWh di energia elettrica ulteriore rispetto a quella esistente, che si attesta per il 2018 a 3,6 TWh.

La Delibera in argomento è corredata dai seguenti allegati:

- a. Analisi degli impatti degli impianti di produzione energetica da Fonti Energetiche Rinnovabili esistenti e autorizzati a scala regionale;
- b. Documento “Individuazione delle aree non idonee all’installazione di impianti energetici alimentati da fonti energetiche rinnovabili”;
- c. Allegato 1 al Documento – Tabella aree non idonee;
- d. N. 59 tavole in scala 1:50.000;
- e. Indicazioni per la realizzazione di impianti eolici in Sardegna;
- f. Criteri di cumulo per la definizione del valore di potenza di un impianto ai fini VIA.

Con particolare riferimento alle aree non idonee, di cui all’allegato b), va riferito quanto segue. L’individuazione di aree e siti non idonei all’installazione d’impianti a fonti rinnovabili individuate nell’allegato b) alla DGR 59/90 ha l’obiettivo di tutelare l’ambiente, il paesaggio, il patrimonio storico e artistico, le tradizioni agroalimentari locali, la biodiversità e il paesaggio rurale, in coerenza con il DM 10.9.2010. Il DM 10.9.2010 prevede che l’identificazione delle aree non idonee non si traduca nell’identificazione di fasce di rispetto di dimensioni non giustificate da specifiche e motivate esigenze di tutela. Per tale motivazione,

nell’individuazione di tali aree e siti non sono state definite delle distanze buffer dalle aree e dai siti oggetto di tutela, in quanto una definizione a priori di tali distanze potrebbe tradursi nell’identificazione di fasce di rispetto di dimensioni non giustificate, nonché in un freno alla realizzazione degli impianti stessi.

L’allegato b) distingue gli impianti eolici in funzione della potenza installata e delle dimensioni dell’aerogeneratore da installare. Di seguito la tabella di riferimento:

Micro eolico	Mini eolico	Eolico
potenza < 20 kW	potenza compresa tra 20 e 60 kW	potenza ≥ 60 kW
altezza mozzo < 15 m diametro rotore < 10 m	altezza mozzo compresa tra 15 e 30 m diametro rotore compreso tra 10 e 20 m	altezza mozzo ≥ 30 m diametro rotore ≥ 20 m

Tab. 6 – Tipologie di impianto in funzione della potenza

È chiaro che l’impianto in argomento afferisce alla tipologia di cui al riquadro evidenziato in rosso.

Preliminarmente alla definizione delle posizioni degli aerogeneratori dell’impianto proposto in seno al presente Studio è stata consultata la tabella 1 dell’allegato b), nonché la tavola n. 37 dell’elaborato dal titolo Localizzazione aree non idonee, settembre 2019, allegata alla DGR 59/90. Si è quindi proceduto con la sovrapposizione tra impianto proposto e la citata tavola n. 37: è stato, così, redatto l’elaborato grafico avente codice MOG-PA-T21 e titolo Carta aree non idonee. Dalla consultazione dell’elaborato si rileva che nessuno degli elementi dell’impianto ricade in area non idonea.

Con riferimento all’allegato e) vanno rilevati alcuni temi.

La producibilità attesa, come indicato nell’elaborato avente codice MOG-PA-R05 e titolo Studio anemologico e analisi di producibilità, è la seguente

IMPIANTO EOLICO "MOGORELLA" NEI COMUNI DI MOGORELLA E VILLA SANT'ANTONIO (OR) Produzione Netta				
Costruttore	Modello	Mod	P Netta (P _{50%}) (MWh/a)	Ore annue eq. (MWh/MW)
SIEMENS GAMESA	SG 6.6-170	AM-3	85,870	2272

Tab. 7 – Producibilità attesa

Ciò è in linea con quanto indicato dall’allegato in argomento che indica per potenze di impianto maggiori di 200 kW una producibilità in termini di ore annue equivalenti maggiore di 2.000 ore.

Si è poi valutato il tema delle distanze posto dal punto 3.2 e dal punto 4.3.2 dell’allegato e) nei seguenti termini:

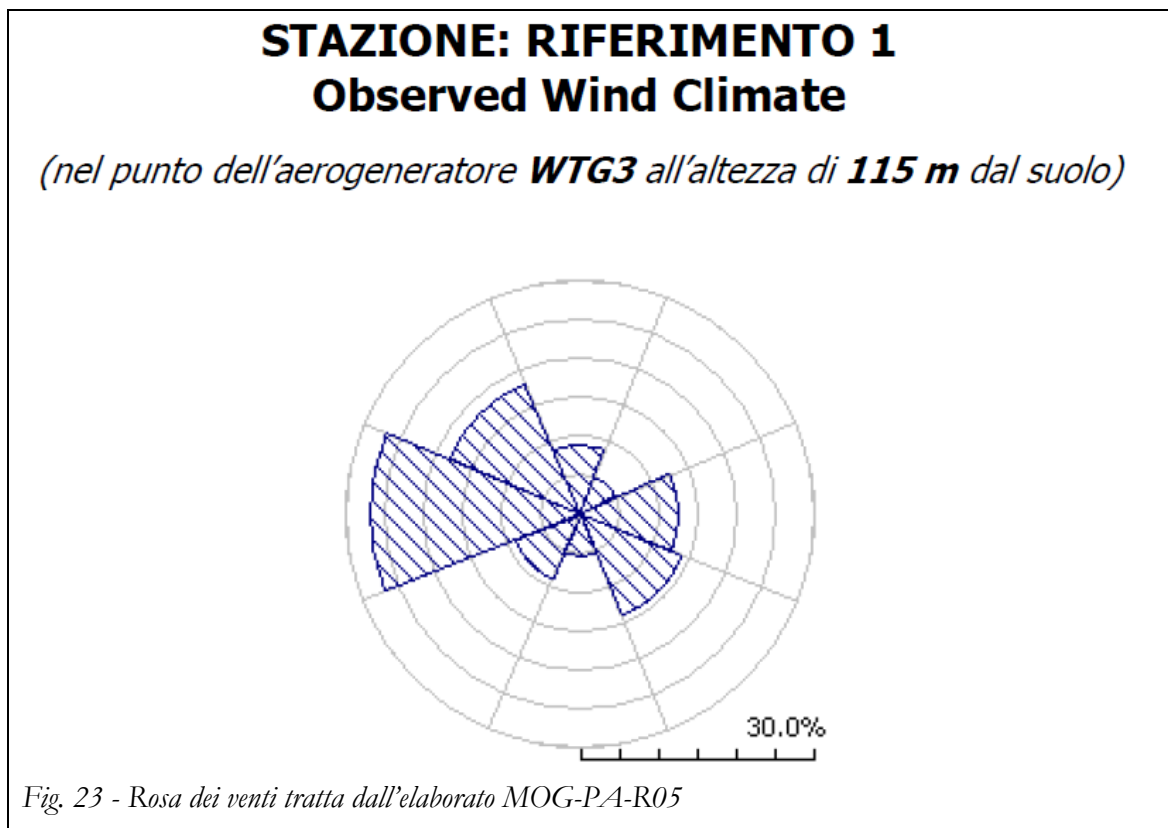
- ✓ Distanze della turbina dal perimetro dell’area urbana, pari almeno a 500 m dall’edificato urbano (cfr. elaborato avente codice MOG-CE-T27 e titolo Inquadramento su stralcio dei PUC comunali).
- ✓ Distanze della turbina dal confine di proprietà di una tanca: si richiede una distanza almeno pari al diametro del rotore (che nel caso di specie vale 170 m). Atteso che è molto complesso rilevare i confini delle tanche, si prenderanno contatti con i proprietari confinanti, per l’ottenimento di un assenso scritto ad una distanza inferiore.
- ✓ Distanza da strade provinciali/nazionali e linee ferroviarie: si richiede una distanza pari all’altezza massima dell’aerogeneratore, maggiorata del 10% e cioè 220 m. Il rispetto di tale distanza è rappresentato nell’elaborato MOG-PA-T32 dal titolo Carta con distanze da considerare per gli impianti eolici.
- ✓ Distanza della Sotto-Stazione e dell’elettrodotto pari a 1000 m dall’edificato urbano. Anche in questo caso per il rispetto della distanza è rappresentato dall’elaborato MOG-PA-T32.
- ✓ Distanza da beni paesaggistici e identitari: l’analisi della sovrapposizione con il layout di impianto è riportata negli elaborati aventi i seguenti codici e titoli MOG-PA-T24 Carta PPR – Assetto Ambientale, MOG-PA-T25 Carta PPR – Assetto Storico Culturale, MOG-PA-T26 Carta PPR -Assetto Insediativo.
- ✓ Distanza reciproca tra turbine: si richiede una distanza pari ad almeno 5 volte il diametro del rotore nella direzione del vento predominante e una distanza pari ad almeno 3 volte il diametro del rotore nella direzione perpendicolare a quella del vento predominante. La verifica di quanto richiesto è riportata nel citato elaborato MOG-PA-T32.
- ✓ Distanza di rispetto dagli insediamenti rurali: si richiede il rispetto di distanze variabili da 300 a 500 a 700 m. Anche in questo caso si rinvia all’elaborato grafico più volte citato MOG-PA-T32, nonché alla relazione dal titolo Censimento fabbricati esistenti, codice MOG-PA-R15.

Con riferimento alle distanze tra i singoli aerogeneratori, si è proceduto con la costruzione di una ellisse, ottenuta a partire dal diametro del rotore pari a 170 m, in funzione del quale sono state determinate le distanze 3D e 5D:

D rotore	3D	5D
[m]	[m]	[m]
170	510	850

Tab. 8 – Definizione di 3D e 5D

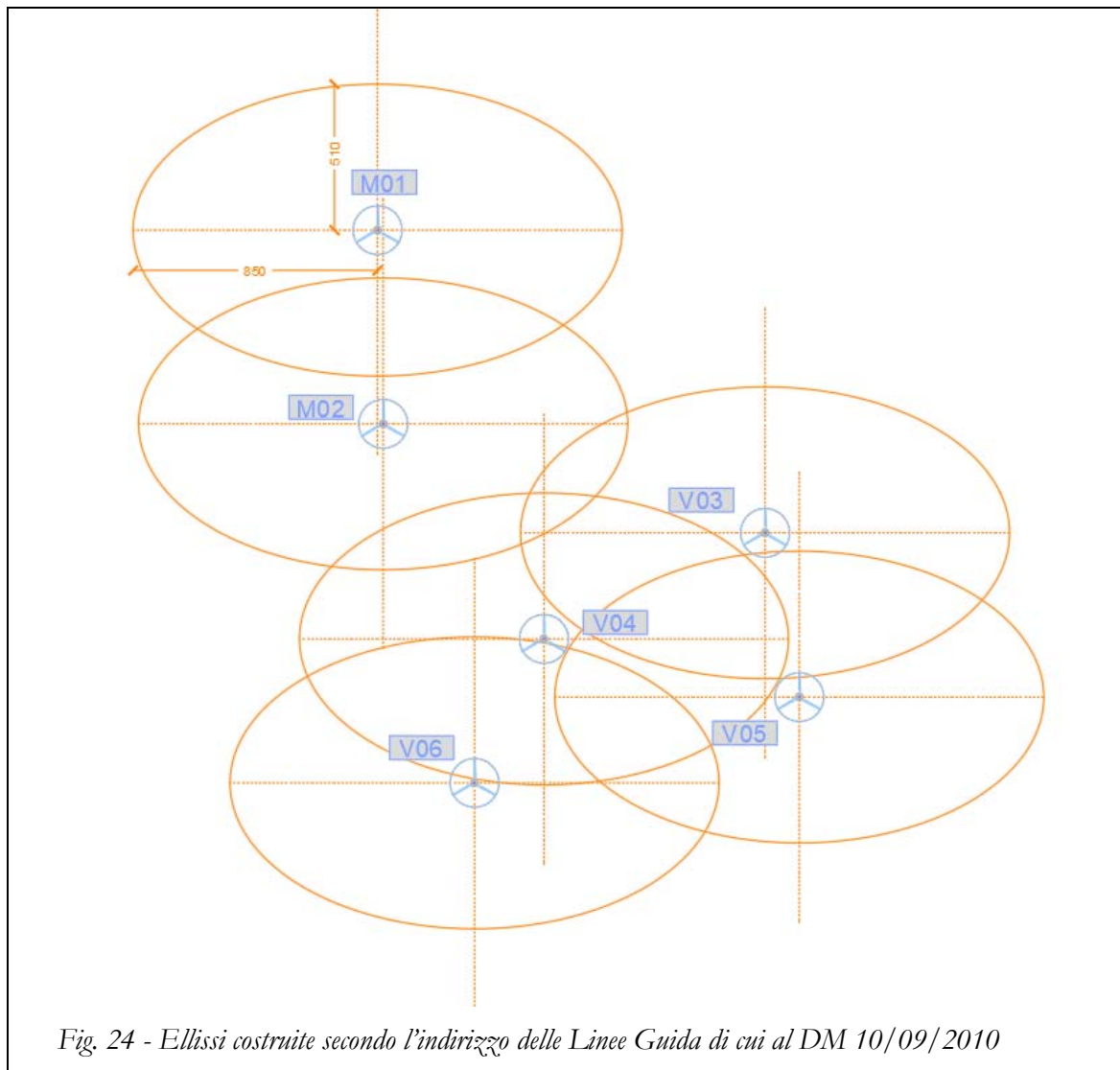
L’orientamento delle ellissi discende dal grafico polare della distribuzione di velocità del vento per settore di direzione, ricostruito grazie alle indagini anemometriche effettuate con l’ausilio di appositi anemometri:



Dal grafico su riportato discende un orientamento Ovest/Est delle ellissi.

L’immagine che segue mostra le ellissi orientate secondo la direzione principale del vento (individuata dalla rosa dei venti) e ubicate in corrispondenza dell’asse di ciascun

aerogeneratore. L’ellisse ha asse minore pari a $3D$ e asse maggiore pari a $5D$.



Come è possibile osservare, la misura di mitigazione risulta praticamente verificata per tutte le postazioni. Gli aerogeneratori sono stati posizionati principalmente lungo la direttrice che individua la direzione ortogonale a quella del vento prevalente e si trovano sempre a distanze superiori a $3D$ (si consulti l’elaborato denominato Carta con distanze da considerare per gli impianti eolici, avente codifica MOG-PA-T32, layout 3).

A valle di quanto analizzato si può ammettere la compatibilità dell’impianto con la DGR 59/90 del 27/11/2020.

3.3 DESCRIZIONE DELLE CARATTERISTICHE FISICHE DEL PROGETTO

Il presente capitolo tratta quanto riportato dal punto 1 lett. b) dell’Allegato VII relativo ai contenuti dello SIA di cui all’art. 22 del D. Lgs. 152/2006 e ss. mm. e ii.

Di seguito i contenuti:

(...)

- b) *Una descrizione delle caratteristiche fisiche dell’insieme del progetto, compresi, ove pertinenti, i lavori di demolizione necessari, nonché delle esigenze di utilizzo del suolo durante le fasi di costruzione e di funzionamento.*

3.3.1 Fondazioni aerogeneratori

La scelta della tipologia delle fondazioni sarà effettuata a seguito delle indagini geologiche esecutive. Allo stato delle informazioni contenute nello studio geologico risultano proponibili sia le fondazioni indirette su pali che dirette superficiali. Il dimensionamento delle fondazioni sarà effettuato sulla base dei parametri geotecnici derivanti dalle prove in sito e di laboratorio su campioni indisturbati prelevati nel corso di appositi sondaggi in fase di progettazione esecutiva.

La consultazione della “Relazione Geologica, Geomorfologica, Idrogeologica e Sismica” facente parte del Progetto definitivo del Parco Eolico Mogorella Sant’Antonio, a cura del Geologo Alessandro Mascitti, lascia la possibilità di scegliere tra una fondazione diretta ed una fondazione indiretta. Nella pagina seguente si riportano gli schemi di entrambe:

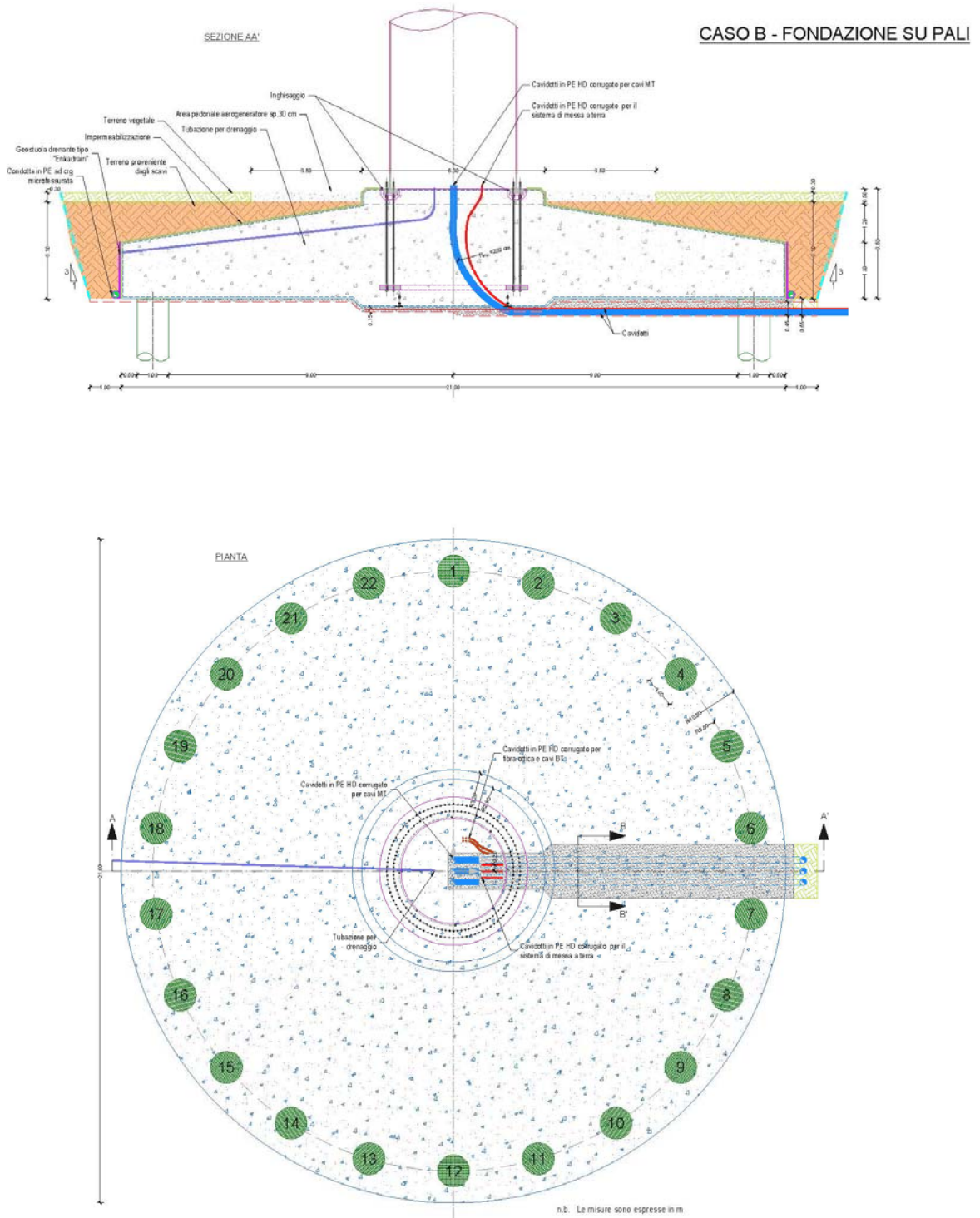


Fig. 25 - Tipologia della fondazione indiretta

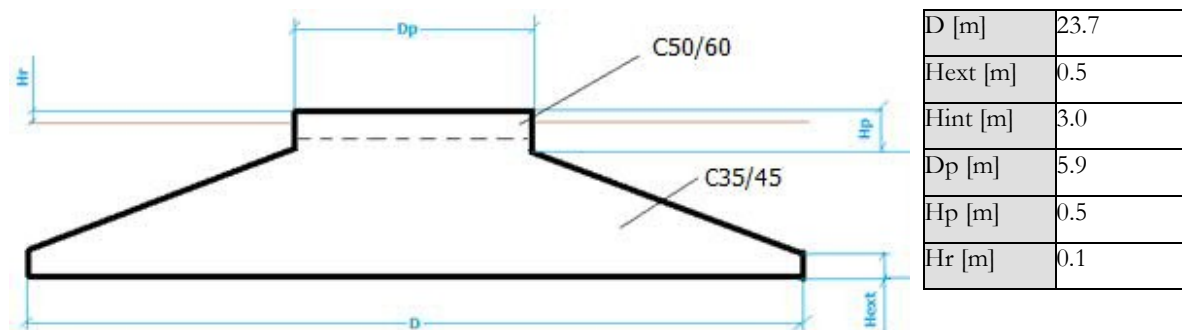


Fig. 26 - Tipologia della fondazione diretta superficiale con indicazione in tabella delle dimensioni

Nell’attuale fase di progettazione definitiva, è stato effettuato un pre-dimensionamento di entrambe le tipologie basate sugli standard suggeriti dal fornitore degli aerogeneratori, mentre si rimanda alla fase di progettazione esecutiva per la definizione dimensionale e tipologica delle fondazioni.

All’interno del plinto di fondazione sarà annegata una gabbia di ancoraggio metallica cilindrica dotata di una piastra superiore di ripartizione dei carichi ed una piastra inferiore di ancoraggio. Entrambe le piastre sono dotate di due serie concentriche di fori che consentiranno il passaggio di barre filettate ad alta resistenza di diametro 36 mm, che, tramite dadi, garantiscono il corretto collegamento delle due piastre.

Dietro ai lati del manufatto dovrà essere realizzato uno strato di drenaggio di idoneo spessore, munito di tubazione di drenaggio forata per l’allontanamento delle acque dalla fondazione.

Nella fondazione, oltre al sistema di ancoraggio della torre, saranno posizionate le tubazioni passacavo in PVC corrugato, nonché gli idonei collegamenti alla rete di terra.

3.3.2 Caratteristiche degli aerogeneratori di nuova installazione

Nel paragrafo seguente si riporta una descrizione degli elementi essenziali dell’aerogeneratore previsto in questa fase progettuale.

Come noto l’aerogeneratore è una macchina che sfrutta l’energia cinetica posseduta del vento, per la produzione di energia elettrica.

Sul mercato esistono diverse tipologie di aerogeneratori, ad asse orizzontale e verticale, con rotore mono, bi o tripala, posto sopra o sottovento. Il tipo di aerogeneratore previsto, tra quelli in commercio, è ad asse orizzontale con rotore tripala e una potenza massima di 6300

KW, le cui caratteristiche principali sono di seguito riportate:

- rotore tripala a passo variabile**, di diametro di massimo 170 m, posto sopravvento al sostegno, costituito da pale in resina epossidica rinforzata con fibra di vetro, con mozzo rigido in acciaio;
- navicella in carpenteria metallica** con carenatura in vetroresina e lamiera, in cui sono collocati il generatore elettrico e le apparecchiature idrauliche ed elettriche di comando e controllo;
- sostegno tubolare troncoconico in acciaio**, avente altezza fino all'asse del rotore al massimo pari a 115 m.

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

Si tratta di aerogeneratori di tipologia già impiegata frequentemente in altri parchi italiani/UE, che consentono il miglior sfruttamento della risorsa vento e che presentano garanzie specifiche dal punto di vista della sicurezza.

La turbina viene di solito equipaggiata, in accordo alle disposizioni dell'ENAC (Ente Nazionale per l'Aviazione Civile), con un sistema di segnalazione diurna e notturna per la segnalazione aerea secondo normativa di settore.

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

La segnalazione diurna, qualora richiesta, consiste di solito nella verniciatura della parte estrema delle pale con tre bande di colore rosso aventi ciascuna una lunghezza di 6 m per un totale di 18 m.

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

L'aerogeneratore è dotato di un completo sistema antifulmine, in grado di proteggere da danni diretti ed indiretti sia la struttura (interna ed esterna) che le persone. Il fulmine viene “catturato” per mezzo di un sistema di conduttori integrati nelle pale del rotore, disposti ogni 5 metri per tutta la lunghezza della pala. Da questi, la corrente del fulmine viene incanalata attraverso un sistema di conduttori a bassa impedenza fino al sistema di messa a terra. La

corrente di un eventuale fulmine è scaricata dal rotore e dalla navicella alla torre tramite collettori ad anelli e scaricatori di sovratensioni. La corrente del fulmine viene infine scaricata a terra tramite un dispersore di terra. I dispositivi antifulmine previsti sono conformi agli standard della più elevata classe di protezione (Classe I), secondo lo standard internazionale IEC 61024-1.

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

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

Gli aerogeneratori hanno una vita utile di circa 25-30 anni, al termine dei quali è necessario provvedere al loro smantellamento ed eventualmente alla loro sostituzione con nuovi aerogeneratori.

La fase di decommissioning avverrà con modalità analoghe a quanto descritto per la fase di installazione. Le componenti elettriche (trasformatore, quadri elettrici, ecc) verranno quindi smaltite, in accordo con la direttiva europea (WEEE - Waste of Electrical and Electronic Equipment); le parti in metallo (acciaio e rame) e in plastica rinforzata (GPR) potranno invece essere riciclate.

Durante lo sviluppo del progetto del Parco Eolico di cui in oggetto si è avuta altresì l’occasione di valutare tutti i nuovi e più recenti modelli di aerogeneratori idonei per il sito. L’evoluzione tecnologica nel settore è infatti molto rapida, con il risultato di rendere il settore competitivo rispetto ad altre fonti di energia alternativa e convenzionale e con l’obiettivo della grid parity.

Sono stati considerati i costruttori Nordex-Acciona, Siemens-Gamesa, General Electric e Vestas che includono modelli di aerogeneratore nella fascia di potenza nominale 5- 6 MW. Inoltre, sono stati considerati solo quei costruttori di aerogeneratori con track-record sufficiente ad assicurare una fornitura sul territorio italiano oltre che ad opportune garanzie di bancabilità.

Ai fini della ottimizzazione del layout di impianto si è tenuto conto di vari parametri tecnici quali l’altezza massima e la potenza nominale dell’aerogeneratore tipo, le inter-distanze necessarie fra le turbine al fine di evitare reciproche interferenze e la minimizzazione dei costi delle opere civili ed elettriche.

A valle delle considerazioni tecniche, sono state quindi valutate anche quelle economico-finanziarie relative al costo omnicomprensivo stimato del progetto e agli utili futuri legati alla vendita di energia elettrica prodotta dal parco.

Da questa analisi è risultato che l’aerogeneratore modello tipo Siemens-Gamesa SG170 è allo stato attuale quello ritenuto più conveniente per il progetto del parco.

In fase di definizione di progetto esecutivo saranno aggiunte nello scopo di fornitura eventuali altre considerazioni di natura commerciale o bancaria per suggellare la scelta del modello tipo fatta o per ricorrere, nel caso fosse necessario, ad un altro modello di altro fornitore, ma di tipologia equivalente.

A seguire si riporta lo schema dimensionale dell’aerogeneratore previsto.

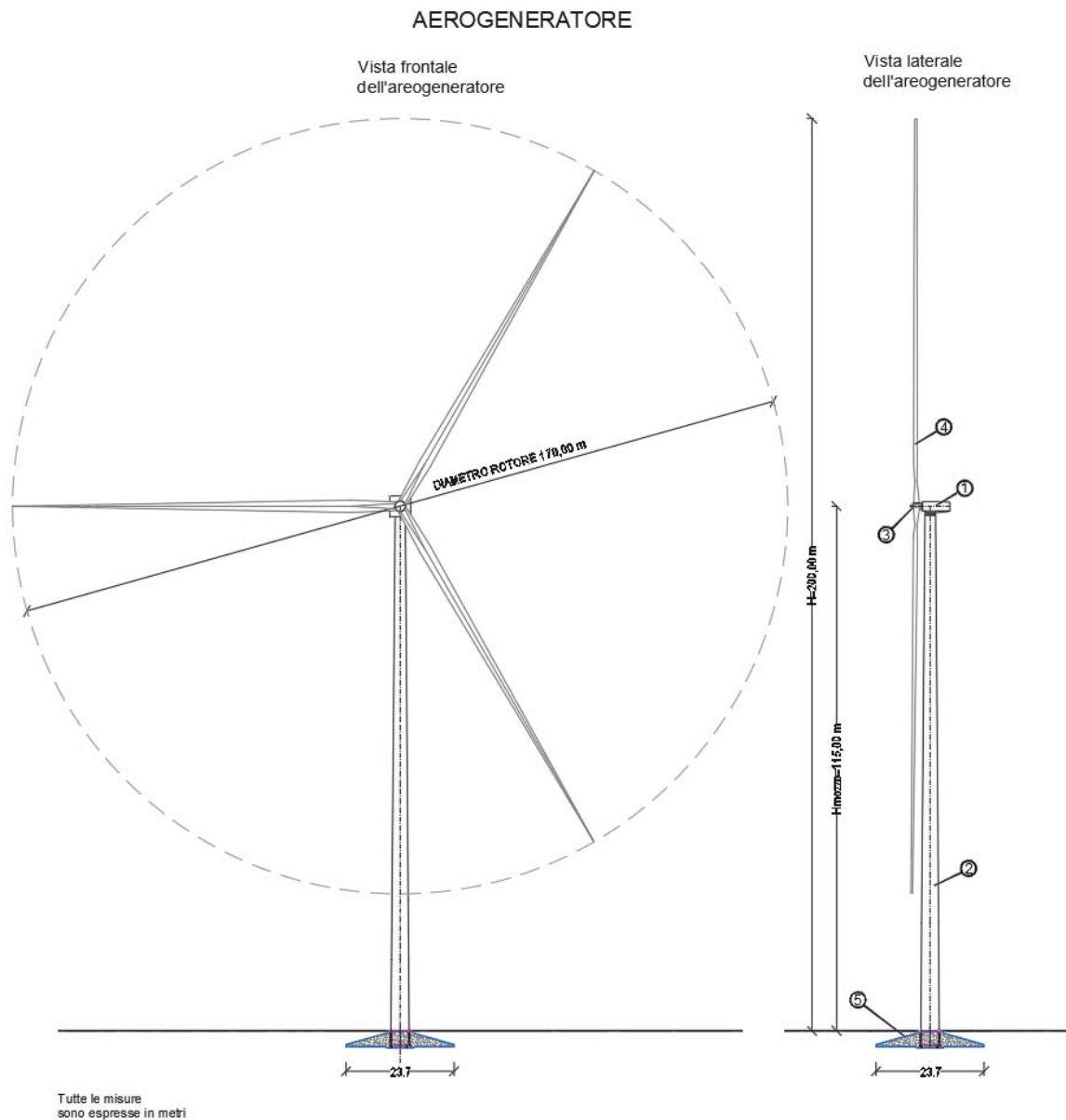


Fig. 27 - Schema tipo aerogeneratore H totale 200 metri, altezza al mozzo 115 m e diametro rotore 170 m

3.3.3 Piazzole aerogeneratori

La fondazione sarà intestata su un terreno di sedime avente idonee caratteristiche geotecniche; essa avrà una superficie in pianta dell'ordine di 350-400 m², dove troveranno collocazione i dispersori di terra e le vie cavi interrati.

La piazzola per un montaggio standard è costituita da un trapezio rettangolo B=82,00 (m);

$b=38,00(m)$; $h=43,00(m)$ oltre ad un quadrato $22,00(m) \times 16,00(m)$ ove sarà allocato l’aerogeneratore e un ulteriore rettangolo $5,00(m) \times 88,00(m)$. Per le pale sarà necessaria un’area di $(18,00 \times 88,00)$ m. Le singole piazzole a servizio degli aerogeneratori devono svolgere una doppia funzione:

1. Durante le fasi di costruzione permettere lo scarico dei componenti l’aerogeneratore (conci di torre, navicella, pale, etc.), il posizionamento delle gru per il montaggio, il movimento delle stesse con i componenti durante le fasi di assemblaggio e montaggio;
2. Durante le fasi di esercizio permettere la manutenzione ordinaria e straordinaria per tutta la vita utile del parco eolico.

Per le ragioni esposte sopra, per le piazzole a servizio degli aerogeneratori dovrà predisporre lo scotico superficiale, la spianatura, il riporto di materiale vagliato e la compattazione di una superficie, stimata in $50m \times 30m$, tale da garantire una parte destinata come area di scarico dei materiali e una seconda destinata alla movimentazione degli stessi e ai relativi necessari lavori.

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

Le altre aree eccedenti la piazzola definitiva e quelle utilizzate temporaneamente per le attività di cantiere, montaggio main components WTG e stoccaggio, saranno ripristinate come ante operam, prevedendo il riporto di terreno vegetale per la successiva eventuale coltivazione.

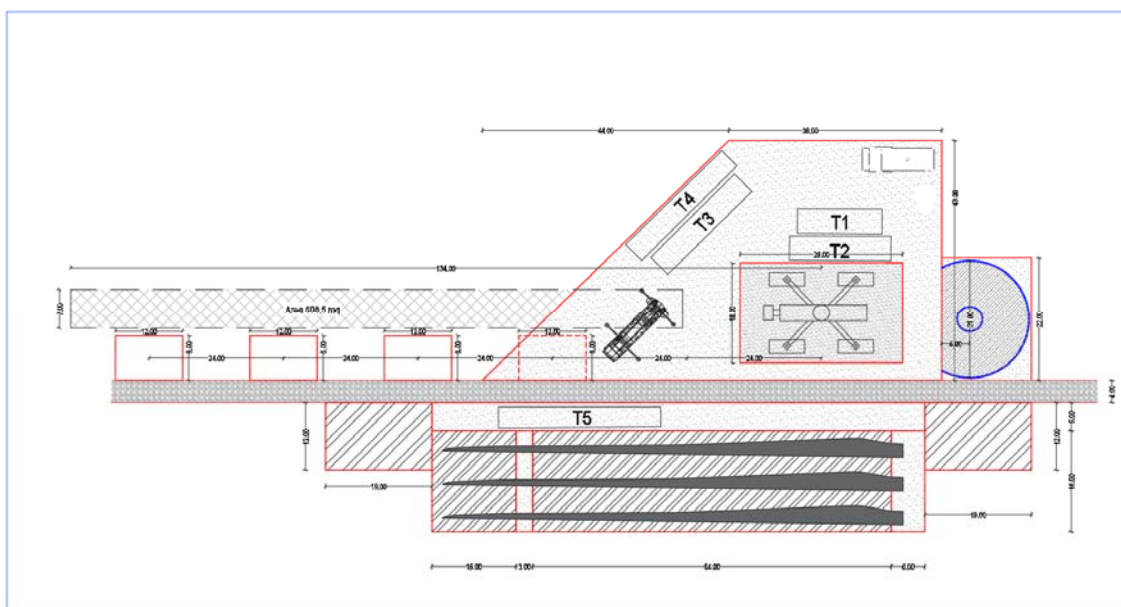


Fig. 28 - Schema tipo piazzola

3.3.4 Strade di accesso e viabilità di servizio

La viabilità del parco serve tutti gli aerogeneratori ed è costituita dagli assi viari le cui caratteristiche dimensionali sono riportate nella tabella seguente.

Nome asse	L tot (m)	L strada esistente (m)	L strada nuova (m)	Pend. Max.
asse M01	581,31	165,00	416,31	16,5%
asse M02	814,22	0,00	814,22	14,2%
asse V03	357,98	195,00	162,98	0,1%
asse V04a	726,33	270,00	456,33	8,3%
asse V04b	596,22	0,00	596,22	16,6%
asse V05	440,38	165,00	275,38	8,0%
asse V06	399,76	210,00	189,76	7,4%
Totali	3916,20	1005,00	2911,20	
%	100%	26%	74%	

Tab. 9 – Tabella con individuazioni degli assi stradali e relative lunghezze

Complessivamente la lunghezza della viabilità del parco eolico è pari a 3916,2 m di cui 1005 m, pari al 26%, riguardano modifiche a viabilità esistente, mentre 2911,2m pari al 74% riguardano nuova viabilità; dunque, nel complesso per realizzare un impianto di potenza paria a 37,8 MW occorrerà realizzare 2,9 Km di nuove strade sterrate.

Le nuove strade sterrate, ove possibile, saranno realizzate in modo tale da interessare marginalmente i fondi agricoli; essi avranno lunghezze e pendenze delle livellette tali da seguire la morfologia propria del terreno, evitando sempre, quando possibile, opere di scavo o riporto. Il rinnovo delle infrastrutture non è solo a vantaggio del parco eolico ma permette anche un migliore accesso a chi le utilizza per l’agricoltura e per la pastorizia, e per tutte le attività di fruizione del territorio, nonché per i mezzi di soccorso. La progettazione della viabilità è stata condotta secondo le specifiche tecniche rilasciate dai fornitori degli aerogeneratori. In particolare, le specifiche principali di carattere generale sono di seguito riportate:

Viabilità	
Larghezza carreggiata per $R > R_{min}$	5,00 m
Pendenza trasversale	2% a schiena d'asino
Raggio planimetrico minimo (R_{min})	120 m
Allargamenti per $R < R_{min}$	Caso per caso con simulazione mezzo
Pendenza max livelletta (curva con $R < 120m$)	10%
Pendenza livelletta con traino	>13%
Raccordo verticale minimo convesso	250 m
Raccordo verticale minimo concavo	250 m
Pendenza max livelletta per stazionamento camion	10%
Piazzole	
Dimensioni standard per piazzola intermedia	Un trapezio rettangolo $B=81,00$ (m); $b=38,00(m)$; $h=43,00(m)$ oltre ad un quadrato $22,00(m) \times 16,00(m)$ ove sarà allocato l'aerogeneratore e un ulteriore rettangolo $23,00(m) \times 88,00(m)$
Piazzole ausiliari per il montaggio del braccio gru stralciata	di forma rettangolare $12,00$ m x $8,00$ m
Pendenze max longitudinali e trasversali	0.5 %

Tab. 10 – Specifiche principali di viabilità e piazzole

L'area interessata dagli aerogeneratori è servita da strade sterrate di dimensioni non adeguate al transito dei mezzi, eccezionali in fase di montaggio delle macchine e dedicati in fase di manutenzione dell'impianto, che pertanto necessiteranno di un adeguamento delle loro dimensioni secondo quanto richiesto dalle specifiche (dimensioni riportate nella tabella precedente).

Per questo motivo, la sezione stradale, con larghezza di 5,00 m più due banchine laterali di 0,5

m, per una dimensione complessiva pari a 6,00 m, sarà realizzata in massiciata composta da uno strato di fondazione in misto calcareo di 40 cm, eventualmente steso su geotessile disteso alla base del cassonetto stradale a diretto contatto con il terreno, allo scopo di limitare al massimo le deformazioni e i cedimenti localizzati; superiormente sarà previsto uno strato di finitura/usura in misto stabilizzato, dello spessore di 20 cm.

Di seguito si riportano le sezioni tipo della pavimentazione stradale necessarie nei tratti di strade da adeguare e ove fosse necessario da realizzare, all’interno dell’area d’impianto:






LEGENDA	
	Misto granulometrico con materiale classificato come "A1" Secondo - UNI CNR 10006:2002
	Strato di fondazione con materiale classificato come "A1" Secondo - UNI CNR 10006:2002
	Rilevato con materiale appartenente alla classe A1
	Eventuale bonifica di spessore cm. 30 se il terreno sottostante è di buone caratteristiche; di spessore cm. 100 se il terreno è di caratteristiche scadenti; la bonifica sarà fatta con materiale calcareo pulito di pezzatura variabile da 5 a 10 cm.
	Terreno naturale

Fig. 29 - Legenda relativa alle tipologie di strato impiegate per la viabilità

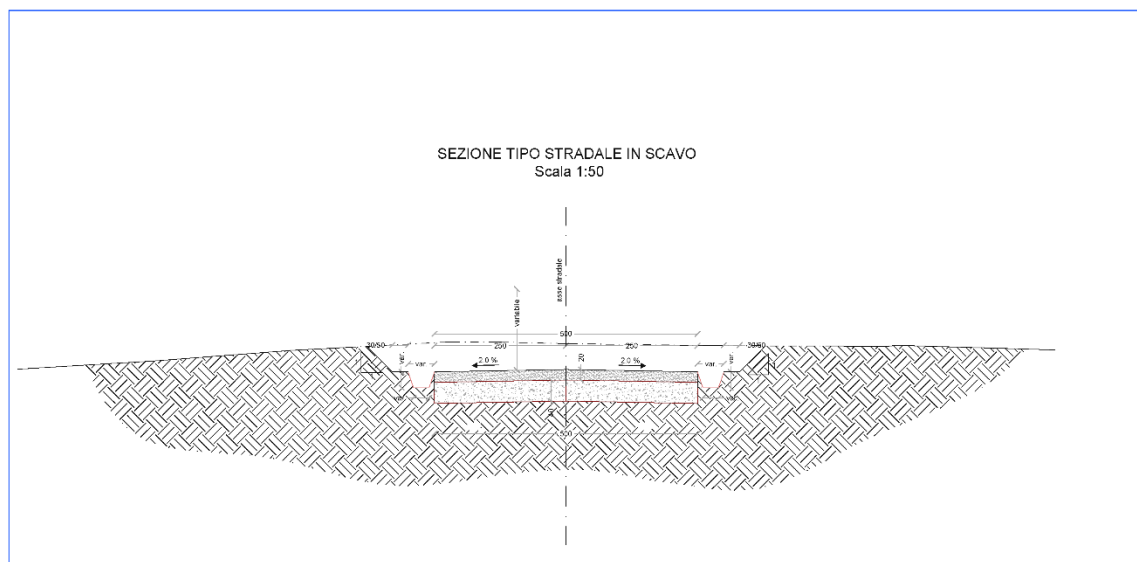


Fig. 30 - Sezione tipo della strada in scavo

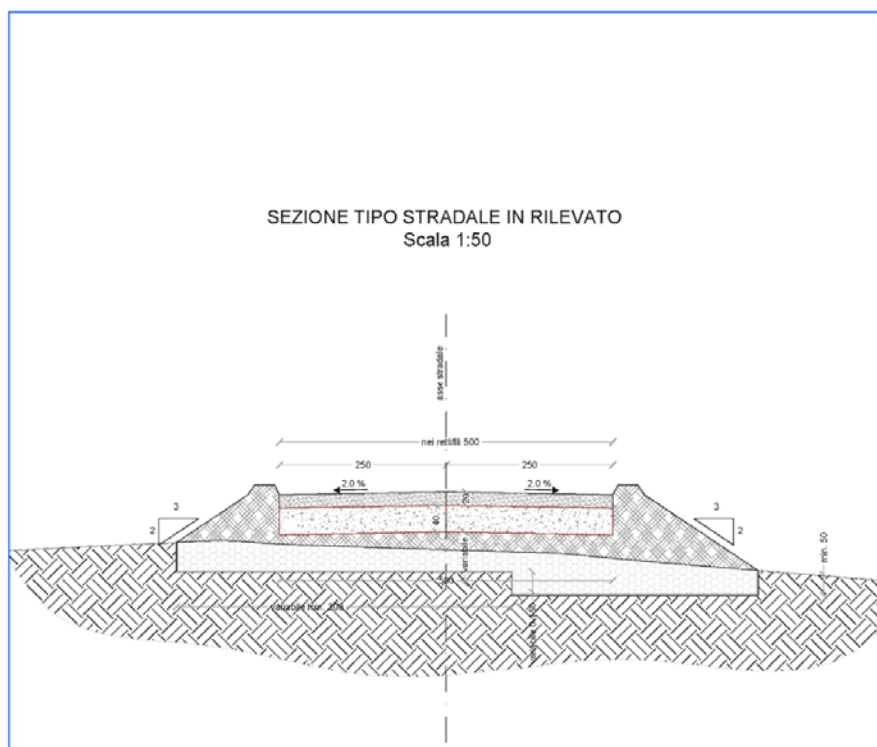


Fig. 31 - Sezione tipo della strada in rilevato

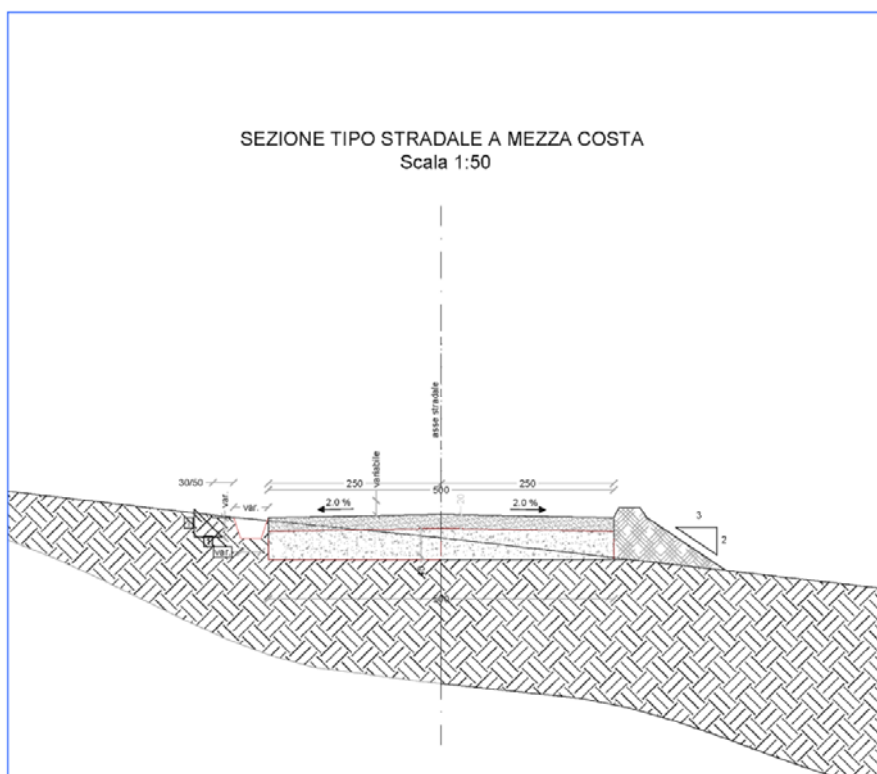


Fig. 32 - Sezione tipo della strada a mezza costa

3.3.5 Elettrodotti interrati

Il parco eolico nella sua configurazione avrà una potenza complessiva di 37,80 MW, data dalla somma delle potenze elettriche di n. 6 aerogeneratori della potenza unitaria massima di 6,3 MW.

Dal punto di vista elettrico, gli aerogeneratori sono collegati fra di loro a gruppi, in questo caso in due distinti sottocampi, come di seguito meglio rappresentato:

Sottocampo	Aerogeneratori	Potenza	Comune
LINEA 1	V05- V03-M01	18,90 MW	Mogorella, Villa Sant’Antonio
LINEA 2	V06- V04-M02	18,90 MW	Mogorella, Villa Sant’Antonio

Tab. 11 – Suddivisione in sottocampi

L’immagine di seguito riportata mostra un dettaglio dello schema elettrico MT del parco eolico, con evidenza dei sottocampi e delle linee di collegamento

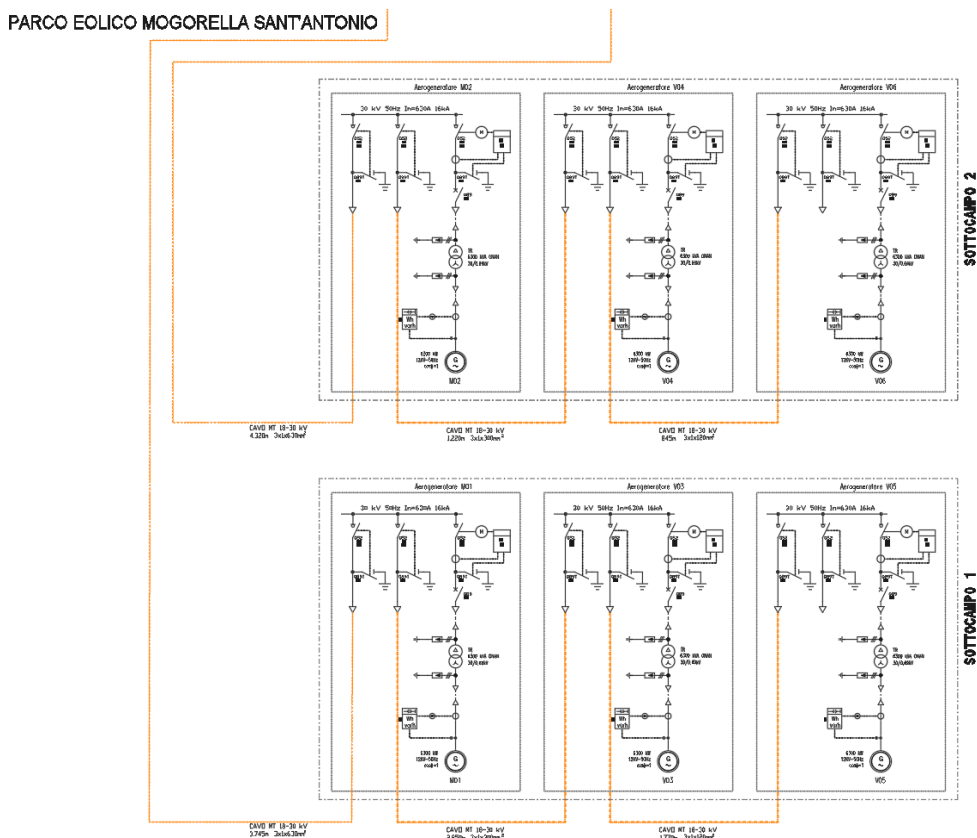


Fig. 33 - Schema elettrico unifilare MT parco eolico

Coerentemente con la suddivisione in sotto campi di cui detto, l’intero sistema di raccolta dell’energia dagli aerogeneratori verso la Sottostazione Elettrica di Utente (SSEU) 220/30 kV è articolato su n.2 distinte linee elettriche a 30 kV, una per ciascun sotto campo. Dall’aerogeneratore capofila di ciascun sottocampo, infatti, si diparte una linea elettrica di vettoriamento in cavo interrato MT 30 kV, di sezione pari a 630mm².

Analogamente, gli aerogeneratori di ciascun sotto campo sono collegati fra loro in entra-esce con una linea elettrica in cavo interrato MT 30 kV, di sezione crescente dal primo all’ultimo aerogeneratore. Tutti i cavi di cui si farà utilizzo, sia per il collegamento interno dei sotto campi che per la connessione alla SSEU, saranno del tipo standard con schermo elettrico. Nella tabella che segue si riporta calcolo preliminare delle linee elettriche di collegamento da rivalutare in fase esecutiva.

LINEA	PARTENZA	ARRIVO	Sezione cavo [mm ²]	Lunghezza cavo [m]	Potenza attiva [MW]
LINEA 1	V05	V03	3x1x120	1770	6,3
	V03	M01	3x1x300	2850	12,6
	M01	SSE	3x1x630	3745	18,9
LINEA 2	V06	V04	3x1x120	845	6,3
	V04	M02	3x1x300	1220	12,6
	M02	SSE	3x1x630	4320	18,9
			POTENZA COMPLESSIVA	37,800	

Tab. 12 – Identificazione dei sottocampi, e delle caratteristiche dei cavidotti

In generale, per tutte le linee elettriche, si prevede la posa direttamente interrata dei cavi, senza ulteriori protezioni meccaniche, ad una profondità di 1,10 m dal piano di calpestio. In ogni caso l’estradosso del cavo avrà sempre una profondità dal piano di calpestio almeno pari a 1,00 m.

In caso di particolari attraversamenti o di risoluzione puntuale di interferenze, le modalità di posa saranno modificate in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 11-17 e dagli eventuali regolamenti vigenti relativi alle opere interferite, mantenendo comunque un grado di protezione delle linee non inferiore a quanto garantito dalle normali condizioni di posa.

3.3.6 Sotto-Stazione Elettrica Utente, SSEU e opere di connessione alla RTN

Nel presente paragrafo viene descritta la SottoStazione Elettrica Utente, dando evidenza delle caratteristiche delle principali componenti elettriche necessarie all’innalzamento di tensione, delle opere elettriche accessorie, della rete di terra, nonché delle opere civili necessarie alla realizzazione dell’opera.

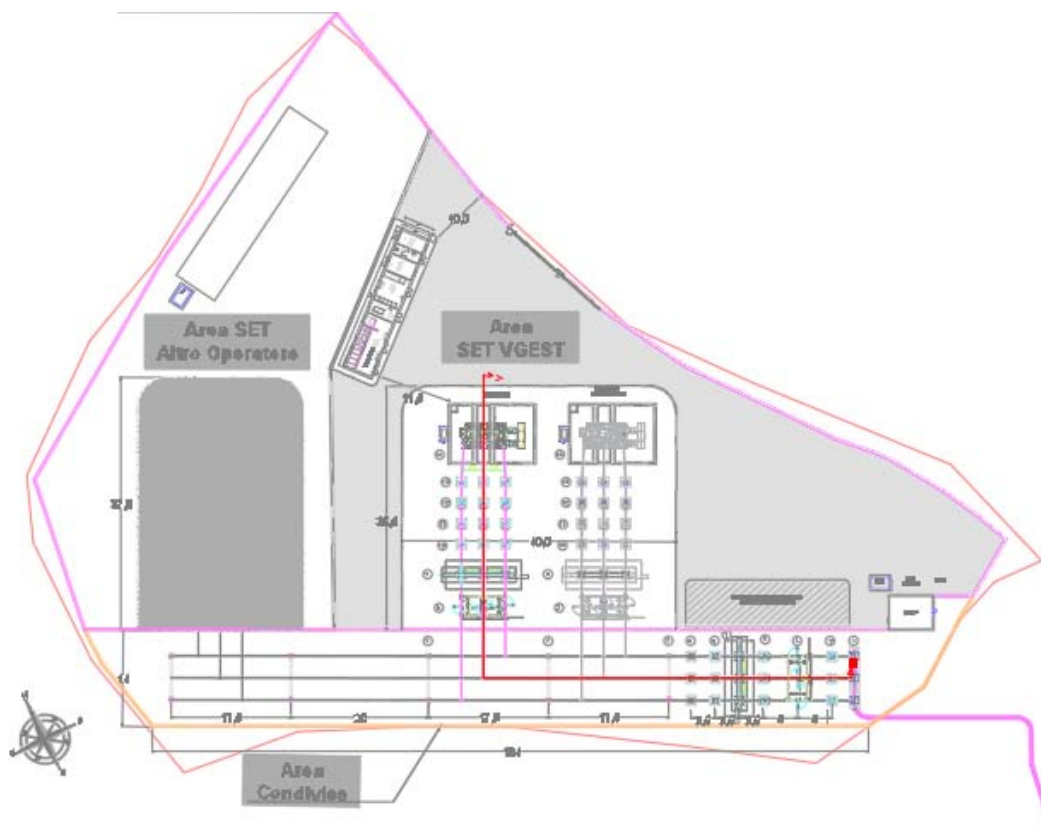


Fig. 34 - Planimetria area SSE

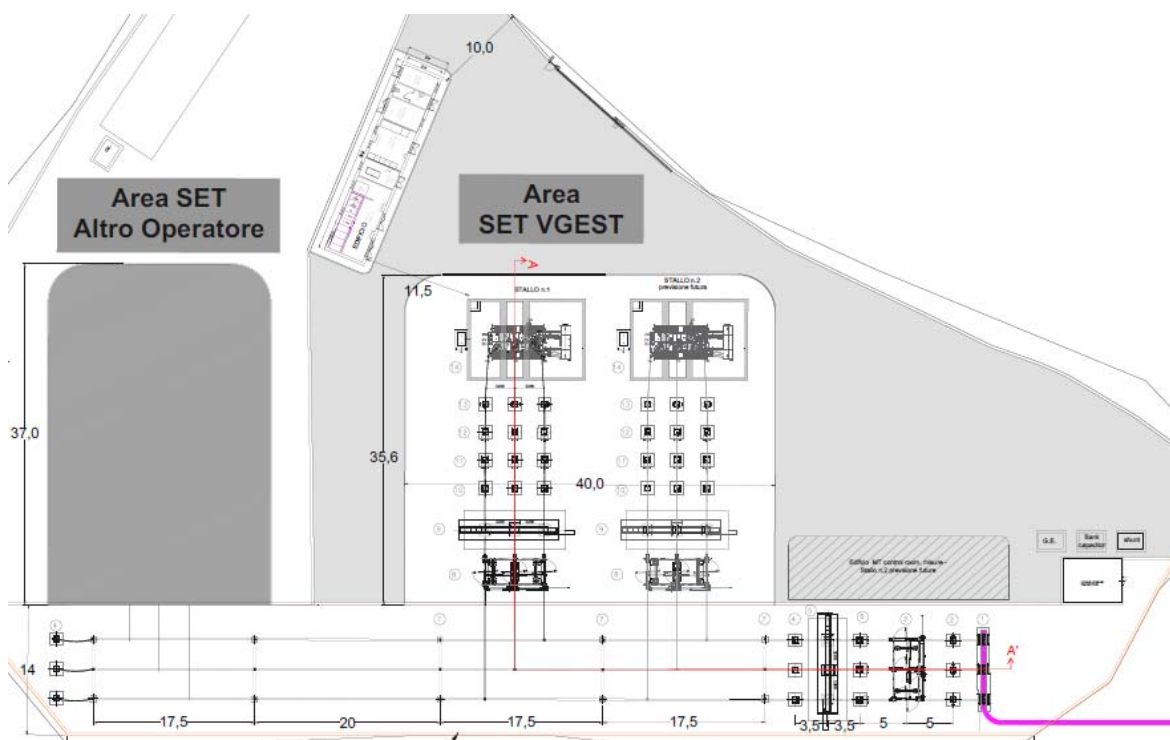


Fig. 35 - Planimetria con individuazione degli Stalli

Si forniranno informazioni circa la viabilità di accesso, i fabbricati, le opere civili, le fondazioni delle opere elettromeccaniche, le PRINCIPALI apparecchiature AT, l’elettrodotto interrato di collegamento con la SE TERNA, lo stallo di rete.

Per ulteriori dettagli e approfondimenti si rinvia alla Relazione tecnica descrittiva del progetto definitivo (codice MOG-CE-R01) e alla Relazione tecnica elettrica (MOG-CE-R05).

VIABILITÀ DI ACCESSO

L’area ove sarà ubicata la Sottostazione Elettrica Utente di Mogorella si trova nel territorio del Comune di Mogorella in Provincia di Oristano.

Risulta identificata dai seguenti riferimenti cartografici:

- tavoletta IGM foglio 529 S2-S4;
- carta Tecnica Regionale in scala 1:10.000 N. 529110
- foglio catastale n°2 particella n° 5 del Comune di Mogorella.

Essa è individuata altresì dalle coordinate geografiche Lat. 39° 53.313' Nord e Long. 8° 51.798' Est.

L’area destinata alla sottostazione è posta a quota 380 m s.l.m.

La Sottostazione interessa un’area di forma poligonare irregolare di larghezza media pari a circa 70 m e di lunghezza media pari a circa 104 m. Essa sarà interamente recintata.

L’area è così suddivisa:

- parte a servizio di un altro produttore, oggetto di altra iniziativa;
- parte a servizio del produttore VGE costituita da uno Stallo lato TR e la predisposizione per un altro stallo lato TR futuro, (Vedi schema unifilare-tavola T31, stallo "Previsione futura", e pianta elettromeccanica, tavola T37, "Stallo n. 2 previsione futura")
- parte comune costituita da un sistema sbarre a 220 kV e stallo AT a 220 kV (partenza linea AT verso Terna) di forma rettangolare di larghezza pari a circa 14,0 m e di lunghezza pari a circa 104,0 m .

L’accesso alla Stazione è previsto lungo la strada vicinale “corongi longo a nurachi iuas” con ingresso dalla S.P. 35 o dalla via Grighine.



Fig. 36 - Layout della Stazione di Utente delle opere di collegamento alla RTN

FABBRICATI

Nella sua configurazione, la Sottostazione Elettrica Utente prevede la predisposizione di due edifici (di cui uno di previsione futura) presso i quali verranno ubicati i quadri MT, i trasformatori MT/BT, i contatori ed i quadri ausiliari.

EDIFICIO VGE

Si tratta di un edificio di dimensioni in pianta pari a 22,0 x 4,60 m, di altezza interna pari a 3,65 m.

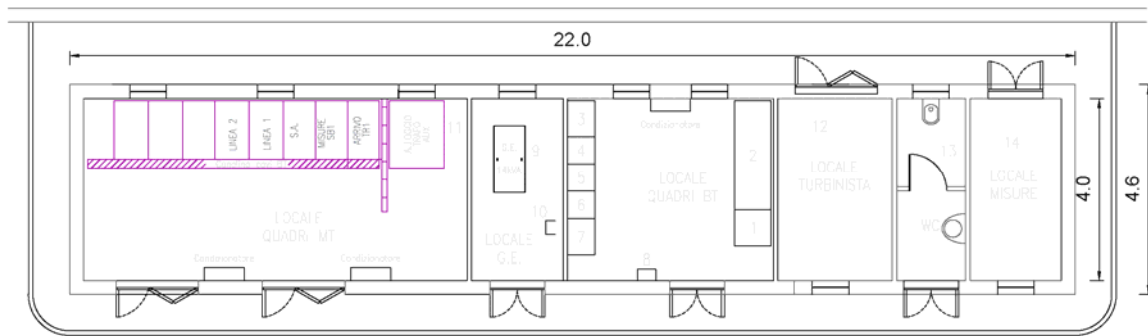


Fig. 37 - Layout edificio VGE presso SST

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

- Locale misure;
- Locale turbinista
- Locale quadri BT;
- Locale Gruppo Elettrogeno;
- Locale quadri MT generale e trafo ausiliari;

L’edificio è strutturalmente intelaiato con travi e pilastri e con fondazioni a travi rovesce.

Esso sarà completo di tutti gli impianti elettrici civili interni (illuminazione e prese).

Inoltre, è previsto un edificio nella parte condivisa di dimensioni in pianta pari a 6,70 x 5,15 m, di altezza interna pari a 3,65 m per i servizi dello stallo condiviso.

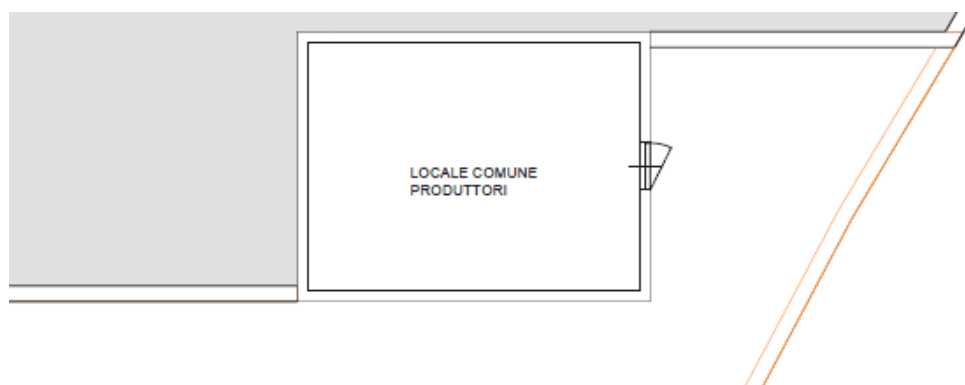


Fig. 38 - Layout edificio VGE presso SST

OPERE CIVILI

Di seguito le attività principali e le opere civili previste in progetto:

- Scavo di sbancamento per una profondità di 80 cm da piano di calpestio finale;

- eventuali opere strutturali necessarie alla site preparation;
- realizzazione della rete di terra;
- realizzazione della rete idraulica di smaltimento acque bianche;
- realizzazione fondazioni in c.a. per apparecchiature AT;
- sistemazione delle aree sottostanti le apparecchiature AT con area inghiaata;
- realizzazione di sottofondo stradale per lo spessore complessivo di 0,50 cm;
- finitura aree con conglomerato bituminoso, con strato binder (7 cm) e strato usura (3 cm);
- realizzazione dell’impianto di illuminazione esterna, con l’installazione di corpi illuminanti LED su pali tronco conici a stelo dritto lungo il perimetro;
- realizzazione muro perimetrale, del tipo chiuso con pannelli prefabbricati in calcestruzzo e paletti in cls, infissi su fondazione in c.a., per una altezza complessiva fuori terra pari a 2,50 m;
- realizzazione di un ingresso pedonale (larghezza 0,9 m) e di un carrabile (larghezza 7 m), lungo il muro perimetrale;
- realizzazione rampa di accesso da pubblica viabilità sino al cancello di ingresso presso la SST;
- fondazioni opere elettromeccaniche
- disoleatori a coalescenza collegati alle vasche di contenimento degli oli del trasformatore;
- muro parafiamma REI 120 realizzato su un lato minore della vasca di contenimento oli del trasformatore MT/AT.

FONDAZIONI DELLE OPERE ELETTROMECCANICHE

Le fondazioni delle opere elettromeccaniche sono le seguenti:

1. Terminali cavo AT.
2. Scaricatore AT.
3. Sezionatore orizzontale con L.T.
4. Trasformatore di tensione capacitivo.
5. Interruttore tripolare.
6. Trasformatore di corrente.

7. Isolatori sbarre principali.
8. Sezionatore orizzontale con L.T.
9. Interruttore tripolare.
10. Trasformatore di corrente.
11. Trasformatore di tensione induttivo.
12. Scaricatore AT.
13. Trasformatore di potenza.

PRINCIPALI APPARECCHIATURE AT IN PROGETTO

Nel seguito del paragrafo si elencano le caratteristiche delle principali apparecchiature AT costituenti la sezione 220 kV della SSE in progetto. Tutte le apparecchiature saranno rispondenti alle Norme tecniche CEI citate al cap. 2 e alle prescrizioni Terna.

Le caratteristiche elettriche della sezione AT sono le seguenti:

Tensione di esercizio AT	220 kV
Tensione massima di sistema	250 kV
Frequenza	50 Hz
Tensione di tenuta alla frequenza industriale	
<i>fase-fase e fase terra</i>	325 kV
<i>sulla distanza di isolamento</i>	375 kV
Tensione di tenuta ad impulso (1.2-50us)	
<i>fase-fase e fase terra</i>	750 kV
<i>sulla distanza di isolamento</i>	860 kV
Corrente nominale sulle sbarre	2000 A
Corrente nominale di stallo	1250 A
Corrente di corto circuito	31,5 kA

Tab. 13 – Caratteristiche elettriche della sezione AT

Trasformatori di potenza:

Per la trasformazione di tensione 30/220 kV sarà utilizzato un trasformatore trifase con avvolgimenti immersi in olio, da esterno, di potenza nominale non inferiore a 40/50 MVA,

munito di variatore di rapporto sotto carico (220kV +/- 10x1,25%), con neutro ad isolamento pieno verso terra, gruppo vettoriale YNd11, esercito con il centro stella lato AT non collegato a terra, ma comunque accessibile e predisposto al collegamento futuro se necessario e/o richiesto.

Il trasformatore AT/MT avrà le seguenti caratteristiche:

- Potenza nominale 40/50 MVA;
- Raffreddamento ONAN/ONAF;
- V_{n1} 220 kV ± 12 %;
- V_{n2} 30 kV;
- V_{cc} % 12.5 (ONAN);
- Gruppo YNd11;

Il trasformatore, in accordo allo standard TERNA, sarà dotato almeno delle seguenti protezioni:

- 26Q: sovratemperatura olio, con soglia di allarme e di scatto;
- 99Q: livello olio, con soglia di allarme;
- 63Q: pressione olio, con soglia di scatto;
- 97T: Relè Buchholz di trasformatore, con soglia di allarme e scatto;
- 97VSC: Relè Buchholz di variatore sotto carico, con soglia di scatto;
- 99VSC: livello olio nel variatore sotto carico, con soglia di allarme.

Dovrà essere inoltre previsto il dispositivo di controllo e comando del variatore sotto carico (90TR).

ELETTRODOTTO DI COLLEGAMENTO CON LA SE TERNA

Il parco eolico in progetto convoglierà l’energia prodotta verso una nuova Sottostazione Elettrica di Utente (SSEU) 220/30 kV, da ubicarsi presso il Comune di Mogorella, nelle immediate vicinanze della Stazione Elettrica (SE) della Rete di Trasmissione Nazionale a 220 kV “Mogorella”; la SSEU prevede delle opere utente in comune con un altro operatore, con cui è condiviso lo stallo 220 kV che è stato assegnato nella SE RTN di Mogorella. Il collegamento fra la SSEU e lo stallo a 220 kV avviene tramite una linea in cavo interrato a 220 kV.

L’elettrodotto in oggetto sarà costituito da una terna di cavi AT in alluminio con isolamento

XPLE, tensione di esercizio 220 kV, in formazione 3x1x1600 mm², posati ad una profondità minima di 1,50 m.

Di seguito viene mostrato uno stralcio planimetrico del percorso dell’elettrodotto.

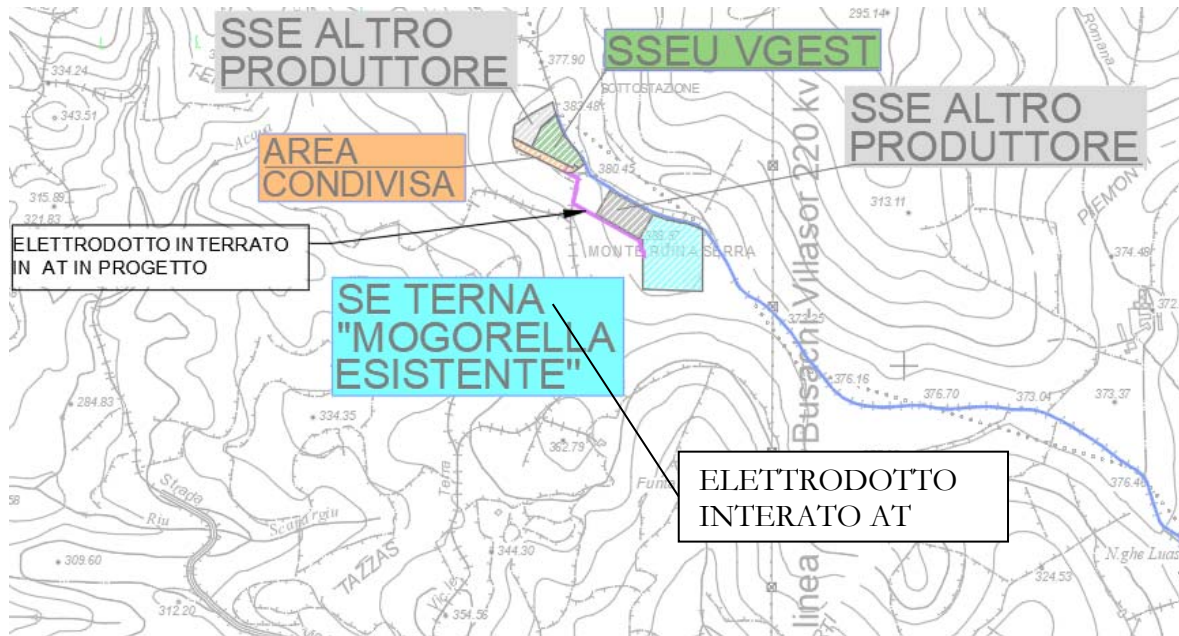


Fig. 39 - Tracciato elettrodotto interrato AT di collegamento fra le SSEU e SE Terna

**SEZIONI TIPO CAVIDOTTI AT
SU STRADE MISTATE
SCALA 1:20**

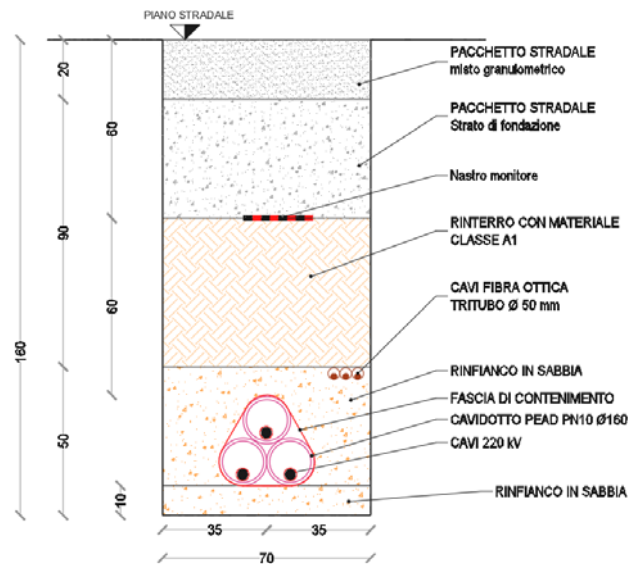


Fig. 40 - Sezione tipo cavidotto AT interrato su strada asfaltata

STALLO DI RETE

Per la connessione alla RTN, si rende necessario l’approntamento dello stallo 220 kV assegnato nella SE RTN di Mogorella e da condividere con gli altri produttori. Lo stallo arrivo cavi ricade sulla particella 108 del foglio 3 del comune di Mogorella.

Il progetto prevede, relativamente alle opere necessarie per la connessione alla RTN, la realizzazione del terminale arrivo cavi con arrivo laterale e/o frontale per la linea AT condivisa. Il terminale è costituito da una fondazione in c.a. sulla quale sarà installata la struttura del terminale cavo che a sua volta è composta da un sostegno per ogni fase dell’elettrodotto.

Il nuovo stallo dovrà essere approntato secondo le specifiche tecniche Terna. Esso sarà dotato di organi di sezionamento di linea, di terra e di sbarre, di organi di interruzione e di misura della tensione e della corrente per fini di protezione. I collegamenti tra le apparecchiature, isolate in aria, saranno realizzati con corda binata di alluminio avente diametro $\varnothing 36\text{mm}$ mentre i collegamenti all’esistente sbarra omnibus saranno realizzati con tubo di alluminio avente diametro estero $\varnothing 100\text{mm}$.

Relativamente alle opere di Rete all’interno della S.E. di Mogorella 220 kV, per l’immissione in rete dovranno essere predisposte, a valle del terminale cavo, le seguenti apparecchiature:

- ✓ n.1 Interruttore tripolare AT;
- ✓ n.1 terna di trasformatori di corrente TA;
- ✓ n.1 terna di trasformatori di tensione TV;
- ✓ n. 1 sezionatore orizzontale;
- ✓ adeguamento del sistema di sbarre.

I collegamenti fra gli apparati di stallo avranno altezza da terra non inferiore a 5,3 m dal piano di calpestio così da garantire le opportune distanze di sicurezza in accordo alle Norme CEI di riferimento ed al Codice di Rete di TERNA.

Per l’installazione delle nuove apparecchiature, saranno disposte le necessarie opere civili consistenti in:

- ✓ realizzazione dei plinti e delle platee di fondazione per l’appoggio delle carpenterie metalliche di sostegno;
- ✓ integrazione delle vie di cavo per il passaggio dei cavi a fibra ottica e dei cavi ausiliari in bassa tensione.

3.4 DESCRIZIONE DELLA FASE DI FUNZIONAMENTO DEL PROGETTO

Il presente capitolo tratta quanto riportato dal punto 1 lett. c) dell’Allegato VII relativo ai contenuti dello SIA di cui all’art. 22 del D. Lgs. 152/2006 e ss. mm. e ii.

Di seguito i contenuti:

(...)

- c) *Una descrizione delle principali caratteristiche della fase di funzionamento del progetto e, in particolare dell’eventuale processo produttivo, con l’indicazione a titolo esemplificativo e non esaustivo del fabbisogno e del consumo di energia, della natura e delle quantità dei materiali e delle risorse naturali impiegate (quali acqua, territorio, suolo e biodiversità).*

Durante la fase di funzionamento del progetto è previsto un consumo di energia relativo alla gestione dei cosiddetti servizi ausiliari in area SSEU. Per servizi ausiliari si intendono gli impianti ordinari necessari alla gestione della sottostazione. Si tratta in particolare di:

- impianti di illuminazione interno all’edificio ed esterno a servizio del piazzale;
- impianto di videosorveglianza;
- impianto anti-intrusione.

Gli aerogeneratori per poter funzionare non hanno bisogno di:

- Energia, se non per quel minimo necessario all’accesso alla navicella (attraverso un apposito montacarichi interno alla struttura troncoconica in acciaio) e alla base torre per le attività di manutenzione,
- Acqua.

È, invece, evidente il bisogno di suolo e sottosuolo come evidenziato al paragrafo precedente e come appresso ricordato:

- il suolo viene impegnato dalle piazzole di servizio per l’accesso e la manutenzione ordinaria e straordinaria dell’aerogeneratore, e dall’area SSEU.
- il sottosuolo viene impegnato dalle opere di fondazione in conglomerato cementizio armato a servizio degli aerogeneratori, dai cavi di potenza in MT e dai servizi sottosuolo di cui sarà dotata l’area SSEU (si tratta delle linee interrate di cavi in MT, della rete di terra).

3.5 VALUTAZIONE DEL TIPO E DELLA QUANTITÀ DEI RESIDUI E DELLE EMISSIONI PREVISTE

Il presente capitolo tratta quanto riportato dal punto 1 lett. d) dell’Allegato VII relativo ai contenuti dello SIA di cui all’art. 22 del D. Lgs. 152/2006 e ss. mm. e ii.

Di seguito i contenuti:

(...)

- d) *Una valutazione del tipo e della quantità dei residui e delle emissioni previste, quali a titolo esemplificativo e non esaustivo, inquinamento dell’acqua, del suolo e del sottosuolo, rumore, vibrazione, luce, calore, radiazione, e della quantità e tipologia di rifiuti prodotti durante la fase di costruzione e funzionamento.*

Per la costruzione del nuovo impianto si prevede l’impiego di mezzi meccanici che possono provocare:

- Inquinamento di suolo e sottosuolo, a causa di sversamenti accidentali di carburante, olio lubrificante o altri liquidi utili al corretto funzionamento del mezzo (l’inquinamento dell’acqua potrebbe essere susseguente ai citati sversamenti); nel caso dell’evento accidentale di cui sopra, si attiverà apposita procedura nel pieno rispetto delle norme vigenti (cfr. capitolo 9);
- Inquinamento acustico, per effetto del rumore provocato in fase di funzionamento dei mezzi meccanici (si ricordi che le macchine da lavoro sono costruite per emettere emissioni sonore entro un certo range);
- Inquinamento dell’aria, a causa dei gas di scarico emessi dai mezzi meccanici impiegati. Si prevede anche il sollevamento di polveri sempre a causa del funzionamento dei mezzi meccanici;
- Inquinamento da vibrazione, dovuto sempre al funzionamento dei mezzi d’opera.

Il funzionamento dell’impianto (corrente che percorre gli elettrodotti in MT/AT) e della SSEU può provocare inquinamento da radiazione a causa dell’induzione di un campo elettromagnetico. Non si prevede inquinamento da luce, calore. Inoltre, la quantificazione delle emissioni è da ritenersi aleatoria.

La costruzione del nuovo impianto non comporterà particolari produzioni di rifiuti a meno di imballaggi, o sfridi di materiali di varia natura (cavidotti, acciaio, spezzoni di cavi di potenza in MT). Ad oggi non sono disponibili dati sufficienti per determinarne le quantità.

È prevista, altresì, la produzione di terre e rocce da scavo derivanti da:

- Formazione delle piazzole utili al montaggio degli aerogeneratori.
- Formazione di nuove viabilità di accesso alle postazioni su cui sorgeranno gli aerogeneratori.
- Adeguamento delle viabilità esistenti.
- Realizzazione delle opere di fondazione in conglomerato cementizio armato.
- Posa in opera dei cavi di potenza in MT/AT.
- Realizzazione della nuova SSEU.

Per quel che concerne la gestione dei materiali provenienti dagli scavi, si rinvia al seguente elaborato di progetto dal titolo Piano Preliminare di Utilizzo delle Terre e Rocce da Scavo, codice MOG-PA-R04. Si fa presente che sarà massimizzato il riutilizzo del materiale proveniente dagli scavi. L’eventuale esubero, a valle di analisi utili a certificarne l’utilizzo, potrà essere impiegato presso siti di destinazione idonei, ove i materiali saranno utilizzati per modellamenti e livellamenti costituendo così una risorsa per le aree viciniori.

L’esercizio dell’impianto può comportare la produzione dei rifiuti appresso riportati:

- Oli per motori, ingranaggi e lubrificazione;
- Imballaggi in materiali misti;
- Imballaggi misti contaminati;
- Materiale filtrante, stracci;
- Filtri dell’olio;
- Componenti non specificati altrimenti;
- Apparecchiature elettriche fuori uso;
- Batterie al piombo;
- Neon esausti integri;
- Liquido antigelo;
- Materiale elettronico.

Anche in questo caso non è possibile definirne le quantità.

3.6 DESCRIZIONE DELLA TECNICA PRESCELTA

Il presente capitolo tratta quanto riportato dal punto 1 lett. e) dell’Allegato VII relativo ai contenuti dello SIA di cui all’art. 22 del D. Lgs. 152/2006 e ss. mm. e ii.

Di seguito i contenuti:

(...)

- e) *La descrizione della tecnica prescelta, con riferimento alle migliori tecniche disponibili a costi non eccessivi, e delle altre tecniche previste per prevenire le emissioni degli impianti e per ridurre l'utilizzo delle risorse naturali, confrontando le tecniche prescelte con le migliori tecniche disponibili.*

Per la costruzione del nuovo impianto si prevede l'impiego:

- 1 di mezzi meccanici a terra.
- 2 di operai a terra e in elevazione opportunamente protetti da idonei apprestamenti di sicurezza.

In particolare, i mezzi meccanici a terra possono essere così distinti:

- Escavatori per movimento terra (utili all'adeguamento di viabilità esistenti, alla realizzazione di nuove viabilità e delle piazzole per il montaggio degli aerogeneratori, allo scavo delle trincee per la posa in opera dei cavi di potenza in MT/AT).
- Trivelle per la realizzazione dei pali di fondazione (ove necessari).
- Autobetoniere e autopompe per il getto del conglomerato cementizio armato di pali e plinti di fondazione e altre opere presso le stazioni elettriche.
- Mezzi di trasporto eccezionali per il trasferimento dei main components presso le postazioni (piazzole) in corrispondenza delle quali saranno installati gli aerogeneratori.
- Gru di grossa e media portata per il sollevamento dei main components dell'aerogeneratore, delle apparecchiature elettromeccaniche delle macchine elettriche.
- Gru di media portata necessarie per l'assemblaggio del braccio tralicciato della gru di grossa portata (main crane) e per la movimentazione di materiali ordinari, quali armature per pali e plinti di fondazione, casseformi in legname o in metallo per il getto dei plinti, quadri elettrici o altre componentistiche a servizio degli aerogeneratori o da collocare all'interno delle aree e degli edifici della SSEU, bobine di cavi di potenza in MT/AT.
- Mezzi di trasporto ordinari per la movimentazione delle armature necessarie per pali e plinti di fondazione, per la movimentazione di materiale arido o di altro tipo

da utilizzare per la viabilità.

La particolare tipologia dell’opera da realizzare, in uno all’esperienza maturata negli anni, prevede proprio la tecnica illustrata nei punti 1 e 2 del precedente elenco.

L’unica alternativa può essere quella di trasportare i main components più leggeri via aria, la qual cosa andrebbe valutata qualora i siti fossero inaccessibili o difficilmente accessibili via terra o immersi all’interno di aree boscate al fine di ridurre al minimo l’eventuale taglio di alberi o non fosse possibile realizzare piazzole per il montaggio. Ma non è certamente il caso in esame in quanto per tutti i trasporti che interessano la realizzazione del parco sarà sfruttata la viabilità esistente. Inoltre, proprio per effetto del know-how maturato negli anni, sono stati messi a punto mezzi eccezionali in grado di adattarsi alla viabilità e, così, ridurre al minimo gli adeguamenti o l’incidenza di viabilità di nuova realizzazione. Un esempio di mezzo speciale, che si ritiene opportuno adoperare per la costruzione del progetto proposto, è costituito dal cosiddetto blade lifter, ovvero un rimorchio dotato di un supporto, cui collegare la pala (blade), che è in grado di ruotare e sollevare la pala. Di seguito alcune immagini tratte dalla rete web:



Fig. 41 - Blade Lifter



Fig. 42 - Blade Lifter

Inoltre, la realizzazione delle piazzole se da un lato comporterà l’impiego di suolo, dall’altro non comporterà la rimozione di essenze pregiate (si ricordi, infatti, che dalla carta di uso del suolo saranno interessati siti caratterizzati da seminativi in aree non irrigue, codice 2111).

Qualora dovesse essere necessario l’espianto di essenze arboree di pregio, si procederà con l’espianto controllato e il reimpianto presso siti concordati con la pubblica amministrazione.

Altre risorse naturali che saranno utilizzate sono:

- Acqua, di idonee caratteristiche chimico-fisiche, da impiegare per il confezionamento del conglomerato cementizio per le strutture di fondazione (per la tipologia di fondazione da realizzare, si stima un quantitativo non inferiore a 150/200 l/m³ di conglomerato).
- Inerti da impiegare sempre per il confezionamento del conglomerato (si stima un quantitativo di circa 1.800 kg/m³ di conglomerato).
- Legname o pietrame per la formazione di opere di bioingegneria da realizzare come sostegni di versanti o della viabilità da adeguare o di nuova realizzazione (quantità di non semplice stima in fase di progetto definitivo).

- Terreno naturale e talee di idonee essenze vegetali per la formazione di terre rinforzate, anch’esse da impiegare come opere di sostegno (quantità di non semplice stima in fase di progetto definitivo).

Oltre a quanto indicato, in merito all’impiego di risorse naturali, va considerato anche il bilancio di terre e rocce da scavo, di cui al paragrafo 3.5.

A completamento delle analisi di cui al presente paragrafo, si rilevi che l’attuazione del progetto di cui al presente studio comporterà risvolti socio-economici sintetizzabili come segue. Per la fase di costruzione sarà favorito l’impiego di manodopera locale che si occuperà della realizzazione delle opere civili/elettriche di impianto, quali: trivellazione e getto dei pali di fondazione (qualora necessari), posa in opera di armature e getto dei plinti di fondazione, movimenti terra, scavi per la posa in opera dei nuovi cavi di potenza in MT/AT, realizzazione della nuova Sottostazione elettrica e di quanto ad essa connesso.

Una volta realizzato l’impianto, il personale della Società proponente, insieme a quello ingaggiato per le attività di consulenza e manutenzione, assicurerà la propria presenza in area impianto.

4 DESCRIZIONE DELLE PRINCIPALI ALTERNATIVE

4.1 GENERALITÀ

Il presente capitolo tratta quanto riportato dal punto 2 dell’Allegato VII relativo ai contenuti dello SIA di cui all’art. 22 del D. Lgs. 152/2006 e ss. mm. e ii.

Di seguito i contenuti:

Una descrizione delle principali alternative ragionevoli del progetto (quali, a titolo esemplificativo e non esaustivo, quelle relative alla concezione del progetto, alla tecnologia, all’ubicazione, alle dimensioni e alla portata) prese in esame dal proponente, compresa l’alternativa zero, adeguate al progetto proposto e alle sue caratteristiche specifiche, con indicazione delle principali ragioni della scelta, sotto il profilo dell’impatto ambientale, e la motivazione della scelta progettuale, sotto il profilo dell’impatto ambientale, con una descrizione delle alternative prese in esame e loro comparazione con il progetto presentato.

4.2 MOTIVAZIONI RELATIVE ALLA SCELTA DEL SITO

La scelta del sito discende sostanzialmente da due ordini di ragioni:

- risultanze dello studio anemologico;
- risultanze dell’analisi delle aree non idonee di cui alla DGR 59/90 del 27/11/2020 (cfr. par. 3.2.16).

Dalla relazione avente titolo Studio anemologico e analisi di producibilità, codice MOG-PA-R05, si rileva la seguente produzione netta:

IMPIANTO EOLICO "MOGORELLA" NEI COMUNI DI MOGORELLA E VILLA SANT'ANTONIO (OR) Produzione Netta				
Costruttore	Modello	Mod	P Netta (P_{50%}) (MWh/a)	Ore annue eq. (MWh/MW)
SIEMENS GAMESA	SG 6.6-170	AM-3	85,870	2272

Tab. 14 – Producibilità attesa

Con riferimento all’analisi delle aree non idonee si è rilevato che la zona scelta per la

installazione del nuovo impianto è praticamente scevra da vincoli.

Si osservi, inoltre, che:

- Saranno sfruttate al massimo le viabilità esistenti che saranno semplicemente adeguate al transito dei mezzi, riducendo al minimo indispensabile la realizzazione di viabilità. In particolare, si prevede la realizzazione di nuovi assi stradali per un totale di 2.911,2 m (strade sterrate) mentre i restanti 1.005 m (dei 3.916,2 m interessati) saranno solo adeguati;
- La posa dei cavi di potenza in MT avverrà il più possibile lungo le strade esistenti interessando al minimo nuovi tracciati anche lungo terreni di proprietà privata;
- Le aree interessate dall’intervento sono agricole e come tali idonee alla realizzazione di impianti eolici (cfr. paragrafi 3.2.5 e 3.2.6).

4.3 ALTERNATIVA ZERO

L’alternativa zero, ovvero non realizzare l’iniziativa di cui al presente SIA, comporta la rinuncia alla produzione di energia da Fonti Energetiche Rinnovabili, FER. Ma come noto dalla SEN (cfr. paragrafo 3.2.1), l’obiettivo principe della strategia comunitaria è quello di ridurre la produzione di energia da fonti fossili. Quindi produrre energia da FER significa ridurre emissioni di CO₂ (principale gas climalterante).

Sulla base del documento ISPRA del 2018 intitolato Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra e altri gas nel settore elettrico (dati al 2016), si individua il seguente parametro riferito all’emissione di CO₂:

0,516 tCO₂/MWh

ovvero per ogni MWh prodotto da FER si evita l’immissione in atmosfera di 0,516 tCO₂.

Considerato che la produzione netta è stimata pari a circa 85.870 MWh/anno, il risparmio nell’emissione è pari a $0,516 * 85.870 \text{ tCO}_2 = 44.308,92 \text{ tCO}_2/\text{anno}$.

Si consideri, in ultimo, che la realizzazione del nuovo impianto nei siti individuati è la migliore soluzione, attesa:

- l’analisi vincolistica effettuata,
- le tecnologie ad oggi disponibili per la massimizzazione della produzione di energia da FER.

4.4 REALIZZAZIONE DEL PARCO PRESSO UN ALTRO SITO

Il progetto di cui al presente Studio avrebbe potuto essere proposto presso un altro sito, completamente diverso da quello fin qui analizzato. Ciò avrebbe comportato sempre la costruzione della medesima tipologia di opere. A parità di numero di aerogeneratori da installare e di potenza complessiva di impianto, si sarebbe configurata solo la modifica dimensionale delle seguenti opere:

- ✓ Viabilità di accesso: sviluppo lineare;
- ✓ Elettrodotti in MT/AT: lunghezza complessiva.
- ✓ Scelta di una nuova area per la collocazione della SSEU (che si sarebbe comunque dovuta ubicare nei pressi di una Stazione Terna esistente; in caso contrario il progetto avrebbe dovuto prevedere anche la costruzione di una nuova Stazione Terna).

Tuttavia,

- ✓ **l’analisi dei vincoli effettuata, con particolare riferimento alle aree non idonee;**
- ✓ **la facilità dell’accesso ai siti, grazie alla presenza di viabilità pubblica;**
- ✓ **l’esistenza della SE di smistamento della RTN a 220 kV “Mogorella”, a circa 4 km in linea d’aria dal baricentro di impianto,**

hanno fatto propendere, senza ombra di dubbio, sulla scelta del sito proposto.

5 DESCRIZIONE DELLO STATO ATTUALE DELL’AMBIENTE

5.1 GENERALITÀ

Il presente capitolo tratta quanto riportato dal punto 3 dell’Allegato VII relativo ai contenuti dello SIA di cui all’art. 22 del D. Lgs. 152/2006 e ss. mm. e ii.

Di seguito i contenuti:

La descrizione degli aspetti pertinenti dello stato attuale dell’ambiente (scenario di base) e una descrizione generale della sua probabile evoluzione in caso di mancata attuazione del progetto, nella misura in cui i cambiamenti naturali rispetto allo scenario di base possano essere valutati con uno sforzo ragionevole in funzione della disponibilità di informazioni ambientali e conoscenze scientifiche.

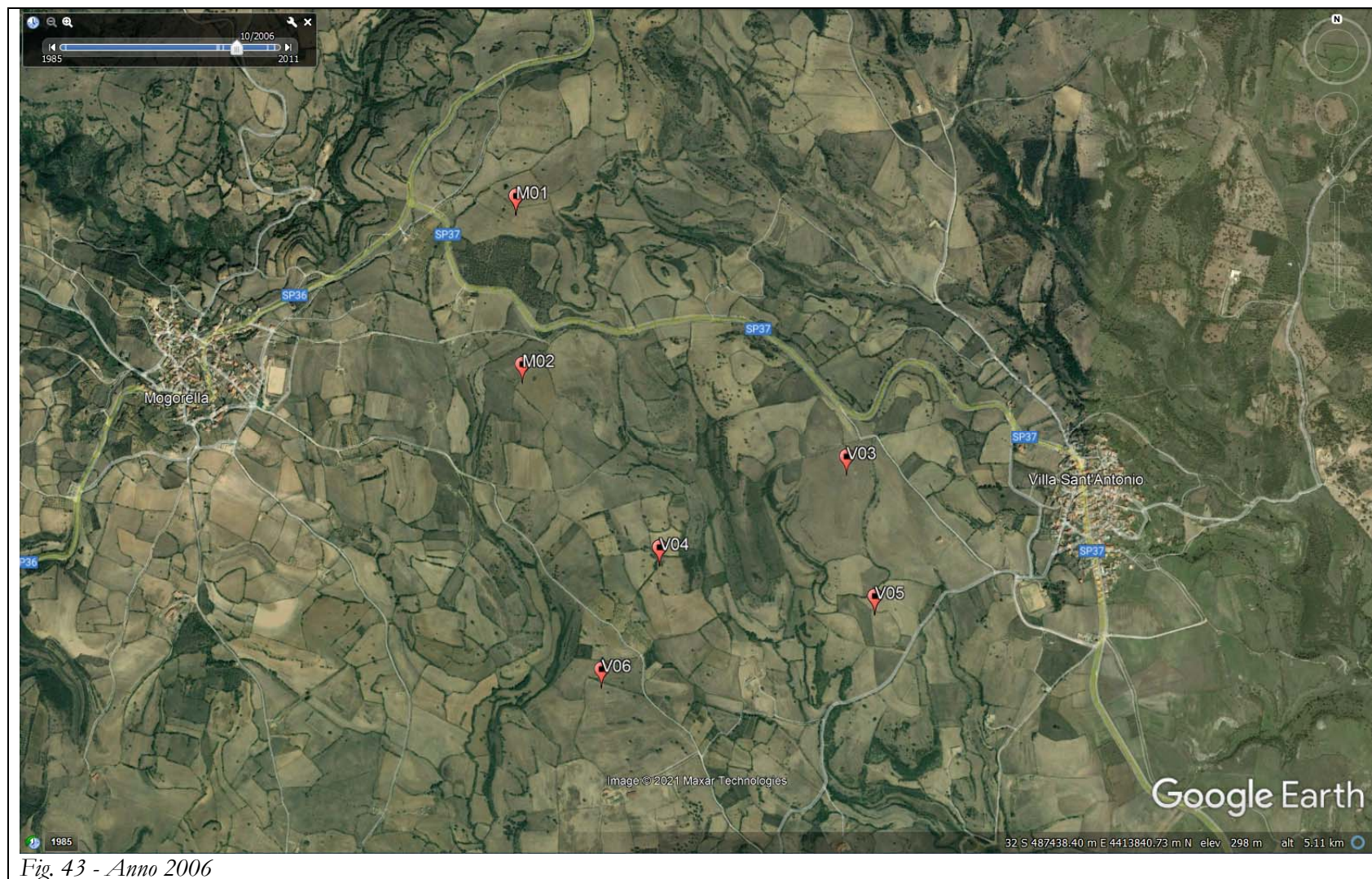
5.2 STATO ATTUALE (SCENARIO DI BASE)

Per la descrizione dello stato attuale, si fa riferimento alle informazioni trattate nei capitoli precedenti e relative ai principali strumenti di programmazione.

In particolare, si ricordi che l’area interessata dal progetto ricade in zone a vocazione agricola. Peraltro, dalla consultazione della carta dell’uso del suolo si rileva l’uso a seminativo:

5.3 DESCRIZIONE DELL’EVOLUZIONE DELL’AMBIENTE IN CASO DI MANCATA ATTUAZIONE DEL PROGETTO

In caso di mancata attuazione del progetto, saranno certamente mantenuti gli stessi usi previsti dagli strumenti di pianificazione territoriale. L’ambiente in cui sarà inserito l’impianto non ha subito particolari modifiche negli anni trascorsi e questo è possibile osservarlo facendo un raffronto dell’area interessata dal Parco Eolico attraverso le aerofotogrammetrie disponibili su Google Earth (anni 2006, 2011, 2020).



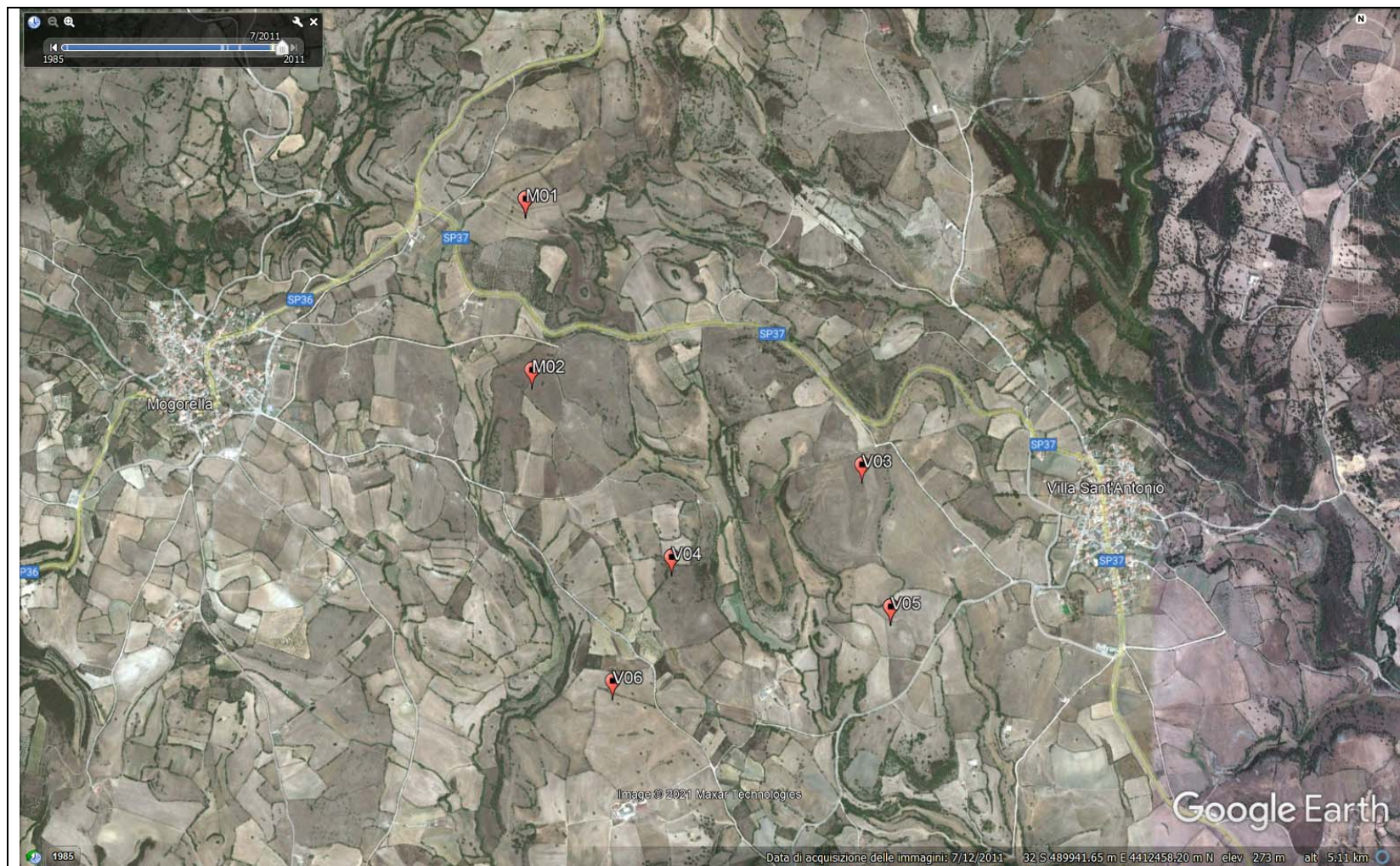


Fig. 44 - Anno 2011

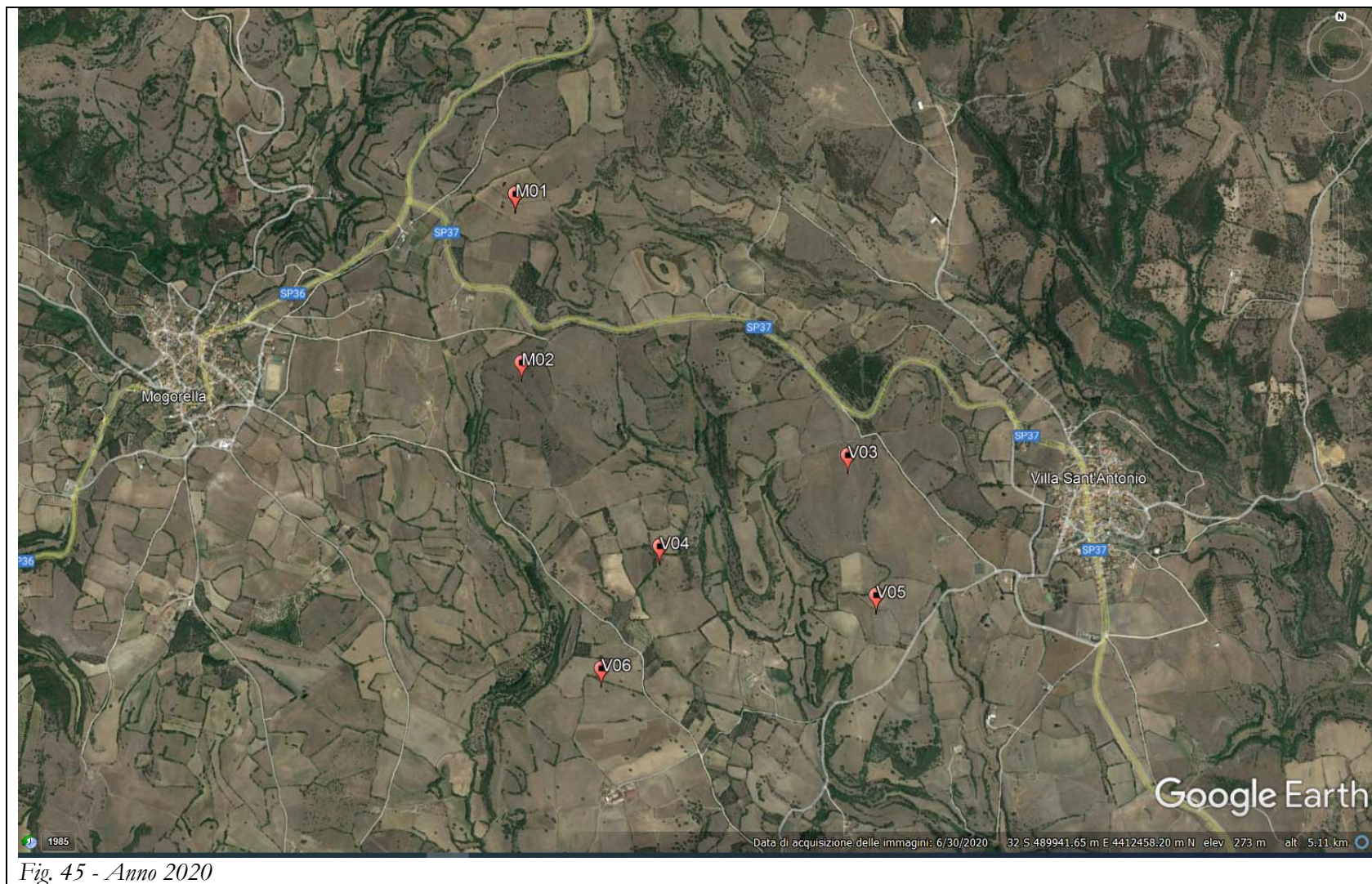


Fig. 45 - Anno 2020

Sostanzialmente non è cambiato nulla a livello ambientale e la vocazione agricola dei siti è rimasta immutata.

Attese le analisi su riportate si ritiene che a meno di eventi eccezionali o calamità, l’ambiente manterrà le sue caratteristiche peculiari consolidate negli anni.

6 DESCRIZIONE DEI FATTORI DI CUI ALL’ART. 5, CO. 1 LETT. C)

6.1 GENERALITÀ

Il presente capitolo tratta quanto riportato dal punto 4 dell’Allegato VII relativo ai contenuti dello SIA di cui all’art. 22 del D. Lgs. 152/2006 e ss. mm. e ii.

Di seguito i contenuti:

Una descrizione dei fattori specificati all’articolo 5, comma 1, lettera c), del presente decreto potenzialmente soggetti a impatti ambientali dal progetto proposto, con particolare riferimento alla popolazione, salute umana, biodiversità (quali, a titolo esemplificativo e non esaustivo, fauna e flora), al territorio (quale, a titolo esemplificativo e non esaustivo, sottrazione del territorio), al suolo (quali, a titolo esemplificativo e non esaustivo, erosione, diminuzione di materia organica, compattazione, impermeabilizzazione), all’acqua (quali, a titolo esemplificativo e non esaustivo, modificazioni idromorfologiche, quantità e qualità), all’aria, ai fattori climatici (quali, a titolo esemplificativo e non esaustivo, emissioni di gas a effetto serra, gli impatti rilevanti per l’adattamento), ai beni materiali, al patrimonio culturale, al patrimonio agroalimentare, al paesaggio, nonché all’interazione tra questi vari fattori.

Di seguito si riportano i contenuti del citato art. 5 co. 1 lett. c):

Art.5 Definizioni

1. *Ai fini del presente decreto si intende per*

(...)

c) impatti ambientali: effetti significativi, diretti e indiretti, di un piano, di un programma o di un progetto, sui seguenti fattori:

popolazione e salute umana;

biodiversità, con particolare attenzione alle specie e agli habitat protetti in virtù della direttiva 92/43/CEE e della direttiva 2009/147/CE;

territorio, suolo, acqua, aria e clima;

beni materiali, patrimonio culturale, paesaggio;

interazione tra i fattori sopra elencati.

6.2IMPATTI SU POPOLAZIONE E SALUTE UMANA

6.2.1 Impatti connessi con la realizzazione delle opere e con l’esercizio dell’impianto

Con riferimento alla popolazione di seguito si mettono in evidenza gli impatti significativi tutti di tipo diretto:

- Produzione di materiale da scavo;
- Produzione di polveri;
- Inquinamento acustico;
- Emissioni di gas di scarico di macchine da lavoro e veicoli in genere;
- Alterazioni visive;
- Interferenze con il traffico veicolare.

Con riferimento alla salute umana si rilevano i seguenti impatti significativi tutti di tipo diretto:

- Produzione di polveri;
- Inquinamento acustico;
- Emissioni di gas di scarico di macchine da lavoro e veicoli in genere;
- Produzione di campo magnetico.
- Intermittenza delle ombre prodotta a terra dalla rotazione delle pale dell’aerogeneratore (shadow flickering).
- Incidenti dovuti al crollo di un aerogeneratore o al distacco di elementi rotanti.

Si sottolinea che le emissioni di gas di scarico di macchine da lavoro e veicoli in genere vengono mitigate in quanto un impianto eolico consente la riduzione e non l’aumento delle emissioni di gas climalteranti.

6.2.2 Impatto legato alle ricadute occupazionali

Negli ultimi anni le fonti di energia rinnovabile hanno subito in Italia una crescita molto rapida. L’Italia, grazie anche alla disponibilità di fonti rinnovabili, quali sole e vento, è stata tra i Paesi che più hanno investito in energie rinnovabili (insieme a Germania e Spagna), e ha visto crescere in modo esponenziale l’elettricità prodotta da fonti pulite. Questa scelta ha portato il nostro Paese ad essere uno tra i primi produttori di energia elettrica da FER (Fonti Energetiche Rinnovabili), in particolare grazie all’eolico. Questo sviluppo ha portato notevoli

conseguenze a livello economico, sociale ed occupazionale.

La realizzazione del progetto in argomento determina, certamente, ricadute economiche e socio-occupazionali a livello locale, dovute alle opportunità lavorative legate alla realizzazione e manutenzione dell’impianto e ai benefici economici conseguenti.

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili è particolarmente significativo per il Paese poiché, come più volte detto, genera ricadute sociali ed economiche.

La realizzazione delle opere necessarie alla funzionalità dell’impianto, in particolare le opere civili di sistemazione delle aree, porterà un vantaggio di tipo indiretto dovuto all’impiego di risorse locali per i movimenti di terra, la fornitura di materiale e la costruzione.

Le lavorazioni per la realizzazione dell’impianto sono le seguenti:

- ✓ Rilevazioni topografiche.
- ✓ Movimentazione di terra.
- ✓ Realizzazione di viabilità di accesso alle postazioni di installazione degli aerogeneratori.
- ✓ Realizzazione delle piazzole di servizio per il montaggio degli aerogeneratori.
- ✓ Getto di conglomerati cementizi armati per opere di fondazione degli aerogeneratori.
- ✓ Montaggio delle strutture di sostegno in acciaio degli aerogeneratori.
- ✓ Montaggio degli aerogeneratori.
- ✓ Posa in opera degli elettrodotti interrati.
- ✓ Connessioni elettriche.
- ✓ Realizzazione della sotto-stazione elettrica e di quanto alla stessa connesso.

Pertanto, le professionalità richieste saranno principalmente:

- ✓ Operai edili (muratori, carpentieri, addetti a macchine movimento terra).
- ✓ Topografi.
- ✓ Elettricisti generici e specializzati.
- ✓ Coordinatori.
- ✓ Progettisti.
- ✓ Personale di sorveglianza.

Successivamente, durante il periodo di normale esercizio dell’impianto, verranno utilizzate maestranze per la manutenzione, la gestione, la supervisione dell’impianto, nonché ovviamente per la sorveglianza dello stesso.

Alcune di queste figure professionali saranno impiegate in modo continuativo, come ad esempio il personale di gestione, supervisione tecnica e di sorveglianza. Altre figure verranno impiegate occasionalmente a chiamata al momento del bisogno, ovvero quando si presenta la necessità di manutenzioni ordinarie o straordinarie dell’impianto. Le figure professionali richieste in questa fase sono, oltre ai tecnici della supervisione dell’impianto e al personale di sorveglianza, elettricisti, operai edili, anche per la manutenzione del terreno di pertinenza dell’impianto.

Di seguito si riporta quanto indicato ANEV in un proprio documento del 2021 a proposito del potenziale occupazionale del settore eolico:

Nel Gennaio 2008 l’ANEV e la UIL hanno sottoscritto un Protocollo di Intesa, rinnovato nel 2010, 2012 e nel 2014, finalizzato alla predisposizione di uno studio congiunto, che delineasse uno scenario sul panorama occupazionale relativo al settore dell’eolico. Lo studio si configura come un’elaborazione approfondita del reale potenziale occupazionale, verificando a fondo gli aspetti della crescita prevista del comparto industriale, delle società di sviluppo e di quelle di servizi. In particolare, sono state considerate le ricadute occupazionali dirette e indotte nei seguenti settori. L’analisi del dato conclusivo relativo al potenziale eolico, trasposto in termini occupazionali dall’ANEV rispetto ai criteri utilizzati genericamente in letteratura, indica un potenziale occupazionale al 2030 in caso di realizzazione dei 19.300 MW previsti di 67.200 posti di lavoro complessivi.

Tale dato è divisibile in un terzo di occupati diretti e due terzi di occupati dell’indotto. L’applicazione della metodologia ANEV e UIL stima ad oggi circa 16.000 unità di lavoratori nel settore eolico in Italia; lo stesso valore è stato ottenuto con un’altra metodologia elaborata da Deloitte per conto di Wind Europe, confermando l’accuratezza della stima.



Fig. 46 – Distribuzione cartografica del totale degli occupati (potenziale al 2030)

	SERVIZI E SVILUPPO	INDUSTRIA	GESTIONE E MANUTENZIONE	TOTALE	DIRETTI	INDIRETTI
PUGLIA	35	4.271	3.843	11.614	2.463	9.151
CAMPANIA	3.192	1.873	3.573	8.638	2.246	6.392
SICILIA	2.987	1.764	2.049	6.800	2.228	4.572
SARDEGNA	3.241	1.234	229	6.765	2.111	4.654
MARCHE	987	425	1.263	2.675	965	171
CALABRIA	2.125	740	1.721	4.586	1.495	3.091
UMBRIA	987	321	806	2.114	874	124
ABRUZZO	1.758	732	1.251	3.741	1.056	2.685
LAZIO	2.487	1.097	1.964	5.548	3.145	2.403
BASILICATA	1.784	874	1.697	4.355	2.658	1.697
MOLISE	1.274	496	1.396	3.166	1.248	1.918
TOSCANA	1.142	349	798	2.289	704	1.585
LIGURIA	500	174	387	1.061	352	709
EMILIA ROMAGNA	367	128	276	771	258	513
ALTRE	300	1.253	324	1.877	211	1.666
OFFSHORE	529	203	468	1.200	548	652
TOTALE	27.417	16.205	23.388	67.200	22.562	44.638

Tab. 15 – Dettaglio degli occupati per regione

Per la costruzione del nuovo impianto saranno costituite apposite squadre così distinte:

- SQ01-Squadra realizzazione piazzole per montaggi e viabilità per trasporto main components
- SQ02-Squadra per realizzazione pali di fondazione
- SQ03-Squadra per la realizzazione dei plinti di fondazione
- SQ04-Squadra per il montaggio degli aerogeneratori
- SQ05-Squadra per la collocazione in opera cavi MT/AT
- SQ06-Squadra per la realizzazione della SSEU e delle opere accessorie
- SQ07-Squadra Commissioning (che include tutte le attività connesse alla messa in marcia dell’impianto)

Di seguito il dettaglio relativo alla composizione di ciascuna squadra. Si consideri, altresì, che in numero di squadre potrà essere aumentato in funzione delle necessità.

Nr. risorse	Mansione	Attività
1	Capo squadra	Controllo lavorazioni
2	Manovratore escavatore	Formazione piazzola di supporto per montaggio aerogeneratori e adeguamenti viabilità esistente, per il trasporto aerogeneratori. Smontaggio piazzola
2	Autista autocarro	Trasporto materiali
1	Manovratore gru	Supporto allo scarico/carico materiali
3	Operaio comune	Supporto a tutte le attività
9	Totale risorse impegnate	

Tab. 16 – SQ01-Squadra realizzazione piazzole per montaggi e viabilità per trasporto main components

Si prevede l’impiego di almeno n. 1 squadre.

Nr. risorse	Mansione	Attività
1	Capo squadra	Controllo lavorazioni
1	Topografi	Controllo posizione asse aerogeneratore e posizione pali di fondazione
1	Manovratore trivella	Trivellazione pali di fondazione
2	Autista autocarro	Trasporto materiali
1	Manovratore gru	Supporto allo scarico/carico materiali
2	Ferraiolo	Per posa in opera gabbie per pali
2	Operaio comune	Supporto a tutte le attività
10	Totale risorse impegnate	

Tab. 17 – SQ02-Squadra per realizzazione pali di fondazione

Si prevede l’impiego di almeno n. 2 squadre.

Nr. risorse	Mansione	Attività
1	Capo squadra	Controllo lavorazioni
1	Autista autocarro	Trasporto materiali
1	Manovratore gru	Supporto allo scarico/carico materiali
3	Carpentiere	Addetti alla collocazione delle carpenterie del plinto di fondazione
2	Ferraiole	Per posa in opera armature plinti di fondazione
2	Operaio comune	Supporto a tutte le attività
10	Totale risorse impegnate	

Tab. 18 – SQ03-Squadra per la realizzazione dei plinti di fondazione

Si prevede l’impiego di almeno n. 2 squadre.

Nr. risorse	Mansione	Attività
1	Capo squadra	Controllo lavorazioni
1	Manovratore main crane	Controllo gru principale con braccio tralicciato per il sollevamento dei main components
3	Manovratore gru	Supporto per la realizzazione del braccio tralicciato della main crane e per il sollevamento dei main components
5	Operaio specializzato	Attività di montaggio
5	Operaio comune	Supporto a tutte le attività
15	Totale risorse impegnate	

Tab. 19 – SQ04-Squadra per il montaggio degli aerogeneratori

Questa squadra si sposterà di piazzola in piazzola.

Nr. risorse	Mansione	Attività
1	Capo squadra	Controllo lavorazioni
1	Manovratore escavatore	Realizzazione trincea di scavo, supporto bobine cavi, ripristino trincea di scavo.
1	Autista autocarro	Trasporto materiali
3	Operaio specializzato	Posa in opera corda di rame cavi MT/AT e F.O. e realizzazione giunti
3	Operaio specializzato	Ripristino asfalti ove necessario
3	Operaio comune	Supporto a tutte le attività
12	Totale risorse impegnate	

Tab. 20 – SQ05-Squadra per la collocazione in opera cavi interrati MT/AT

Si prevede l’impiego di almeno n. 2 squadre.

Ove presenti strade asfaltate, sarà previsto l’impiego di n. 1 macchina scarificatrice e n. 1 macchina asfaltatrice. In tal modo, quando necessario, la squadra sarà composta da n. 20 risorse.

Le attività connesse con la collocazione in opera dei cavi interrati in MT/AT si sovrappongono a quelle delle altre squadre, in quanto indipendenti.

Nr. risorse	Mansione	Attività
1	Capo squadra	Controllo lavorazioni
2	Manoperatore escavatore	Scavi, ove necessari, per posa cavi MT. Realizzazione fondazioni apparecchiature elettromeccaniche e trasformatore MT/AT
2	Autista autocarro	Trasporto materiali
2	Manoperatore gru	Per montaggio nuove apparecchiature/trasformatori
5	Carpentiere	Collocazione carpenterie per opere di fondazione nuove apparecchiature e trasformatore
5	Ferraiole	Collocazione armature delle fondazioni per nuove apparecchiature/trasformatori
5	Elettricista	Cablaggi e attestazioni quadri MT
5	Elettrotecnico	Cablaggi e attestazioni quadri MT
5	Operaio comune	Supporto a tutte le attività
32	Totale risorse impegnate	

Tab. 21 – SQ06- Squadra per la realizzazione della SSEU e delle opere accessorie

Si prevede l’impiego di n. 1 squadra.

Anche le attività per la realizzazione della SSEU e delle opere accessorie si sovrappongono a quelle delle altre squadre, in quanto indipendenti.

Nr. risorse	Mansione	Attività
1	Capo squadra	Controllo lavorazioni
2	Tecnico sistemista	Attività di controllo software/hardware WTG
2	Tecnico programmatore	Attività di controllo software/hardware WTG
2	Elettrotecnici	Attività di controllo cavi e fibre ottiche WTG e in area SSE
4	Elettricisti	Attività di controllo cavi e fibre ottiche WTG e in area SSE
11	Totale risorse impegnate	

Tab. 22 – SQ07-Squadra Commissioning (include le attività connesse alla messa in marcia dell’impianto)

Per la gestione a regime dell’impianto si prevede l’impiego di:

- n. 2 lavoratori addetti alla guardiana/sorveglianza) con 3 turni giornalieri, anche con lavoro da remoto;
- n. 6 lavoratori addetti alla pulizia delle piazzole di servizio e della sotto-stazione elettrica in un turno giornaliero, con interventi come da calendario delle manutenzioni programmate;
- n. 12 lavoratori, di cui 6 specializzati, per la manutenzione delle apparecchiature elettriche ed elettroniche, con interventi come da calendario delle manutenzioni programmate e interventi straordinari per riparazioni.

6.3IMPATTI SULLE BIODIVERSITÀ

Con riferimento alle biodiversità si registrano i seguenti impatti significativi diretti:

- Impatto sulla flora.
- Impatto sulla fauna.

6.4IMPATTI SU TERRITORIO, SUOLO, ACQUA, ARIA E CLIMA

Di seguito si effettua una differenziazione degli impatti significativi prodotti su:

- Territorio.
- Suolo.
- Acqua.
- Aria e clima.

Con riferimento al territorio, l’unico impatto diretto e significativo è identificato con la perdita di aree coltivate o potenzialmente coltivabili. Non si rilevano impatti indiretti né tantomeno altra tipologia di impatto connessa con la definizione di territorio.

Con riferimento al suolo, gli impatti diretti significativi sono così riepilogati:

- Impatto dovuto a diminuzione di materia organica.
- Impatto dovuto a compattazione.
- Impatto dovuto a impermeabilizzazione.

Con riferimento all’acqua, non si rilevano impatti diretti di tipo significativo. Si rileva un impatto significativo indiretto sulla quantità, in quanto sarà consumata acqua per il confezionamento del conglomerato cementizio armato e per l’abbattimento delle polveri che saranno prodotte in fase di cantiere.

Con riferimento all’aria e al clima si rileva come impatto significativo di tipo diretto e indiretto la emissione di gas a effetto serra. Tale impatto viene poi mitigato in quanto, come principio generale, un impianto eolico consente la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra.

6.5IMPATTI SU BENI MATERIALI, PATRIMONIO CULTURALE, PATRIMONIO AGROALIMENTARE E PAESAGGIO

Con riferimento all’impatto sui beni materiali si riscontra un impatto diretto sulla proprietà terriera all’interno della quale verrà realizzata l’opera. Atteso che la proprietà è di tipo agricolo, si ha un impatto diretto sul patrimonio agroalimentare (alcune aree saranno sottratte alla coltivazione, per durata uguale alla vita utile dell’impianto).

Con riferimento al patrimonio culturale non si rilevano impatti significativi diretti, in quanto le opere ricadono al di fuori di aree individuate quali siti archeologici. A tal proposito si rinvia alle analisi di cui al capitolo 10.

In ultimo si rileva un impatto significativo diretto sul paesaggio.

6.6INTERAZIONE TRA I FATTORI SOPRA ELENCATI

È evidente come vi sia reciproca influenza tra i fattori popolazione e salute umana in quanto entrambi i fattori sono influenzati da medesime tipologie di impatto.

Anche per flora e fauna si assiste a una certa interazione: la riduzione di flora può implicare una riduzione della fauna che si “serviva” della flora come proprio habitat. Va osservato che la flora presente sui siti interessati dalla realizzazione dell’impianto è di origine antropica (seminativo). Trattandosi di vegetazione antropica i siti non sono certamente idonei al proliferare di fauna stanziale, in quanto i siti sono oggetto di periodiche lavorazioni. La riduzione di flora è, altresì, connessa con il patrimonio agroalimentare, con la diminuzione di materia organica e con i beni materiali.

Si rileva interazione tra territorio e suolo, in quanto il suolo è parte del territorio; inoltre, si rileva reciproca influenza tra suolo e acqua, in quanto la compattazione degli strati superficiali o la impermeabilizzazione possono ridurre gli scambi idrici con gli strati più profondi.

In ultimo, nel caso specifico si registra interazione tra patrimonio culturale e paesaggio.

7 METODI DI PREVISIONE PER INDIVIDUARE GLI IMPATTI

7.1 GENERALITÀ

Il presente capitolo tratta quanto riportato dal punto 6 dell’Allegato VII relativo ai contenuti dello SIA di cui all’art. 22 del D. Lgs. 152/2006 e ss. mm. e ii.

Di seguito i contenuti:

La descrizione da parte del proponente dei metodi di previsione utilizzati per individuare e valutare gli impatti ambientali significativi del progetto, incluse informazioni dettagliate sulle difficoltà incontrate nel raccogliere i dati richiesti (quali, a titolo esemplificativo e non esaustivo, carenze tecniche o mancanza di conoscenze) nonché sulle principali incertezze riscontrate.

7.2 METODI DI PREVISIONE PER INDIVIDUARE E VALUTARE GLI IMPATTI

Per la individuazione e la valutazione degli impatti si è fatto uso principalmente delle conoscenze maturate da parte della Hydro Engineering nel settore della progettazione e direzione dei lavori di impianti eolici. La Hydro Engineering vanta, infatti, più di quindici anni di esperienza nell’ambito degli impianti di produzione di energia elettrica da fonte eolica.

Il know-how elaborato e sviluppato ha consentito la rapida individuazione dei possibili impatti che possono verificarsi in fase di costruzione e in fase di esercizio di un impianto eolico. In particolare, in fase di realizzazione di un impianto eolico possono verificarsi i seguenti impatti:

- Impatto sul territorio;
- Interferenze con il traffico veicolare;
- Impiego di risorse idriche e inquinamento di acque superficiali e di falda;
- Impatto sulla flora;
- Impatto sulla fauna;
- Produzione di materiale da scavo;
- Produzione di rifiuti;
- Produzione di polveri;
- Inquinamento acustico;
- Emissione di vibrazioni;

- Emissioni di gas di scarico di macchine da lavoro e veicoli in genere;
- Alterazioni visive.

In fase di esercizio dell’impianto gli impatti possono così essere sintetizzati:

- Impatto sul territorio;
- Interferenze con il traffico veicolare;
- Impiego di risorse idriche e inquinamento di acque superficiali e di falda;
- Impatto sulla fauna;
- Produzione di materiale da scavo;
- Produzione di rifiuti;
- Produzione di polveri;
- Inquinamento acustico;
- Emissioni di gas di scarico di macchine da lavoro e veicoli in genere;
- Emissione di vibrazioni;
- Produzione di campo elettromagnetico;
- Alterazioni visive;
- Rischi per la salute umana;
- Sovrapposizioni con altri impianti.

Si osserva che per la fase di esercizio sono stati mantenuti gli stessi impatti, in quanto durante le fasi di manutenzione ordinaria/straordinaria potranno essere riproposte, seppure in misura minore e in aree puntuali, attività simili a quelle poste in essere in fase di cantiere. Sono stati, altresì, aggiunti i campi relativi all’impatto da produzione di campo elettromagnetico, i rischi per la salute umana e l’interferenza tra l’impianto da realizzare e altri impianti esistenti.

Per la fase di smantellamento dell’impianto esistente si può fare riferimento ai medesimi impatti elencati per la fase di costruzione.

La definizione degli impatti, così come individuati in base all’esperienza, sarà riorganizzata in ossequio alla distinzione che viene effettuata dalla norma: ci si riferisce in particolare al punto 5 di cui all’allegato VII alla parte seconda del D. Lgs. 152/2006 e ss. mm. e ii. (si ricordi che il citato Allegato VII è stato posto alla base della struttura del presente documento).

8 DESCRIZIONE DEI POSSIBILI IMPATTI AMBIENTALI DEL PROGETTO PROPOSTO

8.1 GENERALITÀ

Il presente capitolo tratta quanto riportato dal punto 5 dell’Allegato VII relativo ai contenuti dello SIA di cui all’art. 22 del D. Lgs. 152/2006 e ss. mm. e ii.

Di seguito i contenuti:

Una descrizione dei probabili impatti ambientali rilevanti del progetto proposto, dovuti, tra l’altro:

- a. alla costruzione e all’esercizio del progetto, inclusi, ove pertinenti, i lavori di demolizione;*
- b. all’utilizzazione delle risorse naturali, in particolare del territorio, del suolo, delle risorse idriche e della biodiversità, tenendo conto, per quanto possibile, della disponibilità sostenibile di tali risorse;*
- c. all’emissione di inquinanti, rumori, vibrazioni, luce, calore, radiazioni, alla creazione di sostanze nocive e allo smaltimento dei rifiuti;*
- d. ai rischi per la salute umana, il patrimonio culturale, il paesaggio o l’ambiente (quali, a titolo esemplificativo e non esaustivo, in caso di incidenti o di calamità);*
- e. al cumulo con gli effetti derivanti da altri progetti esistenti e/o approvati, tenendo conto di eventuali criticità ambientali esistenti, relative all’uso delle risorse naturali e/o ad aree di particolare sensibilità ambientale suscettibili di risentire degli effetti derivanti dal progetto;*
- f. all’impatto del progetto sul clima (quali, a titolo esemplificativo e non esaustivo, natura ed entità delle emissioni di gas a effetto serra) e alla vulnerabilità del progetto al cambiamento climatico;*
- g. alle tecnologie e alle sostanze utilizzate.*

La descrizione dei possibili impatti ambientali sui fattori specificati all’articolo 5, comma 1, lettera c), del presente decreto include sia effetti diretti che eventuali effetti indiretti, secondari, cumulativi, transfrontalieri, a breve, medio e lungo termine, permanenti e temporanei, positivi e negativi del progetto. La descrizione deve tenere conto degli obiettivi di protezione dell’ambiente stabiliti a livello di Unione o degli Stati membri e pertinenti al progetto.

Pertanto, l’obiettivo del presente capitolo è quello di mettere in evidenza ogni possibile effetto dell’opera sull’ambiente. Si osservi, tuttavia, che non tutte le componenti ambientali vengono interessate da impatto; per alcune di esse, infatti, gli effetti ipotizzabili sono talmente di scarso

rilievo da non giustificare nessuna “mitigazione”.

8.2 DEFINIZIONE DEGLI IMPATTI

Il progetto di cui al presente SIA prevede sostanzialmente tre fasi:

- Costruzione del nuovo impianto.
- Esercizio del nuovo impianto.
- Smontaggio impianto.

Di seguito si riporta una tabella che a partire dalle differenti fasi individua gli impatti attesi:

Descrizione impatto	Fase di costruzione		Fase di esercizio		Fase di smontaggio	
	si	no	si	no	si	no
Utilizzazione di territorio	x		x		x	
Utilizzazione di suolo	x		x		x	
Utilizzazione di risorse idriche	x		x		x	
Biodiversità (flora/fauna)	x		x		x	
Emissione di inquinanti/gas serra	x			x	x	
Inquinamento acustico	x		x		x	
Emissioni di vibrazioni	x		x		x	
Emissioni di luce		x		x		x
Emissioni di calore		x		x		x
Emissioni di radiazioni		x	x			x
Creazione di sostanze nocive		x		x		x
Smaltimento rifiuti	x		x		x	
Rischio per la salute umana		x	x			x
Rischio per il patrimonio culturale		x		x		x
Rischio per il paesaggio/ambiente	x		x			x
Cumulo con effetti derivanti da progetti esistenti e/o approvati		x	x			x

Tab. 23 – Impatti distinti per fase

Una volta individuati gli impatti, si è proceduto alla classificazione degli stessi secondo la diversificazione indicata dalla normativa e di seguito riportati:

- Impatti diretti e indiretti.
- Impatti non cumulativi e cumulativi.
- Impatti a breve termine e lungo termine.
- Impatti temporanei e permanenti.
- Impatti positivi e negativi.

Per comprendere meglio il significato di ciascuna tipologia di impatto è molto utile servirsi di una rappresentazione su piano cartesiano, ove in ascisse viene rappresentato il tempo e in ordinate viene rappresentata la qualità ambientale:

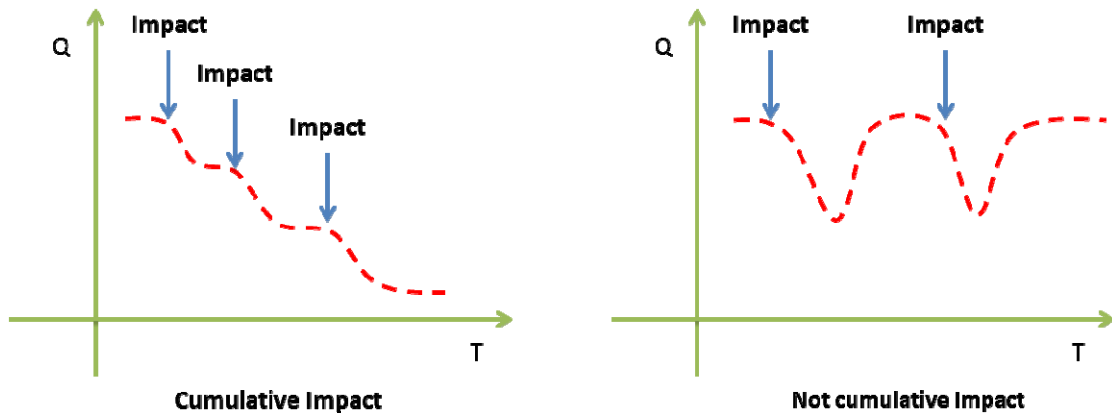


Fig. 47 - Grafici cartesiani rappresentativi degli impatti cumulativi e non cumulativi

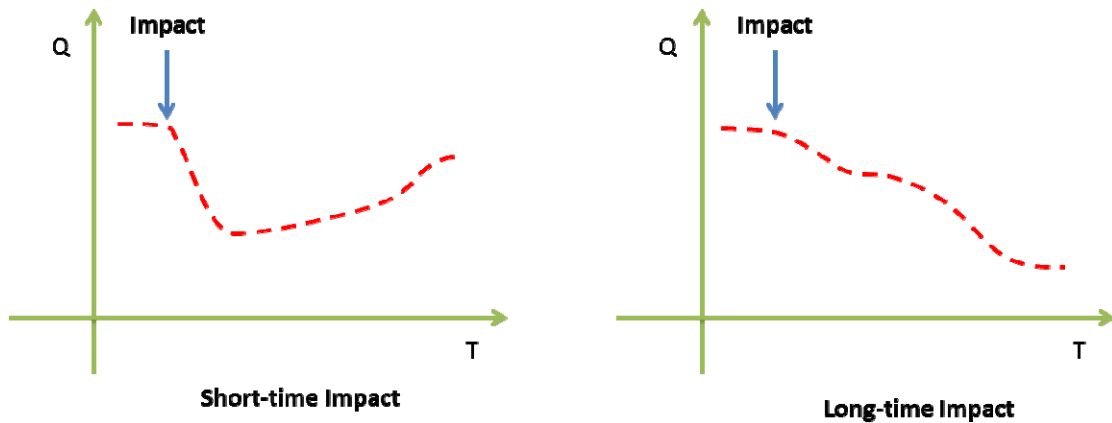


Fig. 48 - Grafici cartesiani rappresentativi degli impatti di breve termine e di lungo termine

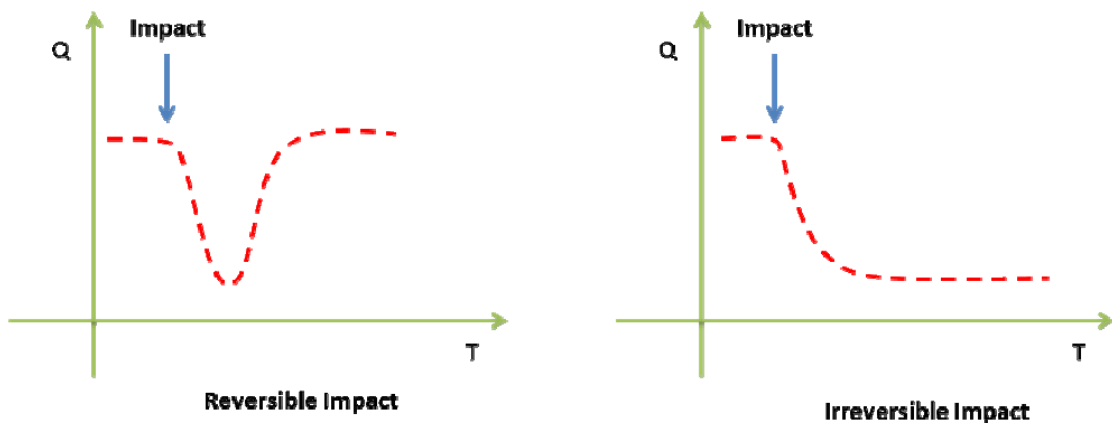


Fig. 49 - Grafici cartesiani rappresentativi degli impatti reversibili e irreversibili

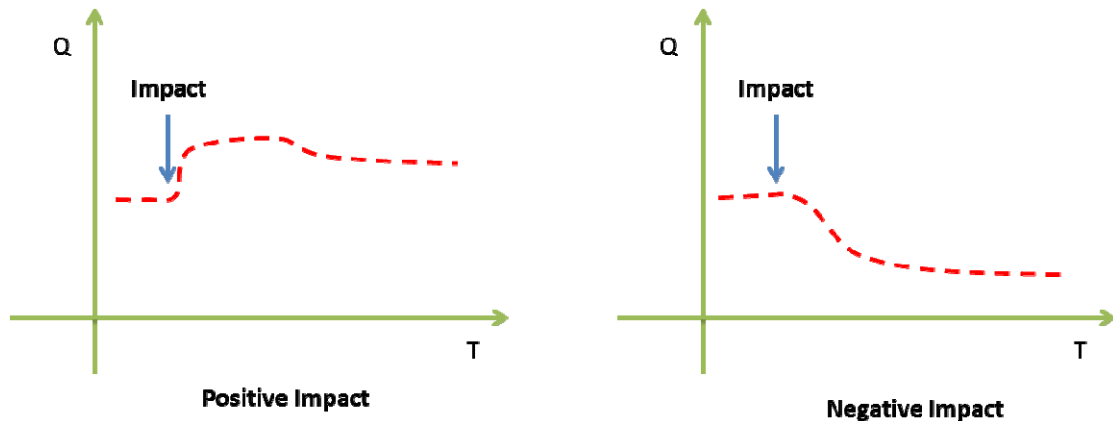


Fig. 50 - Grafici cartesiani rappresentativi degli impatti positivi e negativi

Tralasciando la spiegazione degli impatti

- non cumulativi e cumulativi,
- a breve termine e lungo termine,
- temporanei e permanenti,
- positivi e negativi,

in quanto intuitiva in relazione alla stessa definizione, si approfondisce la tematica relativa agli impatti diretti e indiretti.

L’impatto diretto è un impatto che può aumentare o diminuire la qualità ambientale istantaneamente, mentre l’impatto indiretto comporta un aumento o una diminuzione della qualità ambientale in conseguenza di altri impatti e più avanti nel tempo (non istantaneamente).

In funzione delle fasi e delle classificazioni degli impatti, su richiamate, di seguito alcune tabelle sinottiche che consentono di distinguere gli impatti in funzione della tipologia.

Descrizione impatto	Fase di costruzione		Effetti impatto		Effetti impatto		Effetti impatto		Effetti impatto		Effetti impatto	
	si	no	diretto	indiretto	non cumulativo	cumulativo	breve termine	lungo termine	temporanei	permanenti	positivi	negativi
Utilizzazione di territorio	x		x		x			x		x	x	
Utilizzazione di suolo	x		x		x			x		x		x
Utilizzazione di risorse idriche	x			x		x	x		x			x
Biodiversità (flora/fauna)	x		x			x		x		x	x	
Emissione di inquinanti/gas serra	x			x		x	x		x			x
Inquinamento acustico	x			x	x		x		x			x
Emissioni di vibrazioni	x			x	x		x		x			x
Emissioni di luce		x										
Emissioni di calore		x										
Emissioni di radiazioni		x										
Creazione di sostanze nocive		x										
Smaltimento rifiuti	x			x		x		x	x			x
Rischio per la salute umana		x										
Rischio per il patrimonio culturale		x										
Rischio per il paesaggio/ambiente	x		x			x		x	x		x	
Cumulo con effetti derivanti da progetti esistenti e/o approvati		x										

Tab. 24 – Tabella degli impatti in fase di realizzazione del nuovo impianto

Descrizione impatto	Fase di esercizio		Effetti impatto		Effetti impatto		Effetti impatto		Effetti impatto		Effetti impatto	
	si	no	diretto	indiretto	non cumulativo	cumulativo	breve termine	lungo termine	temporanei	permanenti	positivi	negativi
Utilizzazione di territorio	x		x		x			x		x	x	
Utilizzazione di suolo	x		x		x			x		x		x
Utilizzazione di risorse idriche	x			x		x	x		x		x	
Biodiversità (flora/fauna)	x			x		x	x		x		x	
Emissione di inquinanti/gas serra		x										
Inquinamento acustico	x		x			x		x		x	x	
Emissioni di vibrazioni	x		x			x		x		x	x	
Emissioni di luce		x										
Emissioni di calore		x										
Emissioni di radiazioni	x		x			x		x		x	x	
Creazione di sostanze nocive		x										
Smaltimento rifiuti	x			x		x	x		x		x	
Rischio per la salute umana	x			x	x		x	x	x	x	x	
Rischio per il patrimonio culturale		x										
Rischio per il paesaggio/ambiente	x		x			x		x		x	x	
Cumulo con effetti derivanti da progetti esistenti e/o approva	x		x			x		x		x	x	

Tab. 25 – Tabella degli impatti in fase di esercizio del nuovo impianto

Descrizione impatto	Fase di smontaggio		Effetti impatto		Effetti impatto		Effetti impatto		Effetti impatto		Effetti impatto	
	si	no	diretto	indiretto	non cumulativo	cumulativo	breve termine	lungo termine	temporanei	permanenti	positivi	negativi
Utilizzazione di territorio	x		x		x		x		x		x	
Utilizzazione di suolo	x		x		x		x		x		x	
Utilizzazione di risorse idriche	x			x		x	x		x			x
Biodiversità (flora/fauna)	x		x			x	x		x		x	
Emissione di inquinanti/gas serra	x			x		x	x		x			x
Inquinamento acustico	x			x	x		x		x			x
Emissioni di vibrazioni	x			x	x		x		x			x
Emissioni di luce		x										
Emissioni di calore		x										
Emissioni di radiazioni		x										
Creazione di sostanze nocive		x										
Smaltimento rifiuti	x			x		x		x	x			x
Rischio per la salute umana		x										
Rischio per il patrimonio culturale		x										
Rischio per il paesaggio/ambiente		x										
Cumulo con effetti derivanti da progetti esistenti e/o approvati		x										

Tab. 26 – Tabella degli impatti in fase di smontaggio

Una volta noti gli impatti e la relativa classificazione, di seguito si riportano le descrizioni degli impatti per ciascuna delle fasi.

8.3 DESCRIZIONE DEGLI IMPATTI PER LA FASE DI COSTRUZIONE

La tabella che segue riporta gli impatti che possono verificarsi in fase di costruzione dell’impianto esistente:

Descrizione impatto	Fase di costruzione	
	si	no
Utilizzazione di territorio	x	
Utilizzazione di suolo	x	
Utilizzazione di risorse idriche	x	
Biodiversità (flora/fauna)	x	
Emissione di inquinanti/gas serra	x	
Inquinamento acustico	x	
Emissioni di vibrazioni	x	
Emissioni di luce		x
Emissioni di calore		x
Emissioni di radiazioni		x
Creazione di sostanze nocive		x
Smaltimento rifiuti	x	
Rischio per la salute umana		x
Rischio per il patrimonio culturale		x
Rischio per il paesaggio/ambiente	x	
Cumulo con effetti derivanti da progetti esistenti e/o approvati		x

Tab. 27 – Impatti nella fase di costruzione

I paragrafi appresso riportati descrivono gli impatti reali provocati dalla fase.

8.3.1 Utilizzazione di territorio

Per la costruzione degli aerogeneratori sarà necessario occupare aree di forma trapezoidale, aventi le seguenti dimensioni: trapezio rettangolo B=82,00 (m); b=38,00(m); h=43,00(m) oltre ad un quadrato 22,00(m) x 16,00(m) ove sarà allocato l’aerogeneratore e un ulteriore rettangolo 5,00(m) x 88,00(m). Per le pale sarà necessaria un’area di (18,00 x 88,00) m. Inoltre, saranno realizzati:

- Nuova viabilità di larghezza media pari a 5,00 m e lunghezza totale di 2.911,2 m.

- Adeguamenti di viabilità esistente (lunghezza di circa 1.005 m) per consentire il transito dei mezzi eccezionali deputati al trasporto dei main components degli aerogeneratori.
- Scavi, per una lunghezza complessiva di circa 11 km, necessari per la posa dei nuovi elettrodotti in MT.
- Scavi, per una lunghezza complessiva di circa 242 m, necessari per la posa del nuovo elettrodotto in AT.
- Realizzazione della Sotto-Stazione Elettrica Utente, SSEU, che sarà inclusa in un’area di circa 8.425 m² che ospiterà anche un’area SSEU di altro produttore e un’area condivisa per la connessione in AT presso la limitrofa SE di smistamento della RTN a 220 kV di “Mogorella”.

Vanno, anche, considerate le aree da occupare per l’organizzazione del cantiere, ovvero quelle aree necessarie per:

- ✓ la collocazione dei baraccamenti a servizio delle maestranze individuate per la realizzazione delle opere,
- ✓ lo stoccaggio di tutti i materiali necessari per la realizzazione delle opere,
- ✓ lo stoccaggio delle terre e rocce da scavo,
- ✓ lo stoccaggio dei rifiuti,
- ✓ il ricovero di tutti i mezzi d’opera.

8.3.2 Utilizzazione di suolo

Preliminarmente alla trattazione del presente paragrafo, va ricordato che il suolo costituisce una delle componenti del territorio. Ciò detto, l’uso del suolo va identificato come la modifica della copertura del suolo da naturale ad artificiale. La modifica si concretizza a causa delle seguenti opere:

- Realizzazione delle piazzole di servizio degli aerogeneratori;
- Realizzazione delle viabilità di accesso alle postazioni di ciascun aerogeneratore;
- Realizzazione dell’area SSEU.

Va segnalato che sia le viabilità che le piazzole saranno realizzate secondo un pacchetto costituito, come noto, da uno strato di sotto-fondo in tout venant di spessore pari a 40 cm e da uno strato di finitura in misto granulometrico di 20 cm. Si tratta di elementi naturali e non

artificiali. In questo caso il consumo di suolo va riferito alla sottrazione di copertura a seminativo. Maggiori dettagli sulla tipologia di suolo occupato saranno forniti nel paragrafo che riguarda l’impatto sulle biodiversità.

Non si registra occupazione di suolo per la realizzazione degli elettrodotti per le seguenti motivazioni:

- ✓ la parte minore sarà posata lungo terreni agricoli e considerato che a fine posa saranno ripristinate le condizioni ante operan (con la conseguente possibilità di effettuare coltivazioni) il consumo è praticamente nullo;
- ✓ la parte maggiore sarà posata praticamente lungo viabilità asfaltate o sterrate (per le quali il consumo di suolo è già avvenuto).

8.3.3 Utilizzazione di risorse idriche

L’impiego di risorse idriche si concretizzerà per almeno due motivi:

- Il confezionamento del conglomerato cementizio armato delle opere di fondazione degli aerogeneratori e per le opere di fondazione delle apparecchiature elettriche ed elettromeccaniche in area SSEU.
- Il lavaggio delle betoniere.
- Il lavaggio degli pneumatici dei mezzi di cantiere.
- L’abbattimento di polveri che si formeranno a causa dei movimenti di terra necessari per la realizzazione delle opere di cui di seguito: piazzole, nuova viabilità, adeguamenti di viabilità esistenti, realizzazione di trincee di scavo per la posa dei cavi di potenza in MT/AT, la realizzazione della nuova SSEU e delle opere connesse.

8.3.4 Impatto sulle biodiversità

La realizzazione

- ✓ delle piazzole su cui dovranno stazionare i mezzi di sollevamento per le attività di montaggio,
- ✓ delle viabilità di accesso alle postazioni,
- ✓ delle trincee di scavo per la posa degli elettrodotti interni al parco (cioè tra una postazione e l’altra);

- ✓ della nuova SSEU,

può comportare un impatto sulla flora esistente.

In particolare, si stima che la realizzazione dell’impianto arrecherà impatto sulle coltivazioni di seminativo.

Per ulteriori approfondimenti si rinvia alla Relazione Agronomica, avente codice MOG-PA-R12.

Atteso che i siti interessati

- ✓ dalla realizzazione degli aerogeneratori e della nuova SSEU sono per la maggior parte oggetto di coltivazione,
- ✓ dalla posa degli elettrodotti sono sedi viarie esistenti, per lo più asfaltate,

si può affermare che è elevato il grado di antropizzazione dei siti, cosa che limita il proliferare di fauna di tipo stanziale; al più i siti sono interessati da fauna di passaggio. Inoltre, la realizzazione delle opere civili dell’impianto sarà realizzata con l’ausilio di mezzi di stazza simile a quelli utilizzati per la coltivazione dei fondi a seminativo. Si può concludere che l’impatto sulla fauna in transito può ritenersi equipollente a quello provocato dall’impiego di mezzi agricoli: quindi, la realizzazione dell’impianto non può provocare aggravio dell’impatto cui è già soggetta la fauna per effetto delle normali e ordinarie attività di coltivazione dei fondi agricoli.

8.3.5 Emissione di inquinanti/gas serra

Con riferimento alle emissioni di inquinanti e gas serra si ricordi che tali impatti sono dovuti principalmente all’impiego di mezzi e macchinari che saranno impiegati per la costruzione del nuovo impianto. Le emissioni di inquinanti sono connesse alle perdite accidentali di carburante, olii/liquidi a bordo dei mezzi per il loro corretto funzionamento. Per i gas serra si faccia riferimento alle emissioni di gas di scarico.

8.3.6 Inquinamento acustico

L’unica fonte di inquinamento acustico è costituita dalle emissioni prodotte dai mezzi meccanici che devono eseguire le seguenti attività:

- Movimenti terra per la realizzazione delle piazzole di supporto per il montaggio degli aerogeneratori.
- Trivellazioni per il getto dei pali di fondazione;

- Getto dei plinti di fondazione
- Trasporto main components nuovi aerogeneratori.
- Scavi per la posa in opera dei cavi di potenza in MT/AT.
- Trasporti in genere.
- Montaggio aerogeneratori.
- Realizzazione della nuova area SSEU e delle relative opere connesse.
- Ripristino aree come ante operam.

8.3.7 Emissione di vibrazioni

Le vibrazioni prodotte sono connesse con l’azione delle macchine e mezzi impiegati per le attività di cui al paragrafo precedente.

In particolare, il D. Lgs. 81/2008 e ss. mm. e ii. individua le vibrazioni pericolose per la salute umana, solo con riferimento alle attività lavorative, ambito assolutamente pertinente al caso in esame.

L’art. 201 del Decreto individua i valori limite di esposizione e i valori di azione. Tali dati vengono di seguito ricordati:

1. Si definiscono i seguenti valori limite di esposizione e valori di azione.
 - a) per le vibrazioni trasmesse al sistema mano-braccio:
 - 1) il valore limite di esposizione giornaliero, normalizzato a un periodo di riferimento di 8 ore, è fissato a 5 m/s^2 ; mentre su periodi brevi è pari a 20 m/s^2 ;
 - 2) il valore d’azione giornaliero, normalizzato a un periodo di riferimento di 8 ore, che fa scattare l’azione, è fissato a $2,5 \text{ m/s}^2$.
 - b) per le vibrazioni trasmesse al corpo intero:
 - 1) il valore limite di esposizione giornaliero, normalizzato a un periodo di riferimento di 8 ore, è fissato a $1,0 \text{ m/s}^2$; mentre su periodi brevi è pari a $1,5 \text{ m/s}^2$;
 - 2) il valore d’azione giornaliero, normalizzato a un periodo di riferimento di 8 ore, è fissato a $0,5 \text{ m/s}^2$.
2. Nel caso di variabilità del livello di esposizione giornaliero va considerato il livello giornaliero massimo ricorrente.

L’articolo 202 del Decreto ai commi 1 e 2 prescrive l’obbligo, da parte dei datori di lavoro di

valutare il rischio da esposizione a vibrazioni dei lavoratori durante il lavoro. La valutazione dei rischi è previsto che possa essere effettuata senza misurazioni, qualora siano reperibili dati di esposizione adeguati presso banche dati dell'ISPEL e delle regioni o direttamente presso i produttori o fornitori. Nel caso in cui tali dati non siano reperibili è necessario misurare i livelli di vibrazioni meccaniche a cui i lavoratori sono esposti.

La valutazione, con o senza misure, dovrà essere programmata ed effettuata ad intervalli regolari da parte di personale competente. Essa dovrà valutare i valori di esposizione cui sono esposti i lavoratori in relazione ai livelli d’azione e i valori limite prescritti dalla normativa.

La valutazione deve prendere in esame i seguenti fattori:

- a. i macchinari che espongono a vibrazione e i rispettivi tempi di impiego nel corso delle lavorazioni, al fine di valutare i livelli di esposizione dei lavoratori in relazione ai livelli d’azione e valori limite prescritti dalla normativa;
- b. gli eventuali effetti sulla salute e sulla sicurezza dei lavoratori particolarmente sensibili al rischio;
- c. gli eventuali effetti indiretti sulla sicurezza dei lavoratori risultanti da interazioni tra le vibrazioni meccaniche e l'ambiente di lavoro o altre attrezzature;
- d. le informazioni fornite dal costruttore dell'apparecchiatura ai sensi della Direttiva Macchine;
- e. l'esistenza di attrezzature alternative progettate per ridurre i livelli di esposizione a vibrazioni meccaniche;
- f. condizioni di lavoro particolari come le basse temperature, il bagnato, l’elevata umidità il sovraccarico biomeccanico degli arti superiori e del rachide.

Inoltre, la vigente normativa prescrive che la valutazione del rischio da esposizione a vibrazioni prenda in esame: “il livello, il tipo e la durata dell'esposizione, ivi inclusa ogni esposizione a vibrazioni intermittenti o a urti ripetuti”. In presenza di vibrazioni impulsive è pertanto necessario integrare la valutazione dell’esposizione con ulteriori metodiche valutative che tengano in considerazione l’impulsività della vibrazione.

Si ribadisce che il rischio vibrazioni è connesso con le lavorazioni e, quindi, ha un impatto diretto solo sui lavoratori.

8.3.8 Smaltimento rifiuti

Con riferimento alla produzione di rifiuti, si consideri che le tipologie di rifiuti prodotte

afferiscono alle seguenti tipologie:

- Imballaggi di varia natura.
- Acque di lavaggio delle betoniere.
- Sfridi di materiali da costruzione (acciai d’armatura, casseformi in legname o altro materiale equivalente, cavidotti in PEad corrugato, conduttori in rame/alluminio, materiali plastici, materiale elettrico/elettronico).
- Terre e rocce da scavo.

8.3.9 Rischio per il paesaggio/ambiente

La realizzazione delle opere provocherà via via un impatto sul paesaggio. L’impatto è legato sostanzialmente a:

- ✓ attivazione delle aree per l’organizzazione del cantiere;
- ✓ apertura delle aree dei lavori per la realizzazione di piazzole di servizio e viabilità di nuova realizzazione;
- ✓ attività di montaggio degli aerogeneratori previsti dal progetto;
- ✓ delimitazioni dei cantieri mobili per la posa dell’elettrodotto;
- ✓ apertura delle aree di cantiere per la realizzazione della SSEU e delle relative opere di connessione alla RTN.

8.4 DESCRIZIONE DEGLI IMPATTI PER LA FASE DI ESERCIZIO

La tabella che segue riporta gli impatti che possono verificarsi in fase di esercizio del nuovo impianto:

Descrizione impatto	Fase di esercizio	
	si	no
Utilizzazione di territorio	x	
Utilizzazione di suolo	x	
Utilizzazione di risorse idriche	x	
Biodiversità (flora/fauna)	x	
Emissione di inquinanti/gas serra		x
Inquinamento acustico	x	
Emissioni di vibrazioni	x	
Emissioni di luce		x
Emissioni di calore		x
Emissioni di radiazioni	x	
Creazione di sostanze nocive		x
Smaltimento rifiuti	x	
Rischio per la salute umana	x	
Rischio per il patrimonio culturale		x
Rischio per il paesaggio/ambiente	x	
Cumulo con effetti derivanti da progetti esistenti e/o approvati	x	

Tab. 28 – Impatti nella fase di esercizio

In questa sede si ricordi che:

1. una volta realizzate le opere, gli adeguamenti temporanei della viabilità saranno dismessi;
2. ove possibile, le piazzole di montaggio degli aerogeneratori saranno ridotte al minimo necessario per la effettuazione delle attività di manutenzione ordinaria.
3. l'utilizzazione di risorse idriche sarà limitata allo stretto indispensabile, limitatamente ad attività di manutenzione ordinaria/straordinaria;
4. l'impatto sull'avifauna sarà minimo in quanto è stato dimostrato che le specie ornitiche sono in grado di adattarsi alle nuove condizioni fisiche dell'ambiente in cui vivono: pertanto, è verosimile che le specie ornitiche frequentino con minore assiduità aree già interessate da impianti eolici;
5. l'emissione di gas serra e di inquinanti sarà anch'essa limitata allo stretto indispensabile e, comunque, limitatamente ad attività di manutenzione ordinaria/straordinaria;
6. l'inquinamento acustico sarà ridotto, grazie alla installazione di aerogeneratori di ultima generazione e all'altezza del mozzo di rotazione pari a 115 m;

7. l’emissione di vibrazioni è praticamente trascurabile e non ha effetti sulla salute umana;
8. l’emissione di radiazioni elettromagnetiche è limitata e si esaurisce entro pochi metri dall’asse dei cavi di potenza; inoltre, per le viabilità interessate dal passaggio dei cavi non si prevedono permanenze tali da creare nocimento alla salute umana;
9. non si rilevano particolari rischi per la salute umana, come risulta dagli studi di approfondimento di cui è corredato il progetto definitivo e lo SIA;
10. il rischio per il paesaggio è mitigato principalmente dal numero ridotto di aerogeneratori previsti, dal colore che sarà dato ai sostegni tubolari e dalla bassa velocità di rotazione del rotore;
11. non vi sono effetti cumulativi significativi per la presenza di altri impianti nelle immediate vicinanze.

In ultimo, si osservi che per gli impatti negativi, seppure permanenti, la valutazione è comunque sempre “bassa”.

I paragrafi appresso riportati descrivono gli impatti reali provocati dalla fase in esame.

8.4.1 Utilizzazione di territorio

In fase di esercizio non si prevede utilizzazione di territorio, a meno di temporanee occupazioni che potranno verificarsi nel caso di attività di manutenzione ordinaria o straordinaria. Si tratta, nel caso specifico, della necessità di

- ✓ ricostituire le gru principale di grossa stazza per il raggiungimento della quota di installazione della navicella (si ricordi che il mozzo di rotazione si trova alla quota di 115 m rispetto al terreno); in questo caso si dovrà procedere alle occupazioni di territorio per la realizzazione di piazzole ausiliarie necessarie per l’assemblaggio della gru principale;
- ✓ aprire cantieri stradali temporanei per attività sull’elettrodotto;
- ✓ realizzare allargamenti temporanei della viabilità per il passaggio di mezzi eccezionali.

Non si prevedono occupazioni di territorio per le attività di manutenzione in area SSEU, in quanto il cantiere potrà essere aperto all’interno della stessa area senza pregiudizio per la componente ambientale trattata.

8.4.2 Utilizzazione di suolo

In fase di esercizio non si prevede impatto sul suolo, a meno di quello dovuto:

- ✓ alla ricostituzione di piazzole ausiliarie per l’assemblaggio della gru principale (cfr. paragrafo precedente);
- ✓ agli allargamenti temporanei della viabilità per eventuali trasporti eccezionali (cfr. paragrafo precedente).

In caso di manutenzioni in area SSEU non si verificherà impatto su suolo, in quanto l’area di cantiere sarà aperta all’interno dell’area SSEU stessa.

8.4.3 Utilizzazione di risorse idriche

Durante la fase di esercizio non si prevede un grande impiego di risorse idriche, se non in caso di movimenti terra, seppur temporanei, per le fasi di manutenzione ordinaria/straordinaria, già discussi nei precedenti paragrafi. Si ricordi, infatti, che i movimenti terra provocano il sollevamento di polveri per l’abbattimento delle quali è necessario l’impiego di acqua che può essere nebulizzata attraverso appositi cannoni, o semplicemente aspersa sul terreno e le viabilità.

8.4.4 Impatto sulle biodiversità

In fase di esercizio non si prevedono impatti sulle biodiversità; relativamente all’avifauna, si rimanda allo Studio faunistico, codice MOG-PA-R10, allegato al presente SIA. L’esercizio dell’impianto è compatibile con la coltivazione dei fondi limitrofi (non mancano svariati esempi in tal senso). Inoltre, l’impianto è compatibile con la fauna terrestre in transito. Di certo non potrà essere presente fauna stanziale, a causa del fatto che i fondi limitrofi sono coltivati, e quindi da tempo già antropizzati.

8.4.5 Emissione di inquinanti/gas serra

Con riferimento alle emissioni di inquinanti e gas serra si ricordi che tali impatti sono dovuti principalmente all’impiego di mezzi e macchinari che saranno utilizzati per la manutenzione del nuovo impianto: tale attività ha cadenza periodica e non prevede l’utilizzo intensivo di mezzi. Le emissioni di inquinanti sono connesse alle perdite accidentali di carburante, olii/liquidi a bordo dei mezzi per il loro corretto funzionamento. In merito alle emissioni di

gas serra si potrà fare riferimento alle emissioni di gas di scarico dei mezzi utilizzati.

8.4.6 Inquinamento acustico

In fase di esercizio, gli impatti sono dovuti a:

- Funzionamento degli aerogeneratori.
- Impiego di macchinari e mezzi d’opera in fase di manutenzione ordinaria.
- Impiego di mezzi meccanici di grossa stazza in fase di manutenzione straordinaria.

8.4.7 Emissione di vibrazioni

Anche con riferimento a questo impatto si rilevano le stesse fonti di cui al paragrafo precedente, ovvero:

- Funzionamento degli aerogeneratori.
- Impiego di macchinari e mezzi d’opera in fase di manutenzione ordinaria.
- Impiego di mezzi meccanici di grossa stazza in fase di manutenzione straordinaria.

8.4.8 Emissione di radiazioni

Il vettoriamento dell’energia prodotta dal parco eolico genera un campo elettromagnetico nell’intorno dei cavi di potenza in MT che saranno interrati a una profondità di almeno un metro. Stessa cosa dicasi per i campi elettromagnetici indotti dal funzionamento della SSEU. Di questo impatto si tratterà ampiamente al capitolo successivo relativo alle mitigazioni.

8.4.9 Smaltimento rifiuti

Per il regolare esercizio degli aerogeneratori e della SSEU, le squadre che si occuperanno della manutenzione ordinaria produrranno i seguenti rifiuti (che verranno trattati e conferiti presso discariche autorizzate secondo la vigente normativa):

- Oli per motori, ingranaggi e lubrificazione.
- Imballaggi in materiali misti.
- Imballaggi misti contaminati.
- Materiale filtrante, stracci.
- Filtri dell’olio.

- Apparecchiature elettriche fuori uso.
- Batterie al piombo.
- Neon esausti integri.
- Liquido antigelo.
- Materiale elettronico.
- Componenti non specificati altrimenti.

8.4.10 Rischio per la salute umana

Con riferimento ai rischi per la salute umana di seguito un elenco di quelli possibili:

- Incidenti dovuti al distacco di elementi rotanti.
- Incidenti dovuti al crollo della torre di sostegno.
- Effetti derivanti dal fenomeno di shadow flickering.
- Effetti derivanti dalla radiazione elettromagnetica.
- Effetti dovuti all’inquinamento acustico.
- Effetti dovuti alle vibrazioni.

8.4.11 Rischio per il paesaggio/ambiente

Una volta realizzato, l’impianto avrà un certo impatto sul paesaggio.

L’analisi puntuale delle modificazioni subite dal paesaggio è stata approfondita con il raffronto tra immagini scattate da opportuni punti di vista che ritraggono lo stato attuale (o ante operam) e le fotosimulazioni dello stato post operam ricostruite a partire dal medesimo punto di vista. I raffronti cui ci si riferisce sono riportati negli elaborati dal titolo Rendering e Fotoinserimenti, codice MOG-PA-T33.

Inoltre, si rinvia alla relazione dal titolo Analisi di intervisibilità, codice MOG-PA-R14.

8.4.12 Cumulo con effetti derivanti da progetti esistenti e/o approvati

Il nuovo impianto è limitrofo a un impianto esistente (non sono stati rilevati altri impianti in fase di autorizzazione o autorizzati come indicato nell’elaborato grafico dal titolo Impatti cumulativi e codice MOG-PA-T23). In particolare, a circa 3 km in direzione Nord-Ovest rispetto ai siti degli aerogeneratori proposti per l’impianto in argomento, è stato rilevato un impianto esistente.

Le distanze misurate sono nell’ordine di grandezza di quanto previsto dalle misure di mitigazione consigliate dal Ministero con le Linee Guida di cui al DM 10/09/2010.

In questa sede si desidera precisare che, con riferimento a

- inquinamento acustico,
- impatto visivo,
- impatti sull’avifauna,

in base al rispetto delle distanze imposte dalle Linee Guida tra impianto nuovo e impianto limitrofo, è possibile considerare accettabili i conseguenti impatti cumulativi.

8.5 DESCRIZIONE DEGLI IMPATTI PER LA FASE DI SMONTAGGIO

La tabella che segue riporta gli impatti che possono verificarsi in fase di dismissione dell’impianto:

Descrizione impatto	Fase di smontaggio	
	si	no
Utilizzazione di territorio	x	
Utilizzazione di suolo	x	
Utilizzazione di risorse idriche	x	
Biodiversità (flora/fauna)	x	
Emissione di inquinanti/gas serra	x	
Inquinamento acustico	x	
Emissioni di vibrazioni	x	
Emissioni di luce		x
Emissioni di calore		x
Emissioni di radiazioni		x
Creazione di sostanze nocive		x
Smaltimento rifiuti	x	
Rischio per la salute umana		x
Rischio per il patrimonio culturale		x
Rischio per il paesaggio/ambiente		x
Cumulo con effetti derivanti da progetti esistenti e/o approvati		x

Tab. 29 – Impatti nella fase di smontaggio

I paragrafi appresso riportati descrivono gli impatti reali provocati dalla fase in esame.

8.5.1 Utilizzazione di territorio

Lo smantellamento dell’impianto comporta la creazione delle piazzole necessarie per lo smontaggio, nell’ordine che segue, di:

- Rotore.
- Mozzo di rotazione e Navicella.
- Sostegno in acciaio tronco-conico composto da top section, middle sections e bottom section: lo smontaggio avverrà elemento per elemento come in fase di costruzione.

Per lo smontaggio del rotore sarà necessario predisporre le piazzole ausiliarie per il montaggio della gru principale utilizzata in fase di costruzione. Ciascuna delle componenti smontate sarà temporaneamente stoccata in piazzola per il successivo allontanamento. Ove possibile le componenti saranno allontanate in tempo reale.

Una ulteriore considerazione va fatta sulla dismissione dei cavi MT/AT. In particolare, saranno effettuati scavi per il totale previsto in fase di realizzazione. Gli scavi saranno chiusi tempestivamente, via via che vengono dismessi i cavi, occupando il territorio per brevi lassi temporali. Per lo smantellamento dell’area SSEU non si prevede impatto su territorio.

8.5.2 Utilizzazione di suolo

La creazione delle piazzole per lo smontaggio degli aerogeneratori, di cui al paragrafo precedente, comporta che le stesse siano opportunamente compattate per consentire i sollevamenti in sicurezza. Ciò implica un temporaneo impatto sul suolo. Per lo smantellamento dei cavi di potenza e della SSEU non si prevedono impatti, in quanto il suolo ha subito modifiche a seguito delle attività di costruzione di cui ampiamente trattato.

8.5.3 Utilizzazione di risorse idriche

L’unico impiego di risorsa idrica può essere connesso ai movimenti terra necessari per il ripristino delle aree come ante operam e per la dismissione dei cavi di potenza. L’azione di mezzi meccanici può provocare il sollevamento di polveri per l’abbattimento delle quali sarà impiegata acqua nebulizzata.

8.5.4 Impatto sulle biodiversità

Il ripristino delle piazzole ausiliarie per l’assemblaggio della gru principale necessaria per le attività di smontaggio può comportare un impatto sulla flora esistente. La dismissione delle linee elettriche avverrà principalmente lungo viabilità esistenti e, pertanto, non saranno significativamente intaccate coltivazioni di alcun tipo. La stessa cosa può dirsi per lo smantellamento dell’area SSEU.

Alla luce di quanto detto, l’impatto sulla flora può ritenersi medio basso.

L’impatto sulla fauna terrestre si ritiene del tutto trascurabile, considerato che comunque la presenza dell’impianto e la coltivazione di aree limitrofe conferisce ai siti la caratteristica di essere antropizzati. Quindi, sarà molto improbabile la presenza di specie stanziali. Per ulteriori approfondimenti si rimanda gli elaborati “Inquadramento floristico-vegetazionale”, avente codice MOG-PA-R09 e “Studio faunistico”, avente codice MOG-PA-R10.

8.5.5 Emissione di inquinanti/gas serra

Con riferimento alle emissioni di inquinanti e gas serra si ricordi che tali impatti sono dovuti principalmente all’impiego di mezzi e macchinari che saranno impiegati per il ripristino come ante operam delle aree su cui insistono gli aerogeneratori, nonché per la dismissione dei cavi di potenza. Le emissioni di inquinanti sono connesse alle perdite accidentali di carburante, olii/liquidi a bordo dei mezzi per il loro corretto funzionamento. In merito alle emissioni di gas serra si potrà fare riferimento alle emissioni di gas di scarico, necessariamente emessi in fase di smantellamento.

8.5.6 Inquinamento acustico

L’unica fonte di inquinamento acustico è costituita dalle emissioni prodotte dai mezzi meccanici che devono eseguire le seguenti attività:

- Movimenti terra per la realizzazione delle piazzole necessarie allo stazionamento dei mezzi utili per l’attuazione dello smontaggio degli aerogeneratori.
- Movimenti terra per la dismissione dei cavi di potenza in MT/AT.
- Smontaggio aerogeneratori e con essi delle opere in elevazione e in fondazione per il sostegno degli stessi.
- Smontaggi e demolizioni delle opere in area SSEU.

- Ripristino aree come ante operam.

8.5.7 Emissione di vibrazioni

Le vibrazioni prodotte sono connesse con l’azione delle macchine e mezzi impiegati per le attività di cui al paragrafo precedente. Per le valutazioni si rinvia a quanto già indicato per la fase di costruzione.

8.5.8 Smaltimento rifiuti

Lo smantellamento dell’impianto comporterà la produzione di materiali come appresso ricordato:

- Aerogeneratori.
- Acciaio delle strutture di sostegno.
- Calcestruzzo delle opere di fondazione.
- Cavi MT/AT.
- Conduttori in rame della maglia di terra.
- Apparecchiature elettriche ed elettromeccaniche.
- Quadri elettrici e componentistica elettrica.
- Calcestruzzi provenienti dallo smantellamento delle opere civili in area SSEU.
- Cavidotti in PEad provenienti dall’area SSEU.
- Asfalti provenienti dall’area SSEU
- Pozzetti prefabbricati provenienti dall’area SSEU.

Inoltre, si osservi che gli aerogeneratori smontati contengono al loro interno oli lubrificanti e liquidi di raffreddamento che di per sé sono classificati come rifiuti.

9 MISURE PER EVITARE, PREVENIRE O RIDURRE GLI IMPATTI

9.1 GENERALITÀ

Il presente capitolo tratta quanto riportato dal punto 7 dell’Allegato VII relativo ai contenuti dello SIA di cui all’art. 22 del D. Lgs. 152/2006 e ss. mm. e ii.

Di seguito i contenuti:

Una descrizione delle misure previste per evitare, prevenire, ridurre o, se possibile, compensare gli impatti ambientali significativi e negativi identificati del progetto e, ove pertinenti, delle eventuali disposizioni di monitoraggio (quale, a titolo esemplificativo e non esaustivo, la preparazione di un’analisi ex post del progetto). Tale descrizione deve spiegare in che misura gli impatti ambientali significativi e negativi sono evitati, prevenuti, ridotti o compensati e deve riguardare sia le fasi di costruzione che di funzionamento.

I paragrafi appresso riportati definiscono tutte le misure per ridurre al minimo gli impatti e, nella migliore delle ipotesi, per eliminarli totalmente.

9.2 MISURE DI MITIGAZIONE IN FASE DI REALIZZAZIONE DELL’IMPIANTO

9.2.1 Utilizzazione di territorio

Fermo restando la necessità di occupare determinate aree per la realizzazione delle opere, si avrà cura di impegnare le superfici strettamente necessarie e quindi di ottimizzare gli spazi delle aree di cantiere, ove per aree di cantiere vanno intese le aree all’interno delle quali si svolgeranno i lavori. Lo stesso principio andrà applicato per l’occupazione delle aree necessarie per l’organizzazione del cantiere, ovvero quelle aree in cui si troveranno collocazione i box di cantiere delle imprese esecutrici, magazzini, le aree stoccaggio materiali per la costruzione dell’opera, le aree per lo stoccaggio temporaneo di materiali provenienti dagli scavi, le aree per la pulizia e il ricovero dei mezzi da lavoro, le aree per lo stoccaggio temporaneo dei rifiuti. In questo modo si potranno ridurre al minimo gli impatti sul territorio. Inoltre, appare utile approfondire, in questa sede, le interferenze con il traffico veicolare che avverranno principalmente in occasione delle seguenti attività:

- Fornitura di conglomerato cementizio per il getto in opera delle fondazioni degli aerogeneratori.

- Trasporto degli anchor cage.
- Trasporto dei main components degli aerogeneratori, costituiti da:
 - Tower section Bottom (primo elemento tronco-conico in acciaio connesso con l’anchor cage).
 - Tower section Mid1 (secondo elemento tronco conico in acciaio).
 - Tower section Mid2 (terzo elemento tronco-conico in acciaio).
 - Tower section Mid3 (quarto elemento tronco-conico in acciaio).
 - Tower section Top (quinto elemento tronco-conico in acciaio).
 - Nacelle (navicella).
 - Rotor hub (mozzo di rotazione).
 - Blade (pala).
- Trasporto delle macchine elettriche, delle componenti elettromeccaniche da installare in area SSEU.

Fermo restando che:

- Fornitura di conglomerato cementizio (che avverrà da impianti limitrofi all’area in argomento posti lungo le principali viabilità),
- Trasporto dell’anchor cage,

possono farsi rientrare nell’ambito di trasporti ordinari, l’attenzione maggiore sarà puntata sulla movimentazione dei main components (si ricordi, a titolo esemplificativo, che la singola pala (blade) ha una lunghezza di circa 85 m) e del trasformatore da installare in area SSEU. Il trasporto sarà effettuato secondo ben precise cadenze concertate con i gestori della viabilità pubblica, in modo da ridurre al minimo eventuali criticità.

Con riferimento agli accessi, si ricordi preliminarmente che il parco costeggia viabilità provinciali, da cui si diramano viabilità comunali per il raggiungimento delle postazioni di impianto). Eventuali interferenze saranno limitate nel tempo e si concluderanno una volta completati i trasporti in corrispondenza di tutte le postazioni del parco.

9.2.2 Utilizzazione di suolo

La modifica dell’uso del suolo, come detto, riguarda la modifica della copertura del suolo da naturale ad artificiale. In fase di costruzione si limiterà allo stretto indispensabile la modifica della copertura, limitandola sostanzialmente:

- ✓ alle aree di pertinenza degli aerogeneratori,

- ✓ all’area SSEU in progetto.

Va da sé che laddove si poseranno gli elettrodotti (terreno naturale o viabilità esistenti) si provvederà al ripristino degli strati di finitura delle trincee di scavo come ante operam, con ciò limitando gli impatti.

9.2.3 Utilizzazione di risorse idriche

L’impiego di risorsa idrica evidenziato per le attività di costruzione è, certamente, temporaneo. Si farà in modo di ottimizzarne l’uso al fine della massima preservazione. Infatti, ove possibile, la maggior parte dei movimenti terra, utili alla fase di costruzione, sarà concentrata durante la stagione fredda (con ciò riducendo il sollevamento di polveri e quindi l’impiego di acqua per l’abbattimento). Anche in questo caso si procederà con l’accorgimento aggiuntivo di bagnare periodicamente le piste di transito dei mezzi.

Per ridurre al minimo l’impiego di risorsa idrica, potranno essere impiegati appositi cannoni in grado di nebulizzare l’acqua. Test sperimentali hanno dimostrato che l’acqua nebulizzata è in grado di fissarsi in modo ottimale alla polvere, con ciò riducendo al minimo la quantità d’acqua da utilizzare.

9.2.4 Impatto sulle biodiversità

Il sito interessato dal progetto è caratterizzato dalla presenza di seminativo/prato artificiale/pascolo.

Per minimizzare l’impatto si seguiranno i criteri di cui appresso:

- Minimizzare i rischi di erosione causati dalla realizzazione delle nuove strade di servizio, evitando forti pendenze;
- Minimizzare le modifiche ed il disturbo dell’habitat;
- Utilizzare i percorsi d’accesso presenti, se tecnicamente possibile, e conformare i nuovi alle tipologie esistenti;
- Contenere i tempi di costruzione;
- Ripristinare le aree di cantiere restituendole al territorio non occupato dalle macchine in fase di esercizio;
- Al termine della vita utile dell’impianto, come previsto dalle norme vigenti, ripristinare il sito come ante operam.

L’impatto sulla fauna terrestre si ritiene del tutto trascurabile in quanto, come detto i siti sono caratterizzati da uno sfruttamento agricolo intensivo. Ciò, come detto, non facilita lo sviluppo di fauna terrestre di tipo stanziale. Cosa ben diversa in fase di esercizio, durante la quale l’impatto principale potrà riguardare l’avifauna. Tale impatto sarà descritto al paragrafo dedicato nella sezione relativa alla mitigazione degli impatti in fase di esercizio.

9.2.5 Emissione di inquinanti/gas serra

Per ridurre al minimo le emissioni di inquinanti connesse con le perdite accidentali di carburante, olii/liquidi, utili per il corretto funzionamento di macchinari e mezzi d’opera impiegati per le attività, si farà in modo di controllare periodicamente la tenuta stagna di tutti gli apparati, attraverso programmate attività di manutenzione ordinaria. Inoltre, a fine giornata i mezzi da lavoro stazioneranno in corrispondenza di un’area dotata di teli impermeabili collocati a terra, al fine di evitare che eventuali sversamenti accidentali di liquidi possano infiltrarsi nel terreno (seppure negli strati superficiali). Gli sversamenti accidentali potranno essere captati e convogliati presso opportuni serbatoi di accumulo interrati, dotati di disoleatore a coalescenza, il cui contenuto sarà smaltito presso centri autorizzati.

In caso di sversamenti accidentali in aree agricole, verranno attivate le seguenti azioni:

- informazione immediata delle persone addette all’intervento;
- interruzione immediata dei lavori;
- bloccaggio e contenimento dello sversamento, con mezzi adeguati a seconda che si tratti di acqua o suolo;
- predisposizione della reportistica di non conformità ambientale;
- eventuale campionamento e analisi della matrice (acqua e/o suolo) contaminata;
- predisposizione del piano di bonifica;
- effettuazione della bonifica;
- verifica della corretta esecuzione della bonifica mediante campionamento e analisi della matrice interessata.

Per i gas di scarico la riduzione potrà essere attuata facendo rispettare i turni lavorativi programmati. Inoltre, i mezzi impiegati dovranno rispondere ai limiti di emissione previsti dalle normative vigenti e dotati di sistemi di abbattimento del particolato. I sistemi di emissione saranno oggetto di controlli periodici che ne assicurino la piena funzionalità.

9.2.6 Inquinamento acustico

La tabella che segue mostra le tipologie di mezzi e macchinari di grossa stazza che potranno essere impiegati per la realizzazione delle opere

Tipologia di mezzo	Livello di potenza sonora [dB]	Fonte
Escavatore	108,0	Dato tratto dalla scheda 15.002 del documento INAIL 2015 dal titolo Abbassiamo il rumore nei cantieri edili
Autocarro	102,8	Dato tratto dalla scheda 3.005 del documento INAIL 2015 dal titolo Abbassiamo il rumore nei cantieri edili
Rullo	105,7	Dato tratto dalla scheda 47.003 del documento INAIL 2015 dal titolo Abbassiamo il rumore nei cantieri edili
Bobcat	113,1	Dato tratto dalla scheda 07.002 del documento INAIL 2015 dal titolo Abbassiamo il rumore nei cantieri edili
Carrello sollevatore	127,7	Dato tratto dalla scheda 10.002 del documento INAIL 2015 dal titolo Abbassiamo il rumore nei cantieri edili
Autobetoniera	106,9	Dato tratto dalla scheda 02.003 del documento INAIL 2015 dal titolo Abbassiamo il rumore nei cantieri edili
Autopompa cls.	109,5	Dato tratto dalla scheda 05.001 del documento INAIL 2015 dal titolo Abbassiamo il rumore nei cantieri edili
Autogrù	121,8	Dato tratto dalla scheda 04.004 del documento INAIL 2015 dal titolo Abbassiamo il rumore nei cantieri edili
Compressore	117,2	Dato tratto dalla scheda 12.001 del documento INAIL 2015 dal titolo Abbassiamo il rumore nei cantieri edili
Gruppo elettrogeno	119,8	Dato tratto dalla scheda 19.001 del documento INAIL 2015 dal titolo Abbassiamo il rumore nei cantieri edili
Mulino frantumatore	124,1	Dato tratto dalla scheda 41.001 del documento INAIL 2015 dal titolo Abbassiamo il rumore nei cantieri edili
Terna gommata con martello	122,0	Dato tratto dalla scheda 68.001 del documento INAIL 2015 dal titolo Abbassiamo il rumore nei cantieri edili
Vibrofinitri	> 105	Misurazioni del Comitato Paritetico Territoriale Torino

Tipologia di mezzo	Livello di potenza sonora [dB]	Fonte
ce		
Scarificatrice	103,0	https://appsricercascientifica.inail.it/profilo_di_rischio/Lavori_stradali/index.htm
Trivella per pali	137,0	Misurazioni del Comitato Paritetico Territoriale Torino

Tab. 30 – Tipologie di mezzi impiegati e livello di potenza sonora

Macchinari e mezzi d’opera dovranno rispondere alla normativa in materia di tutela dell’impatto acustico. Inoltre, per ridurre al minimo gli impatti si farà in modo che vengano rispettati i canonici turni di lavoro.

Allo stato attuale i Comuni di Mogorella e Villa S. Antonio, all’interno dei quali saranno installati gli aerogeneratori, non sono dotati di piano di zonizzazione acustica. Per tale motivo saranno applicati i limiti previsti dal DPCM 1991 di seguito riportati:

Comuni senza zonizzazione acustica del territorio		
DESTINAZIONE TERRITORIALE	DIURNO 6:00-22:00 [dB(A)]	NOTTURNO 22:00-6:00 [dB(A)]
Territorio nazionale (anche senza PRG)	70	60
Zona urbanistica A (D.M. 1444/68 -art 2)	65	55
Zona urbanistica B (D.M. 1444/68 -art 2)	60	50
Zona esclusivamente industriale	70	70

Tab. 31 – Zonizzazione acustica del territorio nazionale

ovvero i limiti di 70 dB (A) diurno e 60 dB(A) notturno.

Come anticipato, durante la realizzazione delle opere, saranno impiegati mezzi e attrezzature conformi alla direttiva macchine e in grado di garantire il minore inquinamento acustico. Non si prevedono lavorazioni durante le ore notturne a meno di effettive e reali necessità (in questi casi le attività notturne andranno autorizzate nel rispetto della vigente normativa). Adeguate schermi insonorizzanti saranno installati in tutte le zone dove la produzione di rumore supera i livelli ammissibili. Considerato che è molto probabile che i limiti di emissione supereranno i limiti imposti dalla norma, sarà cura del Proponente richiedere, al Comune interessato,

L’autorizzazione in deroga per cantiere temporaneo, come previsto dalla L. 477/95, art. 6.

In ogni caso, l’impatto sui ricettori più prossimi sarà limitato nel tempo, in quanto i cantieri si classificano come temporanei.

Ulteriori approfondimenti sono riportati nello Studio di Impatto Acustico, avente codice MOG-PA-R06. Dallo studio si ricava che in fase di costruzione non si produce un significativo impatto acustico sui luoghi.

9.2.7 Emissione di vibrazioni

Con riferimento alla mitigazione di tali impatti, si rinvia alla attuazione di idonee procedure da parte del datore di lavoro dell’impresa esecutrice. Tali procedure derivano dall’analisi del rischio vibrazioni prodotto dall’impiego di macchine e mezzi d’opera.

9.2.8 Smaltimento rifiuti

Come anticipato, le tipologie di rifiuto in fase di costruzione possono essere così compendiate:

- Imballaggi di varia natura.
- Sfridi di materiali da costruzione (acciai d’armatura, casseformi in legname o altro materiale equivalente, cavidotti in PEad corrugato, conduttori in rame/alluminio, materiali plastici, materiale elettrico/elettronico).
- Acque di lavaggio delle betoniere.
- Terre e rocce da scavo.

Per quanto riguarda le prime tre tipologie, si procederà con opportuna differenziazione e stoccaggio in area di cantiere. Quindi, si attuerà il conferimento presso siti di recupero/discariche autorizzati al riciclaggio.

Con riferimento alla produzione di materiali da scavo, questi sostanzialmente derivano dalle seguenti attività:

- Posa in opera di cavi di potenza in MT/AT.
- Realizzazione opere di fondazione.
- Realizzazione di nuove viabilità e piazzole.
- Adeguamenti di viabilità esistenti.
- Realizzazione di opere di sostegno.
- Realizzazione della SSEU.

I materiali provenienti dagli scavi se reimpiegati nell’ambito delle attività di provenienza non sono considerati rifiuti ai sensi dell’art. 185 co. 1, lett. c) del D. Lgs. 152/2006 e ss. mm. e ii., (Norme in materia ambientale), di cui di seguito i contenuti: *“Non rientrano nel campo di applicazione della parte quarta del presente decreto: ... c) il suolo non contaminato e altro materiale allo stato naturale escavato nel corso di attività di costruzione, ove sia certo che esso verrà riutilizzato a fini di costruzione allo stato naturale e nello stesso sito in cui è stato escavato, le ceneri vulcaniche, laddove riutilizzate in sostituzione di materie prime all’interno di cicli produttivi, mediante processi o metodi che non danneggiano l’ambiente né mettono in pericolo la salute umana”*.

In particolare, il materiale proveniente dagli scavi per la posa dei cavi MT/AT sarà stoccato nei pressi delle trincee di scavo a debita distanza (non inferiore a 1,00 m) al fine di evitare cedimenti degli scavi. Il materiale così stoccato sarà opportunamente segnalato con apposito nastro rosso e bianco. Il materiale da scavo proveniente da:

- ✓ attività di preparazione delle viabilità, delle piazzole a servizio degli aerogeneratori,
- ✓ attività di scavo per la realizzazione delle opere di fondazione,
- ✓ attività di site preparation propedeutiche alla realizzazione della SSEU,

sarà stoccato in aree limitrofe alle aree di cantiere e anche in questo caso segnalato in modo idoneo. Inoltre, nell’ambito del Piano di gestione delle terre e rocce da scavo, ove necessario, saranno individuate apposite aree “polmone” in cui stoccare il materiale escavato e non immediatamente reimpiegato.

Pertanto, laddove possibile, il materiale da scavo sarà integralmente riutilizzato nell’ambito dei lavori. Ove dovesse essere necessario, il materiale in esubero sarà conferito presso sito autorizzato alla raccolta e al riciclaggio di inerti non pericolosi. La Società Proponente l’impianto si farà onere di procedere alla caratterizzazione chimico-fisica del materiale restante, a dimostrazione che lo stesso ha caratteristiche tali da potere essere conferito presso sito autorizzato. Nel caso in cui i materiali dovessero classificarsi come rifiuti, ai sensi della vigente normativa, la Società si farà carico di inviarli presso discarica autorizzata.

Per i dettagli sul bilancio delle terre e rocce da scavo, si rinvia alla relazione del progetto definitivo, avente codice MOG-PA-R04.

In definitiva in fase di realizzazione dell’impianto, attese le considerazioni di cui sopra, si può considerare trascurabile la produzione di rifiuti con estremo beneficio ambientale.

9.2.9 Rischio per il paesaggio/ambiente

Con riferimento alle alterazioni visive, in fase di cantiere si prevede di rivestire le recinzioni provvisorie delle aree, con una schermatura costituita da una rete a maglia molto fitta di colore verde, in grado di integrarsi con il contesto ambientale.

Per quel che concerne l’inquinamento delle acque superficiali, si avrà l’accortezza di ridurre al minimo indispensabile l’abbattimento delle polveri che crea comunque un ruscellamento di acque che possono intorbidire le acque superficiali che scorrono sui versanti limitrofi all’area lavori. Si tratterà, comunque di solidi sospesi di origine non antropica che non pregiudicano l’assetto microbiologico delle acque superficiali.

Inoltre, come anticipato, per la preservazione delle acque di falda si prevede che i mezzi di lavoro vengano parcheggiati su aree rese impermeabili, attraverso l’impiego di teli in materiale plastico da collocare sul suolo, in modo che eventuali perdite di olii o carburanti o altri liquidi a bordo macchina siano captate e convogliate presso opportuni serbatoi di accumulo interrati, dotati di disoleatore a coalescenza, il cui contenuto sarà smaltito presso centri autorizzati.

9.3 MISURE DI MITIGAZIONE IN FASE DI ESERCIZIO DELL’IMPIANTO

9.3.1 Generalità

Come già anticipato, considerato che la fase di gestione potrà essere interessata da lavorazioni simili a quelle della fase di cantiere, sono stati considerati i medesimi impatti evidenziati per la fase di cantiere stessa.

Fermo restando quanto già definito e descritto per la fase di cantiere, il presente capitolo riguarderà esclusivamente quegli impatti che hanno effetti differenti a causa dell’esercizio dell’impianto. Nella fattispecie saranno approfonditi i seguenti temi:

- Impatto sulle biodiversità.
- Inquinamento acustico.
- Emissioni di vibrazioni.
- Smaltimento rifiuti.
- Rischio per il paesaggio/ambiente.

Inoltre, saranno inseriti i seguenti impatti:

- Emissione di radiazioni.

- Rischio per la salute umana.
- Cumulo con effetti derivanti da progetti esistenti e/o approvati.

Per i temi relativi a:

- Utilizzazione di risorse idriche.
- Emissioni di inquinati/gas serra,

si rinvia a quanto trattato per la fase di costruzione.

9.3.2 Utilizzazione di territorio

In fase di esercizio non si prevede impatto su territorio. a meno di:

- ✓ opere di manutenzione straordinaria sugli aerogeneratori (in tal caso bisognerà ripristinare le piazzole ausiliarie per l’assemblaggio della gru principale).
- ✓ manutenzione dell’elettrodotto: si può configurare impatto sul territorio, a causa dell’apertura di cantieri stradali, seppure temporanei. Le misure di mitigazione consistono sostanzialmente nel limitare nel tempo l’apertura degli scavi.

Si ricordi che saranno ripristinate come ante operam tutte le aree non strettamente necessarie all’esercizio dell’impianto (ci si riferisce, in particolare, agli adeguamenti della viabilità, alle piazzole ausiliarie per l’assemblaggio della gru principale necessaria all’erection degli aerogeneratori, alle aree occupate per l’organizzazione delle lavorazioni).

Eventuali manutenzioni in area SSEU non provocheranno impatto, in quanto avverranno all’interno dell’area stessa: pertanto non si prevedono mitigazioni.

9.3.3 Utilizzazione di suolo

Anche in questo caso non si prevede impatto sul suolo, a meno di opere di manutenzione straordinaria sugli aerogeneratori (in tal caso bisognerà ripristinare le piazzole ausiliarie per l’assemblaggio della gru principale).

Tutte le aree occupate temporaneamente saranno restituite all’ambiente come ante operam. La compattazione degli strati superficiali sarà annullata, restituendo alla coltre superficiale caratteristiche prettamente naturali. La stessa cura sarà riservata per le superfici:

- ✓ utilizzate per i necessari adeguamenti temporanei della viabilità esistente (nel caso dei trasporti eccezionali);
- ✓ impiegate per l’organizzazione del cantiere.

Con riferimento all’area SSEU non si registrano impatti sul suolo in quanto durante l’esercizio

eventuali attività di manutenzione ordinaria/straordinaria avverranno certamente all’interno del sito in corrispondenza del quale sorge la SSEU stessa. Quindi, non occorrono mitigazioni.

9.3.4 Impatto sulle biodiversità

In tale ambito, i principali tipi di impatto degli impianti eolici, durante il proprio esercizio, sono relativi all’avifauna e potrebbero comportare:

- lievi modifiche dell’habitat;
- eventualità di decessi per collisione;
- possibile variazione della densità di popolazione.

Come evidenziato al paragrafo 3.2.16, gli aerogeneratori saranno installati al di fuori di aree non idonee per impianti eolici da FER e, con particolare riferimento alla componente ambientale in esame, si ricorda che i siti di impianto non ricadono in:

- SIC (Siti di Importanza Comunitaria).
- ZPS (Zone di Protezione Speciale).
- ZSC (Zone Speciali di Conservazione).
- IBA (Important Bird Areas).
- Siti Ramsar (zone umide).
- Oasi di protezione e rifugio della fauna.

Con riferimento all’avifauna si rinvia integralmente alle considerazioni di cui agli elaborati del progetto denominati MOG-PA-R10 - STUDIO FAUNISTICO, MOG-PA-R11 - PIANO DI MONITORAGGIO DELL’AVIFAUNA E DELLA CHIROTTEROFAUNA, in cui a seguito di un’approfondita analisi territoriale si afferma che la realizzazione dell’impianto non implica significative incidenze negative per l’ecosistema e per le specie di fauna presente.

In questa sede va osservato che ormai da anni sono in corso monitoraggi dell’avifauna presso siti in corrispondenza dei quali sono installati impianti eolici. Di tali monitoraggi sono disponibili i risultati. Questi hanno messo in evidenza che le varie specie avifaunistiche si sono adattate alla presenza degli impianti e frequentano l’area costantemente, cacciando e/o foraggiando anche nei dintorni dei vari singoli sostegni degli aerogeneratori. Inoltre, tendono a spostarsi da un versante a un altro, attraversando perpendicolarmente in più punti gli impianti stessi, senza esserne assolutamente disturbati.

Sulla base di queste considerazioni e con riferimento all’impianto in argomento, si può ipotizzare un impatto sull’avifauna blando. A ciò si aggiunga quanto segue:

- il nuovo impianto prevede aerogeneratori posti a distanza superiore a 500 m: ciò assicura corridoi ampi tra una turbina e l’altra, cosa che comporta un più agevole passaggio dell’avifauna tra gli ostacoli;
- il rotore del nuovo aerogeneratore prevede una velocità massima di rivoluzione pari al massimo a 10,6 rpm: una velocità di rivoluzione bassa consente una maggiore visibilità dell’ostacolo.

Come per le specie di avifauna, anche la possibile presenza di chiroteri sarà oggetto di apposito monitoraggio come indicato nell’elaborato avente codice MOG-PA-R11. Si osservi, in questa sede, che l’area su cui sorgeranno gli aerogeneratori è di tipo collinare, con elevazioni sul livello del mare comprese tra i 260 e i 360 m, con scarsa presenza di cavità naturali predilette da chiroteri per la stasi diurna in attesa dell’attività notturna. Inoltre, i chiroteri volano molto vicini al suolo prediligendo il volo nei pressi di alberi e cespugli dove possono trovare più abbondante cibo.

Al fine di individuare la presenza di specie volatili nei pressi dell’area parco, La Società proponente ha presentato un idoneo piano di monitoraggio che prevede opportune attività di monitoraggio sia in fase di cantiere che in fase di esercizio del nuovo impianto.

Fatta questa doverosa premessa sulla presenza di avifauna nell’area in esame, di seguito si riportano le risultanze di alcuni studi effettuati a livello mondiale.

Secondo alcuni autori, la perdita di habitat potrebbe rappresentare un aspetto significativo almeno in Europa; l’Unione Europea ha emanato specifiche norme proprio per la protezione di habitat di particolare importanza per gli uccelli selvatici, quali:

- la Direttiva 79/409/CE sulla conservazione degli uccelli selvatici,
- la Convenzione per la protezione degli uccelli acquatici firmata a Ramsar nel 1971,
- la Convenzione relativa alla conservazione delle specie migratorie appartenenti alla fauna selvatica, redatta a Bonn nel 1979.

In questo studio si presenta una rassegna di dati ed informazioni tratti dalla letteratura disponibile. Si riportano, inoltre, i dati di mortalità dell’avifauna per cause diverse, considerando, infine, le possibili mitigazioni dell’impatto dovuto alla presenza di aerogeneratori.

È noto che tutti i manufatti di considerevole altezza (camini, tralicci, palazzi, ripetitori per le

telecomunicazioni) rappresentano ostacoli per gli uccelli, che possono subire impatti per collisione durante il volo. Soprattutto le strutture lineari quali le linee in Alta Tensione per il trasporto dell’energia sono fonti di rischio, ed ogni anno si può constatare il numero di animali che subiscono danni a seguito di collisioni contro questi ostacoli.

A seguito di queste considerazioni è stato esaminato il problema in relazione agli aerogeneratori, che, pur essendo più bassi di altre strutture rappresentano comunque degli ostacoli fissi.

Nel 1992 sono stati effettuati degli esperimenti con i piccioni domestici, partendo dal presupposto che, dal comportamento del piccione comune, si poteva comunque studiare il comportamento generale degli uccelli in presenza di turbine. Le osservazioni effettuate portarono a concludere che i piccioni “imparavano” ad evitare questi ostacoli: solo lo 0,13% degli animali testati ebbe collisioni con le turbine.

Nelle principali zone dove sono da tempo in funzione impianti eolici sono state effettuati monitoraggi e indagini per verificare l’incidenza della mortalità nell’area interessata dalle turbine rispetto a quella calcolata in aree limitrofe. Studi specifici sono stati condotti soprattutto in USA, nell’impianto Altamont Pass e in Spagna nella centrale di Tarifa. Entrambi gli impianti sono siti in zone di particolare interesse per l’avifauna.

La centrale eolica di Altamont Pass si trova a circa 90 km a est da S. Francisco, in un territorio arido; la zona è collinosa, con rilievi tra i 230 e i 470 m s.l.m. Vi sono collocate circa 5000 turbine con potenza variabile.

Tarifa è sita sulla sponda spagnola dello Stretto di Gibilterra, su una delle principali rotte migratorie del Mediterraneo; è dichiarata “Area di Speciale protezione per l’Avifauna” ai sensi della Direttiva 79/409/CE, ed è anche dichiarata parco naturale dal Governo Andaluso. Sono presenti soprattutto migratori notturni, prevalentemente passeriformi, ma anche cicogne e rapaci. L’impianto eolico è costituito da 444 turbine per una potenza installata di circa 200 MW.

In Europa i primi studi sono stati effettuati a fine anni ‘70, quando sono stati installati i primi aerogeneratori, principalmente in Svezia, Danimarca e Germania.

Gli impianti eolici, nelle aree del Nord Europa, sono spesso vicini alle linee di costa o offshore, e quindi le specie a rischio, oggetto di indagine, sono prevalentemente uccelli acquatici.

Di seguito si riporta una tabella di riepilogo dei tassi di mortalità di uccelli a causa di collisioni

con aerogeneratori in diversi luoghi tra Stati Uniti ed Europa.

Tabella 1 – Tassi di mortalità per collisione di uccelli (individui · aerogeneratore ⁻¹ · anno ⁻¹) negli Stati Uniti e in Europa		
Luogo	Ind. aer ⁻¹ . a ⁻¹	Autore
Altamont (California)	0,11 – 0,22	Thelander e Rugge, 2001
Buffalo Ridge (Minnesota)	0,57	Strickland et al., 2000
Altamont (California)		Erickson et al., 2001
Buffalo Ridge (Minnesota)	0,883 – 4,45	Erickson et al., 2001
Foot Creek Rim (Wyoming)	1,75	Erickson et al., 2001
United States	2,19	Erickson et al., 2001
Tarifa (Spagna)	0,03	Janss 1998
Tarifa (Spagna)	0	Janss et al., 2001
Navarra (Spagna)	0,43	Lekuona e Ursua, 2007
Francia	0	Percival, 1999
Sylt (Germania)	2,8 - 130	Benner et al., 1993
Helgoland (Germania)	8,5 - 309	Benner et al., 1993
Zeebrugge (Belgio)	16 - 24	Everaert e Kuijken, 2007
Brugge (Belgio)	21 - 44	Everaert e Kuijken, 2007
Olanda	14,6 - 32,8	Winkelman, 1994
Olanda	2-7	Musters et al., 1996
Norvegia		Follestad et al., 2007

Fonte: elaborazione degli autori su dati di bibliografia

Tab. 32 – Tassi di mortalità per collisione di uccelli

Le osservazioni effettuate a Tarifa indicano che i migratori volano a quote più alte, quando sorvolano l’area della centrale eolica (le altezze di volo si attestano a quote che risultano maggiori rispetto alle dimensioni delle macchine installate, mentre nelle zone limitrofe si mantengono a quote inferiori).

Nei Paesi Bassi, dove sono presenti centrali eoliche offshore (lago di IJsselmer), sono stati effettuati studi sugli uccelli acquatici (anatre tuffatrici, moraglioni) e sui trampolieri, che hanno spesso un’attività notturna. Dagli studi emerge come in caso di notti luminose (luna piena) gli animali siano in grado di evitare gli ostacoli spostandosi parallelamente all’allineamento degli impianti, mentre durante le notti buie, le deviazioni dalla rotta principale di volo sono minime. Per quanto riguarda le altezze di volo degli uccelli, queste risultano molto variabili sia da specie a specie, che, nell’ambito della stessa specie, a causa di particolari situazioni ambientali o etologiche, e comunque non ci sono dati certi per l’oggettiva difficoltà delle valutazioni.

In alcuni casi si osserva una variazione nell’altezza di volo tra le ore notturne e quelle diurne; molti migratori notturni volano ad altezze maggiori di quella a rischio di impatto con le turbine; quindi, il rischio di collisione è presente solo quando discendono a terra.

Le ricerche svolte a Tarifa, hanno mostrato che gli uccelli usualmente evitano le aree occupate dagli aerogeneratori: cambiamenti nella direzione di volo sono registrati con maggior frequenza in vicinanza degli impianti eolici. Gli uccelli migratori quali rondini (*Hirundo rustica*), balestrucci (*Delichon urbica*) e cicogne (*Ciconia ciconia*) tendono a volare a quote più elevate quando sorvolano l’area degli impianti eolici, mentre quelli stanziali come i grifoni (*Griffon Vultures*) non mostrano tale comportamento, probabilmente perché maggiormente adattati alla presenza delle turbine. Gli uccelli stanziali possono avere maggiori probabilità di entrare in collisione con gli aerogeneratori, visto che tendono a volare più basso e a passare più tempo nell’area.

In conclusione, dalla letteratura consultata, si può affermare che gli impianti eolici rappresentano per l’avifauna un rischio contenuto, essendo stati riscontrati valori di mortalità inferiori a quelli derivanti da collisioni con altri manufatti quali linee elettriche, torri per telecomunicazioni, etc.

Nel complesso, l’avifauna mostra un buon adattamento alle mutate condizioni ambientali, adottando strategie di volo che permettano di evitare gli ostacoli. Nel corso del tempo, nelle aree dove sono presenti aerogeneratori, si registra una sensibile riduzione delle collisioni (già di per sé su valori molto bassi).

Non sono emerse specifiche evidenze di criticità tra gli impianti eolici (collocati in vicinanza di rotte migratorie) e l’avifauna in passo, poiché gli uccelli usualmente individuano gli ostacoli e modificano l’altezza di volo, transitando sugli impianti ad altezze maggiori. Soltanto la migrazione notturna può costituire un fattore di rischio più elevato; la probabilità di incidenti risulta comunque condizionata dalle situazioni meteorologiche, quali la scarsa visibilità e la direzione e la forza del vento, fattori che condizionano le modalità di volo degli uccelli, costringendoli spesso a volare a quote più basse.

In ogni caso verranno adottate apposite cautele rappresentate da:

- Utilizzo di torri tubolari anziché a traliccio.
- Accorgimenti per rendere visibili le macchine.
- Utilizzo di generatori a bassa velocità di rotazione delle pale.
- Interramento ed isolamento dei conduttori.

9.3.5 Inquinamento acustico

Si rinvia integralmente alle conclusioni dello Studio di impatto acustico, codice MOG-PA-R06.

Di seguito alcune considerazioni di carattere generale. In fase di esercizio l’impatto principale è dovuto al funzionamento degli aerogeneratori.

Dalle evidenze riportate nello Studio di impatto acustico, il progetto, in riferimento alle disposizioni legislative attualmente in vigore, non produce significativo impatto acustico sui luoghi circostanti nella fase in esame.

In particolare, nello studio, dopo un’analisi del contesto insediativo ed individuazione dei ricettori sensibili, è stata condotta la valutazione previsionale del rumore prodotto dal parco eolico durante l’esercizio, considerando il funzionamento continuativo degli aerogeneratori al massimo regime emissivo. Per la stima del rumore residuo ante operam è stata eseguita una ampia campagna fonometrica che ha indagato le aree prossime ai ricettori individuati e le aree prive di ricettori ma interessate dalla realizzazione del parco eolico, simulando quindi l’attività nelle peggiori condizioni di esercizio, inferiori ai valori di immissione ed emissione prescritti dalla legge quadro sull’inquinamento acustico.

Anche il livello differenziale di immissione rilevato presso i ricettori più vicini risulta inferiore al limite imposto dalla normativa per tutti i casi analizzati.

9.3.6 Emissione di vibrazioni

Con riferimento alle vibrazioni prodotte dal funzionamento dell’aerogeneratore, si evidenzia che le turbine sono dotate di un misuratore dell’ampiezza di vibrazione, che è costituito da un pendolo collegato ad un microswich che ferma l’aerogeneratore nel caso in cui l’ampiezza raggiunge il valore massimo di 0.6 mm. La presenza di vibrazione rappresenta una anomalia al normale funzionamento tale da non consentire l’esercizio della turbina.

Inoltre, la navicella, che potrebbe essere sede di vibrazione, è montata su un elemento elastico, costituito dalla torre di forma tronco-conica in acciaio alta 115 m, che rappresenta una entità smorzante. Circa la frequenza delle eventuali vibrazioni, questa è compresa tra 0 e 0,32 Hz (corrispondente alla massima velocità di rotazione del rotore, pari a circa 10,6 rpm).

La normativa di riferimento per la valutazione del rischio di esposizione da vibrazioni è la ISO/R2631. La norma collega la frequenza delle vibrazioni con il tempo di esposizione secondo una ben precisa metodologia. In particolare, l’applicazione del metodo trova riscontro sperimentale nell’intervallo tra le 4 e le 8 ore e considera vibrazioni con frequenza maggiore di 1 Hz.

Come detto, nel caso degli aerogeneratori le vibrazioni prodotte hanno frequenza massima

pari a circa 0,32 Hz: pertanto, gli impatti dovuti alle vibrazioni sono da considerarsi non significativi.

9.3.7 Emissione di radiazioni

Di seguito si riportano le conclusioni della Relazione sull’impatto elettromagnetico, elaborato denominato Studio dei Campi Elettromagnetici con codice MOG-CE-R06, cui si rinvia per tutti i dettagli del caso.

Nella relazione è stato condotto uno studio analitico volto a valutare l’impatto elettromagnetico delle opere da realizzare e, sulla base delle risultanze, individuare eventuali fasce di rispetto da apporre al fine di garantire il raggiungimento degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici, secondo il vigente quadro normativo. Una volta individuate le possibili sorgenti dei campi elettromagnetici, per ciascuna di esse è stata condotta una valutazione di tipo analitico, volta a determinare la consistenza dei campi generati dalle sorgenti e l’eventuale Distanza di Prima Approssimazione (DPA).

Di seguito i principali risultati:

- **Elettrodotti interrati in MT:**

- nel caso di cavi elicordati (sezioni 120-300 mm²) i campi elettromagnetici sono trascurabili, non è necessaria l’apposizione di alcuna fascia di rispetto
- nel caso di cavi unipolari posati a trifoglio con una singola terna di cavi nella sezione di scavo, non risulta necessaria l’apposizione di alcuna fascia di rispetto;
- nel caso di cavi unipolari posati a trifoglio con due terne di cavi in parallelo di sezione 630 mm², i campi elettromagnetici risultano di modesta entità, di poco superiori agli obiettivi di qualità, ma comunque inferiori ai limiti imposti dalla normativa.
- Sono state individuate differenti casistiche, in funzione del numero di terne parallele posate all’interno della stessa sezione di scavo, e per ciascuna di esse è stata determinata la DPA corrispondente. In tutti i casi, l’entità delle DPA è tale da ricadere all’interno della carreggiata stradale lungo la quale giacciono i cavidotti, senza interferenze con luoghi da tutelare.

- **Elettrodotto interrato in AT di collegamento tra le stazioni elettriche:** i campi elettromagnetici risultano più intensi in prossimità degli elettrodotti AT, ma trascurabili

all’esterno dell’area della SSEU e della SE. È stata individuata la fascia di rispetto, ricadente per lo più nelle aree di pertinenza delle due Stazioni e della viabilità di accesso, senza interferenze con luoghi da tutelare.

- **Sottostazione elettrica di utente:** i campi elettromagnetici risultano più intensi in prossimità delle apparecchiature AT, ma trascurabili all’esterno dell’area della sottostazione. È stata individuata la fascia di rispetto, ricadente per lo più nelle aree di pertinenza della SSEU e all’interno della limitrofa SE Terna o della viabilità di accesso, senza interferenze con luoghi da tutelare.
- **Aerogeneratori:** campi elettromagnetici trascurabili, non è necessaria l’apposizione di alcuna fascia di rispetto.

In conclusione, è possibile affermare che per tutte le sorgenti di campi elettromagnetici individuate, le emissioni risultano essere al di sotto dei limiti imposti dalla vigente normativa.

9.3.8 Smaltimento rifiuti

Come anticipato, l’esercizio dell’impianto comporta, generalmente, la produzione delle seguenti tipologie di rifiuto:

Codice CER	Breve descrizione
130208	altri oli per motori, ingranaggi e lubrificazione
150106	imballaggi in materiali misti
150110	imballaggi misti contaminati
150202	materiale filtrante, stracci
160107	filtri dell'olio
160122	componenti non specificati altrimenti
160214	apparecchiature elettriche fuori uso
160601	batterie al piombo
200121	neon esausti integri
160114	liquido antigelo
160213	materiale elettronico

Tab. 33 – Tipologia di rifiuto distinta in funzione del codice CER

La tabella riporta i codici CER che individuano univocamente la tipologia di rifiuto. Ciò consentirà l’idonea differenziazione in modo da consentirne uno smaltimento controllato attraverso ditte specializzate.

9.3.9 Rischio per la salute umana

Con riferimento ai rischi per la salute umana di seguito si ricordano quelli possibili:

- Effetti dovuti all’inquinamento acustico.
- Effetti derivanti dalla radiazione elettromagnetica.
- Effetti dovuti alle vibrazioni.
- Incidenti dovuti al distacco di elementi rotanti.
- Effetti derivanti dal fenomeno di shadow flickering
- Incidenti dovuti al crollo della torre di sostegno.

Per quel che concerne gli impatti legati all’inquinamento acustico, alla emissione di radiazioni e alla emissione di vibrazioni, si rinvia ai paragrafi precedenti.

Mentre per gli altri impatti si rinvia alle seguenti relazioni specialistiche:

- Studio sugli effetti dello Shadow Flickering – codice MOG-PA-R07.
- Analisi degli effetti della rottura degli organi rotanti – codice MOG-PA-R08.

Per eventuali incidenti dovuti al crollo della torre va evidenziato che la Società si farà carico di monitorare costantemente la verticalità degli aerogeneratori al fine di scongiurare danni a cose e /o persone. In quest’ultimo caso, atteso che gli aerogeneratori saranno realizzati in area agricola fuori da centri abitati, essendo molto bassa la probabilità che un crollo possa verificarsi, è praticamente nulla la probabilità che il crollo possa coinvolgere persone.

9.3.10 Rischio per il paesaggio/ambiente

Per quanto attiene all’inserimento nel paesaggio si è cercato di attuare nei modi più opportuni *l’integrazione* di questa nuova tecnologia con l’ambiente; ciò è possibile grazie all’esperienza che si è resa disponibile tramite gli studi che sono stati condotti su progetti e impianti esistenti. L’attenzione principale è stata posta sull’inserimento nel paesaggio/ambiente dell’aerogeneratore. I fattori presi in considerazione sono:

- L’altezza delle torri: lo sviluppo in altezza delle strutture di sostegno delle turbine è uno degli elementi principali che influenzano l’impatto sul paesaggio. Per la determinazione dell’altezza delle torri si è tenuto conto delle caratteristiche morfologiche del sito e dei punti di vista dalle vie di percorrenza nel suo intorno; il valore dell’impatto visivo sarà quindi influenzato, in assenza di altri fattori, dalla larghezza del sostegno tronco-conico dell’aerogeneratore e dalla distanza e posizione

dell’osservatore; perciò le turbine del parco in questione sono state disposte tenendo conto della percezione che di esse si può avere dalle strade di percorrenza che interessano il bacino visivo; rispetto ad esse il parco eolico risulta disposto in modo tale che se ne abbia sempre una visione d’insieme; ciò consente l’adozione di torri anche di misura elevata pur mantenendo la percezione delle stesse in un’unica visione.

- La forma delle torri e del rotore: dal punto di vista visivo la forma di un aerogeneratore, oltre che per l’altezza, si caratterizza per il tipo di torre, per la forma del rotore e per il numero delle pale.

Le torri a traliccio hanno una trasparenza piuttosto accentuata. Tuttavia, attesa la larghezza della base, queste sono piuttosto visibili nella visione da media e lunga distanza; nella visione ravvicinata, la diversità di struttura fra le pale del rotore, realizzate in un pezzo unico, e il traliccio crea un certo contrasto.

La relativa continuità di struttura fra la torre tubolare (di forma troncoconica) e le pale conferisce alla macchina una sorta di maggiore omogeneità all’insieme, così da potergli riconoscere un valore estetico maggiore che, in sé, non disturba. Inoltre, la larghezza di base dimezzata rispetto alla torre a traliccio, rende la torre meno visibile sulla media/lunga distanza. Anche le caratteristiche costruttive delle pale e della rotazione hanno un impatto visivo importante; ormai sono in uso quasi esclusivamente turbine tripala; non solo risultano migliori per macchine più potenti ma, avendo una rotazione lenta (pari per la macchina scelta per questo progetto al massimo a 10,6 rpm), risultano più riposanti alla vista, ed hanno una configurazione più equilibrata sul piano geometrico.

- Il colore delle torri di sostegno: il colore delle torri ha una forte influenza sulla visibilità dell’impianto e sul suo inserimento nel paesaggio; si è scelto di colorare le torri delle turbine eoliche di bianco, per una migliore integrazione con lo sfondo del cielo, applicando gli stessi principi usati per le colorazioni degli aerei militari che devono avere spiccate caratteristiche mimetiche.
- Lo schema plano-altimetrico dell’impianto: nel caso specifico, l’impatto visivo atteso è in linea con altri impianti esistenti, poiché la disposizione delle torri è tale da conseguire ordine e armonia, con macchine tutte dello stesso tipo.
- La viabilità: la viabilità per il raggiungimento del sito non pone problemi di inserimento paesaggistico, essendo in buona parte esistente; oltretutto si presenta in

buone condizioni e sufficientemente ampia in quasi tutto il percorso a meno di adeguamenti puntuali per il trasporto dei main components dell’aerogeneratore. Per la realizzazione dei tratti di servizio che condurranno sotto le torri si impiegherà tout-venant e misto granulometrico, ovvero materiali naturali simili a quelli impiegati nelle aree limitrofe e secondo modalità ormai consolidate poste in essere presso altri siti.

- Linee elettriche: i cavi di trasmissione dell’energia elettrica si prevedono interrati; inoltre, questi correranno (per la maggior parte) lungo i fianchi della viabilità, all’interno della stessa, comportando il minimo degli scavi lungo i lotti del sito.

Per tutti i dettagli dell’inserimento fotografico si rinvia all’elaborato dal titolo Rendering e Fotoinserimenti, avente codice MOG-PA-T33. Si rinvia, inoltre, all’elaborato dal titolo Analisi di intervisibilità, avente codice MOG-PA-R14.

9.3.11 Cumulo con effetti derivanti da progetti esistenti e/o approvati

Come anticipato, il nuovo parco si trova nei pressi di un impianto esistente che si trova a circa 3 km in direzione Nord-Ovest rispetto ai siti degli aerogeneratori proposti.

Va evidenziato che gli aerogeneratori di progetto sono posti a distanza fra di loro non inferiore a 500 m. Le distanze indicate assicurano la presenza di corridoi idonei all’eventuale transito di avifauna.

Altro aspetto rilevante, ai fini dell’impatto cumulativo, è sicuramente l’intervisibilità degli aerogeneratori nel loro insieme e insieme agli aerogeneratori di altro produttore. L’effetto dell’impianto in argomento cumulato con quello dell’unico impianto esistente rilevato non comporta particolari aggravii per i centri abitati limitrofi che si trovano a distanze significative e mitiganti rispetto ai siti di impianto (si consulti in proposito l’elaborato grafico dal titolo Carta con distanze da considerare per gli impianti eolici, avente codice MOG-PA-T32). L’impatto cumulativo visivo in questo caso sarà attenuato anche dall’articolazione del paesaggio che non offre punti di osservazione particolarmente favorevoli da tali nuclei abitati (si consulti in merito l’elaborato dal titolo Rendering e Fotoinserimenti, codice MOG-PA-T33).

Le caratteristiche dell’uso del suolo sono prevalentemente agricole con bassa densità abitativa, tali da non comportare impatti significativi cumulativi sulla componente uso del suolo o sull’assetto demografico.

Per quanto riguarda l’eventuale impatto cumulativo di rumore, non si ravvedono impatti significativi visto che l’impianto più vicino esistente è sufficientemente distante e che nelle

immediate vicinanze agli aerogeneratori in progetto non ricadono recettori sensibili.

Sull’atmosfera e sui fattori climatici non si prevedono impatti cumulativi in quanto sia l’impianto eolico in progetto, che l’impianto limitrofo si caratterizzano per l’assoluta assenza di emissioni inquinanti di qualunque tipo. Piuttosto, trattandosi di generazione di energia originata da fonte rinnovabile, le opere in progetto contribuiranno alla riduzione delle emissioni in atmosfera.

Sulle componenti suolo e vegetazione, poiché le opere interesseranno suoli agricoli, l’effetto cumulativo si esplicherà essenzialmente nella somma delle superfici sottratte. Tale effetto potrebbe risultare significativo solo in fase di cantiere. A regime fatta eccezione per gli ingombri delle opere, verrà ripristinato lo stato di fatto e le pratiche agricole potranno essere condotte nell’immediato intorno delle piazzole a servizio degli aerogeneratori.

Sulla componente sottosuolo le interferenze sono dovute alle opere di fondazione. Trattandosi di opere puntuali e distanziate, non si prevedono effetti di cumulo.

Sulla componente acqua superficiale, in considerazione del fatto che il funzionamento dell’impianto eolico non determina scarichi, non si prevedranno impatti cumulativi.

Per quanto riguarda la componente acqua sotterranea, le uniche interazioni possono riguardare le opere di fondazioni profonde (fondazioni torri). Trattandosi tuttavia di opere puntuali e distanziate non si prevedranno effetti di cumulo.

Per quanto riguarda, infine, le emissioni elettromagnetiche ed i campi elettrici elettromagnetici della rete di collegamento interna del parco e di collegamento alla rete elettrica nazionale, poiché le emissioni stesse si abbattano già a breve distanza dall’asse delle opere (rientrando così nei limiti previsti dalla norma), non si evidenziano significativi impatti cumulativi.

9.4 MISURE DI MITIGAZIONE IN FASE DI SMONTAGGIO DELL’IMPIANTO

9.4.1 Utilizzazione di territorio

L’impiego di porzioni di territorio per attuare lo smantellamento dell’impianto è assolutamente temporaneo. Le porzioni occupate saranno restituite all’ambiente come ante operam alla fine delle attività.

9.4.2 Utilizzazione di suolo

Si evidenzia che la fase di dismissione comporterà il ripristino del suolo come ante operam,

annullando le compattazioni necessarie per conferire alle piazzole la portanza necessaria per attuare lo smontaggio. Si farà in modo di restituire caratteristiche naturali agli strati superficiali del suolo. Lo stesso sarà attuato per l’area occupata dalla SSEU.

9.4.3 Utilizzazione di risorse idriche

Si rinvia a quanto indicato per la fase di costruzione.

9.4.4 Impatto sulle biodiversità

I siti interessati dalle attività di smantellamento sono caratterizzati da una scarsa presenza vegetazionale. L’impatto sulla vegetazione e sugli ecosistemi esistenti risulta essere di minima entità. Si ribadisce quanto trattato per la fase di costruzione cui si rinvia per tutti i dettagli del caso.

9.4.5 Emissione di inquinanti/gas serra

Anche in questo caso si rinvia a quanto indicato per la fase di costruzione.

9.4.6 Inquinamento acustico

Si rinvia a quanto indicato per la fase di costruzione.

9.4.7 Emissione di vibrazioni

Si rinvia a quanto indicato per la fase di costruzione.

9.4.8 Smaltimento rifiuti

I prodotti dello smantellamento dell’impianto (acciaio delle strutture di sostegno, calcestruzzo delle opere di fondazione, aerogeneratori, cavi MT/AT e apparecchiature elettriche ed elettromeccaniche) saranno oggetto di una attenta valutazione che avrà come obiettivo la massimizzazione del riutilizzo degli stessi.

In particolare, si prediligerà il recupero e la vendita di:

- Aerogeneratori.
- Acciaio delle torri di sostegno.
- Anima in alluminio dei cavi di potenza in MT/AT.

- Conduttori in rame della maglia di terra.
- Apparecchiature elettriche ed elettromeccaniche.
- Trasformatore MT/AT in area SSEU.

I conglomerati cementizi, costituenti le fondazioni delle torri e delle opere civili in area SSEU saranno demoliti e conferiti a discarica, così come l’involucro esterno dei cavi in MT/AT.

Ove le operazioni di vendita non dovessero essere realizzabili, nel lungo periodo si procederà con l’attuazione di un programma di smaltimento che favorirà il conferimento delle componenti non vendute presso idonei impianti di recupero e non presso discariche, al fine di non sovraccaricare l’ambiente con rifiuti che possono essere oggettivamente recuperati.

9.5 PROGETTO DI MONITORAGGIO AMBIENTALE, PMA

9.5.1 Generalità

Il Progetto di Monitoraggio Ambientale (PMA) è previsto dall’art. 22, punto 3 lettera e) del D. Lgs. 152/2006 e ss. mm. e ii..

Per la sua redazione si farà riferimento alle “*Linee Guida per la predisposizione del Progetto di Monitoraggio Ambientale (PMA) delle opere soggette a procedure di VIA* nella Rev. 1 del 16/06/2014, redatte dall’allora MATTM (oggi Ministero della Transizione Ecologica), dal Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo e dall’Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, ISPRA.

Di seguito si esplicitano le motivazioni poste a fondamento del Monitoraggio Ambientale, MA, tratte dalle Linee Guida.

Nella fattispecie il MA rappresenta l’insieme di azioni, successive alla fase decisionale, che consentono di verificare attraverso la rilevazione di determinati parametri biologici, chimici e fisici, gli impatti ambientali significativi, attesi dal processo di VIA, generati dall’opera nelle fasi di realizzazione e di esercizio.

Gli **obiettivi del MA** e le conseguenti **attività** che dovranno essere programmate e adeguatamente caratterizzate nel PMA sono rappresentati da:

1. verifica dello scenario ambientale di riferimento utilizzato nello SIA e caratterizzazione delle condizioni ambientali (scenario di base), da confrontare con le successive fasi di monitoraggio mediante la rilevazione dei parametri caratterizzanti lo stato delle componenti ambientali e le relative tendenze in atto

prima dell’avvio dei lavori per la realizzazione dell’opera (**monitoraggio ante operam o monitoraggio dello scenario di base**);

2. verifica delle previsioni degli impatti ambientali contenute nello SIA e delle variazioni dello scenario di base, mediante la rilevazione dei parametri presi a riferimento per le diverse componenti ambientali soggette ad un impatto significativo a seguito dell’attuazione dell’opera nelle sue diverse fasi (**monitoraggio degli effetti ambientali in corso d’opera e post operam o monitoraggio degli impatti ambientali**); tali attività consentiranno di:
 - a. verificare l’efficacia delle misure di mitigazione previste nello SIA per ridurre la significatività degli impatti ambientali individuati in fase di cantiere e di esercizio;
 - b. individuare eventuali impatti ambientali non previsti o di entità superiore rispetto alle previsioni contenute nello SIA e programmare le opportune misure correttive per la loro gestione/risoluzione;
3. comunicazione degli esiti delle attività di cui ai punti precedenti (alle autorità preposte ad eventuali controlli, al pubblico).

Dalle analisi effettuate, per la particolare tipologia di opera da realizzare, si conclude che le componenti ambientali realmente interessate sono:

- Avifauna, afferente alla componente più generale Biodiversità;
- Rumore, afferente alla componente più generale Agenti fisici;
- Vibrazioni, afferente alla componente più generale Agenti fisici;
- Paesaggio e beni culturali;
- Atmosfera/aria.

9.5.2 Avifauna

Si rinvia a quanto indicato nel documento avente titolo Piano di monitoraggio dell’avifauna e della chiroterofauna, avente codice MOG-PA-R11.

9.5.3 Rumore

Il monitoraggio dell’inquinamento acustico, inteso come “l’introduzione di rumore nell’ambiente abitativo o nell’ambiente esterno tale da provocare fastidio o disturbo al riposo ed alle attività umane, pericolo per la salute umana, deterioramento degli ecosistemi, (...)” (art.

2 L. 447/1995), è finalizzato alla valutazione degli effetti/impatti sulla popolazione e su ecosistemi e/o singole specie. Relativamente agli impatti dell’inquinamento acustico sulla popolazione sono disponibili specifiche disposizioni normative, standard, norme tecniche e linee guida, che rappresentano utili riferimenti tecnici per le attività di monitoraggio acustico con particolare riferimento ad alcuni settori infrastrutturali.

Tipologie di monitoraggio

Il monitoraggio in corso d’opera (CO) effettuato sia per tutte le tipologie di cantiere (ed esteso al transito dei mezzi ingresso/uscita dalle aree di cantiere), ha come obiettivi specifici:

- la verifica del rispetto dei vincoli individuati dalle normative vigenti per il controllo dell’inquinamento acustico (valori limite del rumore ambientale per la tutela della popolazione, specifiche progettuali di contenimento della rumorosità per impianti/macchinari/attrezzature di cantiere) e del rispetto di valori soglia/standard per la valutazione di eventuali effetti del rumore sugli ecosistemi e/o singole specie;
- la verifica del rispetto delle prescrizioni eventualmente impartite nelle autorizzazioni in deroga ai limiti acustici rilasciate dai Comuni;
- l’individuazione di eventuali criticità acustiche e delle conseguenti azioni correttive: modifiche alla gestione/pianificazione temporale delle attività del cantiere e/o realizzazione di adeguati interventi di mitigazione di tipo temporaneo;
- la verifica dell’efficacia acustica delle eventuali azioni correttive.

Localizzazione e punti di monitoraggio

In linea generale, la definizione e localizzazione dell’area di indagine e dei punti (o stazioni) di monitoraggio è effettuata sulla base di:

- presenza, tipologia e posizione di ricettori e sorgenti di rumore;
- caratteristiche che influenzano le condizioni di propagazione del rumore (orografia del terreno, presenza di elementi naturali e/o artificiali schermanti, presenza di condizioni favorevoli alla propagazione del suono).

Per l’identificazione dei punti di monitoraggio si fa riferimento allo Studio di Impatto Acustico, individuato con codice MOG-PA-R06, e al Censimento dei fabbricati esistenti, individuato con codice MOG-PA-R15, con particolare riguardo a:

- ubicazione e descrizione dell’opera di progetto;
- ubicazione e descrizione delle altre sorgenti sonore presenti nell’area di indagine;
- individuazione e classificazione dei ricettori posti nell’area di indagine, con indicazione dei valori limite ad essi associati;
- valutazione dei livelli acustici previsionali in corrispondenza dei ricettori censiti;
- descrizione degli interventi di mitigazione previsti (specifiche prestazionali, tipologia, localizzazione e dimensionamento).

Il punto di monitoraggio per l’acquisizione dei parametri acustici è generalmente del tipo ricettore-orientato, ovvero ubicato in prossimità del ricettore (generalmente in facciata degli edifici). I principali criteri su cui orientare la scelta e localizzazione dei punti di monitoraggio consistono in:

- vicinanza dei ricettori alle aree di cantiere e alla rete viaria percorsa dal traffico indotto dalle attività di cantiere (CO);
- presenza di ricettori sensibili di classe I - scuola, ospedale, casa di cura/riposo (monitoraggio CO).

Per il monitoraggio degli impatti dell’inquinamento acustico sulla popolazione, la scelta dell’ubicazione delle postazioni di monitoraggio del tipo ricettore-orientata è basata sulla seguente scala di priorità:

- ricettore sensibile (ricettore di classe I);
- ricettore critico o potenzialmente critico;
- ricettore oggetto di intervento di mitigazione;
- ricettore influenzato da altre sorgenti (sorgenti concorsuali);
- altri ricettori: aree all’aperto oggetto di tutela (es. parchi), ricettori che possono essere influenzati negativamente da eventuali interventi di mitigazione ecc.

Per ciascun punto di monitoraggio previsto nel PMA devono essere verificate, anche mediante sopralluogo, le condizioni di:

- assenza di situazioni locali che possono disturbare le misure;
- accessibilità delle aree e/o degli edifici per effettuare le misure all’esterno e/o all’interno degli ambienti abitativi;
- adeguatezza degli spazi ove effettuare i rilievi fonometrici (presenza di terrazzi, balconi, eventuale possibilità di collegamento alla rete elettrica, ecc.).

I parametri acustici che si andranno a rilevare in corso d’opera, nei punti di analisi sono finalizzati a descrivere i livelli sonori e a verificare il rispetto di determinati valori limite e/o valori soglia/standard di riferimento (riferimento a D.P.C.M. 14/11/1997; D.M 16/03/1998 – UNI/TS 11143-7/2013). La scelta dei parametri acustici da misurare, delle procedure tecniche di misura è funzionale alla tipologia di descrittore da elaborare, ovvero alla tipologia di sorgente presente nell’area di indagine. I parametri acustici rilevati nei punti di monitoraggio sono elaborati per valutare gli impatti dell’opera sulla popolazione attraverso la definizione dei descrittori previsti dalla L. 447/1995 e relativi decreti attuativi. Le misurazioni dei parametri meteorologici, generalmente effettuate in parallelo alle misurazioni dei parametri acustici, sono effettuate allo scopo di verificare la conformità dei rilevamenti fonometrici e per valutare gli effetti delle condizioni atmosferiche sulla propagazione del suono.

Frequenza e durata dei monitoraggi

La durata delle misurazioni, funzione della tipologia delle sorgenti in esame, deve essere adeguata a valutare gli indicatori/descrittori acustici individuati; la frequenza delle misurazioni e i periodi di effettuazione devono essere appropriati a rappresentare la variabilità dei livelli sonori, al fine di tenere conto di tutti i fattori che influenzano le condizioni di rumorosità (clima acustico) dell’area di indagine, dipendenti dalle sorgenti sonore presenti e dalle condizioni di propagazione dell’emissione sonora.

Per il monitoraggio CO la frequenza è strettamente legata alle attività di cantiere: in funzione del crono-programma della attività, si individuano le singole fasi di lavorazione significative dal punto di vista della rumorosità e per ciascuna fase si programma l’attività di monitoraggio.

Generalmente, i rilievi fonometrici sono previsti:

- ad ogni impiego di nuovi macchinari e/o all’avvio di specifiche lavorazioni impattanti;
- alla realizzazione degli interventi di mitigazione;
- allo spostamento del fronte di lavorazione (nel caso di cantieri lungo linea).

Sistema di monitoraggio

Il sistema di monitoraggio del rumore ambientale è composto generalmente dai seguenti

elementi, strettamente interconnessi tra loro:

- postazioni di rilievo acustico;
- postazione di rilevamento dei dati metereologici;
- centro di elaborazione dei dati (CED) rappresentato da un qualunque tipo di apparato in grado di memorizzare, anche in modalità differita, i dati registrati dalle postazioni di rilevamento.

Risulta, quindi, necessaria l’acquisizione, contemporaneamente ai parametri acustici, dei seguenti parametri metereologici utili alla validazione delle misure fonometriche:

- precipitazioni atmosferiche;
- direzione prevalente e velocità massima del vento;
- umidità relativa dell’aria;
- temperatura.

Le caratteristiche minime della strumentazione di misura delle postazioni di rilievo dei dati metereologici sono:

- per la velocità del vento, risoluzione $< \pm 0.5$ m/s
- per la direzione del vento, risoluzione $< \pm 5^\circ$;
- frequenza di campionamento della direzione e della velocità del vento tale da garantire la produzione di un valore medio orario e di riportare il valore della raffica, generalmente base temporale di 10’ per le misure a breve termine;
- per la temperatura dell’aria, l’incertezza strumentale relativa $< \pm 0.5$ °C;
- per l’umidità dell’aria, l’incertezza strumentale relativa $< \pm 10\%$ del valore nominale.

Nei casi di postazione di rilevamento dei dati metereologici integrate alla postazione di rilievo fonometrico, la posizione della sonda meteo deve essere scelta il più vicina possibile al microfono, ma sempre ad almeno 5m da elementi interferenti in grado di produrre turbolenze, e in una posizione tale che possa ricevere vento da tutte le direzioni e ad una altezza dal suolo pari ad almeno 3m. Qualora non si abbia la possibilità di una stazione metereologica dedicata in campo, per i parametri metereologici è possibile fare riferimento alla più vicina stazione metereologica appartenente a reti ufficiali come ARPA, Protezione Civile, Aeronautica Militare purché la misura sia perfettamente rappresentativa della situazione meteorologica del sito di misura. Per determinare la qualità complessiva delle attività di monitoraggio

dell’inquinamento acustico possono inoltre essere definite delle modalità di verifica del sistema di monitoraggio sulla base di:

- Verifica dei requisiti;
- Verifica dell’efficienza.

Misura ed elaborazione dei dati

La misura può essere effettuata per integrazione continua o con tecnica di campionamento. Le misure sono inoltre distinte in misure a lungo termine e misure di breve periodo (a breve termine o misure “spot”). Le misure a lungo termine devono includere quante più condizioni di emissione e di propagazione possibile caratteristiche del sito in esame; se le condizioni di propagazione o di emissione hanno caratteristiche di stagionalità è necessario effettuare più misurazioni durante l’anno solare per ottenere livelli sonori rappresentativi delle condizioni medie caratteristiche del sito. Le misurazioni di breve periodo devono essere condotte selezionando un intervallo di tempo, comunque, non inferiore ad un’ora ($T_M \geq 1h$).

Al fine di acquisire dati di rumore riproducibili e rappresentativi delle condizioni di propagazione favorevole del sito di misura e, allo stesso tempo, per ridurre al minimo le influenze delle variazioni meteo sulla propagazione del suono, sono considerate come riferimento le indicazioni fornite dalle norme UNI 9613-1, UNI 9613-2 e UNI ISO 1996-2 (Appendice A).

A monte della procedura di elaborazione dei dati grezzi per la determinazione dei descrittori/indicatori acustici, è necessario che sia verificata la qualità del dato acquisito dalla strumentazione attraverso:

- il controllo della calibrazione e del corretto funzionamento strumentale: garantisce che l’archiviazione dei dati acquisiti dalla strumentazione avvenga solo se la catena di misura supera la verifica di calibrazione effettuata prima e dopo la sessione di misura; a seguito di calibrazione di esito negativo sono necessariamente scartati tutti i dati successivi all’ultima verifica positiva;
- il controllo sulla base delle condizioni meteorologiche: garantisce che i livelli sonori acquisiti dalla strumentazione siano conformi al DM 16/3/98 attraverso l’analisi combinata dei livelli sonori e dei dati meteo acquisiti da una postazione meteo posizionata in parallelo o in prossimità della postazione di rilevamento acustico.

Altre elaborazioni sui dati acustici acquisiti sono la stima dell’incertezza associata alla variabilità dei livelli di rumore associata alla variabilità dei livelli di rumore e l’individuazione di sorgenti interferenti. La stima dell’incertezza, attraverso il parametro deviazione standard, permette di caratterizzare la variabilità stagionale tipica della sorgente relativamente sia alle condizioni emissive sia alle modalità di propagazione del suono influenzate dalle condizioni metereologiche.

Poiché nell’ambito del PMA il monitoraggio è indirizzato a valutare i livelli sonori prodotti dalla sorgente/opera di progetto, l’effetto di altre sorgenti sonore deve essere evidenziato e possibilmente quantificato, al fine di stimare correttamente il contributo esclusivo della sorgente in esame. Nel caso di postazioni di misura non presidiate, l’individuazione di sorgenti interferenti può avvenire attraverso il controllo statistico della stabilità dei livelli medi, verificando se il livello acquisito rientra in un determinato intervallo di confidenza (al 90 o al 95%), e/o attraverso l’esame dell’andamento temporale del livello sonoro.

Il monitoraggio del rumore ambientale, inteso come acquisizione ed elaborazione dei parametri acustici per la definizione dei descrittori/indicatori previsti dalla L.Q. 447/1995 e relativi decreti attuativi, deve essere effettuato da un tecnico competente in acustica ambientale (art. 2, comma 6, L.Q. 447/1995). I rapporti tecnici descrittivi delle attività svolte e dei risultati esiti del monitoraggio oltre a quanto già indicato nella parte generale delle Linee Guida, dovrà riportare per ogni misura effettuata le seguenti informazioni:

- distanza del microfono dalla superficie riflettente;
- altezza del microfono sul piano campagna;
- distanza del microfono dalla sorgente;
- catena di misura utilizzata;
- data inizio delle misure;
- tipo di calibrazione (automatica/manuale) e modalità di calibrazione (change/check);
- posizione della postazione di riferimento per l’acquisizione dei dati meteorologici (coordinate geografiche ed eventuale georeferenziazione su mappa);
- altezza dell’anemometro sul piano campagna;
- nome dell’operatore (tecnico competente in acustica ambientale);
- criteri e le modalità di acquisizione e di elaborazione dei dati;

- i risultati ottenuti;
- la valutazione dell’incertezza della misura;
- la valutazione dei risultati, tramite il confronto con i livelli limite.

Descrittori Acustici

I descrittori acustici per il monitoraggio sia delle attività di cantiere che per il parco eolico in esercizio (vedasi lo Studio di impatto acustico), sono:

- LAeq, valutato nei due periodi di riferimento TR, diurno e notturno, secondo la definizione di cui allegato A del DM 16/3/1998;
- LAeq, valutato sul tempo di misura TM, secondo la definizione di cui all’allegato A del DM 16/3/1998.

La normativa individua le tecniche di misura e di elaborazione dei parametri acustici della determinazione dei descrittori specifici all’allegato B del DM 16/3/1998. I rilievi fonometrici sono da effettuarsi nella situazione più gravosa tra le condizioni di regime:

- Parco eolico in esercizio;
- Piena attività di cantiere.

Pertanto, il monitoraggio dovrà essere condotto non solamente in relazione alla sorgente oggetto di indagine, ma anche in relazione alla variabilità delle altre sorgenti che contribuiscono a determinare il clima acustico dell’area di indagine. I rilievi dovranno essere effettuati in ambiente esterno per la valutazione del livello assoluto di immissione e del livello di emissione, e in ambiente interno, per la valutazione del livello differenziale di immissione. Per le misure in ambiente esterno, il microfono è posizionato in prossimità di spazi aperti fruibili da persone o comunità, ad un’altezza di 1,5 m dal suolo (in accordo alla reale o ipotizzata posizione del ricettore), nel punto in cui il livello sonoro prodotto dall’opera oggetto d’esame è massimo, oppure in prossimità di un edificio ricettore, sempre ad un’altezza di 1,5 m dal suolo e a non meno di 1 m di distanza dalla parete dell’edificio. Nel caso di misure in prossimità di edifici di più piani, è opportuno effettuare misurazioni anche presso i piani più alti dell’edificio, in corrispondenza del punto in cui il livello sonoro prodotto dall’opera in esame è massimo (stimato dallo studio di impatto acustico previsionale predisposto nel SIA). Per le misure in ambiente interno, il microfono è posizionato a 1,5 m dal pavimento e ad almeno 1 m da superfici riflettenti; il rilievo fonometrico è eseguito sia a finestre chiuse che a finestre aperte, al fine di individuare la situazione più gravosa. Nella misura a finestre aperte il

microfono è posizionato ad 1 m dalla finestra; in presenza di onde stazionarie il microfono è posto in corrispondenza del punto di massima pressione sonora più vicino alla posizione suddetta. Nella misura a finestre chiuse il microfono è posizionato nel punto in cui si rileva il livello maggiore di pressione sonora. Per la valutazione del livello assoluto di immissione, i rilievi fonometrici sono eseguiti con misurazioni per integrazione continua o con tecnica di campionamento sull’intero periodo di riferimento. In presenza di un considerevole numero di ricettori distribuiti su un’area vasta si può ricorrere ad una procedura di rilevamento che permette di ottimizzare il campionamento spazio-temporale del rumore; la procedura consiste nell’individuare:

- Postazioni di monitoraggio in prossimità della sorgente (possibilmente in prossimità del confine di proprietà del sito di attività), generalmente di tipo fisso, nelle quali effettuare misurazioni per integrazione continua, sul medio o lungo periodo (misurazioni sulle 24 h e/o settimanali), allo scopo di caratterizzare in maniera univoca le emissioni/immissioni della sorgente oggetto di indagine (in particolare la presenza di eventi sonori impulsivi, componenti tonali di rumore, componenti spettrali in bassa frequenza, rumore a tempo parziale).
- Postazioni presso i ricettori, generalmente del tipo mobile/rilocabile, in cui effettuare rilevamenti acustici di breve periodo (o “spot”), eseguiti con tecnica di campionamento, in sincronia temporale con le misurazioni effettuate presso le postazioni fisse in prossimità della sorgente. Attraverso funzioni di trasferimento che individuano correlazioni spaziali e temporali certe fra i livelli sonori misurati nelle postazioni in prossimità della sorgente e i livelli sonori misurati nelle postazioni presso i ricettori, si determinano i livelli di immissione sui ricettori individuati da confrontare con i valori limite normativi.

Per la valutazione del livello di emissione sono eseguiti rilievi in ambiente esterno, con misurazioni per integrazione continua o con tecnica di campionamento sull’intero periodo di riferimento, del livello di rumore ambientale e del livello di rumore residuo; al fine della verifica con i valori limite normativi, il rumore immesso dalla sorgente specifica in corrispondenza del punto di misura si ottiene come differenza energetica tra il livello di rumore ambientale e il livello di rumore residuo.

I punti di misura per valutare i livelli di immissione e di emissione possono coincidere oppure no, potendo, nel caso del livello di emissione, essere individuati non necessariamente presso

un ricettore abitativo, ma anche, in generale, presso spazi utilizzati da persone e comunità. Per la valutazione del livello differenziale di immissione si esegue almeno una misura all’interno dell’edificio ricettore del livello di rumore ambientale e del livello di rumore residuo. Il rilievo fonometrico è effettuato con tempi di misura (TM) sufficienti a caratterizzare in maniera adeguata i livelli di rumore ambientale e residuo. Per sorgenti che presentano una tipologia di emissione stabile nel tempo può essere sufficiente l’utilizzo di un TM minimo di 5 min; negli altri casi, è cura del tecnico valutare il tempo di misura più idoneo in base alla variabilità temporale dell’emissione della sorgente. Nel caso non sia possibile effettuare misure di rumore residuo, per l’impossibilità di disattivare la sorgente oggetto di indagine, si fa riferimento alla norma UNI 10855 per stimare l’entità dell’emissione sonora della sorgente in esame e quindi calcolare il livello di rumore residuo come differenza energetica tra il livello di rumore ambientale misurato e il livello di emissione stimato. Qualora non risulti agevole l’accesso alle abitazioni per le misure in ambiente interno, è possibile stimare il rumore immesso secondo la procedura indicata dalla norma UNI 11143- 1. In ogni caso, risulta comunque necessario conoscere il livello acustico in corrispondenza della facciata più esposta del ricettore individuato, valutando gli indici di abbattimento del rumore nelle situazioni a finestre aperte e chiuse mediante le caratteristiche fonoisolanti dei singoli elementi che compongono le pareti secondo le indicazioni della norma UNI 12354-3. In mancanza di stime più precise, per il rumore immesso in ambiente abitativo possono essere utilizzate le indicazioni contenute nelle linee guida dell’OMS “Night noise guidelines for Europe”. Queste, considerando alcuni indici medi europei relativi all’isolamento di pareti nella situazione di finestre aperte o chiuse rispetto al rumore esistente sulla facciata più esposta, stimano mediamente come differenza tra il livello di rumore all’interno dell’edificio rispetto a quello in esterno (facciata) può i seguenti valori:

- da 5 a 15 dB (mediamente 10 dB) a finestre aperte;
- in 21 dB a finestre chiuse.

Nel caso di un impianto a ciclo continuo esistente, ovvero realizzato e/o autorizzato alla data di entrata in vigore del DM 11/12/1996, oggetto di modifica, la valutazione del livello differenziale di immissione è applicata limitatamente alle parti di impianto modificate, mentre per un impianto a ciclo continuo realizzato e/o autorizzato successivamente all’entrata in vigore del DM 11/12/1996, la valutazione del livello differenziale deve essere necessariamente effettuata; l’impossibilità di disattivare la sorgente comporta la necessità di valutare il livello di emissione della sorgente secondo quanto indicato dalla norma UNI 10855 e, quindi, il livello

residuo è calcolato come differenza energetica tra il livello di rumore ambientale misurato e il livello di emissione stimato. I parametri acustici rilevati dal monitoraggio sono: LAeq, LAF, LAFmax, LAFmin, LAImin, LASmin, con analisi spettrale in 1/3 d’ottava. Sono acquisiti anche i livelli percentili L10, L50, L90, al fine di caratterizzare la sorgente sonora esaminata.

L’elaborazione dei parametri acustici misurati prevede:

- eliminazione dei dati acquisiti in condizioni meteo non conformi;
- depurazione dei livelli sonori attribuibili ad eventi anomali e/o accidentali;
- stima dei livelli LAeq, nei periodi di riferimento diurno e notturno, effettuata secondo quanto indicato nel DM 16/3/1998;
- riconoscimento degli eventi sonori impulsivi, componenti tonali di rumore, componenti spettrali in bassa frequenza, rumore a tempo parziale;
- correzione dei livelli LAeq con l’applicazione dei fattori correttivi KI, KT, KB, come indicato nell’Allegato A, punto 17 del D.M. 16/03/1998;
- valutazione dei livelli di immissione, emissione e differenziale;
- determinazione del valore di incertezza associata alla misura.

In sintesi, i parametri acquisiti/elaborati per un sito di attività relative ad un impianto eolico sono riportati nella seguente tabella.

Parametri	Metodologie di acquisizione dati		
	POSTAZIONI FISSE	POSTAZIONI MOBILI	MODELLI PREVISIONALI
x - Necessario a - applicabile c - consigliato			
Ubicazione	x	x	x
Funzionamento	x		
Periodo misura/Periodo riferimento	x	x	x
Parametri di acquisizione			
Laeq	x	x	x
Laeq immissione notturno	x	x	x
Laeq emissione diurno	x	x	x
Laeq emissione notturna	x	x	x
Valore di incertezza misura diurna	x	x	x
Valore di incertezza misura notturna	x	x	x
Parametri meteorologici			
Eventi meteorici particolari	x	x	
Situazione meteorologica	x	x	x

Tab. 34 – Parametri acquisiti/elaborati per un sito di attività relative ad un impianto eolico

Monitoraggio in corso d’opera

La progettazione/programmazione del monitoraggio CO prevede due tipologie di verifiche:

- verifiche acustiche (monitoraggio del rumore ambientale);
- verifiche non acustiche.

La progettazione/programmazione delle verifiche acustiche non può prescindere dalla conoscenza delle attività di cantiere; pertanto, è preceduta da un adeguato studio acustico che riporta almeno le seguenti informazioni:

- tipologia di macchinari e loro emissioni acustiche;
- scenari/fasi di lavorazione, con indicazione dei macchinari utilizzati per ogni scenario/fase;
- livelli sonori attesi ai ricettori, per ogni scenario/fase di lavorazione;
- interventi di mitigazione progettati.

Tale studio acustico, per gli elementi di dettaglio che richiede, è elaborato generalmente nella fase di progettazione esecutiva dei cantieri. Il PMA della fase di progettazione definitiva può quindi risultare privo di quel necessario grado di dettaglio che permette di indicare in modo puntuale la posizione dei punti di monitoraggio, la tipologia e le frequenze delle misurazioni. Il PMA nella fase di progettazione definitiva deve essere quindi realizzato in maniera da rendere flessibile il monitoraggio: frequenza e localizzazione dei campionamenti sono stabiliti sulla base dell’effettiva evoluzione delle attività di cantiere. Per il monitoraggio del rumore ambientale si deve inoltre tenere conto che il rumore dovuto alle attività di cantiere si compone di diversi contributi:

- rumore prodotto dalle lavorazioni eseguite con macchine da cantiere;
- attività associate (carico/scarico/deposito di materiale);
- sorgenti fisse a supporto delle aree di cantiere e/o associate alle attività del cantiere (gruppi elettrogeni, ecc.);
- rumore da traffico di mezzi pesanti sulle piste di cantiere e/o sulle infrastrutture di trasporto adiacenti alle aree, in ingresso/uscita dalle aree di cantiere.
- I descrittori acustici per valutare gli impatti di un’attività di cantiere sono:
- LAeq, valutato nei due periodi di riferimento TR, diurno e notturno, secondo la

definizione di cui all’Allegato A del DM 16/3/1998;

- LAeq, valutato sul tempo di misura TM, secondo la definizione di cui all’Allegato A del DM 16/3/1998.

La normativa nazionale individua le tecniche di misura e di elaborazione dei parametri acustici ai fini della determinazione dei descrittori specifici all’Allegato B del DM 16/3/1998. Il monitoraggio del rumore ambientale prevede rilevamenti fonometrici in ambiente esterno e in ambiente interno, eseguiti secondo quanto disposto dal DM 16/3/1998 (Allegato B). Per il monitoraggio del rumore prodotto dai mezzi pesanti sulle piste da cantiere e/o sulle infrastrutture di trasporto adiacenti alle aree, in ingresso/uscita dalle aree di cantiere, si fa riferimento a quanto già indicato nei paragrafi specifici. In sintesi, la progettazione delle verifiche acustiche prevede la specificazione di:

- tipologia di misurazioni;
- metodo di misura per estrapolare il solo rumore derivante dall’attività di cantiere in presenza di altre sorgenti rilevanti (es. strade, ferrovie, ecc.);
- postazioni di monitoraggio: tipologia di postazione (fissa/mobile), localizzazione del punto di monitoraggio, tipologia di strumentazione, ecc.;
- parametri monitorati.
- frequenza delle misurazioni.

Gli obiettivi delle verifiche acustiche sono:

- 1. verificare le situazioni di massimo impatto;*
- 2. valutare l’emissione sonora del solo cantiere.*

Il monitoraggio deve garantire che le misure si svolgano durante le lavorazioni più rumorose e che siano effettuate in prossimità dei ricettori più esposti e/o critici (non necessariamente gli stessi ricettori per tutti gli scenari di lavorazione). La valutazione dell’emissione sonora del solo cantiere risulta necessaria per attribuire il superamento/non rispetto del valore limite/valore soglia al solo cantiere e quindi per individuare la conseguente azione correttiva. La valutazione dell’emissione sonora del solo cantiere comporta lo scorporo dal valore misurato del contributo delle altre sorgenti presenti nel sito di misura (sorgenti interferenti), necessario nei casi in cui:

- ✓ le altre sorgenti sono infrastrutture di trasporto e i ricettori più impattati si trovano all’interno delle fasce di pertinenza: per verificare il rispetto dei limiti di zona (DPCM 14/11/97 art 3 comma 2 e 3), il livello di rumore delle infrastrutture di trasporto non

deve essere sommato a quello del cantiere;

- ✓ è rilasciata un’ autorizzazione in deroga ai limiti di legge (come previsto dall’art 6, comma 1, lettera f) della L.Q. n. 447/95): generalmente i limiti massimi prescritti con la deroga si riferiscono solo ai livelli sonori prodotti dall’attività di cantiere. Le procedure utili per separare il rumore delle attività del cantiere da quello delle altre sorgenti presenti nel sito di misura sono individuate nella norma UNI 10855.

I parametri acustici rilevati dall’attività di monitoraggio sono: LAeq, LAF, LAFmax, LAFmin, LAImIn, LASmin, con analisi spettrale in 1/3 d’ottava. Sono acquisiti anche i livelli percentili L10, L50, L90, al fine di caratterizzare la sorgente sonora esaminata.

Inoltre, necessita:

- eliminazione dei dati acquisiti in condizioni meteo non conformi;
- depurazione dei livelli sonori attribuibili ad eventi anomali e/o accidentali;
- scorporo dei livelli attribuiti a sorgenti interferenti;
- stima di LAeq, nei periodi di riferimento diurno e notturno, effettuata secondo quanto indicato nel DM 16/3/1998;
- riconoscimento degli eventi sonori impulsivi, componenti tonali di rumore, componenti spettrali in bassa frequenza, rumore a tempo parziale;
- correzione dei livelli di rumore misurati con l’applicazione dei fattori correttivi KI, KT e KB, come indicato nell’Allegato A, punto 17 del DM 16/03/1998;
- determinazione del valore di incertezza associata alla misura.

La progettazione delle verifiche non acustiche è relativa agli interventi di carattere procedurale/gestionale ed è finalizzata al rispetto di normative (ad esempio Direttiva 2000/14/CE), procedure, vincoli autorizzativi, operativi definiti in ambito di progettazione (Progetto e SIA).

La progettazione delle verifiche non acustiche prevede la specificazione di:

- Tipologia delle prescrizioni da verificare;
- Metodo di verifica: sopralluoghi, videoregistrazioni, acquisizione di documenti relativi alle caratteristiche delle macchine, registrazioni di cantiere per determinare il numero di transiti sulla viabilità, indotti dal cantiere, ecc.;
- Frequenza delle verifiche: da stabilire sulla base della criticità e della variabilità della mitigazione sotto controllo.

I valori limite per la tutela della popolazione, individuati dalla L. 447/1995 e dai relativi decreti attuativi, sono distinti per tipologia di sorgente e per destinazione urbanistica (classe acustica) del territorio.

Valori limite di riferimento

I valori limite per la tutela della popolazione, individuati dalla L. 447/1995 e dai relativi decreti attuativi, sono distinti per tipologia di sorgente e per destinazione urbanistica (classe acustica) del territorio.

Per la determinazione dei valori limite applicabili ai siti di attività industriale e alle attività di cantiere è individuata la classe di zonizzazione acustica e/o la definizione urbanistica del territorio in cui la sorgente e i ricettori si collocano.

I valori limiti applicabili ai siti di attività industriale e/o alle attività di cantiere sono i limiti della zonizzazione acustica:

- valori limite assoluto di immissione e di emissione (Tabella C e Tabella 14/11/1997);
- limiti di accettabilità (art.6 DPCM 01/03/1991).
- valore limite differenziale di immissione (art.4 DPCM 14/11/1997 e DM 11/12/1996 per gli impianti a ciclo continuo);
- per le attività di cantiere, i valori soglia/limiti previsti dalle autorizzazioni in deroga rilasciate dai Comuni.

9.5.4 Vibrazioni

In Italia non esiste una legge cogente sull’inquinamento da vibrazioni che fissi i limiti della componente sul territorio. Le norme a cui si fa riferimento per valutare effetti e rimedi sono le norme internazionali ISO e quelle nazionali quali UNI, DIN e norme francesi. Le vibrazioni si generano per le proprietà elastiche delle strutture e sono fenomeni determinati da trasferimenti di energia potenziale elastica in energia cinetica. Nascono generalmente a causa di forze perturbatrici che agiscono sul sistema meccanico e la loro ampiezza dipende dalle proprietà elastiche del sistema (vibrazioni forzate). Sperimentalmente si osserva che in un sistema meccanico, a seguito di una perturbazione delle condizioni iniziali di quiete e in assenza di forzanti esterne, i fenomeni vibratorii tendono ad attenuarsi più o meno rapidamente. Se nel sistema fossero presenti solo le forze elastiche e le forze d’inerzia, il decadimento

dell’ampiezza dei fenomeni vibratorii non si giustificerebbe (la forza elastica e quella d’inerzia sono entrambe forze conservative). Nella realtà sono presenti dei fenomeni dissipativi che, ad ogni ciclo di oscillazione, trasformano in energia termica o acustica, una quota parte dell’energia totale del sistema (inizialmente solo somma di quella elastica e di quella cinetica). Queste forze, che possono essere di diversa natura, si chiamano forze dissipative.

Possibili danni prodotti dalle vibrazioni su “ricevitori”

Per ricevitori si intendono tutti quei sistemi, persone, manufatti (in particolare edifici storici e fatiscenti), macchine di precisione, il cui comportamento può essere modificato, o meglio, disturbato dalla presenza di vibrazioni. Per proteggerli è necessario prevedere il livello delle vibrazioni e verificare se esse sono tali da indurre fastidi o danni e, dove ciò avvenisse, ridurre, attraverso interventi di mitigazione, l’ampiezza delle vibrazioni e, di conseguenza, il danno o disturbo causato. La previsione del danno, indotto da sorgenti di vibrazioni a manufatti edili o infrastrutture, comporta la necessità di valutare effetti di carattere:

- diretto, in conseguenza delle azioni dinamiche trasmesse ai manufatti del campo di vibrazioni propagate nel sottosuolo;
- indiretto, causati da cedimenti in fondazione indotte dal consolidamento del terreno sottoposto a vibrazioni.

Gli effetti di entrambi i tipi scaturiscono dalla combinazione di:

- modalità di emissione di energia alla sorgente (ampiezza, contenuto in frequenza, durata);
- caratteristiche del mezzo sede del fenomeno di propagazione (proprietà meccaniche e geometriche del sottosuolo);
- interazione tra mezzo di propagazione e ricevitore.

Sorgenti di vibrazioni quali attività di cantiere possono essere causa di disturbo e apprensione degli occupanti di edifici e ciò può portare alla necessità di verificare se le vibrazioni siano tali da indurre o meno danni alle costruzioni, soprattutto in presenza di evidenti danni architettonici generati da altre cause. **In generale danni strutturali all’edificio nel suo insieme, attribuibili a fenomeni vibratorii, sono estremamente rari e quasi sempre derivano dal concorso di altre cause.** Perché le vibrazioni possano arrecare danni strutturali è comunque necessario che raggiungano livelli tali da causare, prima, fastidio e disturbo agli occupanti. Sono invece frequenti altre forme di danno, di entità definita “di soglia” che, senza

compromettere la sicurezza strutturale degli edifici, ne possono determinare una riduzione del valore d’uso. I danni di soglia si presentano sotto forma di fessure nell’intonaco, accrescimenti di fessure già esistenti, danneggiamenti di elementi architettonici: sono indicati come “danni estetici” (cosmetic damage).

La misurazione delle vibrazioni durante la fase di monitoraggio e relativa alle attività di cantiere può essere finalizzata a:

- riconoscimento del problema: per valutare se i livelli di vibrazione riscontrati possano determinare danni a edifici o limitarne la funzionalità specifica per cui si rende necessario un approfondimento dello studio;
- verifiche o controlli: per rapportare il livello delle vibrazioni ai limiti suggeriti o imposti da normative specifiche, relative per esempio alle condizioni di esercizio di apparecchiature.

Questi differenti obiettivi richiedono diversi metodi d’approccio, per quanto riguarda sia la misurazione delle vibrazioni sia il trattamento dei dati e la loro valutazione.

La propagazione delle onde all’interno degli edifici dipende dall’interazione suolo-fondazioni e dalla propagazione attraverso le strutture portanti. La scarsa solidarietà tra fondazioni e terreno comporta dei fenomeni dissipativi, differenti per le diverse tipologie di fondazione. Per la valutazione degli effetti di propagazione delle vibrazioni negli edifici si deve tenere conto dei seguenti fattori:

- attenuazione dovuta alla perdita di energia vibrazionale dovuta all’accoppiamento terreno-fondazione;
- amplificazione dovuta alla presenza di eventuali fenomeni di risonanza con le frequenze proprie della struttura dell’edificio;
- variazione del livello dovuta alla propagazione, dal basso verso l’alto, passando dai piani bassi verso quelli alti;
- trasformazione delle vibrazioni di pareti e solaio in rumore.

Molti ricercatori hanno studiato gli effetti delle vibrazioni sugli edifici e sulle persone al fine di stabilire le scale di percezione e i limiti ammissibili. Le ricerche in questo campo, alle quali hanno contribuito, tra gli altri, Malloch (1965), Reiher (1970), Soliman, Dieckermann, Zeller (1980), hanno portato alla formulazione delle normative sulla protezione dell’uomo e degli edifici dalle vibrazioni. Le sperimentazioni iniziarono utilizzando vibrazioni di forma armonica semplice, fino ad arrivare a comprendere vibrazioni aleatorie o non periodiche a spettro

conosciuto. In tale modo le diverse normative hanno fissato i limiti di durata di esposizione alle vibrazioni (limiti di comfort, soglia di fatica, e soglia di pericolo) in funzione della frequenza e dell’accelerazione.

Norma UNI 9916

La norma UNI 9916 fornisce una guida per la scelta delle metodologie appropriate per la misurazione, il trattamento dei dati e la valutazione degli effetti delle vibrazioni sugli edifici. Essa identifica inoltre le possibili sorgenti di vibrazione ed i fattori che influenzano la risposta strutturale dell’edificio alle vibrazioni. Le vibrazioni possono essere generate dall’esterno, trasmesse attraverso il terreno o causate da sovrappressioni d’aria (per esempio traffico aereo, vento, rombo di motori, etc.), ovvero dall’interno, dovute ad attività antropiche o ad azioni di macchinari. Si considerano vibrazioni di carattere sia transitorio che continuo. Sono presi in considerazione solo gli effetti diretti delle vibrazioni sugli edifici. **La norma si applica, in generale, a tutte le tipologie di edifici di carattere abitativo, industriale e monumentale. Ciminiera, ponti e strutture sotterranee, quali gallerie e tubazioni, non vengono considerate.** Le raccomandazioni, fornite nella UNI 9916 sulla risposta strutturale degli edifici, si limitano agli effetti delle vibrazioni che possono comportare l’insorgere di “danno architettonico o di soglia”, come per esempio fessurazione di intonaco, apertura di finestre già esistenti, rottura di vetri, etc.

Norma DIN 4150/3

Le norme tedesche DIN 4150/3 sono tra le più diffuse a livello internazionale e vengono menzionate anche nelle nostre norme UNI 9916. Affrontano il problema della sicurezza contro il danneggiamento strutturale e sono tra i riferimenti più completi. **Il parametro utilizzato è la massima velocità assoluta di vibrazione, rilevata indipendentemente in direzione orizzontale o verticale.** I valori di riferimento della velocità massima di vibrazione, in funzione del campo di frequenza e per tipologie strutturali, sono indicati in forma tabellare. Per la valutazione delle vibrazioni sono determinanti le tensioni esistenti nell’opera edile. Esse devono essere determinate attraverso la misurazione ed il calcolo. Si riassumono i procedimenti possibili:

- misurazioni della dilatazione delle parti edili oscillanti → determinazione delle tensioni (mediante la legge costitutiva dei materiali);

- misurazioni delle vibrazioni → linee di deformazione e frequenza di vibrazione → forze di inerzia → sollecitazioni.

I valori delle tensioni ricavati vanno quindi raffrontati con quelli ammissibili previsti.

Parametri di monitoraggio

Metodi di misura:

Grandezze da misurare: la scelta delle grandezze da misurare dipende da:

1. Durata e ampiezza della vibrazione;
2. Campo della frequenza di interesse;
3. Caratteristiche dimensionali dell’elemento strutturale di interesse.

Si prendono in considerazione grandezze di tipo cinematico come spostamento, velocità e accelerazione.

La scelta del metodo di misura dipende dalle caratteristiche dell’edificio oggetto delle rilevazioni.

Gamma di frequenze caratteristiche:

La gamma delle frequenze dipende dalla sorgente inquinante: per il traffico veicolare, le frequenze di interesse sono comprese tra 1 e 80 Hz.

Posizionamento e numeri dei punti di misura:

Per verificare il livello di vibrazione alla base dell’edificio (p.es. in rapporto a valori di riferimento), la posizione di misura va scelta in corrispondenza della fondazione. Per edifici senza fondazioni, la misura va effettuata in corrispondenza del muro di sostegno esterno, ad una altezza inferiore a 0.5 m. I punti di misura sulle fondazioni vanno predisposti, se possibile, sul lato dell’edificio prossimo alla sorgente di vibrazioni (almeno 3 punti di misura). Per ciascun punto devono essere misurate le vibrazioni sia in direzione verticale che in due direzioni orizzontali ortogonali, preferibilmente coincidenti con gli assi principali dell’edificio. Per edifici ad ampia superficie di base (dimensione di base maggiore di 20 m), le misure vanno eseguite simultaneamente in più punti (indicativamente 1 punto ogni 10 m).

Misura della risposta dell’edificio

Per valutare l’ampiezza di vibrazioni in particolari parti strutturali dell’edificio, il posizionamento dei trasduttori deve essere effettuato direttamente sulle parti strutturali, nei punti di presumibile massima ampiezza del fenomeno vibratorio. I trasduttori sono

accelerometri sismici di tipo piezoelettrico a componenti monoassiali con elettronica integrata e sono realizzati con un elemento piezoelettrico a forma di tronco di cono cavo. Questo sistema di realizzazione offre diversi vantaggi, tra cui una spiccata affidabilità, e consente di ottenere alte sensibilità con dimensioni contenute. Gli accelerometri piezo-tronic integrano un convertitore carica/tensione e sono alimentati da una sorgente di corrente costante. Questi trasduttori hanno un’uscita in tensione a bassa impedenza e sono immuni dal rumore. Il segnale rilevato dagli accelerometri è trasmesso in forma analogica (mediante la forza elettromotrice indotta) ad una scheda di acquisizione dati che, dopo aver amplificato il segnale, esegue una scansione dei canali in ingresso alla frequenza di campionamento stabilita per ogni canale. A questo punto, il segnale acquisito è sottoposto ad un ciclo di elaborazione del dato. Le modalità di fissaggio dei trasduttori dovranno consentire la fedele riproduzione del moto vibratorio dell’elemento al quale sono fissati, evitando alterazioni alla misura derivanti dal sistema di accoppiamento trasduttore-struttura. Il sistema di montaggio dovrà quindi essere quanto più leggero e rigido possibile.

Il fissaggio dei trasduttori deve essere effettuato in conformità alle indicazioni del costruttore, o per gli accelerometri, alla ISO 5348. Le modalità di fissaggio devono essere indicate nel rapporto di prova. Il fissaggio diretto del captatore è sempre preferibile ma sono ammessi anche il montaggio meccanico con vite, l’incollaggio con resine ed essiccazione rapida ed il fissaggio magnetico. Dovrebbero, se possibile, essere evitate le misure su rivestimenti.

Metodi di calcolo per la valutazione degli effetti delle vibrazioni secondo la DIN 4150

Le valutazioni delle vibrazioni sono effettuate mediante la DIN 4150 che si riferisce al “peak component particle velocity” (p.c.p.v. - valore massimo del modulo di una delle tre componenti ortogonali misurate simultaneamente in un punto o ottenute mediante integrazione). In alcuni casi a tale parametro devono essere associate una o più frequenze che sono predominanti nella registrazione. Le norme suggeriscono procedimenti atti ad individuare tali frequenze dominanti. L’individuazione delle frequenze dominanti si rende necessaria solo nei casi in cui il valore di riferimento fornito dalle norme, con il quale la p.c.p.v. deve essere confrontata, varia con la frequenza e/o il contenuto del segnale varia nel tempo. La DIN 4150 prevede che le misurazioni siano effettuate secondo tre assi mutuamente ortogonali: un asse ha direzione verticale, le due componenti orizzontali sono preferibilmente parallele/ortogonali ai muri dell’edificio. Le misurazioni possono essere effettuate anche con

accelerometri mono o biassiali, purché in numero di tre, mutuamente ortogonali, e montanti su struttura rigida che garantisca che le misurazioni si riferiscano ad un unico punto. La DIN 4150 specifica che i valori di riferimento indicati riguardano solo l’effetto diretto delle vibrazioni. Le direttive suggerite, da valutare ai fini del monitoraggio in oggetto, riguardano i valori al di sotto dei quali è ragionevole presumere che non vi sia danno; **si specifica inoltre che il superamento dei limiti indicati non implica necessariamente il superamento del danno ma implica la necessità di eventuali indagini più approfondite sulle singole strutture. Tuttavia, la DIN 4150-3 evidenzia come anche l’esistenza di pochi o anche di un solo punto in cui si verifica superamento dei limiti, può essere sintomo di situazione suscettibile di causare danno architettonico.** Sono tenuti in considerazione tre classi di edifici:

- Edifici industriali e costruzioni strutturalmente simili;
- Edifici residenziali e costruzioni simili;
- Costruzioni che non appartengono alle prime due categorie e sono degne di essere tutelate;

e considera due tipologie di vibrazione:

- Vibrazione di breve durata (alle quali sono scrivibili le vibrazioni emesse durante la fase di cantiere);
- Vibrazione permanente (non presenti in fase di cantiere).

La DIN 4150-3 prevede la misurazione ed il controllo del livello di vibrazione sia in fondazione che ai piani superiori, con particolare riferimento al piano più elevato per quanto riguarda le componenti orizzontali della velocità. Tali misurazioni forniscono un quadro della risposta globale dell’edificio; sono inoltre necessarie misurazioni relative alla risposta dei solai ai singoli piani (qualora siano coinvolti edifici con numero di piani maggiore di uno e tuttavia non riscontrati in tale sede), che possono essere limitate alla misurazione della componente verticale della velocità, registrata al centro del solaio.

Le vibrazioni di breve durata sono quelle per cui sono da escludere problemi di fatica e amplificazioni dovute a risonanza nella struttura interessata. I limiti sono riportati nel “*prospetto D.1*” a seguire, per quanto riguarda sia le misurazioni in fondazione sia le componenti orizzontali della velocità ai piani superiori, con particolare riferimento al piano più elevato. Per la componente verticale dei singoli solai, la norma indica come valore di riferimento per la p.c.p.v. 20 mm/s limitatamente alle prime due classi di edifici. Tale valore è indipendente dal

contenuto in frequenza della registrazione e può essere inferiore per la terza classe di edifici.

prospetto D.1 Valori di riferimento per la velocità di vibrazione (p.c.p.v.) al fine di valutare l’azione delle vibrazioni di breve durata sulle costruzioni

Classe	Tipo di edificio	Valori di riferimento per la velocità di vibrazione p.c.p.v. in mm/s				
		Fondazioni			Piano alto	Solai Componente Verticale
		Da 1 Hz a 10 Hz	Da 10 Hz a 50 Hz	Da 50 Hz a 100 Hz ^{*)}	Per tutte le frequenze	Per tutte le frequenze
1	Costruzioni industriali, edifici industriali e costruzioni strutturalmente simili	20	Varia linearmente da 20 ($f=10$ Hz) a 40 ($f=50$ Hz)	Varia linearmente da 40 ($f=50$ Hz) a 50 ($f=100$ Hz)	40	20
2	Edifici residenziali e costruzioni simili	5	Varia linearmente da 5 ($f=10$ Hz) a 15 ($f=50$ Hz)	Varia linearmente da 15 ($f=50$ Hz) a 20 ($f=100$ Hz)	15	20
3	Costruzioni che non ricadono nelle classi 1 e 2 e che sono degne di essere tutelate (per esempio monumenti storici)	3	Varia linearmente da 3 ($f=10$ Hz) a 8 ($f=50$ Hz)	Varia linearmente da 8 ($f=50$ Hz) a 10 ($f=100$ Hz)	8	3/4

*) Per frequenze oltre 100 Hz possono essere usati i valori di riferimento per 100 Hz.

Tab. 35 – Valori di riferimento per velocità di vibrazione

Il monitoraggio della componente vibrazione va effettuato per i mezzi di cantiere utilizzati per le fasi di costruzione e smontaggio dell’impianto.

L’unico edificio avente categoria catastale di tipo A si trova a oltre 700 m dagli aerogeneratori in progetto (cfr. elaborato grafico avente codice MOG-PA-T32 e titolo Carta con distanze da considerare per gli impianti eolici), distanza all’interno della quale saranno sicuramente dissipate le vibrazioni emesse durante le lavorazioni.

Durante la fase di esercizio gli aerogeneratori e la Sottostazione non sono considerati fonte di emissione di vibrazioni.

Analisi dei dati

Il valore da utilizzare per il confronto con i limiti di cui al prospetto D.1, sono ottenuti attraverso la seguente procedura:

- Misurare la velocità, valutando il massimo in valore assoluto;
- Estrarre la parte in cui il segnale raggiunge il maggiore valore. Per avere una maggiore risoluzione in frequenza, è opportuno che la finestra estratta corrispondente al massimo abbia durata superiore al secondo;

- Applicare al segnale la finestra di Hanning;
- Calcolare la trasformata di Fourier del segnale finestrato Hanning;
- Calcolare la frequenza cui corrisponde l’ampiezza maggiore;
- Associare il valore di massimo ricavato di accelerazione alla frequenza;
- Comparare i valori con i limiti del prospetto D.1.

9.5.5 Paesaggio e beni culturali

Generalità

Con riferimento alla componente paesaggio e beni culturali, si approfondiscono i seguenti aspetti:

- Fase di cantiere per la realizzazione del nuovo impianto.
- Fase di smontaggio dell’impianto.

Come prescritto dalle Linee Guida, per la componente ambientale interessata si dovranno definire:

- a) Aree di indagine e punti di monitoraggio;
- b) Parametri analitici descrittivi;
- c) Tecniche di campionamento, misura analisi e relativa strumentazione;
- d) Frequenza di campionamento e durata complessiva dei monitoraggi;
- e) Metodologia di controllo di qualità, validazione, analisi ed elaborazione dei dati del monitoraggio;
- f) Eventuali azioni da intraprendere in relazione all’insorgenza di condizioni anomale o critiche inattese;

aspetti compendati in apposite tabelle.

Va da sé che per la particolare componente ambientale si potrà prevedere un monitoraggio non tanto strumentale ma assicurato dalla presenza di personale esperto.

Fase di cantiere per la realizzazione del nuovo impianto

Nella fase di realizzazione del nuovo impianto si prevede l’impiego di diverse squadre di lavoro, nell’ambito delle quali saranno impiegati mezzi meccanici di seguito elencati:

- Escavatori.
- Martellone pneumatico.

- Gru.
- Autocarri per il trasporto.
- Cestelli elevatori.
- Rulli compattatori.
- Betoniere per il getto del conglomerato cementizio per le fondazioni).

L’impatto principale sul paesaggio è provocato dal sollevamento di polveri, dovuto alle seguenti attività:

- scavi di sbancamento per la realizzazione delle piazzole di servizio utili al montaggio degli aerogeneratori;
- realizzazione di nuova viabilità e adeguamenti di quella esistente per il passaggio di tutti i mezzi necessari alla concretizzazione delle opere;
- trivellazione dei pali di fondazione;
- scavi a sezione obbligata per la posa in opera dei cavi di potenza in MT/AT;
- Scavi per la site preparation dell’area SSEU.

Il sollevamento polveri è un impatto a breve termine e reversibile e sarà contrastato con l’impiego di acqua nebulizzata: ultimati i lavori il paesaggio avrà recuperato i suoi tratti caratteristici; laddove necessario saranno impiegate opere di bioingegneria atte a consentire un più rapido e pieno reinserimento ambientale delle piazzole e delle aree deputate alla organizzazione del cantiere.

Con riferimento ai movimenti terra necessari per la realizzazione di nuova viabilità, adeguamenti della esistente e piazzole di servizio, si osserva che il nuovo impianto è stato progettato assecondando il più possibile la naturale orografia dei luoghi, con ciò limitando al minimo indispensabile le movimentazioni. A lavori ultimati, le aree non necessarie alla manutenzione ordinaria del parco saranno ripristinate come ante operam.

Si dovrà avere cura che il materiale utilizzato per la finitura di viabilità e piazzole sia il più possibile simile alle colorazioni del materiale delle “trazzere” di accesso ai fondi agricoli limitrofi all’area di impianto.

Atteso che gli aerogeneratori, una volta installati andranno a inserirsi nello skyline (panorama) circostante sarà fondamentale verificare che la verniciatura dei sostegni tubolari in acciaio corrisponda a quella prevista da progetto e avente le seguenti caratteristiche:

- colore bianco / avana chiaro;

- vernice antiriflesso.

Di seguito una tabella di riepilogo dei criteri da attenzionare per la componente paesaggio riferita alla specifica fase in esame:

Criterio	Attuazione	Descrizione
Aree da indagare	Si	Si prevede di monitorare tutte le aree dei lavori
Parametri analitici	Si	Sollevamento polveri Percezione visiva Controllo del colore del materiale utilizzato per lo strato di finitura di viabilità e piazzole Rispetto dei colori previsti in progetto per le strutture in acciaio tubolari di sostegno degli aerogeneratori
Tecniche di campionamento	No	Solo per sollevamento polveri Non si prevedono campionamenti, in quanto le lavorazioni si svolgono in ambienti aperti con condizioni di ventosità media dell’ordine di 5 m/sec.
Frequenza di campionamento	No	-
Controllo qualità dati	No	-
Azioni da intraprendere	Si	Impiego di acqua nebulizzata e di coperture dei cassoni dei mezzi deputati al trasporto di terre e rocce da scavo. Eventuale fermo lavori in caso di ritrovamento reperti archeologici.

Tab. 36 – Criteri da attenzionare per la componente paesaggio

Fase di smontaggio dell’impianto

La fase di smontaggio dell’impianto comporterà la attivazione di squadre di lavoro nell’ambito

delle quali saranno impiegati mezzi meccanici di seguito elencati:

- Escavatori.
- Martellone pneumatico.
- Gru.
- Autocarri per il trasporto.
- Cestelli elevatori.
- Rulli compattatori.

L’impatto principale sul paesaggio sarà provocato dal sollevamento di polveri dovute:

- al passaggio dei mezzi, all’impiego degli escavatori per i movimenti terra necessari al ripristino delle piazzole come ante operam e dei martelloni impiegati per la demolizione delle fondazioni;
- alle attività di scavo per la dismissione dei cavi di potenza in MT/AT (tale attività è previsto venga svolta con apertura delle trincee, la rimozione dei cavi e la tempestiva chiusura dello scavo con materiale accantonato nelle immediate adiacenze);
- Alle attività di ripristino dell’area SSEU.

Il sollevamento polveri è un impatto a breve termine e reversibile e sarà contrastato con l’impiego di acqua nebulizzata: ultimati i lavori il paesaggio avrà recuperato i suoi tratti caratteristici; laddove necessario saranno impiegate opere di bioingegneria atte a consentire un più rapido e pieno reinserimento ambientale delle piazzole ripristinate.

Per i criteri da attenzionare per la componente paesaggio ci si riferisca alla tabella di cui alla precedente fase.

9.5.6 Atmosfera/aria

Il controllo sull’atmosfera/aria sarà attuato attraverso il monitoraggio delle polveri e dei gas di scarico prodotti dai mezzi d’opera durante le fasi di costruzione/smontaggio dell’impianto.

In particolare, si sceglieranno alcuni punti di monitoraggio facendo riferimento al documento avente titolo Censimento dei fabbricati esistenti, individuato con codice MOG-PA-R15.

Quindi, si procederà secondo quanto appresso riportato:

Componente ambientale	ARIA
Monitoraggio	inquinanti appresso indicati: PTS, PM10, NOx, PM2,5, CO, Benzene
Periodo	<ul style="list-style-type: none">✓ due settimane prima dell'inizio dei lavori✓ durante la fase di cantiere: campionamento previsto con cadenza mensile

10 DESCRIZIONE DI ELEMENTI E BENI CULTURALI E PAESAGGISTICI PRESENTI

10.1 GENERALITÀ

Il presente capitolo tratta quanto riportato dal punto 8 dell’Allegato VII relativo ai contenuti dello SIA di cui all’art. 22 del D. Lgs. 152/2006 e ss. mm. e ii.

Di seguito i contenuti:

La descrizione degli elementi e dei beni culturali e paesaggistici eventualmente presenti, nonché dell’impatto del progetto su di essi, delle trasformazioni proposte e delle misure di mitigazione e compensazione eventualmente necessarie.

10.2 ANALISI DEL PIANO PAESAGGISTICO

Il Piano Paesaggistico della Regione Sardegna, PPR, è stato approvato con Decreto del Presidente della Regione n. 82 del 07/09/2006.

Il PPR è uno strumento di governo del territorio che persegue il fine di preservare, tutelare, valorizzare e tramandare alle generazioni future l’identità ambientale, storica, culturale e insediativa del territorio sardo, proteggere e tutelare il paesaggio culturale e naturale con la relativa biodiversità, e assicurare la salvaguardia del territorio e promuoverne forme di sviluppo sostenibile al fine di migliorarne le qualità. Il Piano identifica la fascia costiera come risorsa strategica e fondamentale per lo sviluppo sostenibile del territorio sardo e riconosce la necessità di ricorrere a forme di gestione integrata per garantirne un corretto sviluppo in grado di salvaguardare la biodiversità, l’unicità e l’integrità degli ecosistemi, nonché la capacità di attrazione che suscita a livello turistico. Il Piano è attualmente in fase di rivisitazione per renderlo coerente con le disposizioni del Codice Urbani, tenendo conto dell’esigenza primaria di addivenire ad un modello condiviso col territorio che coniughi l’esigenza di sviluppo con la tutela e la valorizzazione del paesaggio.

Dal punto di vista territoriale-paesaggistico, i siti di impianto ricadono a circa 10 km a Est del limite dell’Ambito di paesaggio costiero del Golfo di Oristano (cfr. immagine appresso riportata):



Fig. 51 - Ubicazione dei siti di impianto rispetto al limite del più vicino Ambito di paesaggio costiero

Per un completo inquadramento vincolistico sono stati usati i servizi WMS del Geoportale della Regione Sardegna relativi al PPR. Ai citati substrati informativi è stato aggiunto quello relativo ai nuraghi riportati nelle cartografie allegata alla Relazione archeologica di cui ai codici MOG-PA-T18, MOG-PA-T19, MOG-PA-T20.

L’analisi è riportata nei seguenti elaborati grafici di progetto:

- ✓ Carta dei Vincoli su CTR, codice MOG-PA-T16. La cartografia mostra che gli aerogeneratori, le relative piazzole e viabilità di accesso, i relativi elettrodotti interrati saranno realizzati su aree così distinte: colture erbacee specializzate, aree agroforestali, aree incolte (su aree di medesima natura sarà realizzata la SSEU); gli elettrodotti interrati in MT di collegamento tra area impianto e area SSEU saranno posati lungo viabilità esistenti asfaltate o sterrate; l’elettrodotto interrato in AT di collegamento tra SSEU ed esistente SE “Mogorealla” sarà posato in area caratterizzata da colture specializzate e arboree.
- ✓ Carta PPR (Piano Paesistico Regionale), codice MOG-PA-T22. Si ribadisce quanto indicato per la tavola precedente. Si evidenzia che l’elettrodotto interrato in MT nei pressi dell’aerogeneratore M02 e dell’aerogeneratore V03 interferisce con una condotta

idrica esistente.

- ✓ Carta PPR – Assetto Ambientale, codice MOG-PA-T24. Si rinvia a quanto già indicato per l’elaborato MOG-PA-T16.
- ✓ Carta PPR – Assetto Storico Culturale, codice MOG-PA-T25. Dalla cartografia si rileva che il progetto non interferisce con nessuno degli elementi distintivi dell’assetto storico culturale. Si evidenzia che in tale elaborato sono indicati i nuraghi le cui posizioni sono state riportate nelle cartografie allegare alla Relazione archeologica di cui ai codici MOG-PA-T18, MOG-PA-T19 e MOG-PA-T20 e nella Carta dei Vincoli di cui al codice MOG-PA-T16. Per ulteriori approfondimenti si rinvia alla Relazione archeologica, avente codice MOG-PA-R03, e ai relativi allegati.
- ✓ Carta PPR – Assetto Insediativo, codice MOG-PA-T26. Dalla cartografia si rileva che l’elettrodotto interrato in MT di collegamento tra area di impianto e area SSEU sarà posato lungo viabilità provinciali esistenti e che l’elettrodotto interrato in MT nei pressi dell’aerogeneratore M02 e dell’aerogeneratore V03 interferisce con una condotta idrica esistente.

A seguito della puntuale analisi condotta, si rileva quanto segue:

- ✓ l’area scelta per l’impianto ricade sostanzialmente in territori caratterizzati da colture erbacee specializzate, aree agroforestali, aree incolte;
- ✓ non si rilevano interferenze ostative con l’assetto storico culturale e con l’assetto insediativo puntualmente analizzati dal PPR;
- ✓ viabilità e piazzole di servizio degli aerogeneratori saranno realizzate con materiali aridi di simile colorazione rispetto alle viabilità sterrate esistenti per gli accessi ai fondi agricoli limitrofi; inoltre, laddove possibile saranno ripristinate le condizioni ante operam;
- ✓ gli elettrodotti in MT/AT saranno integralmente interrati e a completamento della posa lo stato dei luoghi sarà ripristinato come ante operam;
- ✓ l’area della Sottostazione sarà realizzata nei pressi della esistente SE di smistamento della RTN a 220 kV di “Mogorella” con ciò mantenendo in uno stesso areale infrastrutture di tipo similare.

Per i suddetti motivi non si rilevano criticità paesaggistiche connesse con la realizzazione dell’opera, a meno dell’inserimento degli aerogeneratori nel contesto territoriale.

Si è, quindi, proceduto con la lettura delle Norme Tecniche di Attuazione, NTA, del PPR

facendo particolare riferimento agli articoli 28, 29 e 30 relativi alle aree ad utilizzazione agro-forestale. Di seguito si riportano i contenuti dei citati articoli:

Art. 28 - Aree ad utilizzazione agro-forestale. Definizione

1. *Sono aree con utilizzazioni agro-silvo pastorali intensive, con apporto di fertilizzanti, pesticidi, acqua e comuni pratiche agrarie che le rendono dipendenti da energia suppletiva per il loro mantenimento e per ottenere le produzioni quantitative desiderate.*
2. *In particolare, tali aree comprendono rimboschimenti artificiali a scopi produttivi, oliveti, vigneti, mandorleti, agrumeti e frutteti in genere, coltivazioni miste in aree periurbane, coltivazioni orticole, colture erbacee incluse le risaie, prati sfalciabili irrigui, aree per l’acquicoltura intensiva e semi-intensiva ed altre aree i cui caratteri produttivi dipendono da apporti significativi di energia esterna.*
3. *Rientrano tra le aree ad utilizzazione agro-forestale le seguenti categorie:*
 - a. *colture arboree specializzate;*
 - b. *impianti boschivi artificiali;*
 - c. *colture erbacee specializzate.*

Art. 29 - Aree ad utilizzazione agro-forestale. Prescrizioni

1. *La pianificazione settoriale e locale si conforma alle seguenti prescrizioni:*
 - a) *vietare trasformazioni per destinazioni e utilizzazioni diverse da quelle agricole di cui non sia dimostrata la rilevanza pubblica economica e sociale e l’impossibilità di localizzazione alternativa, o che interessino suoli ad elevata capacità d’uso, o paesaggi agrari di particolare pregio o habitat di interesse naturalistico, fatti salvi gli interventi di trasformazione delle attrezzature, degli impianti e delle infrastrutture destinate alla gestione agro-forestale o necessarie per l’organizzazione complessiva del territorio, con le cautele e le limitazioni conseguenti e fatto salvo quanto previsto per l’edificato in zona agricola di cui agli artt. 79 e successivi;*
 - b) *promuovere il recupero delle biodiversità delle specie locali di interesse agrario e delle produzioni agricole tradizionali, nonché il mantenimento degli agrosistemi autoctoni e dell’identità scenica delle trame di appoderamento e dei percorsi interpoderali, particolarmente nelle aree perturbane e nei terrazzamenti storici;*
 - c) *preservare e tutelare gli impianti di colture arboree specializzate.*

Art. 30 - Aree ad utilizzazione agro-forestale. Indirizzi

1. *La pianificazione settoriale e locale si conforma ai seguenti indirizzi: armonizzazione e recupero, volti a:*
 - *migliorare le produzioni e i servizi ambientali dell’attività agricola;*
 - *riqualificare i paesaggi agrari;*
 - *ridurre le emissioni dannose e la dipendenza energetica;*
 - *mitigare o rimuovere i fattori di criticità e di degrado.*
2. *Il rispetto degli indirizzi di cui al comma 1 va verificato in sede di formazione dei piani settoriali o locali, con adeguata valutazione delle alternative concretamente praticabili e particolare riguardo per le capacità di carico degli ecosistemi e delle risorse interessate.*

Da quanto su riportato si conferma la compatibilità tra la pianificazione paesaggistica e la realizzazione dell’impianto eolico proposto.

Inoltre, i siti scelti per l’impianto non sono annoverati tra le aree non idonee individuate ai sensi della DGR 59/90 del 2020. A tal proposito è stata redatta apposita cartografia avente codice MOG-PA-T21. Ciò è in linea con l’art. 112 comma 1 delle NTA, in quanto al DGR 59/90 è il frutto di uno studio specifico per l’individuazione di aree di basso valore paesaggistico dove ubicare gli eventuali impianti eolici nelle previsioni del Piano Energetico Ambientale Regionale. Vale la pena di ricordare, in questa sede quanto indicato nel corpo della DGR 59/90:

L’Assessore, di concerto con gli Assessori della Difesa dell’Ambiente e degli Enti Locali, Finanze e Urbanistica, riferisce che il lavoro svolto è ispirato alla necessità di fornire uno strumento che consenta di accompagnare e promuovere lo sviluppo d’impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile in considerazione degli ambiziosi obiettivi al 2030 del Piano Energetico Ambientale Regionale e più in generale a livello nazionale ed europeo. Il PEARS, nell’ambito dell’Obiettivo Generale OG2 Sicurezza Energetica, contempla l’azione strategica di lungo periodo (2030) AS2.3 che prevede che la regione persegua entro il 2030 l’installazione di impianti di generazione da fonte rinnovabile per una producibilità attesa di circa 2-3 TWh di energia elettrica ulteriore rispetto a quella esistente, che si attesta per il 2018 a 3,6 TWh.

Alla luce delle considerazioni fatte, si può affermare la compatibilità del progetto proposto con il Piano Paesaggistico Regionale analizzato.

10.3 ELEMENTI DEL PIANO

Ciò detto, per individuare l’area vasta, interessata dalle opere di cui alla presente relazione di SIA, all’interno della quale possono registrarsi interferenze tra impianto, centri abitati e beni

culturali, si è fatto riferimento a quanto indicato dal punto 3.1 lettera b) dell’Allegato 4 alle Linee Guida di cui al DM 10/09/2010: di seguito il contenuto della lettera b): *Ricognizione dei centri abitati e dei beni culturali riconosciuti come tali ai sensi del D. Lgs. 42/2004, distanti in linea d’aria non meno di 50 volte l’altezza massima del più vicino aerogeneratore, documentando fotograficamente l’interferenza con le nuove strutture.*

Atteso che l’aerogeneratore ha altezza massima pari a 200 m, il limite del buffer, rispetto alla linea immaginaria che unisce gli assi degli aerogeneratori, sarà posto a $200 \text{ m} \times 50 = 10.000 \text{ m} = 10 \text{ km}$. Il limite del buffer così determinato intercetta o comprende i territori dei seguenti comuni: Mogorella, Villa S. Antonio, Siapiccia, Siamanna, Allai, Fordongianus, Samugheo, Asuni, Laconi, Senis, Nureci, Genoni, Gesturi, Assolo, Sini, Gonnosnò, Albagiara, Ales, Pau, Villaverde, Usellus, Villaurbana, Ruinas (si consulti in merito l’immagine appresso riportata):

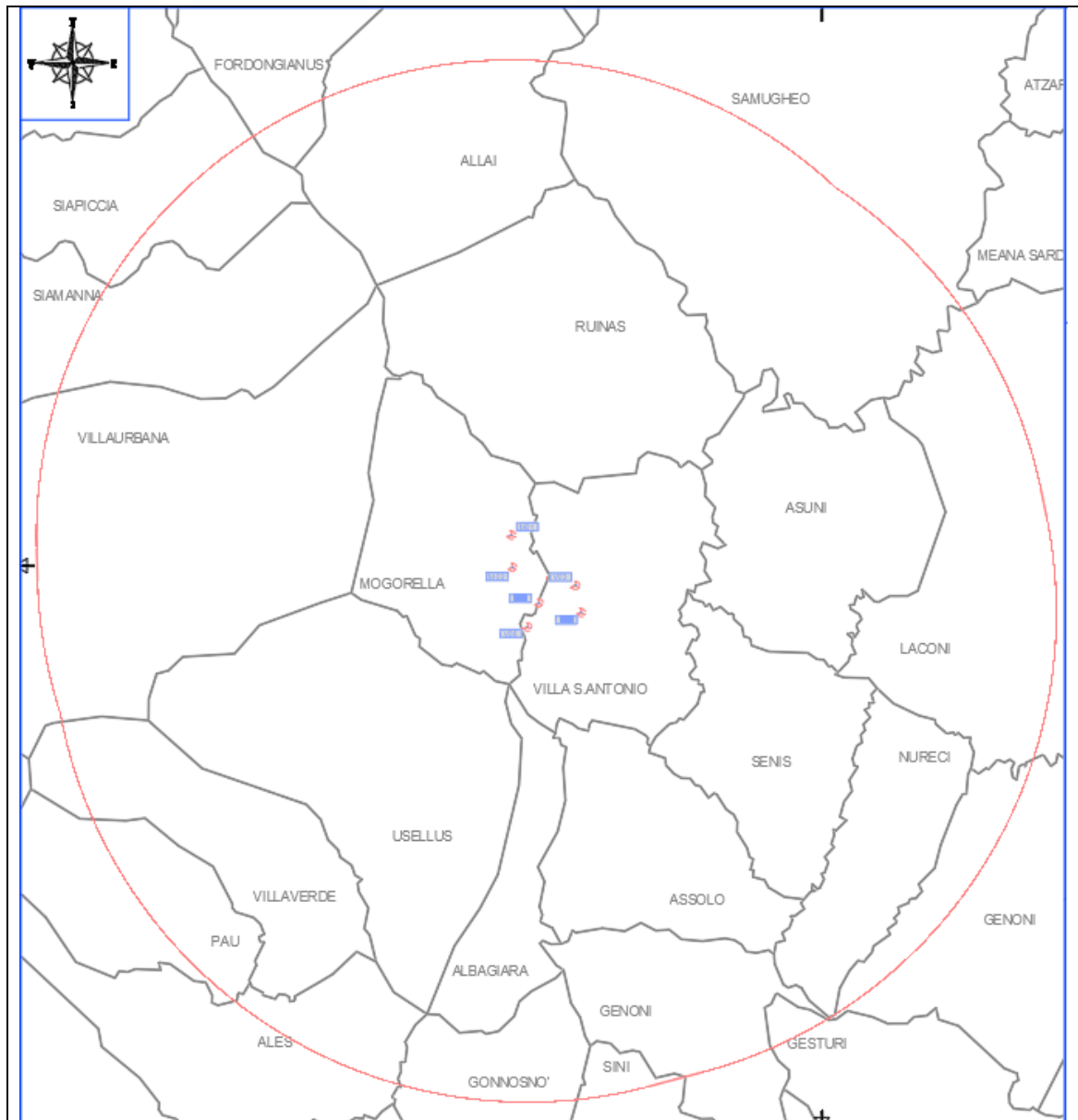
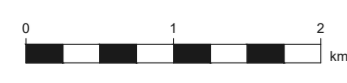
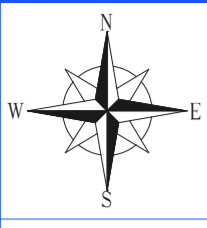
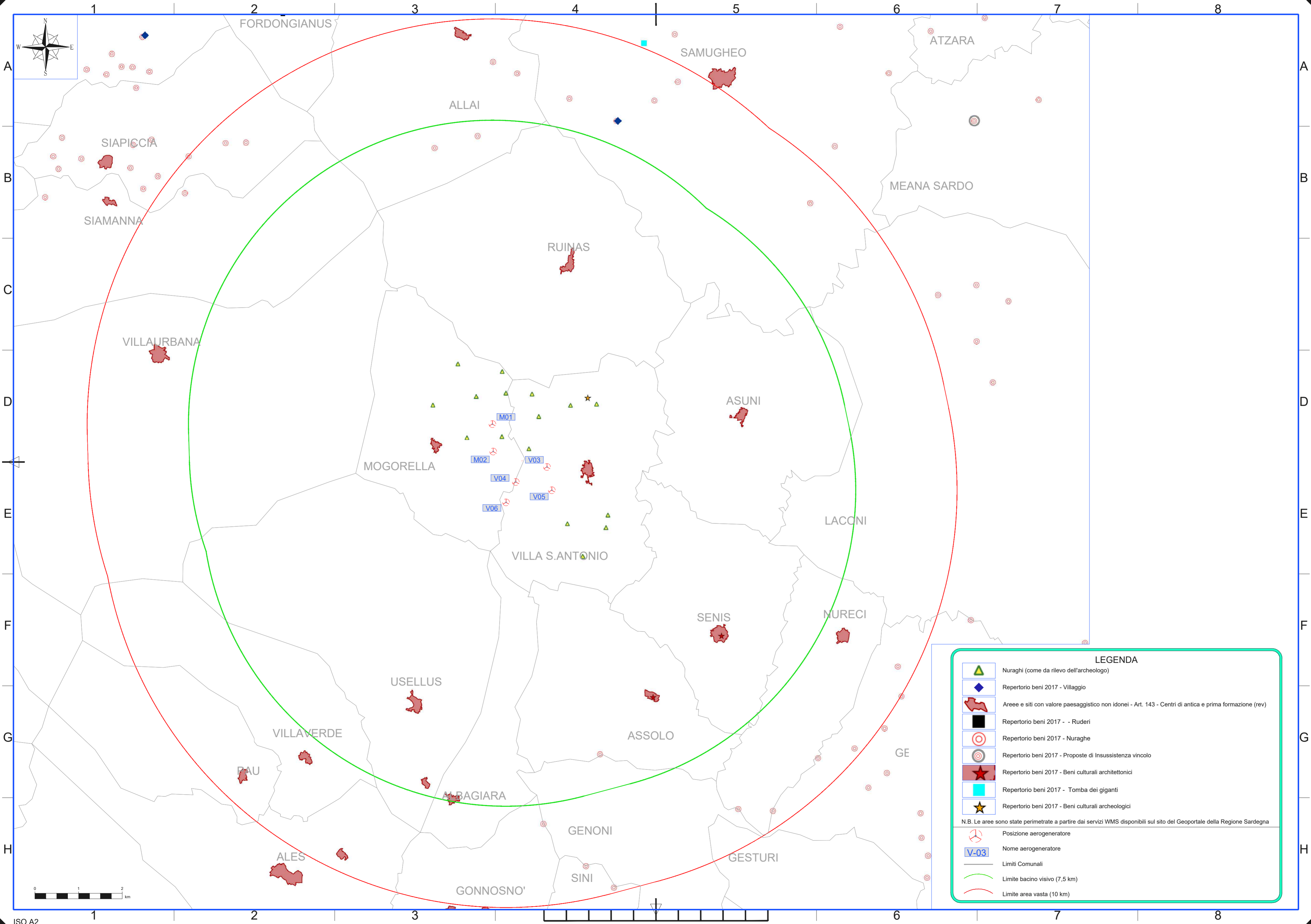


Fig. 52 - Intersezione tra limiti comunali e limite del buffer di 10 km

A questo punto, sempre con l’ausilio dei servizi WMS relativi al Piano Paesaggistico in studio sono stati riportati su cartografia:

- ✓ Centri abitati,
- ✓ Beni culturali (si osservi che gli elaborati del PPR non riportano i nuraghi, i quali invece sono rappresentati nelle cartografie allegate alla Relazione archeologica di cui ai codici MOG-PA-T18, MOG-PA-T19 e MOG-PA-T20 e nella Carta dei Vincoli di cui al codice MOG-PA-T16).

Lo scopo è quello di individuare all’interno dell’area vasta gli elementi di cui al precedente elenco, in modo da valutare correttamente l’impatto che l’opera in progetto può avere sugli elementi stessi. Si consulti l’immagine appresso indicata:



LEGENDA

-  Nuraghi (come da rilievo dell'archeologo)
-  Repertorio beni 2017 - Villaggio
-  Aree e siti con valore paesaggistico non idonei - Art. 143 - Centri di antica e prima formazione (rev)
-  Repertorio beni 2017 - - Ruderì
-  Repertorio beni 2017 - Nuraghe
-  Repertorio beni 2017 - Proposte di insussistenza vincolo
-  Repertorio beni 2017 - Beni culturali architettonici
-  Repertorio beni 2017 - Tomba dei giganti
-  Repertorio beni 2017 - Beni culturali archeologici

N.B. Le aree sono state perimetrate a partire dai servizi WMS disponibili sul sito del Geoportale della Regione Sardegna

-  Posizione aerogeneratore
-  Nome aerogeneratore
-  Limiti Comunali
-  Limite bacino visivo (7,5 km)
-  Limite area vasta (10 km)

Nel citato elaborato grafico è stato inserito il limite dell’area vasta, ovvero il limite dei 10 km calcolati secondo quanto indicato nel presente paragrafo, e il limite del bacino visivo pari a 7,5 km, calcolato secondo quanto indicato nella relazione dal titolo Analisi di intervisibilità, codice MOG-PA-R14.

Dalla consultazione dell’elaborato grafico si rileva quanto segue:

- ✓ le aree oggetto di intervento sono prossime ai centri abitati di Mogorella e Villa Sant’Antonio, nonché ad alcuni dei nuraghi individuati dal rilievo archeologico;
- ✓ altri beni culturali e centri abitati si trovano a distanze maggiori o uguali a 4 km.

Si è, quindi, proceduto con l’individuazione di punti in corrispondenza o nelle immediate adiacenze di elementi singolari per la effettuazione di scatti fotografici utili ai fini delle simulazioni fotografiche post operam. Per tutti i dettagli relativi alle simulazioni ante e post operam si rinvia all’elaborato grafico dal titolo Rendering e fotoinserimenti, codice MOG-PA-T33.

Alla luce di quanto trattato si può affermare la sostanziale compatibilità dell’impianto proposto con il Piano Paesaggistico analizzato.

11 VULNERABILITÀ DEL PROGETTO

11.1 GENERALITÀ

Il presente capitolo tratta quanto riportato dal punto 9 dell’Allegato VII relativo ai contenuti dello SIA di cui all’art. 22 del D. Lgs. 152/2006 e ss. mm. e ii.

Di seguito i contenuti:

Una descrizione dei previsti impatti ambientali significativi e negativi del progetto, derivanti dalla vulnerabilità del progetto ai rischi di gravi incidenti e/o calamità che sono pertinenti per il progetto in questione. A tale fine potranno essere utilizzate le informazioni pertinenti disponibili, ottenute sulla base di valutazioni del rischio effettuate in conformità della legislazione dell’Unione (a titolo e non esaustivo la direttiva 2012/18/UE del Parlamento europeo e del Consiglio o la direttiva 2009/71/Euratom del Consiglio), ovvero di valutazioni pertinenti effettuate in conformità della legislazione nazionale, a condizione che siano soddisfatte le prescrizioni del presente decreto. Ove opportuno, tale descrizione dovrebbe comprendere le misure previste per evitare o mitigare gli impatti ambientali significativi e negativi di tali eventi, nonché dettagli riguardanti la preparazione a tali emergenze e la risposta proposta.

11.2 IMPATTI AMBIENTALI SIGNIFICATIVI DERIVANTI DALLA VULNERABILITÀ DEL PROGETTO

Gli impatti di cui richiede la norma, possono essere ascrivibili a quanto appresso indicato:

- Terremoti,
- Crolli delle strutture non ascrivibili a terremoti,
- Alluvioni,
- Incidenti aerei.

Con riferimento al rischio terremoti si osservi che i Territori dei Comuni di Mogorella e Villa S. Antonio si trovano in zona sismica 4, il che indica che la probabilità che si verifichi un terremoto è molto bassa (le zone sismiche derivano dalla classificazione sismica di cui alle Ordinanze del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003 e n. 3519 del 28 aprile 2006). Inoltre, dalla consultazione della mappa interattiva di pericolosità sismica disponibile sul sito dell’INGV si rileva che territori comunali sono caratterizzati da un’accelerazione variabile da 0,025 g a 0,050 g, che indica una pericolosità sismica bassa (cfr. immagine appresso riportata tratta dal sito dell’INGV).

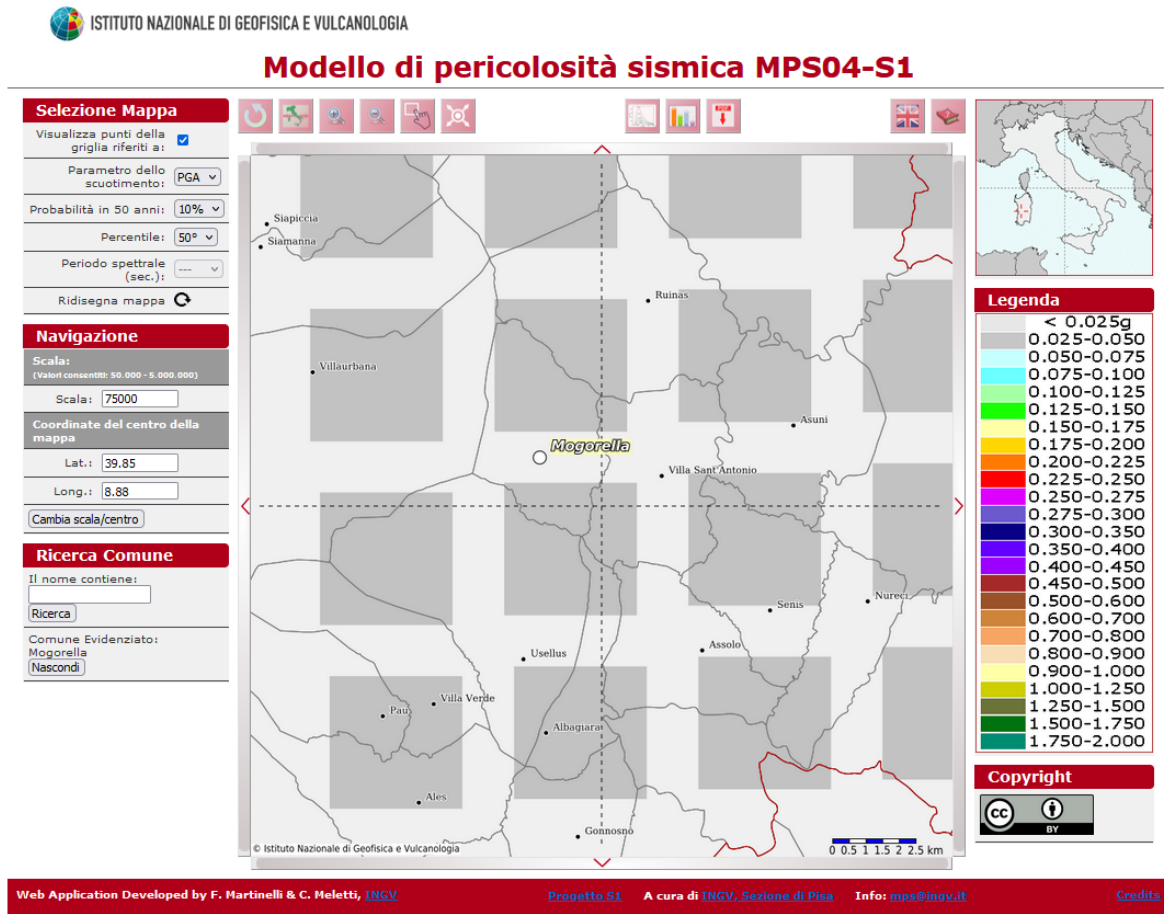


Fig. 53 - Modello di pericolosità sismica in corrispondenza dei siti scelti per gli aerogeneratori in progetto

A proposito delle sollecitazioni sismiche, si ricordi che di queste si terrà conto in fase di progettazione esecutiva delle opere in conglomerato cementizio armato e in acciaio. Il progetto esecutivo delle citate opere andrà depositato presso l’Ufficio del Genio Civile di Oristano per l’ottenimento dell’autorizzazione sismica necessaria per potere partire con la esecuzione delle opere strutturali.

Con riferimento a crolli non ascrivibili a terremoti, fermo restando che le opere in conglomerato cementizio armato e in acciaio saranno adeguatamente dimensionate al fine di assicurare la stabilità nel tempo, si consideri che è possibile attuare un programma di monitoraggio della verticalità di ogni aerogeneratore. Con ciò si potrà ridurre al minimo il rischio di un crollo inaspettato o accidentale evitando di arrecare danni a cose o persone.

Per quel che concerne la problematica connessa con eventuali alluvioni, si è fatto riferimento al Piano di Gestione del Rischio Alluvioni, approvato con Deliberazione del Comitato

Istituzionale n. 2 del 15/03/2016 e con Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 27/10/2016. In particolare, dalla consultazione delle cartografie disponibili, le aree interessate dal progetto sono totalmente al di fuori da siti interessati da pericolosità e rischio idraulico (cfr. par. 3.2.12).

Con riferimento agli incidenti aerei, preliminarmente si consideri che: il baricentro di impianto dista circa 60 km (in linea d’aria) dall’aeroporto Decimomannu e circa 68 km (in linea d’aria) dall’aeroporto Tortoli-Arbatax; altri aeroporti si trovano a distanze superiori a 70 km.

Inoltre, le coordinate degli aerogeneratori in uno alla loro quota rispetto al suolo saranno inviate all’ENAC e all’ENAV che faranno le loro valutazioni per l’eventuale espressione del loro nulla osta al progetto con eventuali prescrizioni. Si osservi che gli aerogeneratori saranno dotati di idonea segnaletica diurna e notturna, come da normativa vigente e da prescrizioni che gli enti deputati alla tutela del sorvolo vorranno rilasciare.

12 ELENCO DEI RIFERIMENTI E DELLE FONTI UTILIZZATE

12.1 GENERALITÀ

Il presente capitolo tratta quanto riportato dal punto 11 dell’Allegato VII relativo ai contenuti dello SIA di cui all’art. 22 del D. Lgs. 152/2006 e ss. mm. e ii.

Di seguito i contenuti:

Un elenco di riferimenti che specifichi le fonti utilizzate per le descrizioni e le valutazioni incluse nello Studio di Impatto Ambientale.

12.2 BIBLIOGRAFIA DEL SIA

Il presente paragrafo riporta l’elenco delle fonti utilizzate per la definizione dei contenuti di cui al presente SIA:

- “Linee Guida per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili” di cui al D.M. 10 Settembre 2010, e in particolare l’Allegato 4. “Impianti eolici: elementi per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio”.
- Deliberazione n. 59/90 del 27.11.2020 dal titolo “Individuazione delle aree non idonee all’installazione di impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili”.
- “Codice dei Beni Culturali e Ambientali” di cui al D. Lgs. 42/2004 e ss. mm. e ii..
- “Riordinamento e riforma della legislazione in materia di boschi e di terreni montani” di cui al Regio Decreto n. 3267/1923.
- Piano Paesaggistico Regionale, P.P.R., della Regione Sardegna, approvato con Decreto del Presidente della Regione n. 82 del 07/09/2006 e ss. mm. e ii..
- Piano Stralcio per l’Assetto Idrogeologico della Regione Sardegna, P.A.I., approvato con Decreto del Presidente della Regione Sardegna n. 67 del 10/07/2006 e ss. mm. e ii..
- Piano di Tutela delle Acque, P.T.A., approvato con Deliberazione della Giunta Regionale n. 14/16 del 4 aprile 2006.
- Piano Energetico Ambientale Regionale Sardegna, approvato con Delibera di Giunta 45/40 del 2 agosto 2016.
- Allegati alla Deliberazione n. 59/90 del 27.11.2020, relativi al Piano Energetico

Ambientale della Regione Sardegna.

- Geoportale Nazionale.
- Sardegna Mappe - Geoportale della Regione Sardegna.
- Sito web del Comune di Mogorella.
- Sito web del Comune di Villa S. Antonio.
- Sito web INGV.
- Sito web del Piano di Tutela delle Acque della Regione Sardegna.
- Sito web del Piano di Gestione del Rischio Alluvioni della Regione Sardegna.
- Sito web del Piano Stralcio delle Fasce Fluviali della Regione Sardegna.
- Sito web del Piano Regionale di previsione, prevenzione e lotta attiva contro gli incendi boschivi della Regione Sardegna.
- Sito web Sardegna Territorio.
- Sito web Sardegna Foreste.
- Sito web Sardegna Ambiente.
- Wind Power Electricity: The Bigger the Turbine, The Greener the Electricity?” (Energia eolica: più grandi le turbine, più ecologica l’elettricità?) dal sito <https://pubs.acs.org/doi/full/10.1021/es204108n>.

13 SOMMARIO DI EVENTUALI DIFFICOLTÀ PER LA REDAZIONE DELLO SIA

13.1 GENERALITÀ

Il presente capitolo tratta quanto riportato dal punto 12 dell’Allegato VII relativo ai contenuti dello SIA di cui all’art. 22 del D. Lgs. 152/2006 e ss. mm. e ii.

Di seguito i contenuti:

Un sommario delle eventuali difficoltà, quali lacune tecniche o mancanza di conoscenze, incontrate dal proponente nella raccolta dei dati richiesti e nella previsione degli impatti di cui al punto 5.

13.2 ELENCO DELLE CRITICITÀ

A fine stesura del presente Studio, non si sono registrate particolari criticità, a meno della difficoltà nel reperire il PUC vigente del Comune di Mogorella.