

Comuni di : Monteleone , Anzano e Sant'Agata

Provincia di : Foggia

Regione : Puglia

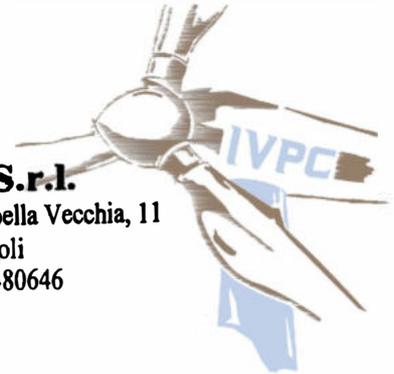
PROPONENTE



IVPC S.r.l.
Sede legale : 80121 Napoli (NA) - Vico Santa Maria a Cappella Vecchia 11
Sede Operativa : 83100 Avellino - Via Circumvallazione 108
Indirizzo email ivpc@pec.ivpc.com

I.V.P.C. S.r.l.
Vico Santa Maria a Cappella Vecchia, 11
80121 Napoli

P.IVA: 01895480646
Antes



OPERA

PROGETTO PER IL RIFACIMENTO E POTENZIAMENTO DI UN PARCO EOLICO

OGGETTO

TITOLO ELABORATO :

Studio Fattibilità Ambientale

DATA :	Luglio 2023	N°/CODICE ELABORATO :	SIA_01	
SCALA :				
Tipologia :	R (relazione)	Formato :	A4	Lingua : ITALIANO

I TECNICI

Progettazione, Coordinamento e progettazione elettrica	<p>STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA MEZZINA dott. ing. Antonio Via Tiberio Solis n.128 71016 San Severo (FG) Tel. 0882.228072 Fax 0882.243651 e-mail: info@studiomezzina.net web: www.studiomezzina.net</p>	
Studio archeologico	<p>NOSTOI s.r.l. Dott.ssa Maria Grazia Liseno Tel. 0972.081259 Fax 0972.83694 E-Mail: mgliseno@nostoisr.it</p>	<p>Studio idraulico geologico e geotecnico</p> <p>Dott. Nazario Di Lella Tel./Fax 0882.991704 cell. 328 3250902 E-Mail: geol.dilella@gmail.com</p>
Studio strutturale	<p>Ing. Tommaso Monaco Tel. 0885.429850 Fax 0885.090485 E-Mail: ing.tommaso@studiotecnicomonaco.it</p>	<p>Consulenza topografica</p> <p>Geom. Matteo Occhiochiuso Tel. 328 5615292 E-Mail: matteo.occhiochiuso@virgilio.it</p>
Studio acustico	<p>STUDIO FALCONE Ingegneria</p> <p>Ing. Antonio Falcone Tel. 0884.534378 Fax. 0884.534378 E-Mail: antonio.falcone@studiofalcone.eu</p>	<p>Analisi paesaggistica e studio di impatto ambientale</p> <p>Dott. Agr. Pasquale Fausto Milano Tel. 3478880757 E-Mail: milpaf@gmail.com</p>

01	Luglio 2023	Rimissione progetto definitivo a seguito integrazione Mase	Studio Mezzina	IVPC s.r.l.
00	Settembre 2022	Emissione progetto definitivo	Studio Mezzina	IVPC s.r.l.
N° REVISIONE	DATA	OGGETTO DELLA REVISIONE	ELABORAZIONE	APPROVAZIONE

Proprietà e diritto del presente documento sono riservati - la riproduzione è vietata.

1.	INTRODUZIONE	7
2.	OBIETTIVI DEL SIA	11
3.	IL PANORAMA ENERGETICO	12
3.1.	LO SCENARIO MONDIALE	12
3.2.	LO SCENARIO EUROPEO	16
3.3.	LO SCENARIO NAZIONALE	20
3.4.	LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI (FER)	23
3.4.1.	Le fonti rinnovabili in Europa.....	23
3.4.2.	Monitoraggio FER: consumi rilevati e traiettorie previste al 2020 e al 2030.....	25
3.4.3.	Le fonti rinnovabili in Italia: dati principali al 2021	26
3.4.4.	Le fonti energetiche in Puglia	31
3.4.5.	L'energia eolica	35
3.4.6.	L'Eolico in Europa	36
3.4.7.	Lo sviluppo dell'eolico in Italia	37
3.4.6.1	Impianti eolici: i dati al 2019	38
4.	GLI STRUMENTI DI RIFERIMENTO PER IL SETTORE ENERGETICO E ambientale	42
4.1.	NORMATIVA ENERGETICA	42
4.1.1.	IL PIANO ENERGETICO NAZIONALE	42
4.1.2.	PIANO DI AZIONE ANNUALE SULL'EFFICIENZA ENERGETICA.....	43
4.1.3.	PIANO NAZIONALE DI RIPRESA E RESILIENZA – PNRR	44
4.1.3.1.	Assi strategici e priorità trasversali	44
4.1.3.2.	Missioni e componenti del Piano	45
4.1.3.3.	Risorse del Piano e allocazione a missioni e componenti	47
4.1.4.	NORMATIVA REGIONALE.....	47
4.2.	NORMATIVA AMBIENTALE	48
4.2.1.	Normativa Comunitaria	48
4.2.2.	Normativa Nazionale	49
4.2.3.	Normativa Regionale	52
4.3.	Aree Idonee ai sensi del D. Lgs. 199/2021	52

4.4. Linee Guida per l’Autorizzazione degli Impianti da Fonti Rinnovabili e L.R. n.24 del 30/12/2010	53
5. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO.....	57
5.1. Inquadramento dell’area interessata dall’intervento.....	57
5.2. Il Piano Paesistico Territoriale Regionale (PPTR)	58
5.2.1 Ambiti e Figure.....	64
5.2.2 Figura Territoriale 2.4 “I Monti Dauni meridionali”	68
5.2.3 Verifica compatibilità progetto PPTR.....	69
5.3. Il Piano di Assetto Idrogeologico (PAI)	88
5.3.1 Verifica compatibilità progetto PAI	89
5.4. Aree Naturali Protette	90
5.4.1 Verifica di compatibilità del progetto	92
5.5. Piano Faunistico Venatorio.....	93
5.5.1 Verifica di compatibilità del progetto	95
5.6. Piano Tutela delle Acque (PTA)	95
5.6.1 Verifica di compatibilità del progetto	96
5.7. Piano Regionale di Qualità dell’Aria (PRQA).....	97
5.7.1 Verifica di compatibilità del progetto.....	99
5.8. Aree Non Idonee	100
5.8.1 Verifica di compatibilità del Progetto	101
5.9. Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR)	102
5.10. Aree percorse dal fuoco	103
5.10.1 Verifica di compatibilità del Progetto.....	104
5.11 Strumenti Urbanistici	107
5.12 Considerazioni finali	109
6. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE	110
6.1 Premessa	110
6.2 Motivi e criteri del progetto di rifacimento	112
6.3 Caratteristiche tecniche aerogeneratore di progetto	113
6.4 Effetto sui corridoi ecologici del progetto di rifacimento	115

6.5 Descrizione generale delle lavorazioni previste	115
7. QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE	124
7.1. Premessa	124
7.2. Inquadramento generale dell'area di studio	125
7.3. Metodologia di valutazione degli impatti	128
7.4. Atmosfera e Clima	133
7.4.1. Caratterizzazione meteorologica.....	133
7.4.2. Valutazione degli Impatti.....	136
7.5. Suolo e sottosuolo	137
7.5.1 Inquadramento Geologico	137
7.5.1.1 Geologia di dettaglio dell'area di interesse	139
7.5.2 Inquadramento Geografico e Geomorfologico	139
7.5.3 Sismicità.....	142
7.5.4 Caratteristiche Geologiche locali e indagini in sito.....	142
7.5.4.1. Caratteristiche Geotecniche	142
7.5.4.2. Ubicazione delle indagini	143
7.5.4.3. Valutazione degli Impatti.....	145
7.6. Idrogeologia e caratteri di permeabilità	147
7.6.1. Valutazione degli Impatti	150
7.6.2. Conclusioni	150
7.7. Vegetazione, Flora e Fauna	151
7.7.1. Vegetazione e Flora.....	151
7.7.2. Avifauna e Fauna.....	152
7.7.3. Valutazione degli Impatti.....	153
7.8. Ecosistemi e Habitat	155
7.8.1. Aspetti generali.....	155
7.8.2. Valutazione degli impatti.....	157
7.9. VALLUTAZIONE DI INCIDENZA AMBIENTALE (V.Inc.A.)	158
7.9.1 Descrizione tecnica del progetto	159
7.9.1.1. Caratteristiche tecniche aerogeneratore di progetto	163

7.9.1.2. Effetto sui corridoi ecologici del progetto	164
7.9.1.3. Descrizione generale delle lavorazioni previste	165
7.9.2. Caratteristiche ambientali dell'area di progetto	173
Descrizione delle aree protette.....	173
7.9.3. SIC Accadia – Deliceto (IT9110033).....	173
7.9.3.1. Aspetti abiotici.....	173
7.9.3.1.1. Caratteristiche climatiche	173
7.9.3.1.2. Geologia	174
7.9.3.1.3. Idrologia	174
7.9.3.2. Aspetti biotici	174
7.9.3.2.1. Habitat.....	174
7.9.3.2.2. Fauna.....	177
7.9.3.2.3. Criticità.....	177
7.9.4. Analisi e valutazione dei potenziali effetti del progetto sui siti RN2000	178
7.9.4.1. Suolo	178
7.9.4.1.1. Fase di cantiere	178
7.9.4.1.2. Fase di esercizio.....	179
7.9.4.1.3. Riepilogo interferenze sulla componente suolo rispetto ai siti RN2000	179
7.9.4.2. Acqua.....	179
7.9.4.2.1. Fase di Cantiere	179
7.9.4.2.2. Fase di esercizio	180
7.9.4.2.3. Riepilogo interferenze sulla componente acqua rispetto ai siti RN2000.....	180
7.9.4.3. Aria	180
7.9.4.3.1. Fase di Cantiere	181
7.9.4.3.2. Fase di Esercizio.....	181
7.9.4.3.3. Riepilogo interferenze sulla componente aria rispetto ai siti RN2000	181
7.9.4.4. Rumore	182
7.9.4.4.1. Fase di cantiere.....	182
7.9.4.4.2. Fase di esercizio	182
7.9.4.5. Inquinamento luminoso.....	183

7.9.4.5.1. Fase di cantiere	183
7.9.4.5.2. Fase di esercizio	183
7.9.4.6. Habitat e vegetazione	183
7.9.4.6.1. Fase di esercizio	183
7.9.4.6.2. Fase di cantiere	183
7.9.4.7. Fauna	183
7.9.4.7.1. Fase di costruzione:	184
7.9.4.7.2. Fase di esercizio:	184
7.9.5. Alternative progettuali	185
7.9.5.1. Alternativa o	185
7.9.6. Conclusioni	185
7.10. Effetti Acustici	186
7.10.1. Rumore in fase di cantierizzazione	194
7.10.2. Conclusioni	195
7.11. Effetti Elettromagnetici.....	195
7.12. Paesaggio	197
7.12.1. Valutazione degli Impatti.....	199
7.13. Effetto Shadow-Flickering	201
7.14 Effetto rottura organi rotanti.....	205
7.14.1. Distanze dai principali elementi sensibili dell'area	207
7.14.2. Conclusioni.....	208
8. MISURE DI PREVENZIONE E MITIGAZIONE.....	209
8.1. Premessa	209
8.2. Misure di prevenzione e mitigazione in fase di cantiere	209
8.2.1. Emissioni in atmosfera	210
8.2.2. Emissioni di rumore	210
8.2.3. Misure durante la movimentazione e la manipolazione di sostanze chimiche	211
8.2.4. Misure di prevenzione per escludere il rischio di contaminazione di suolo e sottosuolo.	212
8.2.5. Flora, fauna ed ecosistemi	212
8.3. Misure di mitigazione in fase di esercizio	212

8.3.1	Contenimento delle emissioni sonore ed elettromagnetiche	213
8.3.2.	Contenimento dell'impatto visivo	213
9.	PROGRAMMA DI MONITORAGGIO AMBIENTALE (P.M.A.).....	215
9.1	Introduzione	215
10.	ALTERNATIVA ZERO	216
11.	CONCLUSIONI.....	217

1. INTRODUZIONE

Questa relazione costituisce la revisione della precedente Rev. 00 del 09/09/2022 emessa nell'ambito dell'iniziale progetto definitivo dell'impianto già sottoposto a VIA al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE): **prot. MITE-111180 del 13/09/2022 ID8901**. Il MASE, con propria nota **Prot. N. 7504 del 27/06/2023** richiedeva precisazioni e integrazioni al progetto: per ottemperare alle quali si è reso necessario una revisione del layout di progetto con riduzione del numero complessivo di aerogeneratori da 28, previsti nell'iniziale progetto definitivo, a 19 previsti nella revisione progettuale della quale fa parte il presente documento.

Il presente studio è connesso al Progetto di Rifacimento e Potenziamento di un Parco Eolico esistente costituito da un gruppo di impianti ricadenti nei Comuni di Monteleone di Puglia, Anzano di Puglia, Sant'Agata di Puglia, tutti in provincia di Foggia, nella Regione Puglia, con opere di connessione che si sviluppano nei medesimi comuni. Gli impianti sono attualmente connessi alla rete mediante una sottostazione utente di trasformazione MT/AT situata nel comune di Anzano di Puglia e collegata tramite un breve tratto di linea aerea alle sbarre esistente Stazione di Smistamento MF-POWER a 150kV della SE MF-POWER, ubicata nel territorio di Vallesaccarda (AV) al confine con il comune di Anzano di Puglia. Tale SE è inserita mediante raccordi in entra esce sulla linea a 150kV "Lacedonia – Flumeri".

L'impianto esistente da dismettere è di proprietà della società IVPC S.R.L.

In particolare, l'impianto esistente è composto in totale da n. 82 aerogeneratori tripala con torre tralicciata, di cui n. 46 modello Vestas V42 e n. 36 modello Vestas V44, tutte di potenza nominale pari a 0,60 MW, per una potenza complessiva di 49,20 MW.

Il nuovo impianto, che sostituirà quello attualmente esistente, sarà costituito da n. 19 aerogeneratori tripala di ultima generazione della General Electric tipo GE158 con torre di sostegno tubolare, avente altezza al mozzo pari a 101 m e un diametro del rotore pari a 158 m, di potenza nominale pari a 6,1 MW, per una potenza complessiva di 115,90 MW.

In sintesi, le principali opere di progetto consisteranno nella:

- **Dismissione delle 82 torri eoliche esistenti**, di cui n. 46 modello Vestas V42 e n. 36 modello Vestas V44, con potenza unitaria di **600kW** per un totale di **49,20 MW**;
- **Messa in opera di n. 19 aerogeneratori**, ciascuno dei quali aventi potenza unitaria di **6,10 MW**, per una potenza complessiva di **115,90 MW**;
- **Sostituzione degli elettrodotti interrati esistenti** con nuove linee MT, adeguate per numero, costituzione e formazione ai nuovi aerogeneratori ed alla relativa potenza. I tracciati delle linee interrate di progetto seguiranno per la maggior parte, e ovunque possibile, i tracciati di quelli esistenti da dismettere e comunque saranno posati lungo la viabilità esistente o di progetto;
- Per la connessione alla RTN del nuovo impianto si prevede il rifacimento della SSE con la sola sostituzione delle apparecchiature di alta, media e bassa tensione, sia installate nel piazzale esterno, sia nei locali tecnici e quindi senza modifiche della superficie complessiva recintata e dei locali tecnici.

In quest'ottica, attraverso la proposta di Rifacimento e Potenziamento dell'Impianto Eolico esistente, la IVPC S.r.l. si pone come obiettivo principale quello di far convergere azioni di miglioramento in ambito territoriale e ambientale, con quelle di incremento della capacità produttiva dell'impianto attraverso la sostituzione dei vecchi aerogeneratori e l'ammodernamento della rete infrastrutturale.

La proposta progettuale si propone quindi di apportare significativi benefici dovuti alla dismissione di strutture ormai obsolete con conseguente diminuzione del carico infrastrutturale in un contesto territoriale già interessato da diversi impianti eolici esistenti: allo stato attuale infatti gli aerogeneratori già presenti nell'area si susseguono quasi senza soluzione di continuità nel territorio collinare tra Avellino e Foggia, connotando l'area come un grande polo energetico sviluppatosi negli ultimi vent'anni a cavallo tra Campania, Puglia e Basilicata.

Dal punto di vista tecnologico, i nuovi aerogeneratori sono molto più potenti e performanti rispetto agli esistenti ed in funzione delle caratteristiche anemologiche dell'area hanno un rendimento maggiore in termini di ore di produzione, oltre ad essere compatibili con il territorio e con i maggiori aspetti di sensibilità ambientale presenti nel contesto di riferimento, come si evince anche dagli studi specialistici elaborati a corredo del progetto.

Gli aerogeneratori saranno tra loro elettricamente collegati mediante elettrodotti interrati a 30kV secondo percorsi che in massima parte seguiranno quelli esistenti che saranno smantellati e sostituiti con i nuovi: il tracciato degli elettrodotti per il nuovo impianto è in massima parte coincidente con quello dell'impianto esistente salvo la zona intorno all'aerogeneratore MTZ05 e quella tra gli aerogeneratori MTZ11 e MTZ12 in corrispondenza delle quali differisce dal tracciato di quello esistente per meglio adeguarlo alla viabilità esistente.

Gli elettrodotti si collegheranno alla sottostazione esistente, la quale, dal punto di vista dell'ubicazione, delle superfici e dei volumi, rimarrà invariata salvo la sostituzione delle apparecchiature di alta tensione esterne e di quelle di media e bassa tensione interne al locale tecnico, per adeguarle alla nuova tensione di trasporto e alla maggiore potenza, nonché alle più recenti tecnologie e prescrizioni del Codice di Rete di TERNA.

Ai fini della maggiore potenza di connessione alla RTN, la IVPC ha richiesto, ottenuto e accettato la Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG), Codice **Pratica 202300520**, la quale prevede che l'impianto resti collegato in antenna a 150 kV alla Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV denominata "Vallesaccarda" previa realizzazione:

1. *delle opere previste al cluster 1 dell'intervento 519-P di cui al Piano di Sviluppo Terna;*
2. *di un nuovo elettrodotto 150 kV tra la SE RTN a 150 kV di Vallesaccarda, previ opportuni adeguamenti/ampliamenti, ed una futura SE RTN 380/150 kV da collegare in entra-esce alla linea RTN 380 kV "Troia 380 – Benevento 3".*

Da precisare che allo stato attuale le opere di rete previste al punto 2 sono già state autorizzate da altri produttori in seno ai propri procedimenti di autorizzazione di impianti FER che prevedono la medesima soluzione di connessione; le opere di cui al punto 1 fanno parte del Piano di Sviluppo TERNA che ne ha quindi la competenza per la progettazione, autorizzazione e costruzione.

In estrema sintesi la soluzione di connessione del nuovo impianto non è modificata e le opere di rete aggiuntive, essendo già autorizzate o di diretta competenza di TERNA, non fanno parte del progetto della IVPC che qui trattasi.

La scelta del nuovo aerogeneratore è stata dettata dai seguenti criteri:

1. Evitare la sostanzialità della modifica progettuale ai sensi della vigente normativa;
2. Utilizzare l'aerogeneratore più performante e ottimale, tra quelli oggi presenti sul mercato, in relazione all'anemologia del sito, in modo da limitare al minimo il numero di aerogeneratori ma avendo al contempo un significativo aumento della potenza e soprattutto della produzione di energia;
3. Evitare, o comunque ridurre al minimo, gli impatti dei nuovi aerogeneratori sul territorio in termini di matrici ambientali e paesaggistiche nonché: acustico; elettromagnetico; flickering; gittata elementi rotanti.

Per ricadere nella non sostanzialità della modifica proposta, si è fatto riferimento al dettato dell'art. **32 del Decreto Legge 31 maggio 2021, n.77**, così come convertito con modifiche dalla Legge del 29 Luglio 2021, n. 108 e legge di conversione 27 aprile 2022, n. 34.

All'art. 32, comma 1, lettera a), si legge:

« ... Non sono considerati sostanziali e sono sottoposti alla disciplina di cui all'articolo 6, comma 11, gli interventi da realizzare sui progetti e sugli impianti eolici, nonché sulle relative opere connesse, che a prescindere dalla potenza nominale risultante dalle modifiche, vengono realizzati nello stesso sito dell'impianto eolico e **che comportano una riduzione minima del numero degli aerogeneratori** rispetto a quelli già esistenti o autorizzati. Fermi restando il rispetto della normativa vigente in materia di distanze minime di ciascun aerogeneratore da unità abitative munite di abitabilità, regolarmente censite e stabilmente abitate, e dai centri abitati individuati dagli strumenti urbanistici vigenti, nonché il rispetto della normativa in materia di smaltimento e recupero degli aerogeneratori, i nuovi aerogeneratori, a fronte di un incremento del loro diametro, dovranno avere un'**altezza massima**, intesa come altezza dal suolo raggiungibile dalla estremità delle pale, non superiore all'altezza massima dal suolo raggiungibile dalla estremità delle pale dell'aerogeneratore già esistente moltiplicata per il rapporto fra il diametro del rotore del nuovo aerogeneratore e il diametro dell'aerogeneratore già esistente.»;

All'art. 32, comma 1, 3-bis. Per "sito dell'impianto eolico" si intende:

« ... a) nel caso di impianti su un'unica direttrice, il nuovo impianto è realizzato sulla stessa direttrice con una deviazione massima di un angolo di 20°, utilizzando la stessa lunghezza più una tolleranza pari al 20 per cento della lunghezza dell'impianto autorizzato, calcolata tra gli assi dei due aerogeneratori estremi, arrotondato per eccesso;

b) nel caso di impianti dislocati su più direttrici, la superficie planimetrica complessiva del nuovo impianto è al massimo pari alla superficie autorizzata più una tolleranza complessiva del 20 per cento; la superficie autorizzata è definita dal perimetro individuato, planimetricamente, dalla linea che unisce, formando sempre angoli convessi, i punti corrispondenti agli assi degli aerogeneratori autorizzati più esterni.»;

All'art. 32, comma 1, 3-quater si legge:

« ... Per "altezza massima dei nuovi aerogeneratori" (h2) raggiungibile dall'estremità delle pale si intende il prodotto tra l'altezza massima dal suolo (h1) raggiungibile dall'estremità delle pale dell'aerogeneratore già esistente e il rapporto tra i diametri del rotore del nuovo aerogeneratore (d2) e dell'aerogeneratore esistente (d1): $h2=h1*(d2/d1)$;

All'art. 32, comma 1, lettera b) si legge:

3 -ter . Per “riduzione minima del numero di aerogeneratori” si intende:

a) [omissis];

b) nel caso in cui gli aerogeneratori esistenti o autorizzati abbiano un diametro d_1 inferiore o uguale a 70 metri, il numero dei nuovi aerogeneratori non deve superare il minore fra $n_1 \cdot 2/3$ e $n_1 \cdot d_1 / (d_2 - d_1)$ arrotondato per eccesso dove:

1) d_1 : diametro rotori già esistenti o autorizzati;

2) n_1 : numero aerogeneratori già esistenti o autorizzati;

3) d_2 : diametro nuovi rotori;

4) h_1 : altezza raggiungibile dalla estremità delle pale rispetto al suolo (TIP) dell'aerogeneratore già esistente o autorizzato.

L'impianto esistente è dislocato su più direttrici così suddivise:

- - Direttrice denominata “Monteleone” che collega le 28 turbine esistenti;
- - Direttrice denominata “S. Agata Nord” che collega le 15 turbine esistenti;
- - Direttrice denominata “S. Agata Sud” che collega le 27 turbine esistenti;
- - Direttrice denominata “Anzano” che collega le 12 turbine esistenti;

Le condizioni normative per la **NON SOSTANZIALITA' del progetto di rifacimento**, stabilite dal ridetto art. 32, comma 1, sono pertanto ampiamente rispettate.

Tale SFA viene redatto ai sensi del recente D. Lgs. n. 104 del 16/06/2017 “Attuazione della direttiva 2014/52/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 16 aprile 2014”, che modifica la direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, ai sensi degli articoli 1 e 14 della legge 9 luglio 2015, n. 114.

La Regione Puglia ha emanato la Legge regionale “L.R. n.11 del 26 maggio 2021” che modifica e integra la “L.R. n.11 del 12/04/2001 – Norme sulla valutazione d'impatto ambientale” aggiornando i 2 Allegati contenenti gli elenchi relativi alle tipologie progettuali soggette a VIA obbligatoria (Allegato “A”) e quelle soggette a procedura di verifica di assoggettabilità a VIA (Allegato “B”): l'elenco B.2 dell'Allegato B, fra i progetti soggetti a Verifica di Assoggettabilità alla V.I.A., al punto B2.l) riporta, nell'ambito dell'industria energetica ed estrattiva, gli “impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 1 MW”.

Il Progetto, nello specifico, è compreso tra le tipologie di intervento riportate nell'**Allegato III alla Parte Seconda (lettera c-bis)** del D. Lgs. n. 152/2006, “Impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma”, e sottoposte a V.I.A. regionale per effetto dell'art. 7-bis comma 3.

Il presente Studio, infine, tiene conto delle Linee Guida per la Valutazione Integrata di Impatto Ambientale e Sanitario (VIAS) emesse dal Ministero dell'Ambiente nel 2016. Tuttavia, ai sensi del D.Lgs. 104/2017 art. 12, comma 2, dal momento che il Progetto non rientra tra le tipologie riportate nell'Allegato 2 dello stesso, non sarà soggetto a Valutazione d'Impatto Sanitario (VIS).

Nel presente Studio, dall'analisi combinata dello stato di fatto delle componenti ambientali e delle caratteristiche progettuali, sono stati identificati e valutati gli impatti che la realizzazione, l'esercizio e la dismissione dell'impianto possono avere sul sito in oggetto e sul territorio circostante ed in particolare la

loro influenza sulle diverse componenti ambientali, secondo la metodologia descritta nella Sezione Quadro Ambientale.

Tale analisi è stata condotta principalmente sulla base della conoscenza del territorio e dei suoi caratteri ambientali, consentendo di individuare le principali relazioni tra tipologia dell'opera e caratteristiche ambientali.

Il documento si articola secondo i seguenti i Quadri di Riferimento:

- ✓ Quadro di Riferimento PROGRAMMATICO: fornisce gli elementi conoscitivi sulle relazioni tra l'opera progettata e gli atti di pianificazione e programmazione territoriale e settoriale;
- ✓ Quadro di Riferimento PROGETTUALE: descrive il progetto e le soluzioni adottate a seguito degli studi effettuati, nonché l'inquadramento nel territorio, inteso come sito e come area vasta interessata;
- ✓ Quadro di Riferimento AMBIENTALE: definisce l'ambito territoriale ed i sistemi ambientali interessati dal progetto, sia direttamente che indirettamente, entro cui è da presumere che possano manifestarsi perturbazioni significative sulla qualità degli stessi.

In questa relazione, inoltre, sono riportate tutte le misure di mitigazione adottate, nonché i benefici che ne deriverebbero dall'installazione dell'impianto nei Comuni interessati.

Nella stesura del SIA sono state utilizzate le relazioni specialistiche, appositamente redatte, allegate al progetto. Queste ultime sono costituite da:

- Relazione Tecnico-Descrittiva;
- Relazione Geologica;
- Relazione Idraulica;
- Relazione Archeologica;
- Relazione di Impatto Elettromagnetico;
- Relazione previsionale di impatto acustico;
- Relazione di calcolo sulla gittata massima degli elementi rotanti e analisi di impatto sui recettori;
- Relazione Effetto Shadow-Flickering.

2. OBIETTIVI DEL SIA

Obiettivo del presente Studio di Impatto Ambientale è dunque l'individuazione delle matrici ambientali e socio-sanitarie, quali i fattori antropici, naturalistici, climatici, paesaggistici, culturali ed agricoli su cui insiste il Progetto, e l'analisi del rapporto delle attività previste con le matrici stesse.

Per gli aspetti progettuali più dettagliati si farà riferimento agli elaborati specifici, richiamando nel presente documento solo le caratteristiche utili alla valutazione complessiva di compatibilità ambientale.

In particolare, lo Studio si pone l'obiettivo di:

- Definire e descrivere le relazioni tra l'opera da realizzare e gli strumenti di pianificazione vigenti, considerando i rapporti di coerenza e lo stato di attuazione di tali strumenti;
- Descrivere i vincoli di varia natura esistenti nell'area prescelta e nell'intera zona di studio;

- Descrivere le caratteristiche fisiche del progetto e le esigenze di utilizzazione del suolo durante le fasi di costruzione e di funzionamento;
- Descrivere le principali fasi del processo di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica;
- Descrivere la tecnica definita, con riferimento alle migliori tecniche disponibili a costi non eccessivi, e le altre tecniche previste per prevenire le emissioni degli impianti o per ridurre l'utilizzo delle risorse naturali confrontando le tecniche prescelte con le migliori disponibili;
- Valutare la tipologia e la quantità delle emissioni previste, risultanti dalla realizzazione e dall'attività di progetto;
- Descrivere le principali alternative possibili, inclusa quella zero, indicando i motivi che hanno sostenuto la scelta, tenendo conto dell'impatto sull'ambiente;
- Analizzare la qualità ambientale, facendo riferimento alle componenti dell'ambiente potenzialmente soggette ad un impatto rilevante del progetto proposto, con particolare attenzione verso la popolazione, la fauna, la flora, il suolo, il sottosuolo, l'aria, l'acqua, i fattori climatici, i beni materiali compreso il patrimonio architettonico ed archeologico, il paesaggio;
- Identificare e valutare la natura e l'intensità degli effetti positivi e negativi originati dall'esistenza del progetto, dall'utilizzazione delle risorse naturali, dalle emissioni di inquinanti e dallo smaltimento dei rifiuti;
- Stabilire metodi di previsione, attraverso i quali valutare gli effetti sull'ambiente;
- Stabilire e definire una proposta base delle misure correttive che, essendo percorribili tecnicamente ed economicamente, minimizzano gli impatti negativi identificati.

In definitiva, con il presente documento si intendono stabilire, stimare e valutare gli impatti associati sia alla costruzione che al funzionamento del progetto, sulla base di una conoscenza esaustiva dell'ambiente interessato, proponendo al contempo le idonee misure di mitigazione e/o compensazione qualora possibile.

3. IL PANORAMA ENERGETICO

3.1. LO SCENARIO MONDIALE

La pandemia di Covid-19 ha causato più sconvolgimenti nel settore energetico di qualsiasi altro evento della storia recente, lasciando un impatto che si farà sentire per gli anni a venire.

Il World Energy Outlook 2020 (WEO, Panoramica dell'energia mondiale) dell'Agenzia Internazionale dell'Energia esamina in dettaglio gli effetti della pandemia e in particolare il modo in cui essa influisce sulle prospettive di una rapida transizione energetica.

L'analisi prevede per il 2020 un calo della domanda globale di energia del 5%, delle emissioni di CO₂ legate all'energia del 7% e degli investimenti energetici del 18%. L'impatto varia a seconda delle fonti energetiche. Il calo stimato dell'8% della domanda di petrolio e del 7% del consumo di carbone è in netto contrasto con un leggero aumento del contributo delle energie rinnovabili.

La riduzione della domanda di gas naturale si aggira intorno al 3%, mentre la domanda globale di elettricità sembra destinata a diminuire di un modesto 2% per l'anno. Il calo di 2,4 gigatonnellate (Gt) porta le emissioni annuali di CO₂ ai numeri di dieci anni fa. Tuttavia, i primi segnali dicono che potrebbe non esserci nel 2020 una simile riduzione delle emissioni di metano (un potente gas serra) provenienti dal settore energetico, nonostante la minore produzione di petrolio e gas.

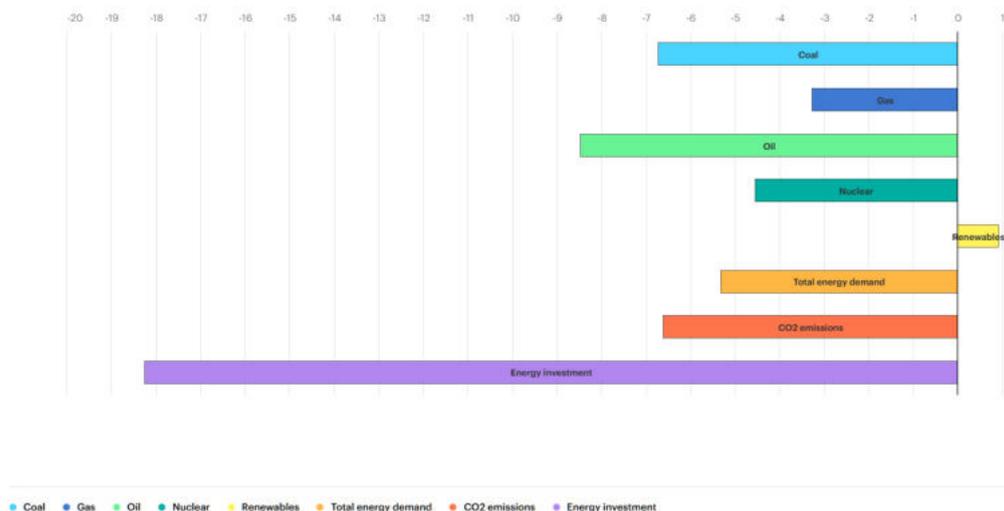


Figura 3.1. – Indicatori chiave per la stima della domanda di energia, delle emissioni di CO₂ e degli investimenti, 2020 rispetto al 2019 – Fonte IEA.

L'incertezza sulla durata della pandemia, sui suoi impatti economici e sociali e sulle risposte politiche apre un'ampia gamma di possibili scenari energetici futuri. Considerando diverse ipotesi per queste principali incognite, insieme ai dati più recenti sul mercato dell'energia e ad una rappresentazione dinamica delle tecnologie, il WEO-2020 individua quattro scenari:

1. scenario STEPS (**Stated Policies Scenario**): gli impatti del Covid-19 vengono gradualmente controllati nel corso del 2021 e l'economia globale torna ai livelli precedenti alla crisi nello stesso anno.
2. scenario DRS (**Delayed Recovery Scenario**): concepito con gli stessi criteri dello STEPS, ma una pandemia prolungata causa danni duraturi alle prospettive economiche. L'economia globale ritorna alle dimensioni precedenti alla crisi solo nel 2023 e la pandemia inaugura un decennio con il tasso di crescita della domanda di energia più basso dagli anni '30.
3. scenario SDS (**Sustainable Development Scenario**): un'impennata nelle politiche e negli investimenti per l'energia pulita mette il sistema energetico sulla buona strada per raggiungere pienamente gli obiettivi di sostenibilità, incluso l'Accordo di Parigi, l'accesso all'energia e gli obiettivi di qualità dell'aria. Le assunzioni sulla salute pubblica e sull'economia sono gli stessi dello scenario STEPS.
4. nuovo scenario NZE2050 (**Net Zero Emissions by 2050**): estende l'analisi dello scenario SDS. Un numero crescente di paesi e aziende punta a emissioni nette zero, idealmente entro la metà del secolo in corso. Tutti questi risultati vengono raggiunti nello scenario SDS, mettendo le emissioni globali sulla buona strada per il raggiungimento dello zero netto entro il 2070. Il caso NZE2050 include la prima modellazione IEA dettagliata di ciò che sarebbe ne-

cessario nei prossimi dieci anni per portare le emissioni di CO₂ sulla strada per lo zero netto entro il 2050.

La domanda globale di energia rimbalza ai livelli precedenti la crisi all'inizio del 2023 nello scenario STEPS, ma questo recupero viene ritardato fino al 2025 in caso di una pandemia prolungata e di una recessione più profonda, come nello scenario DRS. Prima della crisi, si prevedeva che la domanda di energia sarebbe cresciuta del 12% tra il 2019 e il 2030. La previsione di crescita in questo stesso periodo è ora del 9% nello scenario STEPS e solo del 4% nello scenario DRS.

Una minore crescita dei redditi riduce le attività di costruzione e riduce gli acquisti di nuovi elettrodomestici e automobili, con effetti sui mezzi di sostentamento concentrati nelle economie in via di sviluppo. Nello scenario DRS, la superficie abitativa si riduce del 5% entro il 2040, sono in uso 150 milioni di frigoriferi in meno e ci sono 50 milioni di auto in meno rispetto allo scenario STEPS.

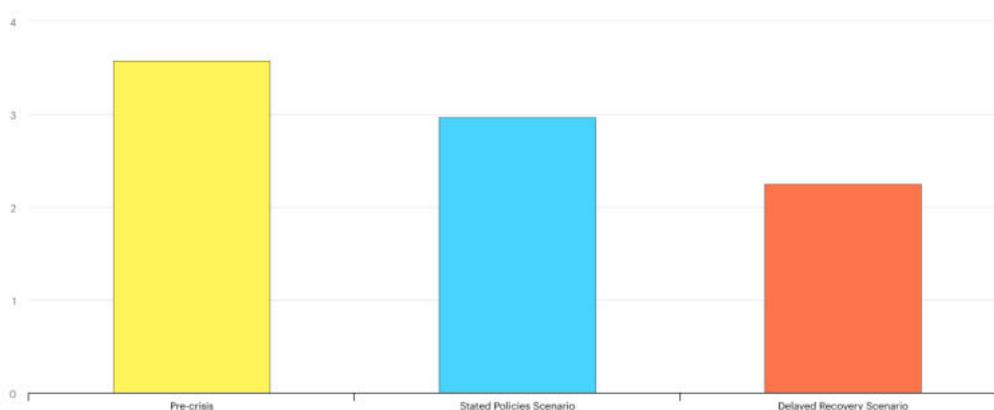


Figura 3.2. – Crescita media annua del PIL per scenario – Fonte IEA.

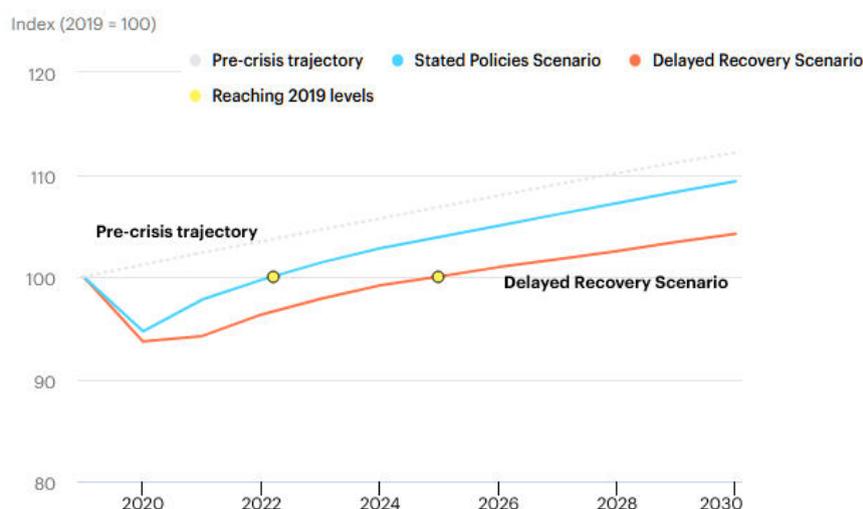


Figura 3.3. – Crescita della domanda globale di energia primaria per scenario – Fonte IEA.

Le energie rinnovabili crescono rapidamente in tutti i gli scenari, con il solare al centro di questa nuova costellazione di tecnologie per la generazione di elettricità. Politiche di sostegno e tecnologie mature consentono un accesso economico a capitali nei principali mercati per il finanziamento. Con le nette riduzioni dei costi nell'ultimo decennio, il solare fotovoltaico continua ad essere più economico delle nuove centrali elettriche a carbone o a gas nella maggior parte dei paesi e i progetti solari ora offrono l'elettricità

al costo più basso di sempre. Nello scenario STEPS, le rinnovabili soddisfano l'80% della crescita della domanda globale di elettricità fino al 2030. L'energia idroelettrica rimane la più grande fonte rinnovabile di elettricità, ma il solare è il principale motore della crescita poiché stabilisce nuovi record di capacità installata ogni anno dopo il 2022, seguito dall'eolico onshore e offshore.

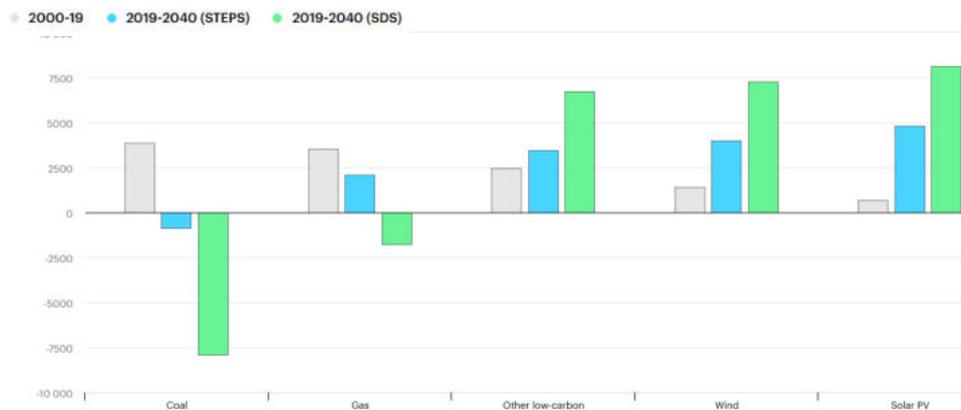


Figura 3.4. – Variazione della produzione globale di elettricità per fonte e scenario - Fonte IEA.

L'avanzamento delle fonti rinnovabili di generazione, e dell'energia solare in particolare, così come il contributo dell'energia nucleare, è molto più forte nello scenario SDS e nel caso NZE2050. La velocità del cambiamento del settore elettrico attribuisce un'ulteriore importanza a reti robuste e ad altre fonti di flessibilità, nonché a forniture affidabili di minerali e metalli importanti che sono vitali per la transizione energetica. I sistemi di accumulo giocano un ruolo sempre più vitale nel garantire il funzionamento flessibile dei sistemi di alimentazione, con l'India che diventa il più grande mercato di batterie su scala industriale.

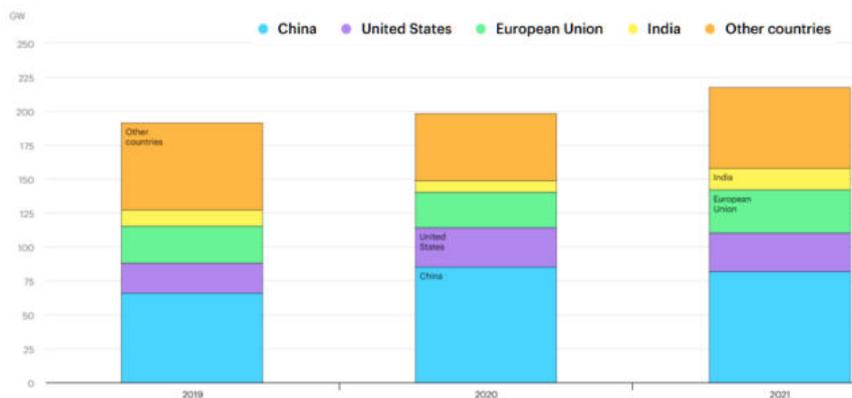


Figura 3.5. – Aumento capacità energia rinnovabile per paese/regione 2019-2021 – Fonte IEA.

La domanda di carbone non torna ai livelli pre-crisi nello scenario STEPS e la sua quota nel mix energetico 2040 scende al di sotto del 20% per la prima volta dalla rivoluzione industriale. L'utilizzo del carbone per la produzione di energia elettrica è fortemente influenzato dalle revisioni al ribasso della domanda di elettricità e il suo utilizzo nell'industria è mitigato dalla minore attività economica.

Le politiche di eliminazione graduale del carbone, l'aumento delle energie rinnovabili e la concorrenza del gas naturale portano al ritiro di 275 gigawatt (GW) di capacità a carbone in tutto il mondo entro il 2025 (13% del totale 2019), di cui 100 GW negli Stati Uniti e 75 GW nell'Unione Europea. Gli aumenti previsti nella domanda di carbone nelle economie in via di sviluppo in Asia sono nettamente inferiori ri-

spetto alle precedenti edizioni del WEO: la quota di carbone nel mix globale di generazione elettrica scende dal 37% nel 2019 al 28% nel 2030 nello scenario STEPS e al 15% nello scenario SDS.

Una delle opzioni identificate per evitare l'emissione di CO₂ legata all'utilizzo di combustibili fossili è il Carbon Capture and Storage (CCS). Con questa tecnologia, la CO₂ emessa con la combustione di fossili viene catturata, compressa e stoccata permanentemente in reservoir sotterranei.

L'OPEC pronostica altresì che nel 2040 il contributo del petrolio al mix energetico diminuirà dall'attuale 31 al 28%.

Secondo l'IEA, la domanda di petrolio per i paesi OPEC+ verrà ridotta passando dal 53% dello scorso decennio al 47% nel 2030. In ogni caso, tali paesi continueranno a fornire quasi la metà del fabbisogno petrolifero globale. Il ruolo dell'OPEC+ e in particolare della Russia e dell'Arabia Saudita rimarrà quindi fondamentale nel panorama energetico dei prossimi decenni. Si può quindi concludere che i tre cambiamenti energetici strutturali dell'ultimo decennio, cioè lotta al cambiamento climatico, shale oil and gas revolutions e la nascita dell'OPEC+, continueranno a essere fondamentali nei prossimi anni.

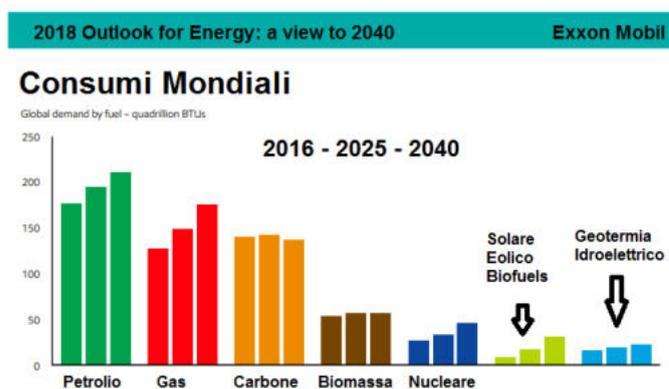


Figura 3.6. – Consumi mondiali di energia.

3.2. LO SCENARIO EUROPEO

L'UE ha fissato i suoi obiettivi per ridurre progressivamente le emissioni di gas a effetto serra fino al 2050.

Gli obiettivi fondamentali in materia di clima e di energia sono stabiliti nel:

- pacchetto per il clima e l'energia 2020;
- quadro per le politiche dell'energia e del clima 2030.

La definizione di questi obiettivi aiuterà l'UE a compiere il passaggio a un'economia a basse emissioni di carbonio.

Nell'ambito del **Green Deal europeo**, nel settembre 2020 la Commissione ha proposto di elevare l'obiettivo della riduzione delle emissioni di gas serra per il 2030, compresi emissioni e assorbimenti, ad almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990. Ha preso in considerazione tutte le azioni necessarie in tutti i settori, compresi un aumento dell'efficienza energetica e dell'energia da fonti rinnovabili, e avvierà il processo per formulare proposte legislative dettagliate nel giugno 2021 al fine di mettere in atto e realizzare questa maggiore ambizione.

Ciò consentirà all'UE di progredire verso un'economia climaticamente neutra e di rispettare gli impegni assunti nel quadro dell'accordo di Parigi aggiornando il suo contributo determinato a livello nazionale

Il quadro 2030 per il clima e l'energia comprende traguardi e obiettivi strategici a livello dell'UE per il periodo dal 2021 al 2030:

- Una riduzione almeno del 40% delle **emissioni di gas a effetto serra** (rispetto ai livelli del 1990);
- Una quota almeno del 32% di **energia rinnovabile**;
- Un miglioramento almeno del 32,5% dell'**efficienza energetica**.

L'obiettivo della riduzione del 40% dei gas serra è attuato mediante il sistema di scambio di quote di emissione dell'UE, il regolamento sulla condivisione degli sforzi con gli obiettivi di riduzione delle emissioni degli Stati membri, e il regolamento sull'uso del suolo, il cambiamento di uso del suolo e la silvicoltura. In tal modo tutti i settori contribuiranno al conseguimento dell'obiettivo del 40% riducendo le emissioni e aumentando gli assorbimenti. Tutti e tre gli atti legislativi riguardanti il clima verranno ora aggiornati allo scopo di mettere in atto la proposta di portare l'obiettivo della riduzione netta delle emissioni di gas serra ad almeno il 55%. La Commissione presenterà le proposte nel giugno 2021.

Le ambizioni del **Green Deal europeo** - tra le quali rientrano anche proposte per un'economia blu e per la riduzione di pesticidi chimici e di fertilizzanti antibiotici - comportano un ingente fabbisogno di investimenti: secondo le stime della Commissione, per conseguire gli obiettivi 2030 in materia di clima ed energia serviranno investimenti supplementari dell'ordine di 260 miliardi di euro l'anno, equivalenti a circa l'1,5 % del PIL 2018 a regime.

Almeno il 30 % del Fondo InvestEU sarà destinato alla lotta contro i cambiamenti climatici. La Commissione collaborerà inoltre con il gruppo Banca europea per gli investimenti (BEI), con le banche e gli istituti nazionali di promozione e con altre istituzioni finanziarie internazionali. La BEI si è prefissata di raddoppiare il proprio obiettivo climatico, portandolo dal 25 % al 50 % entro il 2025 e diventando così la banca europea per il clima.

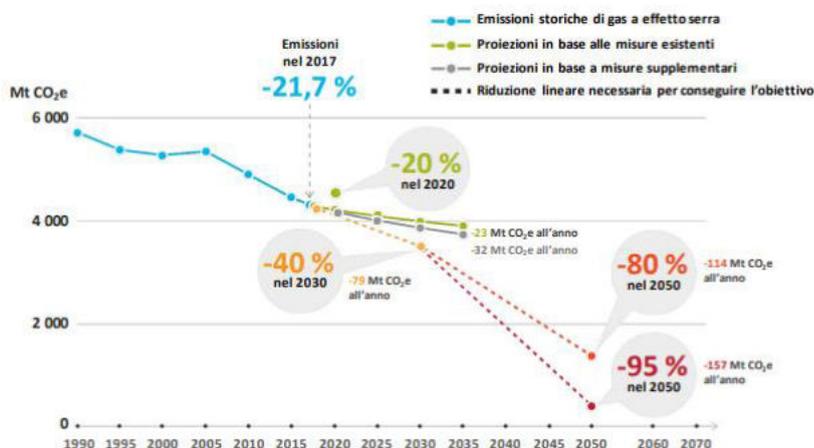


Figura 3.7. – Trends emissioni di gas serra sulla base della relazione sull'inventario UE del 2019.

L'UE, in quanto parte del protocollo di Kyoto (1997) e dell'accordo di Parigi (2015), si è impegnata a partecipare allo sforzo a livello mondiale per ridurre le emissioni di gas a effetto serra. In linea con tali accordi, l'UE punta a una riduzione dei gas a effetto serra del 20 % entro il 2020, del 40 % entro il 2030 e dell'80-95 % entro il 2050. Per verificare il progresso verso il raggiungimento di tali valori-obiettivo, la Commissione ha bisogno delle stime delle emissioni passate e di quelle previste, nonché degli effetti delle politiche e delle misure per ridurre le emissioni.

Le fonti di energia rinnovabili avranno un ruolo essenziale nella realizzazione del **Green Deal europeo**, come pure l'aumento della produzione eolica offshore. L'integrazione intelligente delle energie rinnovabili, l'efficienza energetica e altre soluzioni sostenibili in tutti i settori contribuiranno a conseguire la decarbonizzazione al minor costo possibile. Tra gli obiettivi anche quello di un aumento della produzione e la diffusione di combustibili alternativi sostenibili per il settore dei trasporti. Contestualmente, sarà facilitata la decarbonizzazione del settore del gas, per affrontare il problema delle emissioni di metano connesse all'energia.

Nel 2018, in Europa, il 49% dell'energia da FER è utilizzata nel settore termico (103 Mtep), il 42% in quello elettrico (88 Mtep) e il 9% nei trasporti. Tra il 2004 e il 2018, la quota dei consumi complessivi di energia coperta da FER è passata dall'8,5% al 18%.

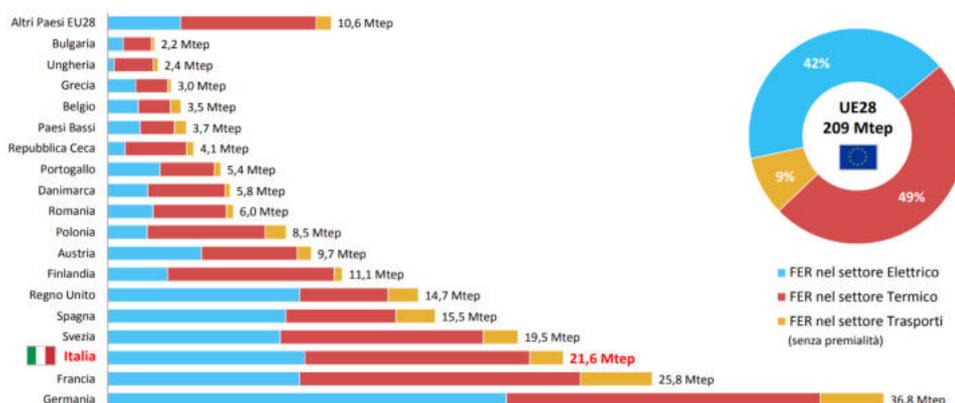


Figura 3.8. – Composizione dei consumi di energia FER: settori Elettrico, Termico e Trasporti.

Nel 2018, in Europa, su un totale di circa 1.163 Mtep di energia consumati, il 18,0% (209 Mtep) proviene da FER.

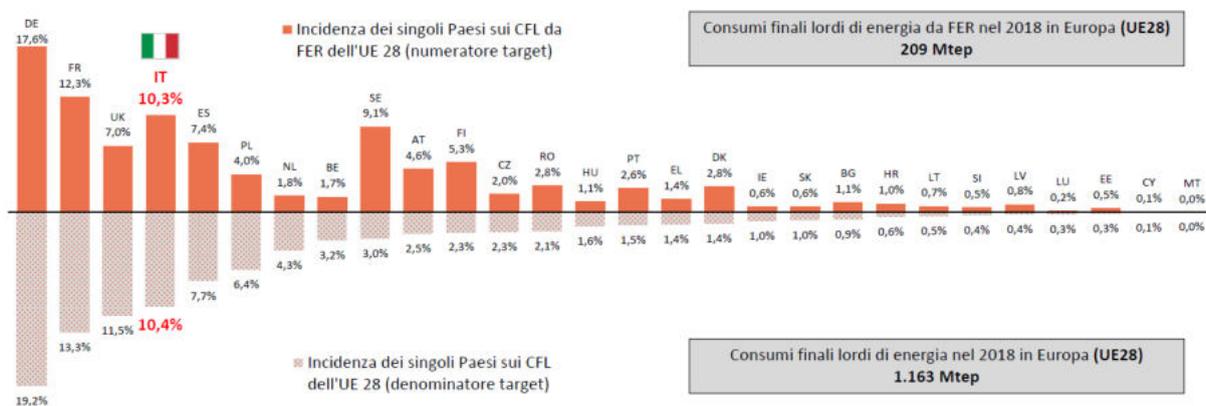


Figura 3.9. – Contributo dei Paesi UE ai consumi complessivi di energia nel 2018 – Fonte GSE.

Il grafico illustra l'incidenza dei singoli Paesi sul totale dei consumi da FER (parte alta del grafico) e complessivi (parte bassa) dell'UE28: la somma dei consumi finali lordi di Germania, Francia, Regno Unito e Italia supera la metà dei consumi complessivi UE28.

L'Italia nel 2018 ha avuto un ruolo da leader, occupando il quarto posto in termini di consumi energetici complessivi e il terzo posto in termini di consumi di energia da FER.

Il grafico seguente illustra la percentuale dei consumi finali lordi di energia coperta da FER sul totale dei consumi nazionali per tutti i Paesi UE28:

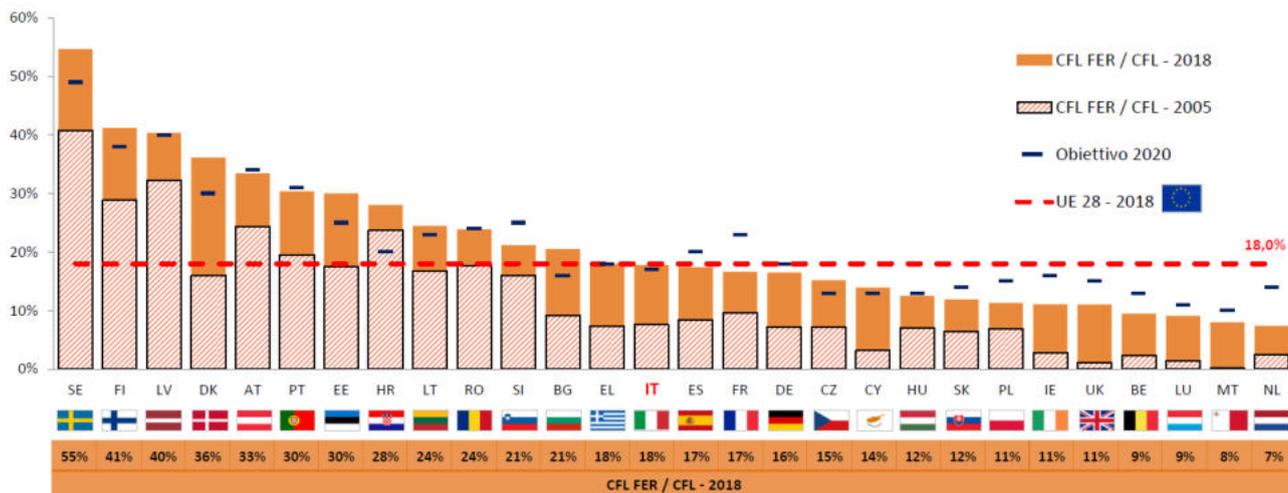


Figura 3.10. – Quota FER sui consumi complessivi – Dati 2018 e obiettivi al 2020 – Fonte GSE.

Nel 2018, 12 Paesi su 28 hanno superato gli obiettivi fissati per il 2020: l'Italia occupa una posizione di rilievo essendo il primo, tra i Paesi con consumi complessivi consistenti, ad aver raggiunto – nel 2014 – il proprio obiettivo sulle rinnovabili.

Per quanto riguarda il contributo dei paesi ai consumi di energia nel settore elettrico, nel 2018 su un totale di circa 282 Mtep di energia consumati nel settore elettrico, oltre 90 Mtep provengono dall'uso delle energie rinnovabili (32,1%). L'Italia si posiziona al 2° posto per contributo nazionale alle FER elettriche dell'Unione Europea, con un consumo di 9,7 Mtep che rappresenta il 10,7% dell'energia elettrica complessiva da FER nell'UE28.

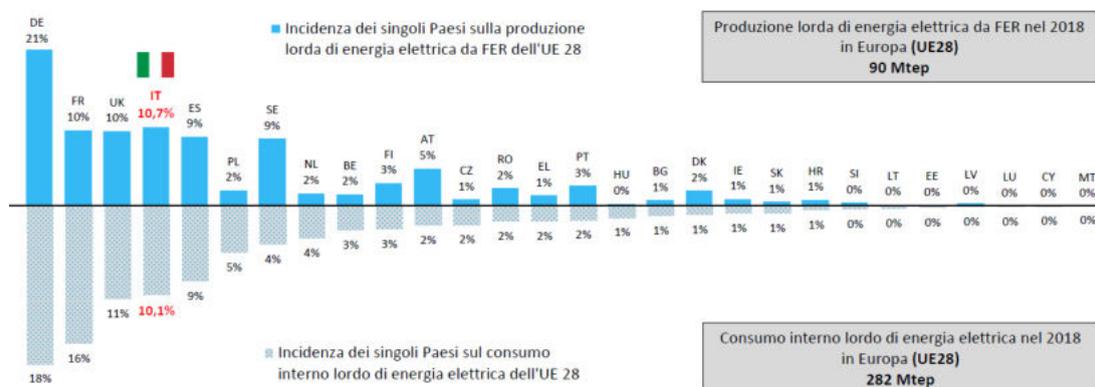


Figura 3.11. – Contributi Paesi UE ai consumi di energia nel settore elettrico nel 2018 – Fonte GSE.

In merito alla quota FER sul totale dei consumi del settore elettrico:

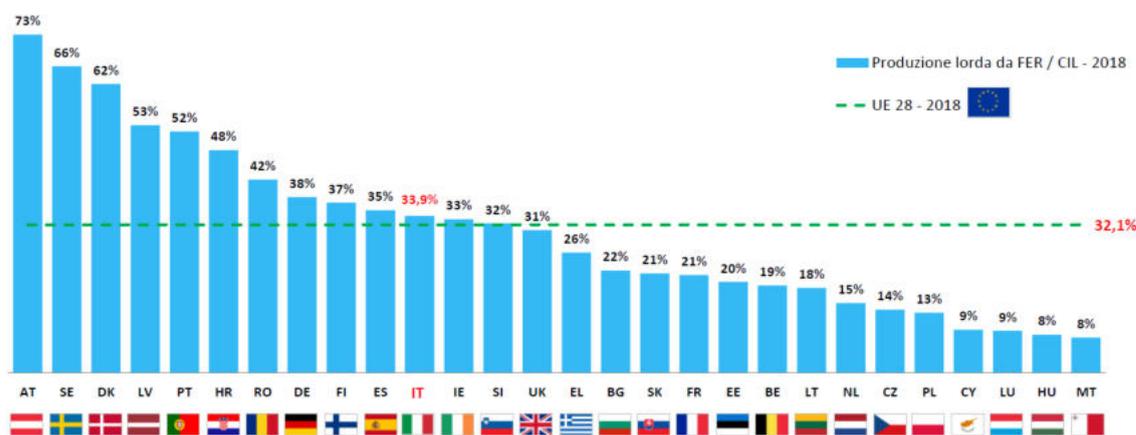


Figura 3.12. – Quota FER sul totale dei consumi del settore elettrico – Anno 2018 – Fonte GSE

Il grafico mostra il rapporto tra la produzione lorda da FER e il consumo interno lordo (CIL) di energia elettrica di ogni Paese UE. La linea verde tratteggiata indica la media complessiva UE28: a livello europeo non è previsto un obiettivo vincolante di quota FER nel settore elettrico.

Complessivamente nel 2018, il 32,1% dell'energia elettrica proviene da fonti rinnovabili: l'Italia, con il 33,9%, si attesta all'11° posto tra i Paesi con la più alta quota FER nel settore elettrico.

Il dato relativo ai consumi del settore trasporti mostra che solo Svezia e Finlandia, rispettivamente con il 29,7% e 17,7%, hanno raggiunto gli obiettivi fissati per il 2020.

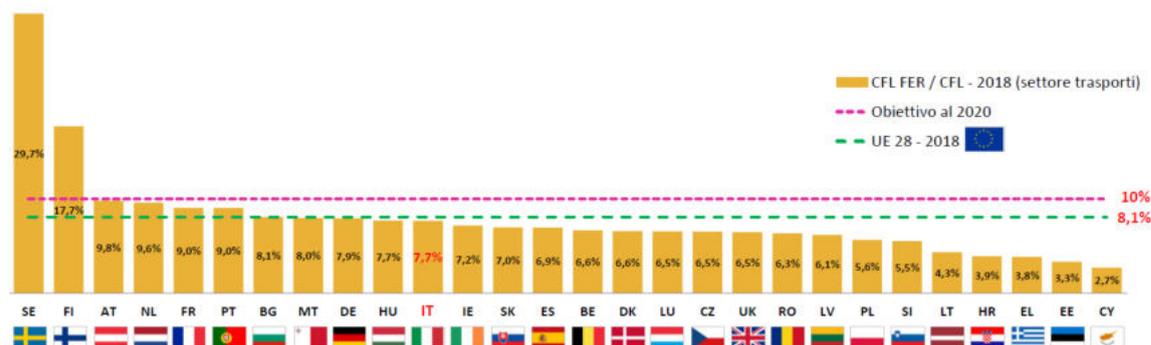


Figura 3.13. – Quota FER sul totale dei consumi del settore trasporti riferiti al 2018 – Fonte GSE.

Il grafico illustra la percentuale dei consumi finali lordi di energia coperta da FER nel settore trasporti così come definito dall'articolo 3, comma 4, della Direttiva 2009/28/CE: per tutti i Paesi è fissato il medesimo obiettivo al 2020, ovvero il raggiungimento di una quota del 10% di energia utilizzata nei trasporti proveniente da fonti rinnovabili. L'Italia, con il 7,7%, si attesta all'11° posto: a livello comunitario la quota di consumi coperta da FER è pari all'8.1% (linea verde tratteggiata).

3.3. LO SCENARIO NAZIONALE

Con l'approvazione della Strategia energetica nazionale (SEN), adottata dal Governo a novembre 2017 (decreto interministeriale 10 novembre 2017), l'Italia si dota di un documento di programmazione e indirizzo nel settore energetico. La SEN 2017 si muove nel quadro degli obiettivi di politica energetica delineati a livello europeo, poi ulteriormente implementati con l'approvazione da parte della Commissione UE, a novembre 2016, del Clean Energy Package (noto come Winter package).

La SEN 2017 ha previsto i seguenti macro-obiettivi di politica energetica:

- migliorare la competitività del Paese, al fine di ridurre il gap di prezzo e il costo dell'energia rispetto alla UE, assicurando che la transizione energetica di più lungo periodo (2030-2050) non comprometta il sistema industriale italiano ed europeo a favore di quello extra-UE;
- raggiungere in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di de-carbonizzazione al 2030 definiti a livello europeo, con un'ottica ai futuri traguardi stabiliti nella COP21 e in piena sinergia con la Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile. A livello nazionale, lo scenario che si propone prevede il phase out degli impianti termoelettrici italiani a carbone entro il 2030, in condizioni di sicurezza;
- continuare a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità e sicurezza dei sistemi e delle infrastrutture.

Gli obiettivi delineati nella SEN, sono stati in qualche modo "superati" dagli obiettivi, più ambiziosi, contenuti nel **Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC) per gli anni 2021-2030**.

Per supportare e fornire una robusta base analitica al Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) sono stati realizzati:

- uno scenario BASE che descrive una evoluzione del sistema energetico con politiche e misure correnti;
- uno scenario PNIEC che quantifica gli obiettivi strategici del piano.

Nella tabella seguente 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.

	Obiettivi 2020	Obiettivi 2030 (PNIEC)
Energie rinnovabili (FER)		
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	17%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	22%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento		+1,3% annuo (indicativo)
Efficienza energetica		
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-24%	-43% (indicativo)
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-1,5% annuo (senza trasp.)	-0,8% annuo (con trasporti)
Emissioni gas serra		
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS		
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-13%	-33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990		
Interconnettività elettrica		
Livello di interconnettività elettrica	8%	10%
Capacità di interconnessione elettrica (MW)	9.285	14.375

Tabella 3.1. – Obiettivi principali su energia e clima dell'Italia al 2020 e al 2030.

Dall'ultima analisi realizzata da ENEA (Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile) emerge che nella prima metà dell'anno le emissioni di CO₂ sono stimate sostanzialmente sugli stessi livelli del I semestre 2018, circa 165 Mt di anidride carbonica. La forte riduzione stimata per i primi tre mesi dell'anno (circa il 3% in meno dello stesso periodo dello scorso anno), risulterebbe di fatto compensata dall'aumento del II trimestre.

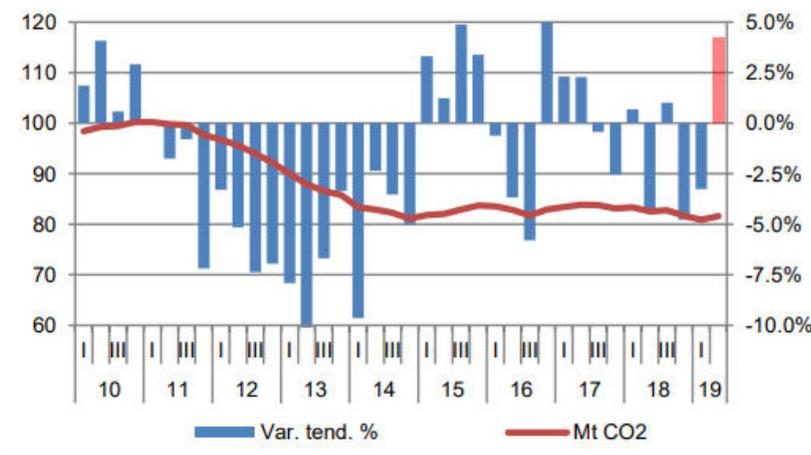


Figura 3.14. – Emissioni di CO₂ e variazione tendenziale.

Infatti, a fronte di emissioni stabili, il fabbisogno di energia primaria risulta in calo di circa l'1,5% rispetto allo stesso periodo di un anno fa a causa di minori importazioni e calo delle rinnovabili, mentre le fossili nel complesso sarebbero invariate sui livelli del 2018.

In Italia, in materia di energia ed ambiente, sussiste una concorrenza tra il ruolo dello Stato e quello delle Regioni.

Infatti, mentre le competenze in materia di sicurezza energetica, tutela della concorrenza e tutela dell'ambiente restano a livello centrale, con il Decreto 112/98 le Regioni hanno assunto nuove e impegnative responsabilità nell'attuazione dei processi di decentramento.

Le competenze regionali in materia energetica riguardano principalmente:

- Localizzazione e realizzazione degli impianti di teleriscaldamento;
- Sviluppo e valorizzazione delle risorse endogene e delle fonti rinnovabili;
- Rilascio delle concessioni idroelettriche;
- Certificazione energetica degli edifici;
- Garanzia delle condizioni di sicurezza e compatibilità ambientale e territoriale;
- Sicurezza, affidabilità e continuità degli approvvigionamenti Regionali.

Pur essendo il coordinamento tra i diversi soggetti istituzionali ancora carente appare evidente che il decentramento energetico sia fonte di una serie di contraddizioni che inevitabilmente si creano vista la molteplicità dei soggetti (Regioni) chiamati a legiferare in materia energetica ed ambientale. Le Regioni infatti sono obbligate a redigere ciascuna un Piano Energetico Ambientale Regionale (PIEAR).

Obiettivo principale dei PEAR è quello di determinare le condizioni più favorevoli di incontro della domanda e dell'offerta di energia ottimizzando l'efficienza energetica e l'impiego delle fonti rinnovabili, attraverso il ricorso a tecnologie innovative di produzione energetica talvolta anche promuovendo la sperimentazione di sistemi locali di produzione-consumo.

3.4. LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI (FER)

Si definiscono Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) quelle fonti che, a differenza dei combustibili fossili e nucleari, possono essere considerate virtualmente inesauribili: questo perché il loro ciclo di produzione ha tempi caratteristici al minimo comparabili con quelli del loro consumo da parte degli utenti. Il Decreto Legislativo n. 387 del 2003 definisce all'art 2 lettera a) le fonti energetiche rinnovabili come: le fonti energetiche rinnovabili non fossili (eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, mareomotrice, idraulica, biomasse, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas).

In Italia, il consumo interno lordo di energia da fonti rinnovabili si aggira intorno al 16%. Si colloca, infatti, nella media europea ma deriva per il 65% da fonti idroelettriche e geotermiche, per il 30% da biomasse e rifiuti e appena per il 3% da “nuove rinnovabili”, con un peso dell'eolico pari al 2,1% e del solare inferiore allo 0,15%.

3.4.1. Le fonti rinnovabili in Europa

Negli ultimi due decenni, la quota di energia rinnovabile dell'UE è aumentata costantemente a livello dell'Unione e nella maggior parte degli Stati membri grazie a:

- Politiche dedicate per il clima e l'energia, in particolare gli obiettivi del 2020 per le fonti energetiche rinnovabili ai sensi della **direttiva sulle energie rinnovabili** del 2009;
- Aumento della competitività, a seguito di rapidi progressi tecnologici e significative riduzioni dei costi.

Secondo le stime preliminari dell'EEA (Agenzia Europea per l'Ambiente), la quota di energia da fonti rinnovabili è aumentata dall'8,5% al 18,0% del consumo finale lordo di energia nell'UE nel 2018, il doppio rispetto al 2005: la crescita della quota FER è imputabile sia alla tendenziale contrazione dei consumi complessivi (in diminuzione dello 0,3% medio annuo nel periodo) sia alla crescita progressiva dei consumi di energia da FER (+5,1% medio annuo).

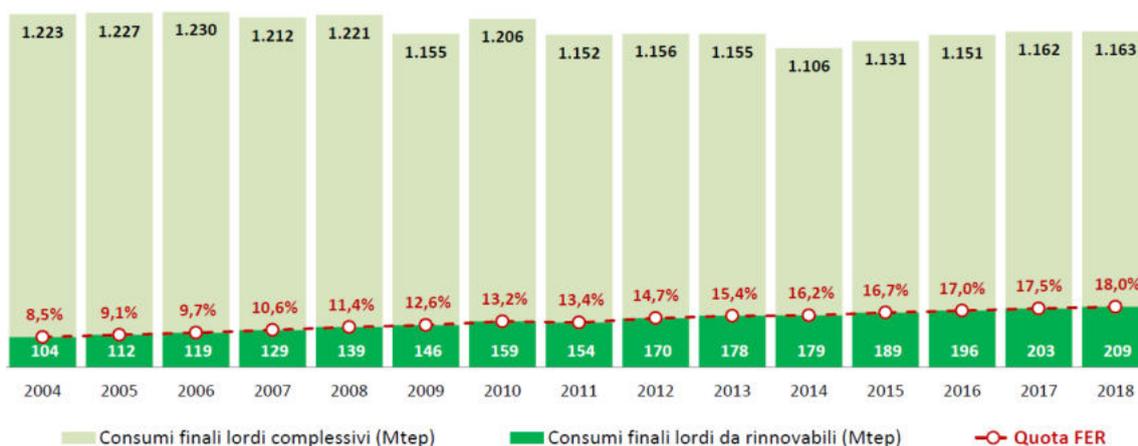


Figura 3.15. – Andamento FER e consumi complessivi in Europa – Fonte GSE.

Oggi, le quote di energia rinnovabile continuano a variare ampiamente tra i paesi dell'UE, passando da oltre il 30% del consumo finale lordo di energia in Austria, Danimarca, Finlandia, Lettonia e Svezia al 10% o meno in Belgio, Cipro, Lussemburgo, Malta e Paesi Bassi.

I primi sei mesi del 2020 hanno evidenziato che la produzione di energia da fonti rinnovabili in Europa ha superato quella da combustibili fossili. Nei 27 paesi dell'Unione europea le fonti alternative hanno coperto il 40 per cento della produzione, quelle tradizionali solo il 34 per cento. In cinque anni il distacco si è dimezzato. I benefici per l'ambiente? Il 23 per cento in meno di emissioni di gas serra.

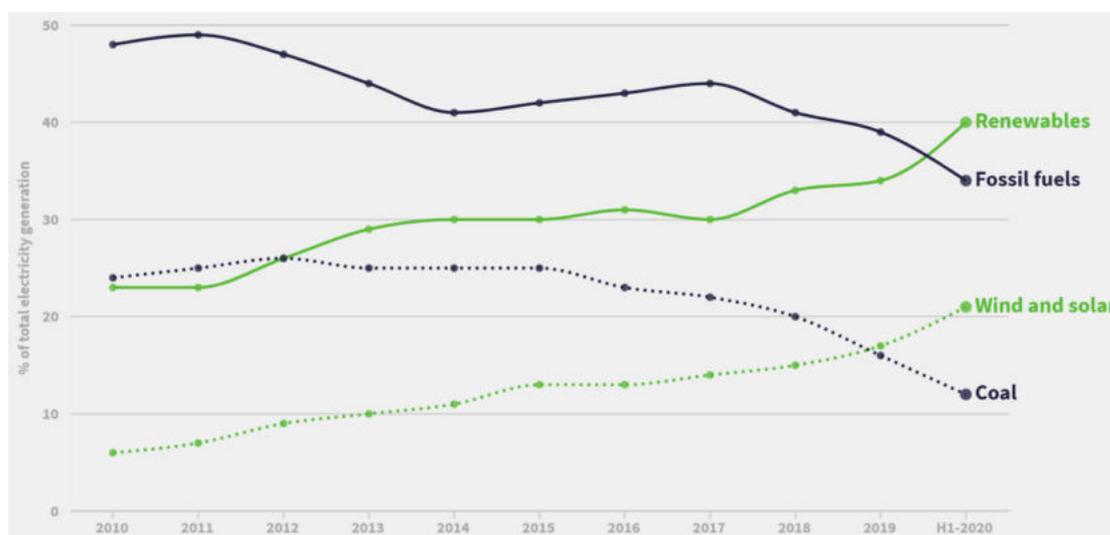


Figura 3.16. – Variazione produzione energetica 2010 – 2020.

La produzione di energia rinnovabile è cresciuta in media dell'11 per cento rispetto al primo semestre del 2019 favorita da un inizio anno mite e ventoso. Per il solare si registra un +16 per cento, per l'eolico +11 per cento e per l'idroelettrico +12 per cento. Questo grazie alle nuove installazioni di eolico e solare in Ue che hanno coperto il 21 per cento della produzione. La maggior concentrazione è stata registrata in Danimarca (64 per cento), Irlanda (49) e Germania (42). L'UE attraverso il Regolamento 2018/99 ha fissato un obiettivo vincolante: nel 2030, la quota dei consumi di energia coperta FER deve essere pari almeno al 32%.

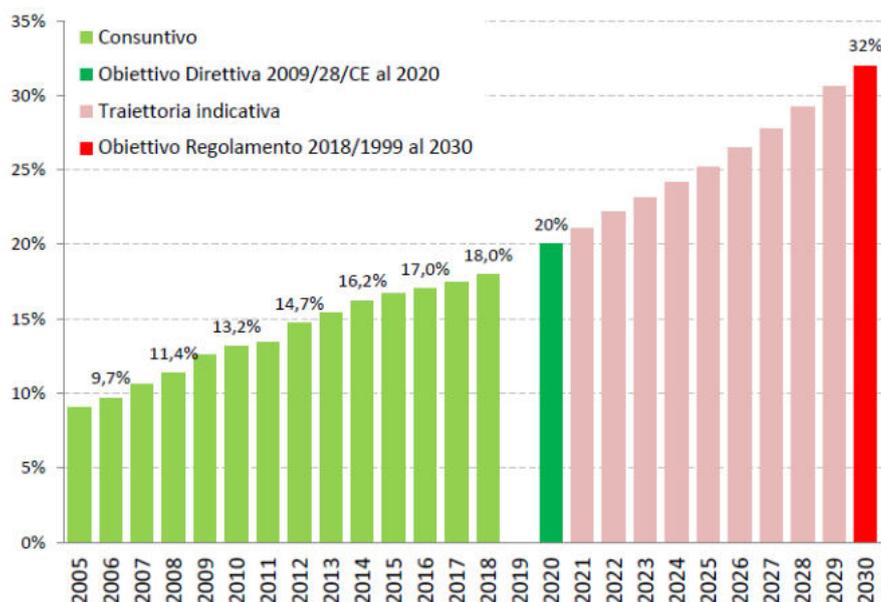


Figura 3.17. – Traiettoria quota FER sui consumi complessivi di energia al 2020 e al 2030 in UE.

3.4.2. Monitoraggio FER: consumi rilevati e traiettorie previste al 2020 e al 2030

Il passaggio dalla Direttiva 2009/28/CE (**RED I**) alla Direttiva 2018/2001/CE (**RED II**) ha prodotto impatti significativi sui dati di monitoraggio delle FER e sulla confrontabilità di alcuni valori relativi al 2021 con quelli degli anni precedenti.

Per comodità, si ritiene opportuno precedere l'illustrazione dei dati di monitoraggio con la tabella che segue, che mostra le variazioni dei principali aggregati associate al passaggio della RED I alla RED II per macrosettore (come si nota, le variazioni riguardano il settore Termico, i Trasporti e il Totale).

		Direttiva 2009/28/CE (RED I) <i>(da applicare fino al 2020)</i>			Direttiva (UE) 2018/2001 (RED II) <i>(da applicare dal 2021)</i>		
		2020	(*) 2021	Variazione % 2021/2020	(*) 2020	2021	Variazione % 2021/2020
Settore Elettrico	CFL di energia da FER (Produzione lorda)	10,2	10,2	0,3%	10,2	10,2	0,3%
	CFL di energia (Consumo Interno Lordo)	26,7	28,4	6,1%	26,7	28,4	6,1%
	Quota dei CFL di energia coperta da FER	38,1%	36,0%	-	38,1%	36,0%	-
Settore Termico	CFL di energia da FER	10,4	10,9	5,0%	10,6	11,2	5,0%
	CFL di energia	52,0	55,9	7,4%	53,0	56,7	7,0%
	Quota dei CFL di energia coperta da FER	19,9%	19,5%	-	20,1%	19,7%	-
Settore Trasporti	CFL di energia da FER (criteri di calcolo del target settoriale)	2,8	3,5	24,7%	2,6	3,3	27,9%
	CFL di energia (criteri di calcolo del target settoriale)	26,2	31,8	21,5%	27,0	33,3	23,3%
	Quota dei CFL di energia coperta da FER	10,7%	11,0%	-	9,6%	10,0%	-
Totale	CFL di energia da FER	21,9	22,7	3,4%	22,1	22,9	3,9%
	CFL di energia	107,6	119,3	10,9%	109,0	120,5	10,6%
	Quota dei CFL di energia coperta da FER	20,4%	19,0%	-	20,3%	19,0%	-

(*) Simulazioni senza valore ufficiale, sviluppate dal GSE con la sola finalità di evidenziare le eventuali variazioni annuali a parità di criteri contabili.

Tabella 3.2. Monitoraggio UE sulle FER – Principali grandezze. Approccio RED 1 / RED II (Mtep).

In confronto al 2020 si rileva, per il 2021, una crescita dei consumi totali di energia da FER (calcolando i dati di entrambi gli anni con i criteri contabili definiti dalla RED II) pari al 3,9%.

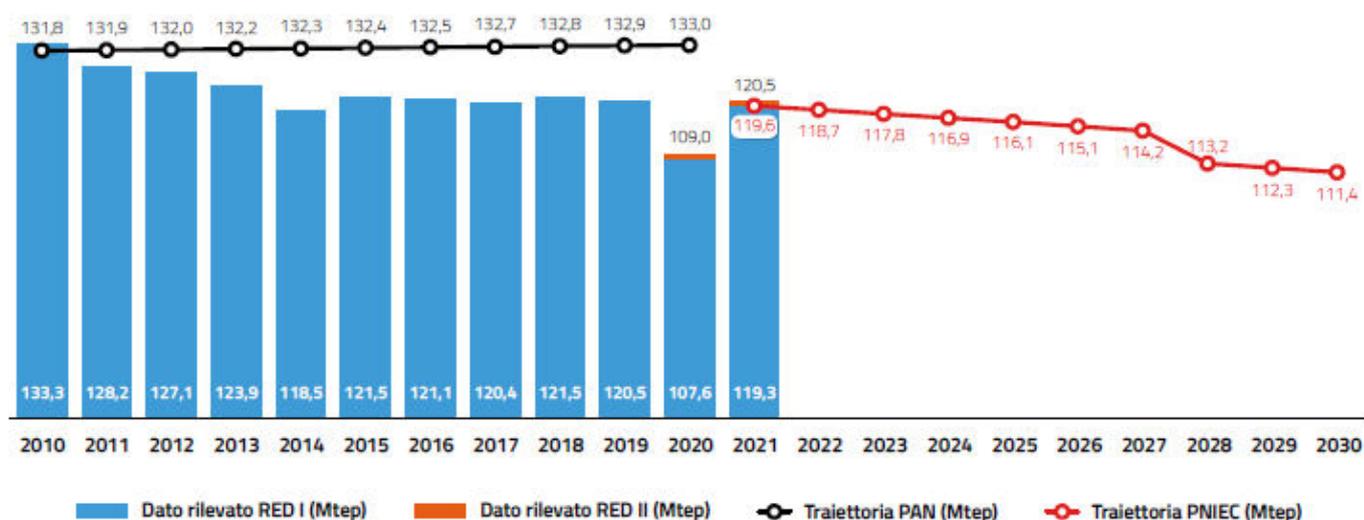


Figura 3.18. – Consumi finali lordi di energia.

Il grafico mostra l'andamento dei Consumi finali lordi (CFL) complessivi di energia rilevati in Italia nel periodo 2010-2021 confrontato con le traiettorie previste dal Piano d'Azione Nazionale per le energie rinnovabili (PAN), fino al 2020, e con le traiettorie indicative utili per il raggiungimento dei target fissati dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), tra il 2021 e il 2030. È importante precisare nuovamente che a partire dal 2021 i dati sono rilevati con modalità differenti rispetto agli anni precedenti, per effetto del passaggio dalla Direttiva 2009/28/CE, o **RED I**, alla Direttiva 2018/2001, o **RED II**.

Nel 2021 i CFL del Paese, calcolati secondo la nuova metodologia di calcolo in vigore a partire dal 2021 (RED II), ammontano a 120,5 Mtep, un dato in forte crescita rispetto al valore del 2020, anno in cui i consumi hanno subito una netta contrazione a causa della pandemia da COVID-19. Il dato è leggermente superiore alle previsioni del PNIEC che ipotizzavano per il 2021 un valore di consumi finali lordi pari a 119,6 Mtep.

Nel 2021 i consumi complessivi di energia da fonti rinnovabili, calcolati seguendo la metodologia indicata dalla RED II, sono pari a 22,9 Mtep (22,7 Mtep se si utilizzano i criteri di calcolo della RED I), inferiori rispetto alle previsioni del PNIEC per lo stesso anno (23,8 Mtep).

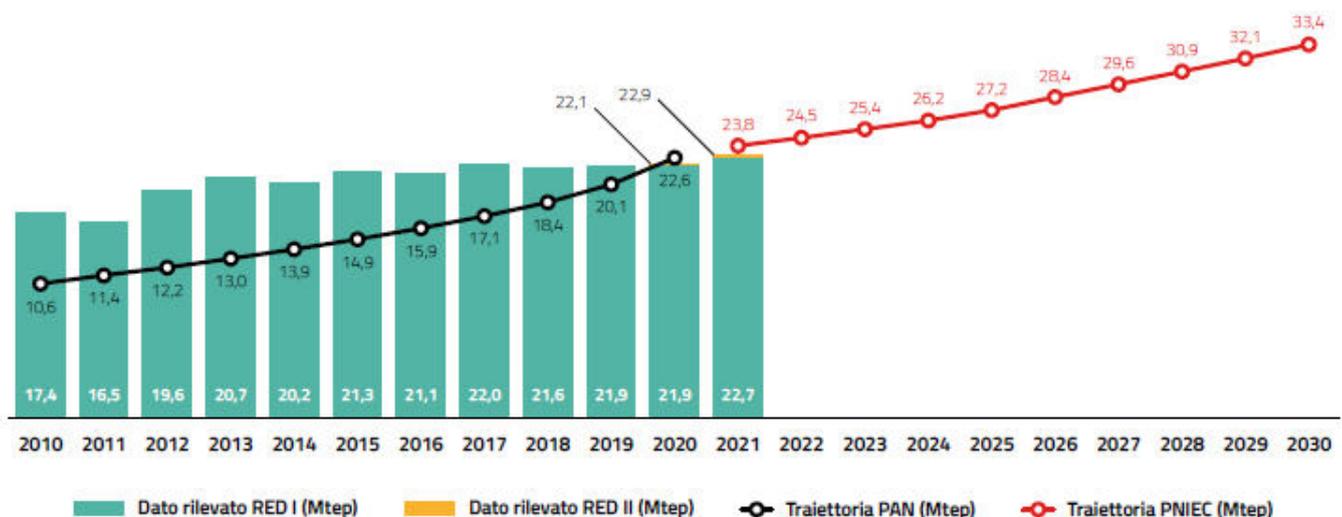


Figura 3.19. – Consumi finali lordi di energia da FER.

3.4.3. Le fonti rinnovabili in Italia: dati principali al 2021

Nel 2021 le fonti rinnovabili di energia (FER) hanno confermato il proprio ruolo di primo piano nel panorama energetico italiano, trovando impiego diffuso sia per la produzione di energia elettrica (settore Elettrico), sia per riscaldamento e raffrescamento (settore Termico), sia come biocarburanti utilizzati nel settore dei Trasporti.

FER nel settore Elettrico

- A fine 2021 la potenza efficiente lorda dei circa 1.030.000 impianti a fonti rinnovabili installati in Italia è pari a 58,0 GW; l'incremento rispetto al 2020 (+2,5%) è legato principalmente alle nuove installazioni di impianti fotovoltaici (+944 MW) ed eolici (+383 MW);
- La produzione lorda di energia elettrica da FER nel 2021 è pari a 116,3 TWh, in leggera diminuzione rispetto al 2020 (-0,5%); essa rappresenta il 40,2% della produzione complessiva nazionale. La produzione elettrica calcolata applicando i criteri delle direttive europee sulle energie rinnovabili

(Direttiva 2009/28/CE, o RED I, fino al 2020; Direttiva 2018/2001, o RED II, a partire dal 2021) ai fini del monitoraggio dei target UE, pari a 118,7 TWh (circa 10,2 Mtep), risulta invece in lieve aumento (+0,3%); in questo caso essa rappresenta il 36,0% del Consumo Interno Lordo di energia elettrica;

- Si rilevano aumenti di produzione rispetto al 2020 nei comparti fotovoltaico (+0,4%) ed eolico (+11,5%); le altre fonti registrano invece flessioni;
- La fonte energetica rinnovabile che nel 2021 garantisce il principale contributo alla produzione complessiva di energia elettrica da FER si conferma quella idroelettrica (39,0% del totale); seguono solare (21,5%), eolica (18,0%), bioenergie (16,4%) e geotermica (5,1%).

	Potenza efficiente lorda (MW)	Produzione lorda					
		effettiva			da Direttiva 2018/2001/CE (*)		
		TWh	ktep	Variazione % 2021/2020	TWh	ktep	Variazione % 2021/2020
Idraulica	19.172	45,4	3.903	-4,6%	48,5	4.166	1,0%
Eolica	11.290	20,9	1.799	11,5%	20,3	1.750	2,6%
Solare	22.594	25,0	2.153	0,4%	25,0	2.153	0,4%
Geotermica	817	5,9	508	-1,9%	5,9	508	-1,9%
Bioenergie	4.106	19,1	1.640	-2,9%	19,0	1.630	-3,1%
- Biomasse solide (**)	1.700	6,8	588	0,6%	6,8	588	0,6%
- Biogas	1.455	8,1	699	-0,5%	8,1	699	-0,5%
- Bioliquidi	951	4,1	353	-12,0%	4,0	343	-13,1%
Totale	57.979	116,3	10.003	-0,5%	118,7	10.207	0,3%

Tabella 3.3. – Settore Elettrico – Potenza e produzione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili nel 2021 – Fonte GSE + Terna.

Nel 2021 la produzione lorda effettiva di energia elettrica si è attestata intorno a 116,3 TWh (corrispondenti a 10,2 Mtep), in flessione di circa 0,6 TWh rispetto al 2020 (-0,5%); questa dinamica è legata principalmente alla contrazione della produzione degli impianti idroelettrici (-4,6%) e a bioenergie (-2,9%), non compensata dalla crescita registrata dalle altre fonti e in particolare da quella più rilevante, relativa alla fonte eolica (+11,5%).

La produzione calcolata secondo i criteri della Direttiva 2009/28/CE, invece, risulta pari a 118,7 TWh (10.207 ktep); la variazione rispetto al 2020 (+0,3%) ha un andamento opposto rispetto a quella della produzione effettiva per gli effetti dell'operazione di normalizzazione della produzione idroelettrica.

La potenza efficiente lorda di impianti alimentati da FER installata a fine anno è pari a 58,0 GW (+2,5% rispetto all'anno precedente). Il 72% si concentra negli impianti idroelettrici e fotovoltaici, ai quali corrispondono produzioni effettive rispettivamente di 45,4 TWh e 25,0 TWh (pari – considerate insieme – al 61% della produzione complessiva di energia elettrica annuale da FER).

Gli impianti di produzione elettrica alimentati da fonti rinnovabili installati in Italia risultano, a fine 2021, poco meno di 1.030.000; si tratta principalmente di impianti fotovoltaici (98,7% del totale), aumentati di oltre 80.000 unità rispetto al 2020 (+8,6%).

La potenza efficiente lorda¹ degli impianti installati è pari a 57.979 MW, con un aumento di circa 1.394 MW rispetto al 2020 (+2,5%); tale dinamica è generata principalmente dalle dinamiche di crescita rilevate nei comparti solare (+944 MW) ed eolico (+383 MW).

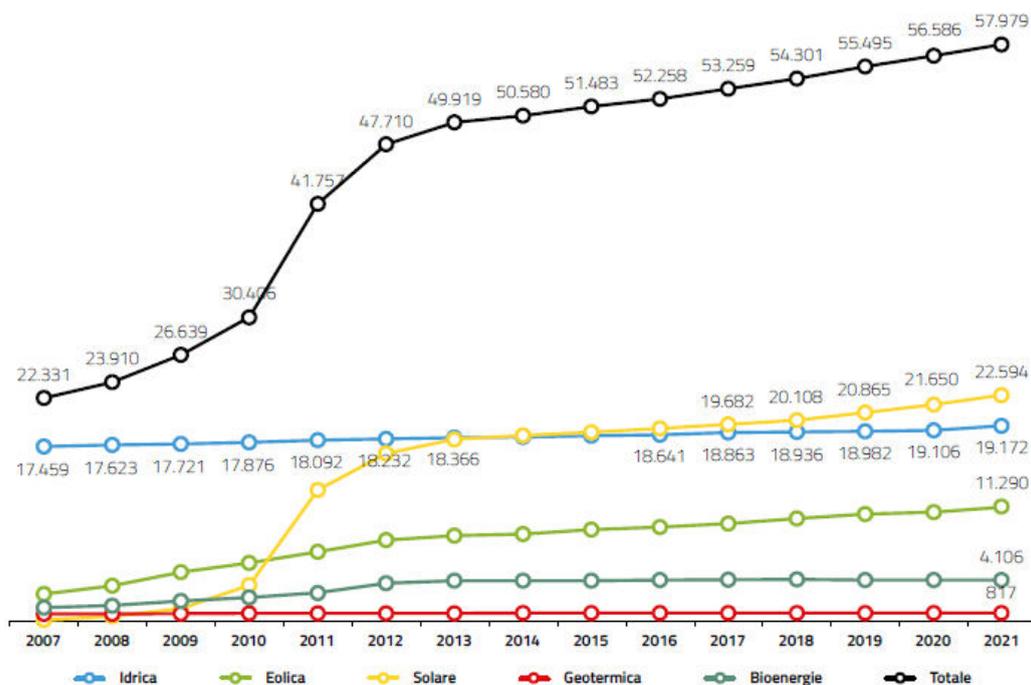


Figura 3.20. – Potenza installata degli impianti di produzione elettrica alimentati da FER – Fonte: elaborazioni GSE su dati Terna e GSE.

Tra il 2007 e il 2021 la potenza efficiente lorda degli impianti di produzione elettrica da FER installati in Italia è aumentata da 22.331 MW a 57.979 MW, per una variazione complessiva di 35.649 MW e un tasso di crescita medio annuo pari al 7,1%; gli anni caratterizzati da incrementi maggiori sono il 2011 e il 2012. La potenza installata complessiva degli impianti entrati in esercizio nel corso del 2021 è pari a 1.394 MW.

Regione	Idraulica		Eolica		Solare	
	Numero impianti	Potenza (MW)	Numero impianti	Potenza (MW)	Numero impianti	Potenza (MW)
Piemonte	1.018	2.799	18	18,8	70.400	1.791,6
Valle d'Aosta	200	1.024,6	5	2,6	2.759	26,4
Lombardia	721	5.190,3	12	0,1	160.757	2.711,0
Provincia Autonoma di Trento	280	1.642,2	8	0,1	19.271	207,4
Provincia Autonoma di Bolzano	587	1.767,0	2	0,3	9.349	268,0
Veneto	402	1.187,6	15	13,4	147.687	2.204,0
Friuli Venezia Giulia	257	523,3	5	0,0	39.698	591,1
Liguria	92	91,8	36	86,7	10.846	126,6
Emilia Romagna	217	356,8	72	45,0	105.938	2.270,1
Toscana	223	376,4	117	143,2	52.723	908,3
Umbria	49	540,7	25	3,0	22.144	513,0
Marche	189	251,9	50	19,5	33.262	1.149,9
Lazio	102	419,8	69	73,3	67.889	1.496,1
Abruzzo	75	1.023,0	43	268,3	24.200	773,9
Molise	37	88,4	78	375,8	4.726	180,7
Campania	61	343,7	625	1.770,7	40.293	923,9
Puglia	10	4,1	1.209	2.758,6	58.914	2.948,1
Basilicata	19	134,8	1.429	1.428,0	9.456	388,4
Calabria	60	788,7	426	1.175,0	29.476	573,0
Sicilia	29	151,6	887	2.013,6	64.464	1.541,7
Sardegna	18	466,4	600	1.093,8	41.831	1.001,0
ITALIA	4.646	19.172,3	5.731	11.289,8	1.016.083	22.594,3

Tabella 3.4. – Numero e potenza degli impianti a fonti rinnovabili nelle regioni a fine 2021.

La regione con la più elevata concentrazione di potenza installata di impianti FER per la produzione elettrica (15,3% della potenza complessiva a livello nazionale) risulta, nel 2021, la Lombardia; tra le regioni settentrionali, seguono Piemonte (8,5%) e Veneto (6,5%).

La Toscana, grazie principalmente allo sfruttamento della risorsa geotermica, è invece la regione con maggior potenza installata nel Centro Italia (4,2%). Nel Mezzogiorno la prima regione per potenza installata è la Puglia (10,4% della potenza nazionale); seguono a distanza Sicilia (6,5%) e Campania (5,7%).

L'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili nel 2021, pari a 116.339 GWh, rappresenta il 40,2% della produzione lorda complessiva del Paese, in calo rispetto al 41,7% rilevato nel 2020. La fonte principale si conferma quella idroelettrica (39% della produzione complessiva); seguono solare (22%), eolica (18%), bioenergie (16%) e geotermia (5%).

La produzione di energia elettrica calcolata applicando i criteri fissati dalla Direttiva 2009/28/CE ai fini del monitoraggio dei target UE – che prevedono la normalizzazione della produzione idroelettrica ed eolica e la contabilizzazione dei soli bioliquidi sostenibili – è pari invece a 118.702 GWh; il dato, sostanzialmente stabile rispetto al 2020 (+0,3%), rappresenta il 36,0% del Consumo Interno Lordo di energia elettrica (nel 2020 era 38,1%).

GWh	2020		2021		Variazione % 2021/2020	
	Effettiva	da RED I - Dir. 2009/28/CE	Effettiva	da RED II - Dir. (UE) 2018/2001	Effettiva	Direttive RED
Idraulica (*)	47.551,8	47.987,6	45.388,2	48.450,2	-4,6	1,0
Eolica (**)	18.761,6	19.836,5	20.927,3	20.348,3	11,5	2,6
Solare	24.941,5	24.941,5	25.039,0	25.039,0	0,4	0,4
Geotermica	6.026,1	6.026,1	5.913,8	5.913,8	-1,9	-1,9
Bioenergie	19.633,8	19.558,5	19.070,8	18.951,2	-2,9	-3,1
Biomasse solide	6.800,0	6.800,0	6.837,8	6.837,8	0,6	0,6
– frazione biodegradabile RSU (**)	2.379,5	2.379,5	2.308,3	2.308,3	-3,0	-3,0
– altre biomasse	4.420,5	4.420,5	4.529,5	4.529,5	2,5	2,5
Biogas	8.166,4	8.166,4	8.124,2	8.124,2	-0,5	-0,5
– da rifiuti	1.143,5	1.143,5	1.058,6	1.058,6	-7,4	-7,4
– da fanghi	130,7	130,7	124,0	124,0	-5,1	-5,1
– da deiezioni animali	1.293,6	1.293,6	1.296,9	1.296,9	0,3	0,3
– da attività agricole e forestali	5.598,6	5.598,6	5.644,6	5.644,6	0,8	0,8
Bioliquidi (***)	4.667,3	4.592,1	4.108,8	3.989,2	-12,0	-13,1
Totale FER	116.915	118.350	116.339	118.702	-0,5	0,3
Produzione lorda complessiva	280.531	280.531	289.070	289.070	3,0	3,0
Totale FER/Produzione complessiva	41,7%	42,2%	40,2%	41,1%		
Consumo Interno Lordo (CIL)	310.787	310.787	329.769	329.769	6,1	6,1
Totale FER/CIL	37,6%	38,1%	35,3%	36,0%		

Fonte: Terna, GSE

(*) Nella colonna “da Direttiva 2009/28/CE” i valori della produzione idroelettrica ed eolica riportati sono normalizzati.

(**) La frazione biodegradabile dei rifiuti solidi urbani è assunta pari al 50% del contenuto energetico totale, come previsto dalle regole statistiche IEA/Eurostat.

(***) La produzione lorda effettiva da bioliquidi si differenzia da quella calcolata ai sensi della Direttiva 2009/28/CE perché quest'ultima tiene conto dei soli bioliquidi che rispettano i criteri di sostenibilità stabiliti dalla Direttiva 2009/28/CE.

Tabella 3.5. – Produzione da fonti rinnovabili a fine 2021.

Nel 2021 la produzione di energia elettrica a fonti rinnovabili risulta pari a 116.339 GWh, in leggera diminuzione rispetto al 2020 (-0,5%). Il valore osservato è condizionato principalmente dall'andamento delle produzioni idroelettriche e delle bioenergie, in entrambi i casi in diminuzione. Il dato relativo alla fonte eolica, in crescita dell'11,5% rispetto al 2020, è invece collegato anche alle condizioni di ventosità mediamente più favorevoli che hanno caratterizzato il 2021.

Risulta invece pressoché invariata, nel 2021, la performance degli impianti solari (25.039 GWh di energia, per una variazione rispetto al 2020 pari a +0,4%).

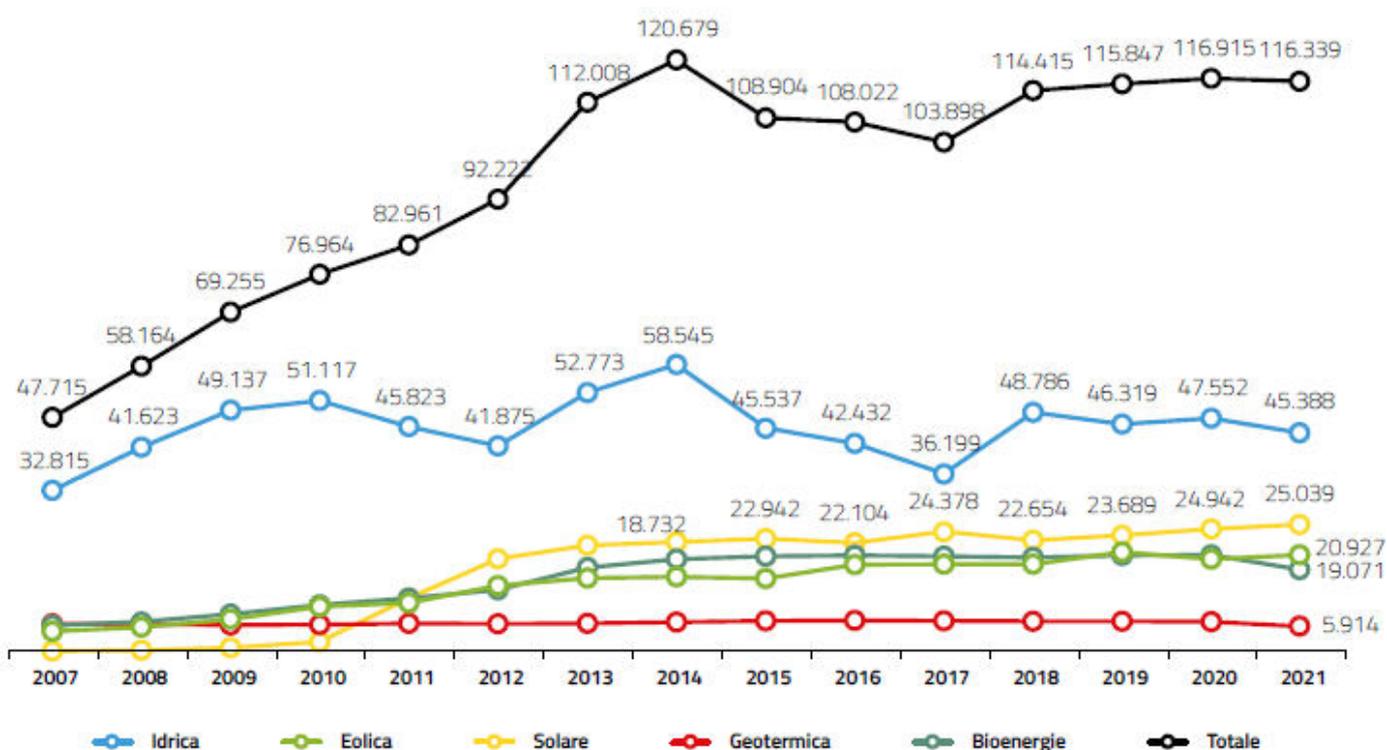


Figura 3.21. – Evoluzione della produzione da fonti rinnovabili – Fonte: Terna, GSE.

Nel 2021 la Lombardia si conferma la regione italiana con la maggiore produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili: 17.239 GWh, pari al 14,8% dei circa 116.300 GWh prodotti complessivamente in Italia.

Nel Nord, la Lombardia è seguita del Piemonte, con l'8,4% della produzione nazionale; al Sud la regione con il maggior dato di produzione è la Puglia (10.729 GWh, pari al 9,2% del totale nazionale).

GWh	Idrica	Eolica	Solare	Geotermica	Biomasse	Bioliquidi	Biogas	Totale
Piemonte	5.989,5	28,0	1.883,6	-	647,9	185,1	1.028,5	9.762,7
Valle d'Aosta	2.901,7	4,2	27,9	-	2,3	2,1	6,2	2.944,4
Lombardia	10.462,4	0,0	2.545,5	-	1.278,5	159,0	2.793,9	17.239,3
Provincia Autonoma di Trento	3.812,5	-	200,9	-	24,5	11,7	26,1	4.075,7
Provincia Autonoma di Bolzano	6.005,4	0,0	271,3	-	141,4	90,0	58,5	6.566,7
Veneto	4.431,5	22,6	2.258,0	-	561,8	204,3	1.245,3	8.723,5
Friuli Venezia Giulia	1.968,3	-	609,3	-	68,5	361,0	406,8	3.414,0
Liguria	173,3	154,3	121,8	-	1,4	1,8	23,5	476,0
Emilia Romagna	899,6	83,2	2.394,4	-	1.089,2	671,3	1.199,8	6.337,4
Toscana	857,7	287,0	954,9	5.913,8	86,9	142,9	288,6	8.531,7
Umbria	1.664,1	2,4	551,1	-	98,2	25,8	92,5	2.434,0
Marche	475,6	37,8	1.314,3	-	0,3	4,6	138,4	1.971,1
Lazio	1.250,0	151,6	1.736,0	-	234,1	181,8	220,0	3.773,5
Abruzzo	1.590,6	482,9	909,9	-	9,5	39,6	65,4	3.098,0
Molise	245,2	718,4	221,3	-	136,9	2,9	21,1	1.345,7
Campania	681,3	3.557,1	952,2	-	362,5	669,2	103,3	6.325,5
Puglia	9,8	5.387,8	3.880,9	-	468,1	874,4	108,4	10.729,3
Basilicata	383,1	2.651,8	476,7	-	11,6	216,5	27,1	3.766,7
Calabria	1.024,6	2.204,1	660,8	-	1.268,1	-	75,5	5.233,1
Sicilia	103,8	3.393,9	1.901,7	-	145,5	3,3	95,8	5.644,1
Sardegna	458,1	1.760,5	1.166,5	-	200,7	261,5	99,4	3.946,7
ITALIA	45.388,2	20.927,3	25.039,0	5.913,8	6.837,8	4.108,8	8.124,2	116.339,0

Tabella 3.6. – Produzione da fonti rinnovabili nelle regioni nel fine 2021.

3.4.4. Le fonti energetiche in Puglia

Sulla base delle potenzialità offerte dal proprio territorio, la Regione Puglia intende puntare al soddisfacimento dei fabbisogni interni di energia elettrica quasi esclusivamente attraverso il ricorso ad impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Più nel dettaglio, con l'approvazione del PEAR, la Regione Puglia si propone di colmare il deficit tra produzione e fabbisogno di energia elettrica stimato al 2020, indirizzando significativamente verso le rinnovabili il mix di fonti utilizzato.

In Puglia, nel 2018 le Fonti Rinnovabili di Energia (FER) hanno confermato il proprio ruolo di primo piano nel panorama energetico regionale, trovando impiego diffuso sia per la produzione di energia elettrica, sia per la produzione di calore, grazie ai **43.737 impianti diffusi in tutti i Comuni**.

È il solare fotovoltaico la tecnologia più diffusa in termini numerici, con il 97,9% degli impianti, seguiti dall'eolico con l'1,9% e da impianti idroelettrici e alimentati a biomasse.

La potenza efficiente netta degli impianti a fonti rinnovabili installati si attesta a **5.505,9 MW** rappresentando circa il 44% della potenza netta disponibile nella Regione.

Tra questa, è il **fotovoltaico** la tecnologia con maggior potenza installata pari a **2.652,1 MW** (48,2%), seguito da **eolico** con **2.517,3 MW** (45,73%) e da **idrico** con **3,6 MW** (0,06%).

MW Tipologia di impianto	Potenza Efficiente Lorda			Potenza Efficiente Netta		
	Fonte rinnovabile	Fonte tradizionale	Totale	Fonte rinnovabile	Fonte tradizionale	Totale
Idrico	3,7	-	3,7	3,6	-	3,6
Termoelettrico	346,7	7.465,3	7.812,0	332,8	7.132,2	7.464,9
Celle a combustibile	-	0,1	0,1	-	0,1	0,1
Geotermoelettrico	-	-	-	-	-	-
Eolico	2.525,3	-	2.525,3	2.517,3	-	2.517,3
Fotovoltaico	2.652,1	-	2.652,1	2.652,1	-	2.652,1
Totale	5.527,7	7.465,4	12.993,1	5.505,9	7.132,3	12.638,0

Tabella 3.7. – Potenza efficiente impianti di produzione di energia elettrica per fonte (MW) – Fonte: Dati Terna.

La maggior potenza da fonti rinnovabili installata è presente nella provincia di Foggia con **2.541,2 MW** complessivi, seguita da Lecce con **790,6 MW** e Bari con **767 MW**.

MW	Potenza Efficiente Lorda	Potenza Efficiente Netta
Province		
BARI	1.598,7	1.581,1
di cui fonti rinnovabili	771,8	767,0
BARILETTA-ANDRIA-TRANI	287,9	287,6
di cui fonti rinnovabili	287,9	287,6
BRINDISI	5.221,4	4.964,0
di cui fonti rinnovabili	598,9	596,6
FOGGIA	3.363,6	3.338,3
di cui fonti rinnovabili	2.552,6	2.541,2
LECCE	791,1	790,6
di cui fonti rinnovabili	789,7	789,3
TARANTO	1.730,3	1.676,3
di cui fonti rinnovabili	526,8	524,2
PUGLIA	12.993,1	12.638,0
di cui fonti rinnovabili	5.527,7	5.505,9

Tabella 3.8. – Potenza efficiente impianti di produzione di energia elettrica per provincia (MW) – Fonte: Dati Terna.

La produzione netta di energia elettrica complessiva in Puglia è di **28.541,2 GWh/anno** di cui **9.343,7 GWh/anno** da fonte rinnovabile, pari al 32,7% del totale.

Il maggior contributo arriva dall'**energia Eolica** con **4.548,7 GWh/anno** seguita dall'**energia Fotovoltaica** con **3.369,1 GWh/anno** che ricoprono insieme circa l'85% della produzione totale di energia da fonti rinnovabili.

GWh Tipologia Impianto	Produzione Lorda			Produzione Netta		
	Fonte rinnovabile	Fonte tradizionale	Totale	Fonte rinnovabile	Fonte tradizionale	Totale
Idrica	4,6	-	4,6	4,5	-	4,5
Termoelettrica	1.503,8	20.348,9	21.852,7	1.421,3	19.197,6	20.618,9
Geotermoelettrica	-	-	-	-	-	-
Eolica	4.594,2	-	4.594,2	4.548,7	-	4.548,7
Fotovoltaica	3.438,2	-	3.438,2	3.369,1	-	3.369,1
TOTALE	9.540,8	20.348,9	29.889,8	9.343,7	19.197,6	28.541,2

Tabella 3.9. – Produzione Energia Elettrica da Fonti Rinnovabili (GWh/anno) – Fonte: Dati Terna.

In Puglia, la crescita delle rinnovabili è stata inesorabile negli ultimi anni sia per la potenza installata sia per la produzione di energia: di seguito viene illustrato il trend evolutivo che la produzione lorda rinnovabile ha seguito a partire dal 2000 fino ad arrivare al 2018.

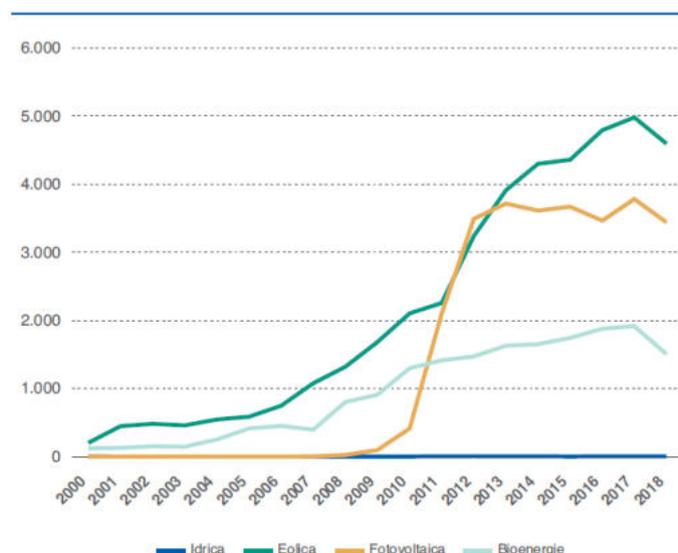


Figura 3.22. – Serie storica produzione lorda rinnovabile per fonte, Anni 2000 -2018 (GWh) – Fonte: Dati Terna.

In termini di produzione di energia elettrica è la provincia di Brindisi (**12.667,6 GWh/anno**) a fornire il maggior contributo, seguita da Foggia con **7.527,2 GWh/anno** e Taranto con **4.473 GWh/anno**.

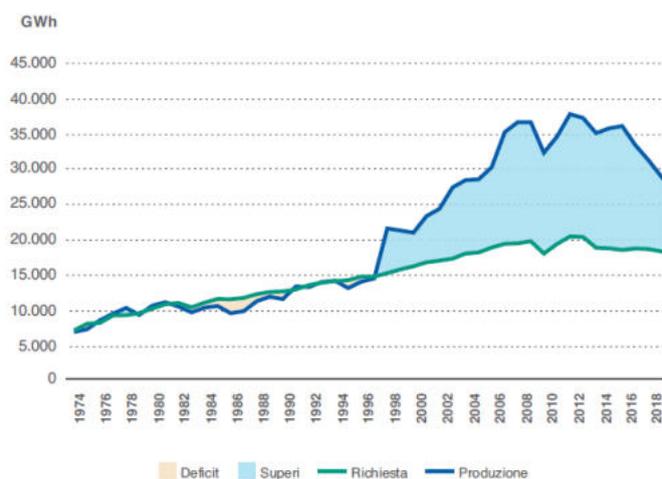
GWh	Produzione Lorda	Servizi Ausiliari	Produzione Netta
Province			
Bari	2.473,9	69,3	2.404,6
Barletta-Andria-Trani	412,5	5,2	407,3
Brindisi	13.557,1	889,6	12.667,6
Foggia	7.696,4	169,2	7.527,2
Lecce	1.081,0	19,5	1.061,5
Taranto	4.668,8	195,8	4.473,0
Puglia	29.889,8	1.348,5	28.541,2

Tabella 3.10. – Produzione di energia elettrica per provincia – Anno 2018 – Fonte: Dati Terna.

In netto contrasto con i dati precedenti è la produzione lorda rinnovabile per fonte: qui è la **provincia di Foggia** a rappresentare il comune virtuoso (**4.621,5 GWh/anno**), con l'eolico a giocare il ruolo da protagonista con **3.722,4 GWh/anno**, seguita da Bari con **1.549,9 GWh/anno**, Lecce con **1.080,5 GWh/anno** e Brindisi con **1.049,9 GWh/anno**.

Dagli ultimi dati forniti da TERNA relativi all'anno 2018 sulle fonti rinnovabili è possibile osservare l'andamento dell'intero settore energetico e quello delle FER.

Energia richiesta in Puglia nel 2018 GWh 18.325,0
 Deficit (-) Superi (+) della produzione rispetto alla richiesta GWh +10.216,3 (+55,8%)



Consumi anno 2018: complessivi 16.731,5 GWh; per abitante 4.145 kWh

Figura 3.23. – Serie storica superi (+) e deficit (-) della produzione rispetto alla richiesta, Anni 1973-2018 – Fonte: Dati Terna

GWh	Operatori del mercato elettrico	Autoproduttori	Puglia
Produzione lorda			
- idroelettrica	4,6	-	4,6
- termoelettrica tradizionale	18.188,5	3.664,3	21.852,7
- geotermoelettrica	-	-	-
- eolica	4.594,2	-	4.594,2
- fotovoltaica	3.438,2	-	3.438,2
Totale produzione lorda	26.225,5	3.664,3	29.889,8
Servizi ausiliari della Produzione			
	1.179,7	168,8	1.348,5
Produzione netta			
- idroelettrica	4,5	-	4,5
- termoelettrica tradizionale	17.123,4	3.495,5	20.618,9
- geotermoelettrica	-	-	-
- eolica	4.548,7	-	4.548,7
- fotovoltaica	3.369,1	-	3.369,1
Totale produzione netta	25.045,8	3.495,5	28.541,2
Energia destinata ai pompaggi			
	-	-	-
Produzione destinata al consumo			
	25.045,8	3.495,5	28.541,2
Cessioni degli Autoproduttori agli Operatori			
	+237,0	-237,0	-
Saldo import/export con l'estero			
	+467,1	-	+467,1
Saldo con le altre regioni			
	-10.683,4	-	-10.683,4
Energia richiesta			
	15.066,5	3.258,5	18.325,0
Perdite			
	1.593,4	0,1	1.593,5
Consumi			
Autoconsumo	884,5	3.258,4	4.142,9
Mercato libero	9.117,6	-	9.117,6
Mercato tutelato	3.471,0	-	3.471,0
Totale Consumi	13.473,1	3.258,4	16.731,5

Tabella 3.11. – Bilancio dell'energia elettrica in Puglia (Anno 2018).

3.4.5. L'energia eolica

Tra le fonti rinnovabili l'eolico risulta una delle opzioni più appetibili per la produzione di elettricità. Le relative tecnologie sono, infatti, sufficientemente mature per garantire costi di produzione contenuti ed un impatto ambientale ridotto rispetto alle altre tecnologie per la produzione di energia elettrica.

L'energia eolica è una fonte di energia pulita. Il vantaggio più importante sul piano dell'impatto ambientale è legato alla considerevole diminuzione delle emissioni di CO₂ che è tra i maggiori responsabili dell'effetto serra e del cambiamento climatico. L'eolico risolve inoltre il problema di alcune sostanze inquinanti che sono invece associate ai combustibili fossili e allo sfruttamento dell'energia nucleare.

Una delle più grandi e fruttifere fonti rinnovabili è il **vento** che con la sua potenza è capace di generare energia pulita a sufficienza. Grazie agli studi sulle **isobare** diventa semplice, ma ugualmente importante, comprendere la direzione dei venti, l'inclinazione e la loro intensità, al fine di poter sfruttare meglio questa fonte inesauribile e collocare le turbine eoliche in siti favorevoli, per garantire il massimo dell'efficienza.

Secondo il rapporto dell'IEA (Agenzia Internazionale dell'Energia) "*Renewables 2020 – Analysis and forecast to 2025*", gli aumenti annuali di capacità eolica netta avrebbero dovuto raggiungere i 65 GW nel 2020, l'8% in più nel 2019. Le misure Covid-19 hanno portato, in molti paesi, a un rallentamento dell'attività legata all'onshore da febbraio ad aprile a causa sia di interruzioni della catena di approvvigionamento e sia di sfide logistiche, mentre il settore eolico offshore è stato solo lievemente influenzato dai ritardi causati dai lunghi tempi di realizzazione dei progetti. Per il 2021, la previsione assume un'ulteriore accelerazione di capacità eolica a 68 GW (7,3 GW offshore) dovuta a progetti onshore che, in paesi chiave come Europa e Stati Uniti, diventano operativi grazie all'approvazione di regolamenti flessibili per le scadenze di messa in servizio.

Nel 2022, le installazioni annuali globali torneranno al livello del 2019 per effetto della graduale eliminazione agli incentivi nei principali mercati della Repubblica popolare cinese ("Cina") e degli Stati Uniti, in parte compensate da una più rapida espansione in Europa.

La quota di capacità offshore annua aggiunta raggiunge quasi il 15% nel 2022 – 50% in più rispetto al 2019 – grazie all'accelerazione nei principali mercati europei e alla operatività sempre crescente nei mercati nascenti come Francia, Corea e Vietnam mentre il mercato cinese rallenta. Gli Stati Uniti dovrebbero entrare a far parte dei ranghi dei più grandi mercati offshore dopo il 2022.

Le aggiunte globali annuali di eolico nel 2023-25 potrebbero variare da 65 GW nel caso principale e 100 GW nel caso accelerato e richiederanno un miglioramento alle politiche di sostegno, maggiori investimenti nelle reti, sradicamento dell'accettazione sociale.

Gli sviluppatori e i produttori di apparecchiature eoliche onshore hanno adottato la "nuova normalità" ai sensi delle misure Covid-19 e hanno accelerato l'attività di costruzione a maggio dopo un rallentamento nel primo trimestre del 2020: di conseguenza, la previsione dell'8% stimata è stata rivista al rialzo del 26% rispetto all'aggiornamento di maggio.

La Cina è la principale responsabile del rialzo, rappresentando quasi la metà della crescita globale della capacità eolica onshore (la più alta dal 2015) in quanto gli sviluppatori si stanno affrettando a com-

pletare i progetti prima dell'eliminazione graduale dei sussidi. Anche negli Stati Uniti si sono verificati aumenti di oltre il 30%, quasi compensando il rallentamento in Europa, il cui contributo alla crescita globale è ai minimi storici.

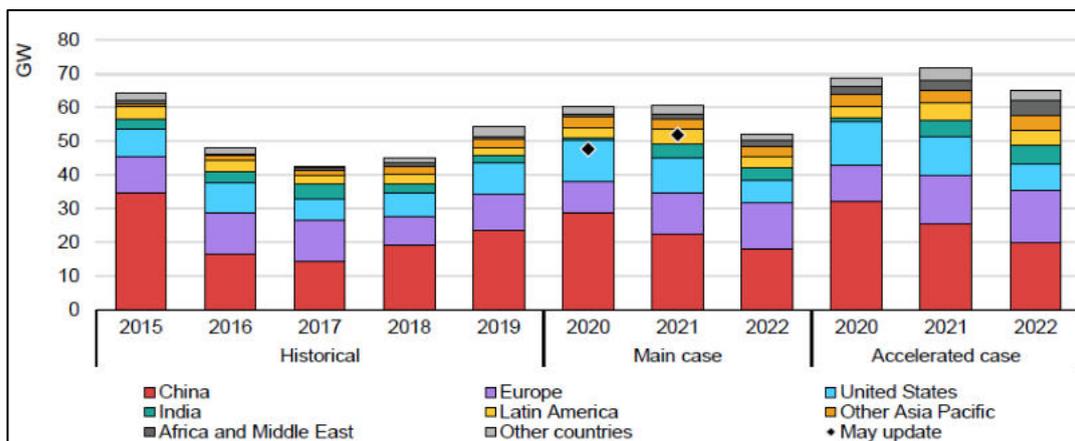


Figura 3.24. – Aumenti della capacità eolica onshore netta per Paese/Regione – Fonte IEA.

La capacità eolica onshore ha accelerato ulteriormente nel 2021 grazie alla messa in servizio di progetti ritardati in Europa (principalmente in Francia, Germania, Svezia e Paesi Bassi) e alla rapida crescita in India e America Latina. Per il 2022, la previsione presuppone un rallentamento dell'implementazione globale, principalmente a causa delle minori richieste eoliche in Cina e negli Stati Uniti causate dai cambiamenti pianificati nelle politiche di supporto, che saranno solo in parte compensati dalla crescente espansione in Europa.

3.4.6. L'Eolico in Europa

Secondo il rapporto dell'IEA, si prevede che la capacità eolica in Europa nel 2020 diminuirà del 18% rispetto al 2019. La contrazione deriva dai rallentamenti nella realizzazione dei cavidotti eolici offshore nel Regno Unito, Germania e Danimarca, dalle transizioni alle aste per l'eolico onshore in Francia e Italia e dai forti cali in Spagna dopo una scadenza per la messa in servizio. Questi cali hanno compensato la crescita osservata in altri mercati come Paesi Bassi, Norvegia e Polonia.

Tuttavia, l'espansione torna nel 2021 trainata dall'eolico onshore in Francia e Polonia e da progetti offshore commissionati in Danimarca, continua ad aumentare nel 2022 e rimane stabile intorno ai 18 GW in totale nel 2023-25. Per l'onshore, la crescita annua guidata da Francia, Germania e Spagna, è in media di 14 GW all'anno nel periodo 2023-25. Per l'eolico offshore, si prevede una crescita media di circa 5 GW all'anno nel periodo 2023-25, guidata da Regno Unito, Paesi Bassi, Francia e Germania.

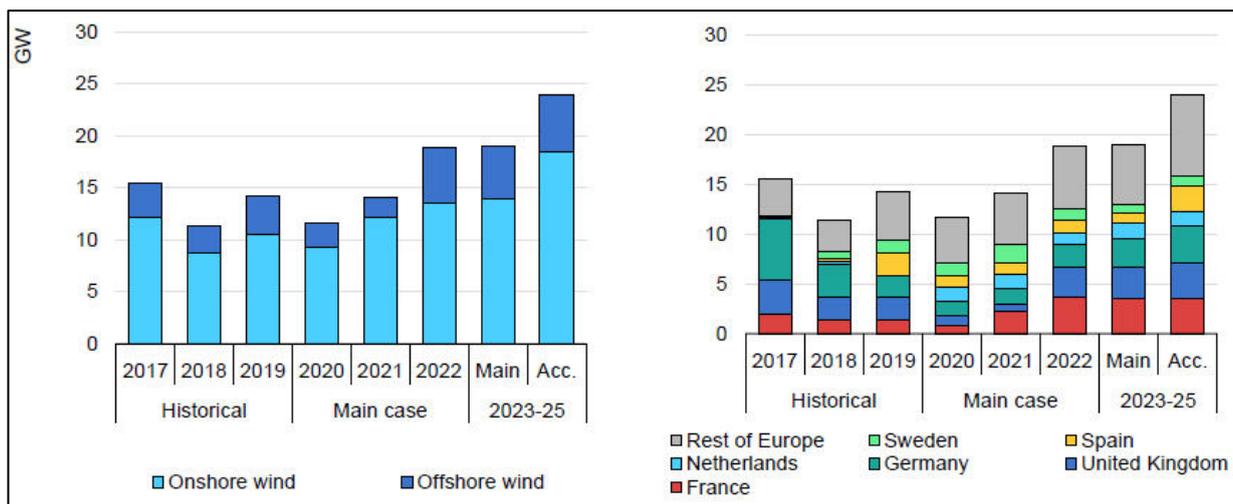


Figura 3.25. – Aumenti della capacità eolica in Europa 2017-2022: aumenti annui medi 2023-2025 per tecnologia (a sinistra) e Paese (a destra) – Fonte IEA.

Tuttavia, i vincoli di rete e le sfide di autorizzazione derivanti dall'opposizione locale e dai requisiti di distanza minima rappresentano un rischio al ribasso per le previsioni onshore. Se questi problemi dovessero essere affrontati, la crescita media annua tra il 2023 e il 2025 potrebbe essere del 26% superiore. L'estensione della durata delle turbine eoliche più vecchie comporterebbe anche aumenti di capacità netta più elevati.

3.4.7. Lo sviluppo dell'eolico in Italia

L'energia eolica in Italia appare, in questa fase, un po' sottovalutata. Nonostante il nostro Paese sia uno dei principali produttori di energia del vento a livello europeo, da diversi anni il ritmo delle nuove installazioni fatica a conoscere una accelerazione significativa. In particolare, i progetti di eolico offshore, di cui si parla da tantissimi anni, sono ancora sostanzialmente fermi, **tra sindrome Nimby** (Not In My BackYard/Non nel mio cortile) e mancate autorizzazioni. Senza tralasciare che tutti i documenti strategici di sviluppo delle energie rinnovabili in Italia sembrano privilegiare decisamente il ruolo del fotovoltaico rispetto a quello dell'eolico.

L'Italia è il quinto paese in Europa in termini di capacità eolica installata, con complessivi **10.715 MW di impianti installati** nel 2019, tutti quanti onshore. Al momento, invece, non è in funzione neppure **1 MW di installazioni offshore**. Un'altra peculiarità tutta italiana è che la stragrande maggioranza degli impianti eolici (oltre il 90%) sono concentrati nel Sud e nelle isole, a causa della maggiore disponibilità in queste regioni di siti adeguatamente ventosi. Inoltre, buona parte di questi 10 GW sono stati installati all'inizio dello scorso decennio, quando l'eolico poteva contare su un **sistema di incentivazione** abbastanza generoso, che ha permesso la realizzazione di buona parte dell'attuale capacità.

Negli anni successivi al 2019, il ritmo di installazioni, per effetto del lockdown, si è assestato intorno ad alcune centinaia di MW anno, trend che non è stato accelerato neppure con **il Decreto Fer 1**. Nonostante questi limiti, l'energia eolica assicura un contributo abbastanza rilevante al fabbisogno elettrico italiano, assestandosi intorno al 6% della domanda nazionale. Il 2020, però, è stato un anno piuttosto negativo: innanzitutto **il lockdown ha comportato un evidente rallentamento** nella realizzazione di nuovi impianti. Inoltre, la discesa della domanda nazionale di elettricità ha spinto spesso e volentieri il ge-

store di rete ha mettere in standby gli impianti eolici, per evitare sovrapproduzioni elettriche a livello locale. Il risultato finale è che, secondo le stime di Terna, la produzione di Terna è diminuita del **-7,4%** rispetto al 2019.

In attesa della ridefinizione del Recovery Fund, le prospettive dell'eolico italiano nel medio-lungo termine sono correlate al PNIEC, secondo cui nel 2030 l'energia eolica italiana dovrebbe arrivare a circa 19.300 MW di capacità installata, di cui circa 900 MW dall'eolico offshore. Questa capacità garantirebbe una produzione annuale di energia elettrica pari a 40 TWh, ovvero il 10% del consumo elettrico lordo nazionale. Tale scenario, secondo una stima dell'**ANEV** (Associazione Nazionale Energia del Vento), contribuirebbe anche a incrementare l'occupazione con 67.200 posti di lavoro, distribuiti in buona percentuale nel Meridione.

Una buona parte della crescita dell'eolico potrebbe arrivare dagli interventi di **repowering o reblading** ossia dallo smantellamento delle vecchie turbine eoliche e dalla loro sostituzione con un numero significativamente inferiore di soluzioni di dimensioni e potenza maggiore ma più performanti. Secondo una stima di **Elettricità Futura**, con un repowering diffuso la potenza dell'eolico potrebbe crescere di 3,4 GW, per una produzione aggiuntiva al 2030 di 12,1 TWh, quasi il 60% dell'incremento di produzione da eolico prevista dal PNIEC.

Procedendo con la velocità dimostrata nel biennio 2019-2020, **l'energia eolica italiana non riuscirebbe a tagliare il traguardo dei 40 TWh al 2030**. In particolare, il principale nodo resta di natura autorizzativa: l'utilizzo delle superfici già sfruttate sarà insufficiente per raggiungere gli obiettivi al 2030. Occorre quindi garantire l'installazione di nuovi impianti anche su aree non ancora sfruttate. Un problema non da poco in un Paese popolato e antropizzato come l'Italia, dove l'energia eolica è ancora vista spesso e volentieri come una minaccia al paesaggio e all'ecosistema naturale (senza valutare il suo apporto in termini di riduzione delle emissioni di CO₂).

Il **D.L. Semplificazioni del 2020** ha introdotto strumenti come il **censimento** e la **classificazione dei suoli** per l'individuazione delle nuove aree idonee per gli impianti da energia eolica, che sono però stati bocciati dalle associazioni di categoria perché la loro approvazione rischia di richiedere diversi anni prima della loro attuazione, vanificando il raggiungimento dei target nei tempi prestabiliti.

In secondo luogo c'è il tema degli incentivi: le aste previste dal Decreto Fer 1 sono considerate in maniera unanime un flop, dal momento che buona parte dei contingenti previsti per l'eolico non sono stati assegnati, per l'assenza di domande da parte degli operatori. Per raggiungere gli obiettivi al 2030, dunque, serviranno con tutta probabilità degli incentivi di tipo diverso, probabilmente più semplici e accattivanti rispetto a quelli attuali.

3.4.6.1 Impianti eolici: i dati al 2019

Alla fine del 2019 risultano installati in Italia 5.644 impianti eolici, la maggior parte dei quali (92%) di piccole dimensioni (potenza inferiore a 1 MW).

Dei 10.715 MW installati in Italia alla fine del 2019 (19% dell'intero parco impianti rinnovabile nazionale), l'89% (9.533 MW) si concentra nei 321 parchi eolici di potenza maggiore di 10 MW.

Nel corso del 2019 la produzione da fonte eolica è stata pari a 20.202 GWh, corrispondente al 17% della produzione elettrica totale da fonti rinnovabili. Il 90% dell'elettricità generata dagli impianti eolici è stata prodotta da impianti di potenza superiore a 10 MW, il 6% da quelli di potenza compresa tra 1 e 10 MW e il restante 4% da impianti di potenza inferiore a 1 MW.

Classi di potenza	n°	Potenza (MW)	Energia (GWh)
P ≤ 1 MW	5.198	510	821
1 MW < P ≤ 10 MW	125	671	1.289
P > 10 MW	321	9.533	18.092
Totale	5.644	10.715	20.202

Tabella 3.12. – Numero impianti per classi di Potenza (MW) ed energia prodotta (GW) – Fonte Terna.

L'incremento della potenza degli impianti eolici tra il 2018 e il 2019 (+450 MW, pari a +4,4%) è legato principalmente alla crescita degli impianti con potenza maggiore di 10 MW.

Il segmento di impianti di potenza minore di 1 MW, che comprende anche la categoria dei minieolici, rappresenta solo 0,51 GW dei quasi 11 GW installati a fine 2019 (4,8% circa).

Classi di potenza (MW)	2018		2019		2019 / 2018 Variazione %	
	n°	MW	n°	MW	n°	MW
P ≤ 1 MW	5.209	507,6	5.198	510,1	-0,2	0,5
1 MW < P ≤ 10 MW	125	675,2	125	671,4	0,0	-0,6
P > 10 MW	308	9.081,9	321	9.533,2	4,2	5,0
Totale	5.642	10.264,7	5.644	10.714,8	0,0	4,4

Tabella 3.13. – Variazione 2018/2019 numero impianti per classi di Potenza (MW) – Fonte Terna.

Negli anni recenti si è osservato uno sviluppo molto veloce dei parchi eolici in Italia: nel 2005 gli impianti installati erano 148, con una potenza pari a 1.639 MW, mentre alla fine del 2019 il parco nazionale risulta composto da quasi 5.644 impianti, con potenza pari a 10.715 MW.

Nel 2019 la potenza eolica installata rappresenta il 19,3% di quella relativa all'intero parco impianti rinnovabile.

La taglia media complessiva nazionale degli impianti eolici è diminuita progressivamente dal 2010; tuttavia nel 2019 la taglia media si è attestata intorno a 1,9 MW, in lieve controtendenza rispetto ai valori medi dei due anni precedenti.



Figura 3.26. – Numero impianti e Potenza Lorda (MW) 2005/2019 – Fonte elaborazione GSE su dati Terna.

Tra il 2005 e il 2019 la produzione di energia elettrica da fonte eolica è quasi decuplicata, passando da 2.343 GWh a 20.202 GWh; nel 2019 il valore di produzione ha subito una forte accelerazione (+14% rispetto al 2018), principalmente per condizioni climatiche di ventosità molto favorevoli.

Con 5.236 GWh di energia elettrica prodotta, la **Puglia** detiene il primato della produzione eolica, seguita da Sicilia (3.347 GWh) e Campania (2.964 GWh). Queste tre regioni insieme coprono il 57,2% del totale nazionale.

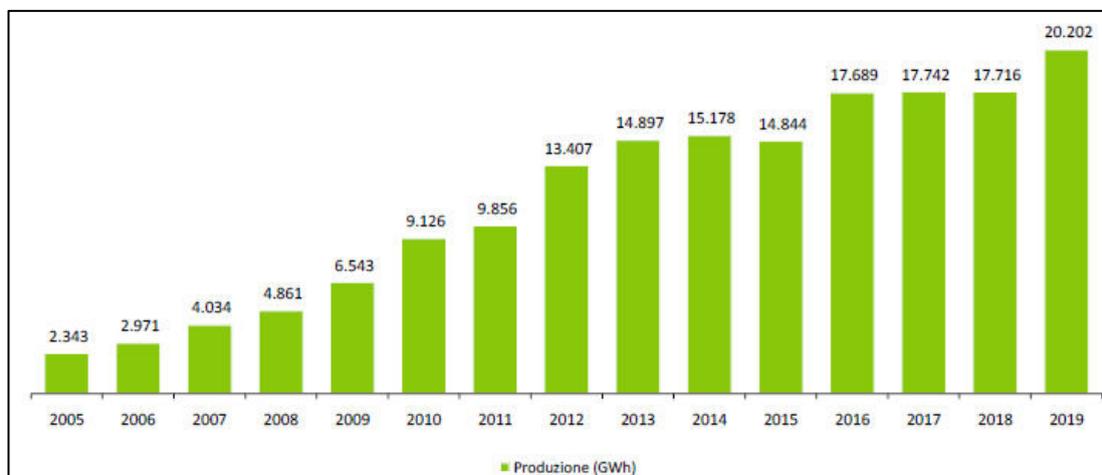


Figura 3.27. – Produzione eolica (GWh) – Fonte Terna.

Produzione per Regione nel 2019 (GWh)					
Piemonte	30,1	Liguria	139,1	Molise	722,0
Valle d'Aosta	4,5	Emilia Romagna	53,1	Campania	2.964,1
Lombardia	0,0	Toscana	258,5	Puglia	5.235,8
Prov. Aut. Trento	0,0	Umbria	2,7	Basilicata	2.652,1
Prov. Aut. Bolzano	0,2	Marche	39,6	Calabria	2.109,5
Veneto	26,5	Lazio	147,4	Sicilia	3.346,6
Friuli Venezia Giulia	0,0	Abruzzo	446,5	Sardegna	2.023,7

Tabella 3.14. – Produzione per Regione nel 2019 (GWh) – Fonte Terna.

Per la realizzazione e il funzionamento degli impianti eolici assumono particolare rilievo alcune caratteristiche ambientali e territoriali dei siti quali la ventosità, l'orografia, l'accessibilità. Per tali ragioni, la presenza di impianti eolici non è omogenea sul territorio nazionale: nel Sud Italia, in particolare, si concentra il 96,5% della potenza eolica complessiva del Paese e il 92,4% del parco impianti in termini di numerosità.

La regione con la maggiore potenza installata è la Puglia, con 2.571,2 MW; seguono Sicilia e Campania, rispettivamente con 1.893,5 MW e 1.734,7 MW.

Regione	2018		2019		2019 / 2018 Variazione %	
	n°	MW	n°	MW	n°	MW
Piemonte	18	18,8	18	18,8	0,0	0,0
Valle d'Aosta	5	2,6	5	2,6	0,0	0,0
Lombardia	10	0,0	10	0,0	0,0	0,0
Provincia Autonoma di Trento	9	0,1	9	0,1	-	-
Provincia Autonoma di Bolzano	1	0,3	1	0,3	0,0	0,0
Veneto	15	13,4	15	13,4	0,0	0,0
Friuli Venezia Giulia	5	0,0	5	0,0	0,0	0,0
Liguria	33	56,5	33	56,5	0,0	0,0
Emilia Romagna	70	25,2	72	45,0	2,9	78,7
Toscana	125	123,5	123	143,3	-1,6	16,0
Umbria	25	2,1	25	2,1	0,0	0,0
Marche	51	19,5	51	19,5	0,0	0,0
Lazio	70	71,3	68	71,3	-2,9	-0,0
Abruzzo	47	255,1	45	255,1	-4,3	-0,0
Molise	79	375,9	79	375,9	0,0	0,0
Campania	608	1.443,2	616	1.734,7	1,3	20,2
Puglia	1.174	2.525,3	1.168	2.571,2	-0,5	1,8
Basilicata	1.412	1.293,0	1.413	1.293,0	0,1	0,0
Calabria	416	1.091,5	415	1.163,4	-0,2	6,6
Sicilia	876	1.892,5	880	1.893,5	0,5	0,1
Sardegna	593	1.054,8	593	1.054,9	0,0	0,0
ITALIA	5.642	10.264,7	5.644	10.714,8	0,0	4,4

Tabella 3.15. – Numero e potenza degli impianti eolici per Regione – Fonte Terna.

4. GLI STRUMENTI DI RIFERIMENTO PER IL SETTORE ENERGETICO E AMBIENTALE

I principali strumenti di programmazione riguardanti il settore energetico e ambientale sono:

- Atti legislativi di livello nazionale con funzione di indirizzo generale in materia di programmazione nel settore;
- Atti di programmazione regionale con funzione di indirizzo e programmazione operativa;
- Normativa nel settore della pianificazione e della tutela del territorio e dell'ambiente a livello nazionale, regionale e comunale.

4.1. NORMATIVA ENERGETICA

4.1.1. IL PIANO ENERGETICO NAZIONALE

Il primo strumento di rilievo a sostegno delle fonti rinnovabili è stato il Piano Energetico Nazionale (PEN), approvato il 10 agosto 1988.

Gli obiettivi contenuti nel PEN sono:

- Promozione dell'uso razionale dell'energia e del risparmio energetico;
- Adozione di norme per gli autoproduttori;
- Sviluppo progressivo di fonti di energia rinnovabile.

Le leggi n. 9 e n. 10 del 9 gennaio 1991 hanno attuato il Piano Energetico Nazionale. Il successivo provvedimento CIP 6/92 che ha stabilito prezzi incentivanti per la cessione all'Enel di energia elettrica prodotta con impianti a fonti rinnovabili o simili, pur con le sue limitazioni, ha rappresentato il principale strumento sino ad ora utilizzato per le fonti rinnovabili in Italia.

La legge 9 gennaio 1991 n. 9 dal titolo "Norme per l'attuazione del nuovo Piano Energetico Nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzione e disposizioni fiscali" ha introdotto una parziale liberalizzazione della produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate.

La legge ha in pratica esteso a tutti gli impianti utilizzanti fonti rinnovabili il regime di liberalizzazione previsto dalla L. 382/82 per gli impianti fino a 3 MW ed ha concesso l'utilizzo di tale energia all'interno di consorzi di autoconsumatori (non è invece possibile distribuire o vendere l'energia a terzi).

L'art. 20, modificando la legge n. 1643 del 6 dicembre 1962, ha consentito alle imprese di produrre energia elettrica per autoconsumo o per la cessione all'ENEL.

La Legge 9/1991 ha introdotto incentivi alla produzione di energia elettrica da fonti di energia rinnovabili o assimilate e in particolare da impianti combinati di energia e calore.

La stessa Legge ha dedicato un articolo anche al problema della circolazione dell'energia elettrica prodotta da impianti che usano fonti rinnovabili e assimilate. All'interno di consorzi e società consortili fra imprese e fra dette imprese, consorzi per le aree e i nuclei di sviluppo industriale o aziende speciali degli enti locali e a società concessionarie di pubblici servizi dagli stessi assunti" l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e assimilate può circolare liberamente.

La legge 10/91 dal titolo “Norme in materia di uso razionale dell’energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia” ha posto come principali obiettivi gli stessi pronunciati in ambito Europeo: uso razionale dell’energia, contenimento dei consumi nella produzione e nell’utilizzo di manufatti, impiego di fonti rinnovabili, una più rapida sostituzione degli impianti nei settori a più elevata intensità energetica. In particolare, in sede europea, sono stati fissati due obiettivi: il raddoppio del contributo in fonti rinnovabili sui fabbisogni, e la riduzione dei consumi del 20% al 2010.

La Legge in esame ha previsto inoltre che i comuni di oltre 50.000 abitanti disponessero di un proprio Piano Energetico Locale per il risparmio e la diffusione delle fonti rinnovabili.

Ancora gli art. 11, 12 e 14 della 10/91 prevedono contributi per studi e realizzazioni nel campo delle energie rinnovabili.

4.1.2. PIANO DI AZIONE ANNUALE SULL’EFFICIENZA ENERGETICA

Il PAEE 2017, elaborato su proposta dell’Enea ai sensi dell’articolo 17, comma 1 del D.lgs. 102/2014, a seguito di un sintetico richiamo agli obiettivi di efficienza energetica al 2020 fissati dall’Italia, illustra i risultati conseguiti al 2016 e le principali misure attivate e in cantiere per il raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica al 2020. In particolare, il Piano, coerentemente con le linee guida della Commissione Europea per la compilazione, riporta nel secondo capitolo gli obiettivi nazionali di riduzione dei consumi di energia primaria e finale, specificando i risparmi negli usi finali di energia attesi al 2020 per singolo settore economico e per principale strumento di promozione dell’efficienza energetica. Il capitolo 2, inoltre, illustra i risultati conseguiti al 31 dicembre 2016 per effetto delle misure di policy già operative nel nostro Paese.

Gli obiettivi nazionali di efficienza energetica al 2020, già indicati nel PAEE 2014, prevedono un programma di miglioramento dell’efficienza energetica che si propone di risparmiare 20 Mtep/anno di energia primaria, pari a 15,5 Mtep/anno di energia finale. Nella tabella sottostante sono indicati i risparmi attesi al 2020 in energia finale e primaria suddivisi per settore e misure di intervento.

Settore	Misure previste nel periodo 2011-2020					Risparmio atteso al 2020	
	Certificati Bianchi	Detrazioni fiscali	Conto Termico	Standard Normativi	Investimenti mobilità	Energia Finale	Energia Primaria
Residenziale	0,15	1,38	0,54	1,60		3,67	5,14
Terziario	0,10		0,93	0,20		1,23	1,72
PA	0,04		0,43	0,10		0,57	0,80
Privato	0,06		0,50	0,10		0,66	0,92
Industria	5,10					5,10	7,14
Trasporti	0,10			3,43	1,97	5,50	6,05
Totale	5,45	1,38	1,47	5,23	1,97	15,50	20,05

Fonte: PAEE 2014

Tab. 4.1. – Risparmi attesi in energia primaria e finale per il 2020.

Come noto, per il raggiungimento di tali obiettivi è stato emanato il Decreto Legislativo 4 Luglio 2014 n.1021 che recepisce tutte le prescrizioni della Direttiva 2012/27/UE non già previste nell’ordinamento giuridico nazionale e in coerenza con le indicazioni della Strategia energetica nazionale. A questo obiettivo si aggiunge quello vincolante di cui all’articolo 7 della Direttiva 2012/27/UE che prevede, per il periodo 2014-2020, una riduzione cumulata dei consumi di energia pari a 25,8 Mtep con misure attive per l’efficienza energetica.

4.1.3. PIANO NAZIONALE DI RIPRESA E RESILIENZA – PNRR

Il **PNRR** è il documento approvato a fine aprile 2021 dal Parlamento italiano.

Attraverso il PNRR *l'Italia ha voluto illustrare alla commissione europea in che modo intende investire i fondi che arriveranno nell'ambito del programma **Next generation Eu** (NGEU).*

Oltre a specificare quali progetti desidera realizzare grazie ai fondi comunitari, il PNRR specifica in che modo tali risorse verranno gestite.

Inoltre contiene un calendario di riforme finalizzate all'attuazione di tale Piano ed al tempo stesso anche alla modernizzazione del Paese.

4.1.3.1. Assi strategici e priorità trasversali

Il **PNRR** si articola su 3 assi principali:

1. digitalizzazione e innovazione,
2. transizione ecologica,
3. inclusione sociale.

La digitalizzazione e l'innovazione di processi, prodotti e servizi rappresentano un fattore determinante della trasformazione del Paese e devono caratterizzare ogni politica di riforma del Piano. L'Italia ha accumulato un considerevole ritardo in questo campo, sia nelle competenze dei cittadini, sia nell'adozione delle tecnologie digitali nel sistema produttivo e nei servizi pubblici. Recuperare questo deficit e promuovere gli investimenti in tecnologie, infrastrutture e processi digitali, è essenziale per migliorare la competitività italiana ed europea; favorire l'emergere di strategie di diversificazione della produzione; e migliorare l'adattabilità ai cambiamenti dei mercati.

La transizione ecologica, come indicato dall'Agenda 2030 dell'ONU e dai nuovi obiettivi europei per il 2030, è alla base del nuovo modello di sviluppo italiano ed europeo. Intervenire per ridurre le emissioni inquinanti, prevenire e contrastare il dissesto del territorio, minimizzare l'impatto delle attività produttive sull'ambiente è necessario per migliorare la qualità della vita e la sicurezza ambientale, oltre che per lasciare un Paese più verde e una economia più sostenibile alle generazioni future. Anche la transizione ecologica può costituire un importante fattore per accrescere la competitività del nostro sistema produttivo, incentivare l'avvio di attività imprenditoriali nuove e ad alto valore aggiunto e favorire la creazione di occupazione stabile.

Il terzo asse strategico è l'inclusione sociale. Garantire una piena inclusione sociale è fondamentale per migliorare la coesione territoriale, aiutare la crescita dell'economia e superare diseguaglianze profonde spesso accentuate dalla pandemia. Le tre priorità principali sono la parità di genere, la protezione e la valorizzazione dei giovani e il superamento dei divari territoriali. L'empowerment femminile e il contrasto alle discriminazioni di genere, l'accrescimento delle competenze, della capacità e delle prospettive occupazionali dei giovani, il riequilibrio territoriale e lo sviluppo del Mezzogiorno non sono univocamente affidati a singoli interventi, ma perseguiti quali obiettivi trasversali in tutte le componenti del PNRR.

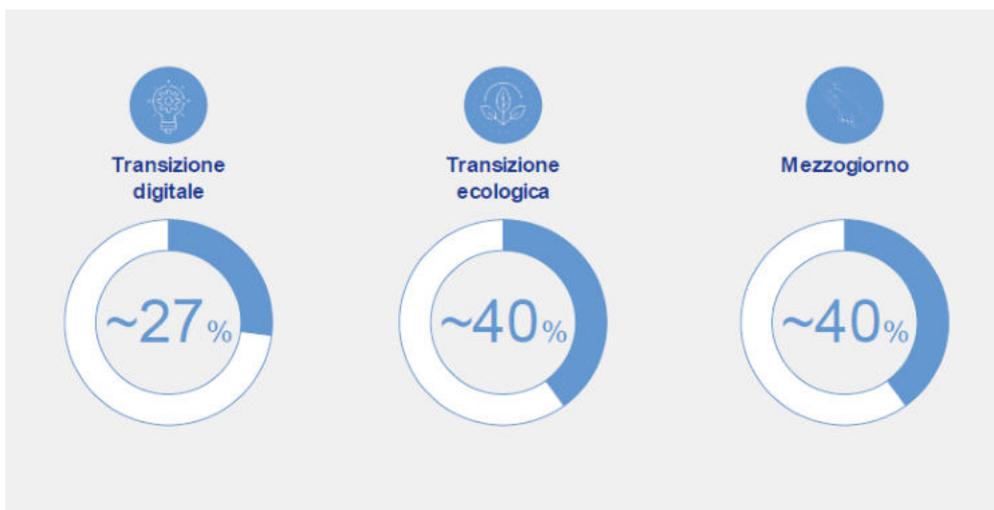


Figura 4.1. – Allocazione delle risorse RRF ad assi strategici (percentuale su totale RRF) – Fonte Eurostat.

4.1.3.2. Missioni e componenti del Piano

Il Piano è caratterizzato da 6 missioni:

1. digitalizzazione, innovazione, competitività, cultura e turismo;
- 2. rivoluzione verde e transizione ecologica;**
3. infrastrutture per una mobilità sostenibile;
4. istruzione e ricerca;
5. coesione e inclusione;
6. salute.

La Missione 2 dispone di *stanziamenti più ingenti di tutto il PNRR per combattere il cambiamento climatico e raggiungere una sostenibilità ambientale.*

L'Italia è particolarmente esposta ai cambiamenti climatici e deve accelerare il percorso verso la neutralità climatica nel 2050 e verso una maggiore sostenibilità ambientale. Ci sono già stati alcuni progressi significativi: tra il 2005 e il 2019, le emissioni di gas serra dell'Italia sono diminuite del 19 per cento. Ad oggi, le emissioni pro capite di gas climalteranti, espresse in tonnellate equivalenti, sono inferiori alla media UE.

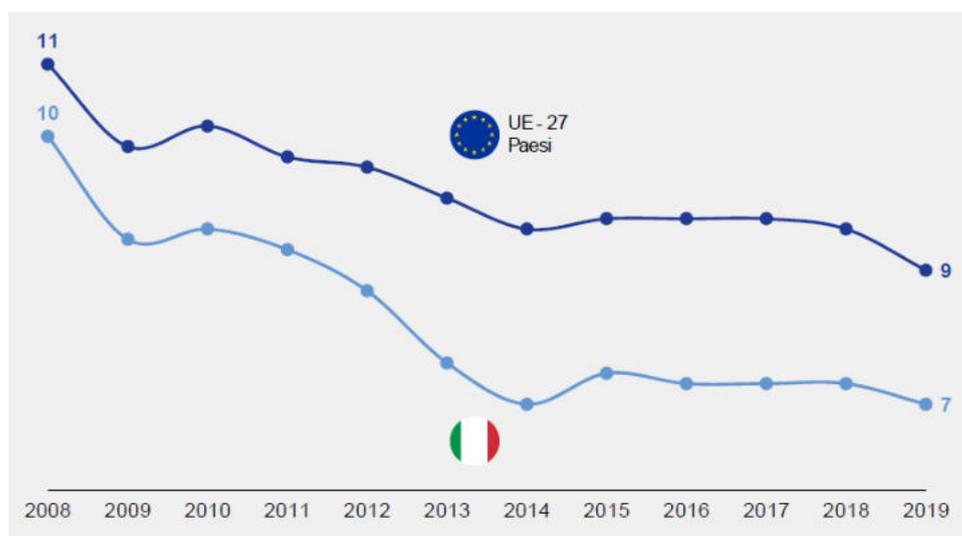


Figura 4.2. – Emissioni di gas clima-alteranti pro capite – Italia e UE (tonnellate/anno) – Fonte Eurostat.

Tuttavia, il nostro Paese presenta ancora notevoli ritardi e vulnerabilità. La Commissione europea ha aperto tre procedure di infrazione per l'inquinamento atmosferico contro l'Italia per particolato e ossidi di azoto. Nel 2017, 31 aree in 11 regioni italiane hanno superato i valori limite giornalieri di particolato PM10. L'inquinamento nelle aree urbane rimane elevato e il 3,3 per cento della popolazione italiana vive in aree in cui i limiti europei di inquinamento sono superati.

L'Italia ha avviato la transizione e ha lanciato numerose misure che hanno stimolato investimenti importanti. Le politiche a favore dello sviluppo delle fonti rinnovabili e per l'efficienza energetica hanno consentito all'Italia di essere uno dei pochi paesi in Europa (insieme a Finlandia, Grecia, Croazia e Lettonia) ad aver superato entrambi i target 2020 in materia. La penetrazione delle energie rinnovabili si è attestata nel 2019 al 18,2 per cento, contro un target europeo del 17 per cento. Inoltre, il consumo di energia primaria al 2018 è stato di 148 Mtoe contro un target europeo di 158 Mtoe. Il Piano Nazionale integrato Energia e Clima (PNIEC) e la Strategia di Lungo Termine per la Riduzione delle Emissioni dei Gas a Effetto Serra, entrambi in fase di aggiornamento per riflettere il nuovo livello di ambizione definito in ambito europeo, forniranno l'inquadramento strategico per l'evoluzione del sistema.

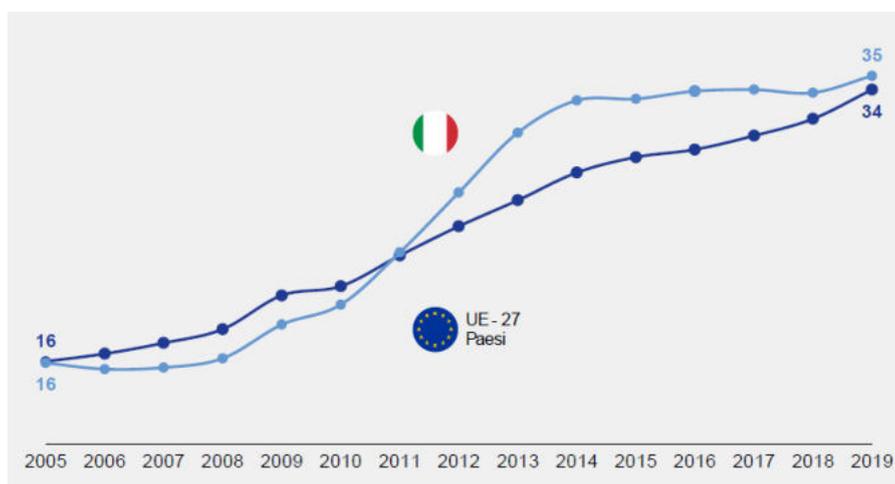


Figura 4.3. – Quota percentuale delle fonti rinnovabili sulla produzione di energia elettrica – Fonte Eurostat.

Il PNRR è un'occasione straordinaria per accelerare la transizione ecologica e superare barriere che si sono dimostrate critiche in passato. Il Piano introduce sistemi avanzati e integrati di monitoraggio e analisi per migliorare la capacità di prevenzione di fenomeni e impatti. Incrementa gli investimenti volti a rendere più robuste le infrastrutture critiche, le reti energetiche e tutte le altre infrastrutture esposte a rischi climatici e idrogeologici.

Il Piano rende inoltre il sistema italiano più sostenibile nel lungo termine, tramite la progressiva decarbonizzazione di tutti i settori. Quest'obiettivo implica accelerare l'efficientamento energetico; incrementare la quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, sia con soluzioni decentralizzate che centralizzate (incluse quelle innovative e *offshore*); sviluppare una mobilità più sostenibile; avviare la graduale decarbonizzazione dell'industria, includendo l'avvio dell'adozione di soluzioni basate sull'idrogeno, in linea con la Strategia europea. Infine, si punta a una piena sostenibilità ambientale, che riguarda anche il miglioramento della gestione dei rifiuti e dell'economia circolare, l'adozione di soluzioni di *smart agriculture* e bio-economia, la difesa della biodiversità e il rafforzamento della gestione delle risorse naturali, a

partire da quelle idriche.

Il Governo intende sviluppare una leadership tecnologica e industriale nelle principali filiere della transizione (sistemi fotovoltaici, turbine, idrolizzatori, batterie) che siano competitive a livello internazionale e consentano di ridurre la dipendenza da importazioni di tecnologie e creare occupazione e crescita. Il Piano rafforza la ricerca e lo sviluppo nelle aree più innovative, a partire dall'idrogeno.

Il Piano prevede degli investimenti per lo sviluppo dell'*agrovoltaico*: nello specifico, l'obiettivo è di installare impianti agro-voltaici di 1,04 GW, che produrrebbero circa 1.300 GWh annui, ottenendo una riduzione delle emissioni di gas serra stimabile in circa 0,8 milioni di tonnellate di CO₂.

Per raggiungere questi obiettivi verranno semplificate le procedure di autorizzazione per gli impianti rinnovabili onshore e offshore, verranno prorogati i tempi e l'ammissibilità dei regimi di sostegno e ci sarà una nuova normativa inerente alla promozione del gas rinnovabile.

4.1.3.3. Risorse del Piano e allocazione a missioni e componenti

Il Governo intende richiedere il massimo delle risorse RRF, pari a 191,5 miliardi di euro, divise in 68,9 miliardi di euro in sovvenzioni e 122,6 miliardi di euro in prestiti. Il primo 70 per cento delle sovvenzioni è già fissato dalla versione ufficiale del Regolamento RRF, mentre la rimanente parte verrà definitivamente determinata entro il 30 giugno 2022 in base all'andamento del PIL degli Stati membri registrato nel 2020-2021 secondo le statistiche ufficiali. L'ammontare dei prestiti RRF all'Italia è stato stimato in base al limite massimo del 6,8 per cento del reddito nazionale lordo in accordo con la task force della Commissione.

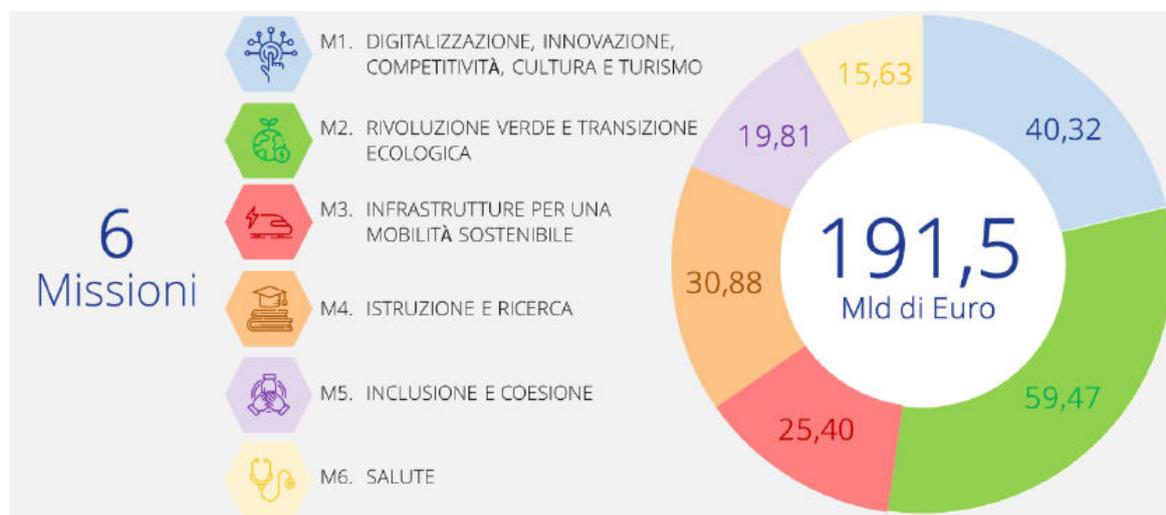


Figura 4.4. – Allocazione delle risorse RRF a Missioni.

4.1.4. NORMATIVA REGIONALE

Ai sensi del D. Lgs. n. 387/03, la Regione Puglia ha emanato la D.G.R. n. 35 del 23 gennaio 2007, recante “*Procedimento per il rilascio dell’Autorizzazione unica ai sensi del Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 e per l’adozione del provvedimento finale di autorizzazione relativa ad impianti alimentati da fonti rinnovabili e delle opere agli stessi connesse, nonché delle Infrastrutture indispensabili alla costruzione e all’esercizio*”, che ha sostituito le due precedenti D.G.R. nn. 716/2005 e 1550/2006.

Successivamente, con D.G.R. n. 827 del 8 giugno 2007, è stato adottato il Piano Energetico Ambientale Regionale, quale documento strategico che definisce le linee di una politica di governo della Regione Puglia in merito alla domanda ed alla offerta di energia, incrociandosi con gli obiettivi della politica energetica nazionale e comunitaria, in termini di rispetto degli impegni presi con il Protocollo di Kyoto, e differenziazione delle risorse energetiche. Nel 2014 la Regione Puglia ha avviato un percorso di aggiornamento del PEAR.

Il 30/12/2010 è stata approvata la D.G.R. 3029 “*Disciplina del procedimento unico di autorizzazione alla realizzazione ed all’esercizio di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili*”, al fine di adeguare la disciplina del procedimento unico di autorizzazione, già adottata con D.G.R. n. 35/2007, a quanto previsto dalle Linee Guida Nazionali.

Nella stessa data, è entrato in vigore il Regolamento Regionale n. 24 del 30 dicembre 2010 “Regolamento Attuativo del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 Settembre 2010 «Linee Guida per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili», recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia”, dichiarato successivamente illegittimo dalla sentenza del TAR di Lecce n. 2156/2011, laddove prevede un divieto assoluto di realizzare impianti a fonti rinnovabili nelle aree individuate come non idonee.

Infine, in data 25 settembre 2012 è entrata in vigore la L.R. n. 25 del 24 settembre 2012 (dichiarata urgente ai sensi e per gli effetti dell’art. 53 della L.R. n. 7/2004), successivamente integrata e modificata dalle LL.RR. n. 38/2018 e 44/2018. Tale legge recante “Regolazione dell’Uso dell’Energia da Fonti Rinnovabili”, dà indicazione in merito alla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili, all’aggiornamento del PEAR, ed all’adeguamento del R.R. n. 24/2010 a seguito dell’aggiornamento del PEAR.

4.2. NORMATIVA AMBIENTALE

4.2.1. Normativa Comunitaria

La normativa comunitaria in materia di Valutazione di Impatto Ambientale consta delle seguenti direttive:

- Direttiva 85/337/CEE del 27 giugno 1985, concernente la valutazione dell’impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati;
- Direttiva 97/11/CE del 3 marzo 1997, che modifica la direttiva 85/337/CEE ampliando l’ambito di applicazione della VIA ad un numero maggiore di tipologie di progetto, e rafforzando l’iter procedurale;
- Direttiva 2003/35/CE del 26 maggio 2003, che prevede la partecipazione del pubblico nell’elaborazione di taluni piani e programmi in materia ambientale e modifica le direttive del Consiglio 85/337/CEE e 96/61/CE relativamente alla partecipazione del pubblico e all’accesso alla giustizia;
- Direttiva 2011/92/UE del 13 dicembre 2011, concernente la valutazione dell’impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, che abroga la direttiva 85/337/CE;

- Direttiva 2014/52/UE del 16 aprile 2014, che modifica la direttiva 2011/92/UE;
- Direttiva 92/43/CEE del 21 maggio 1992, “Direttiva del Consiglio relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche”;
- Direttiva 79/409/CEE del 2 aprile 1979, concernente la conservazione degli uccelli selvatici.

4.2.2. Normativa Nazionale

Successivamente all’emanazione del Testo Unico Ambiente, la Parte II° venne riformulata integralmente dal D.lgs. 16 gennaio 2008 n.4, subendo ulteriori modifiche ad opera del D.lgs. 128/2010 e dal D.lgs. 46 del 2014. Ad oggi la disciplina della VIA è stata ancora rinnovata in termini sostanziali con il recente D.lgs. 104/2017 che ne ha in parte stravolto la fisionomia strutturale. È da considerare, che in termini di tutela, le finalità del processo di valutazione ambientale codificate nel 2008 non sono state ritoccate dal correttivo 2017 del Testo Unico Ambiente.

L’intervento in progetto è disciplinato dalla Normativa in materia ambientale, in specie dal D. Lgs 152 del 3 aprile 2006 e s.m.i., così come modificato in particolare dal D. Lgs. 4 del 16 gennaio 2008 e da ultimo, dal D. Lgs. 104 del 16 giugno 2017. Esso ricade nell’elenco di cui all’**Allegato IV** della **Parte II** del Codice dell’Ambiente, dove al comma 2, recante “industria energetica ed estrattiva”, lett. b) si legge: “*impianti industriali non termici per la produzione di energia, vapore ed acqua calda di potenza complessiva superiore a 1 MW*”.

Ai sensi dell’Art. 6, lett. d) del Codice, il progetto di detti impianti, ai sensi e per gli effetti della classificazione di cui al capoverso precedente, risulta essere sottoposto alla verifica di assoggettabilità a VIA di competenza regionale. Tuttavia, data l’estensione significativa dell’impianto previsto, si è ritenuto opportuno, procedere direttamente alla Valutazione d’Impatto Ambientale, senza passare per la preventiva verifica di assoggettabilità.

La Valutazione d’Impatto Ambientale è una procedura tecnico-amministrativa di verifica della compatibilità di un progetto, introdotta a livello europeo e finalizzata all’individuazione, descrizione e quantificazione degli effetti che un determinato progetto, opera o azione, potrebbe avere sull’ambiente.

Nell’art. 4, comma 4, lettera b) del Codice, è indicato che: “*la valutazione ambientale dei progetti ha la finalità di proteggere la salute umana, contribuire con un migliore ambiente alla qualità della vita, provvedere al mantenimento delle specie e conservare la capacità di riproduzione dell’ecosistema in quanto risorsa essenziale per la vita. A questo scopo, essa individua, descrive e valuta, in modo appropriato per ciascun caso particolare*” gli impatti diretti e indiretti di un progetto sui seguenti fattori:

- L’uomo, la fauna e la flora;
- Il suolo, l’acqua, l’aria e il clima;
- I beni materiali e il patrimonio culturale;
- L’interazione tra i fattori di cui sopra.

L’art. 5, comma 1, lettera b), definisce la valutazione di impatto ambientale (VIA) come il processo che comprende [...] l’elaborazione e la presentazione dello studio di impatto ambientale da parte del proponente, lo svolgimento delle consultazioni, la valutazione dello studio di impatto ambientale, delle eventuali informazioni supplementari fornite dal proponente e degli esiti delle consultazioni, l’adozione del

provvedimento di VIA in merito agli impatti ambientali del progetto, l'integrazione del provvedimento di VIA nel provvedimento di approvazione o autorizzazione del progetto.

L'articolo 22 stabilisce le modalità e i contenuti dello Studio di Impatto Ambientale (SIA), disponendo che esso contenga:

- Una descrizione del progetto;
- Una descrizione dei probabili effetti significativi sull'ambiente;
- Una descrizione delle misure previste per evitare, prevenire o ridurre e, possibilmente compensare i probabili impatti ambientali significativi e negativi;
- Una descrizione delle alternative di progetto;
- Il progetto di monitoraggio dei potenziali impatti ambientali negativi.

Il DPCM 27 dicembre 1988, successivamente integrato e modificato, per talune categorie di opere, dal DPR 2 settembre 1999, n. 348, introduce, secondo quanto disposto dall'articolo 3 del DPCM 377/88, norme tecniche per la redazione degli studi di impatto ambientale (SIA). Esso stabilisce, per le varie categorie di opere interessate, le informazioni, i dati e le metodologie di analisi da considerare nella stesura di un SIA.

In particolare, stabilisce che uno studio di impatto ambientale sia strutturato secondo tre quadri: programmatico, progettuale e ambientale.

Il *quadro di riferimento programmatico* comprende, in particolare, la descrizione del progetto e delle sue relazioni con gli atti di pianificazione e programmazione territoriale e settoriale nei quali è inquadrabile. Il *quadro di riferimento progettuale* descrive il progetto e le soluzioni adottate a seguito degli studi effettuati, nonché il suo inquadramento nel territorio, inteso come area vasta e come sito interessati. Il *quadro di riferimento ambientale* descrive, tra l'altro, la qualità ambientale del sito e dell'area vasta prima della realizzazione del progetto e dopo, con particolari riferimenti alle tecnologie adottate, agli impatti generati e alla capacità di carico dell'ambiente coinvolto.

Con l'entrata in vigore del D. Lgs. 104 del 16 giugno 2017, è stata introdotta un'importante innovazione nella disciplina della procedura di VIA con l'introduzione nel testo normativo dell'Art. 27 bis, recante Provvedimento autorizzatorio unico regionale, il quale ora consente di assorbire in un solo procedimento, lo stesso di quello relativo alla VIA, l'esame necessario per il rilascio di tutte le autorizzazioni, intese, concessioni, permessi, pareri, licenze, nulla osta e assensi, comunque denominati, necessari all'approvazione e all'esercizio del progetto. Con l'ottenimento del provvedimento di VIA, da parte dell'autorità competente, in esito alla Conferenza dei Servizi convocata in modalità sincrona ai sensi dell'Art. 14 ter della L. 241 del 7 agosto 1990, si intendono contestualmente rilasciati anche gli altri provvedimenti autorizzatori, compresi quelli per l'esercizio dell'attività.

Di seguito un elenco informativo ma non esaustivo della Normativa Nazionale cui si è fatto riferimento per la stesura del progetto in esame (eventuali leggi o norme applicabili, anche se non citate, verranno comunque applicate):

- R.D. dell'11 dicembre 1933 n° 1775, "Testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e sugli impianti elettrici".

- L. del 29 giugno 1939 n. 1497, "Protezione delle bellezze naturali";
- L. dell'8 agosto 1985 n° 431 (Galasso), "Conversione in legge con modificazioni del decreto-legge 27 giugno 1985, n. 312 concernente disposizioni urgenti per la tutela delle zone di particolare interesse ambientale;
- D.P.R. del 24/05/1988 n° 236, "Attuazione della direttiva 80/778/CEE concernente la qualità delle acque destinate al consumo umano";
- D.P.R. 12 aprile 1996, "Atto di indirizzo e coordinamento per l'attuazione dell'art. 40, comma 1, della L. 22 febbraio 1994, n. 146, concernente disposizioni in materia di valutazione di impatto ambientale";
- D. Lgs. 30/04/1992 n°285, "Nuovo codice della strada";
- D. L. dell'11 giugno 1998, n. 180, "Misure urgenti per la prevenzione del rischio idrogeologico ed a favore delle zone colpite da disastri franosi nella regione Campania";
- D. Lgs. del 29 ottobre 1999, n. 490, "Testo unico delle disposizioni legislative in materia di beni culturali e ambientali, a norma dell'articolo 1 della legge 8 ottobre, n. 352";
- L. del 3 agosto 1998 n° 267, "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 11 giugno 1998, n. 180, recante misure urgenti per la prevenzione del rischio idrogeologico ed a favore delle zone colpite da disastri franosi nella regione Campania";
- D. Lgs. dell'11 maggio 1999, n. 152, "Disposizioni sulla tutela delle acque dall'inquinamento e recepimento della direttiva 91/271/CEE concernente il trattamento delle acque reflue urbane e della direttiva 91/676/CEE relativa alla protezione delle acque dall'inquinamento provocato dai nitrati provenienti da fonti agricole";
- D. Lgs. del 29 dicembre 2003, n. 387, "Attuazione della Direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità";
- Ordinanza Presidente del Consiglio del 20/03/2003 n° 3274, "Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica";
- D. Lgs. del 22 gennaio 2004 n° 42, "Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137";
- D. Lgs. del 3 aprile 2006, n. 152, "Norme in materia ambientale";
- D. Lgs. 16/01/2008 n°4, "Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del D. Lgs. 3 aprile 2006, n° 152, recante norme in materia ambientale";
- Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili";
- D. Lgs. del 3 marzo 2011, n. 28, "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE";

- D. Lgs. del 16 giugno 2017, n. 104 “Attuazione della direttiva 2014/52/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, che modifica la direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, ai sensi degli articoli 1 e 14 della legge 9 luglio 2015, n. 114.
- D. Lgs. (c.d. Legge Madia 127/2016), “la nuova disciplina della conferenza di servizi”.

4.2.3. Normativa Regionale

In Puglia la legge di riferimento in materia di valutazione di impatto ambientale è la L.R. n. 11 del 12 aprile 2001 e s.m.i. L'art. 4 di tale legge, rimandando agli allegati A e B in essa contenuti, definisce le tipologie di progetti da sottoporre a VIA ovvero a Verifica di Assoggettabilità a VIA.

In attuazione del D. Lgs. n. 152/2006 la Regione Puglia ha poi approvato la L.R. n. 17 del 14 giugno 2007, modificativa della precedente L.R. n. 11/2001, con la quale avvia il processo di decentramento di alcune funzioni amministrative in materia ambientale, in particolare trasferendo alle Provincie il ruolo di Autorità Competente per alcune tipologie di progetto.

Tra le successive leggi regionali che hanno apportato modifiche ed integrazioni alla L.R. n. 11/2001, per il caso in esame è importante ricordare la L.R. n. 13 del 18/10/2010 che modifica la lettera B.2.g/5-bis dell'elenco B.2 dell'allegato B (introdotta dall'art. 10, comma 1, lett. b, numero 2, della L.R. n. 25/2007), sostituendola con la seguente: “B.2.g/5 - bis) impianti industriali per la produzione di energia elettrica, vapore e acqua calda, diversi da quelli di cui alle lettere B.2.g, B.2.g/3 e B.2.g/4, con potenza elettrica nominale uguale o superiore a 1 MW.

Regolamento Regionale n. 24 Regolamento attuativo del Decreto del Ministro per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, “Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, recante l'individuazione di aree e siti non idonei all'installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia”.

4.3. Aree Idonee ai sensi del D. Lgs. 199/2021

Il nuovo impianto eolico, essendo il totale rifacimento e potenziamento di quello esistente, attualmente in esercizio, sarà ubicato nella medesima macro-area di quest'ultimo. Tali aree sono considerate per legge idonee ai sensi dell'art. 20 comma 8 punto a) del già menzionato D. Lgs. 199/2021. Infatti, tale comma così recita:

“8. Nelle more dell'individuazione delle aree idonee sulla base dei criteri e delle modalità stabiliti dai decreti di cui al comma 1, sono considerate aree idonee, ai fini di cui al comma 1 del presente articolo:

a) i siti ove sono già installati impianti della stessa fonte e in cui vengono realizzati interventi di modifica, anche sostanziale, per rifacimento, potenziamento o integrale ricostruzione, eventualmente abbinati a sistemi di accumulo, che non comportino una variazione dell'area occupata superiore al 20 per cento. Il limite percentuale di cui al primo periodo non si applica per gli impianti fotovoltaici, in relazione ai quali la variazione dell'area occupata è soggetta al limite di cui alla lettera c-ter), numero 1)”;

Si registra una diminuzione della superficie planimetrica complessiva del nuovo impianto, così come definita ai sensi dell'art. 32 del Decreto Legge 31 maggio 2021, n.77, così come convertito con modifiche dalla Legge del 29 Luglio 2021, n. 108 e successivamente modificato dal Decreto Legge 01 marzo 2022, n. 17 convertito con n. 34 del 27 aprile 2022.

4.4. Linee Guida per l'Autorizzazione degli Impianti da Fonti Rinnovabili e L.R. n.24 del 30/12/2010

Con DM dello Sviluppo economico del 10 settembre 2010 (G.U. 18 settembre 2010 n. 219) sono state approvate le “*Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili*”. All'Allegato 3 (paragrafo 17) vengono elencati i criteri per l'individuazione delle aree non idonee all'installazione di impianti che dovranno essere seguiti dalle Regioni al fine di identificare sul territorio di propria competenza le aree non idonee, tenendo anche di conto degli strumenti di pianificazione ambientale, territoriale e paesaggistica.

Sono poche le regioni che, ad oggi, si sono dotate di una normativa che chiarisce quale sia l'iter autorizzativo e/o burocratico per lo sviluppo di un determinato numero di MW di energia prodotta da fonti rinnovabili. La Conferenza Stato – Regioni del 10 settembre 2010 ha emanato delle Linee Guida utili a tal scopo.

Con il Regolamento 30 dicembre 2010 n.24, l'Amministrazione Regionale ha attuato quanto disposto con Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 10 settembre 2010 recante l'individuazione di aree e siti non idonei all'installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia.

L'individuazione della non idoneità dell'area è il risultato della ricognizione delle disposizioni volte alla tutela dell'ambiente, del paesaggio, del patrimonio storico e artistico, delle tradizioni agroalimentari locali, della biodiversità e del paesaggio rurale che identificano obiettivi di protezione non compatibili con l'insediamento, in determinate aree, di specifiche tipologie e/o dimensioni di impianti, i quali determinerebbero, pertanto, una elevata probabilità di esito negativo delle valutazioni, in sede di autorizzazione.

In particolare, il presente Regolamento Regionale è così strutturato:

- *Allegato 1*: contiene i principali riferimenti normativi, istitutivi e regolamentari che determinano l'inidoneità di specifiche aree all'installazione di determinate dimensioni e tipologie di impianti da fonti rinnovabili e le ragioni che evidenziano una elevata probabilità di esito negativo delle autorizzazioni.
- *Allegato 2*: contiene una classificazione delle diverse tipologie di impianti per fonte energetica rinnovabile, potenza e tipologia di connessione, elaborata sulla base della Tabella 1 delle Linee Guida nazionali, funzionale alla definizione dell'inidoneità delle aree a specifiche tipologie di impianti.
- *Allegato 3*: contiene l'elenco delle aree e siti dove non è consentita la localizzazione delle specifiche tipologie di impianti da fonti energetiche rinnovabili.

In particolare, in relazione alle specifiche di cui all'art. 17 ed allegato 3 delle Linee Guida Nazionali, la Regione Puglia ha individuato le seguenti aree non idonee all'installazione di Impianti da Fonti Rinnovabili:

- Aree Naturali Protette Nazionali;
- Aree Naturali Protette Regionali;
- Zone Umide RAMSAR;
- Siti d'Importanza Comunitaria – SIC;
- Zone Protezione Speciale – ZPS;
- Important Birds Area – I.B.A.
- Altre aree ai fini della conservazione della biodiversità;
- Siti Unesco;
- Beni Culturali + 100 m (parte II D.Lgs. 42/2004) (Vincolo L.1089/1939);
- Immobili ed Aree Dichiarati di Notevole Interesse Pubblico (art. 136 del D.Lgs. 42/2004) (Vincolo L.1497/1939);
- Aree Tutelate per Legge (art. 142 D.Lgs. 42/2004):
 - ✓ Territori costieri fino a 300m;
 - ✓ Laghi e territori contermini fino a 300m;
 - ✓ Fiumi, torrenti e corsi d'acqua fino a 150m;
 - ✓ Boschi + buffer 100m;
 - ✓ Zone archeologiche + buffer di 100m;
 - ✓ Tratturi + buffer di 100m;
- Aree a Pericolosità Idraulica;
- Aree a Pericolosità Geomorfologica;
- Ambito A (PUTT);
- Ambito B (PUTT);
- Area Edificabile Urbana + buffer di 1km;
- Segnalazioni Carta dei Beni + buffer di 100m;
- Coni visuali;
- Grotte + buffer di 100m;
- Lame e Gravine;
- Versanti;
- Aree Agricole interessate da Produzioni Agro-Alimentari di Qualità.

A livello nazionale, l'ex art. 12 del Decreto Legislativo 387/2003 e s.m. e i. “razionalizza e semplifica la procedura autorizzativa” per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili, stabilendo che:

- la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili;
- gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione;

- le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi, sono soggetti ad una *autorizzazione unica*, rilasciata dalla Regione o altro soggetto istituzionale delegato dalla Regione.

Di seguito si riportano degli schemi semplificativi che delineano le fasi e le tempistiche, minime e massime, del Provvedimento Unico in Materia Ambientale (art.27 D.Lgs. 152/2006) ante e post Decreto Semplificazioni D.L. 76/2020.

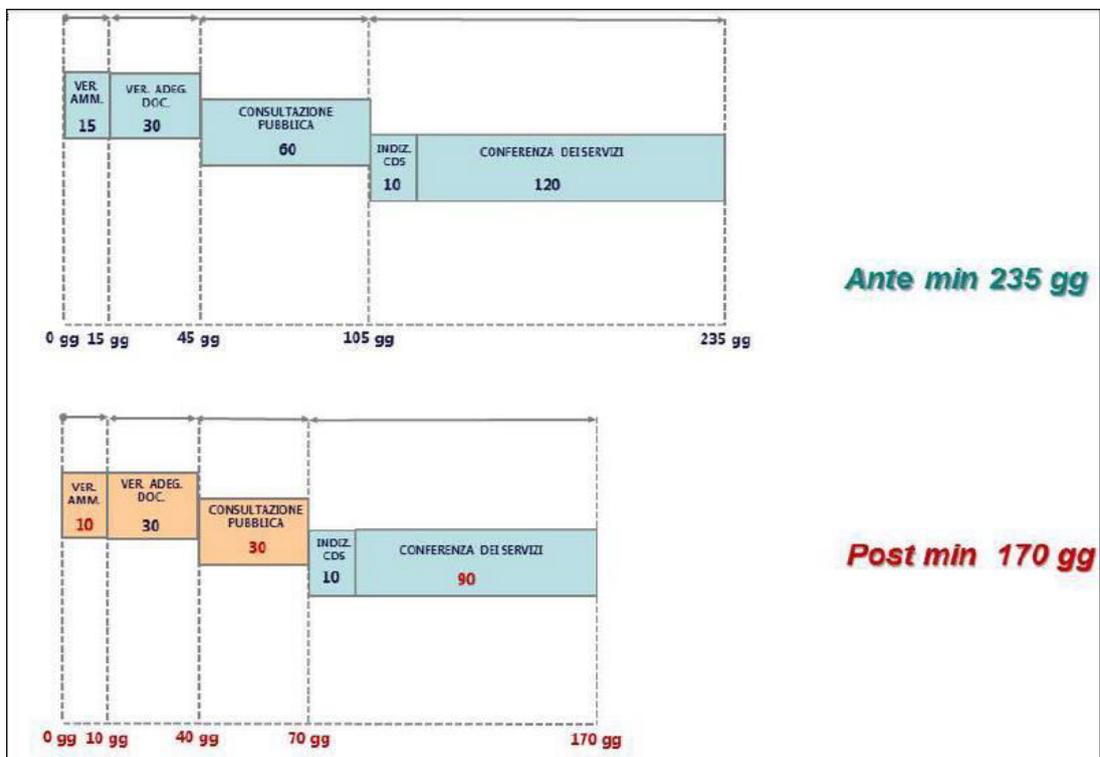


Figura 4.5. – Provvedimento Unico in Materia Ambientale (art.27-bis D. Lgs.152/2006) – Tempistiche minime ante e post D.L. 76/2020.

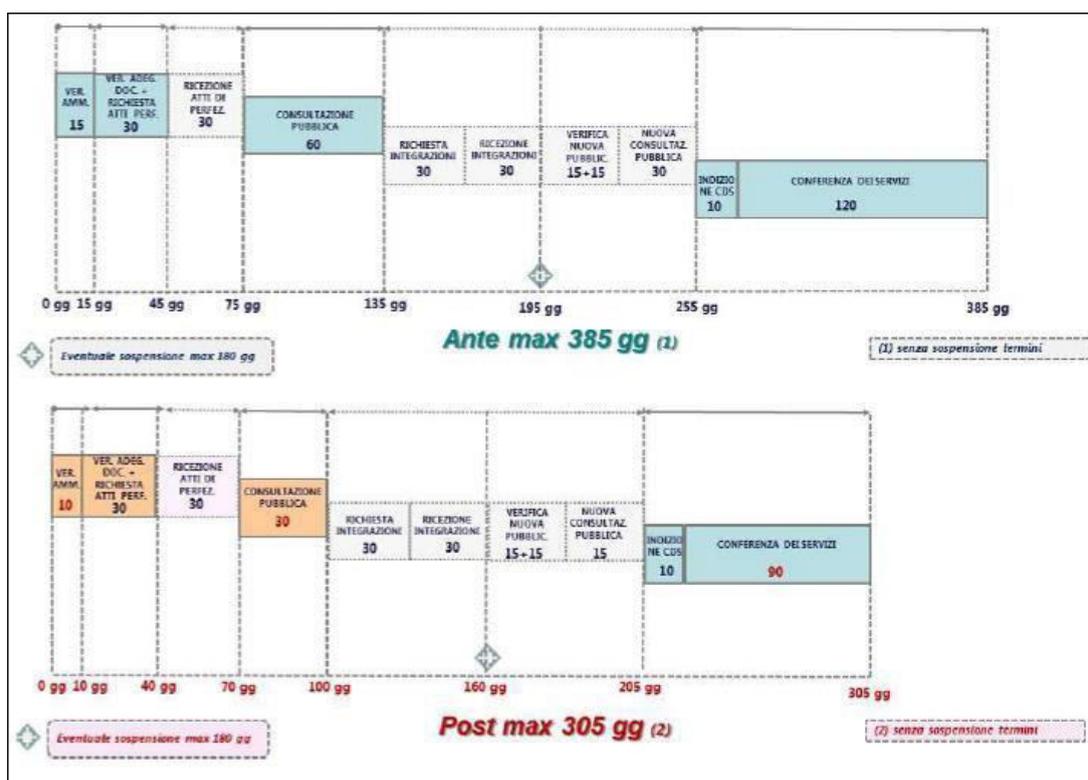


Figura 4.6. – Provvedimento Unico in Materia Ambientale (art.27-bis D.Lgs.152/2006) – Tempistiche massime ante e post D.L. 76/2020.

Il D.lgs. 30 giugno 2016, n. 127, entrato in vigore il 28 luglio, attua la delega contenuta nell'art. 2 della legge 7 agosto 2015, n. 124, "Deleghe al Governo in materia di riorganizzazione delle amministrazioni pubbliche", relativo al riordino della disciplina della conferenza di servizi.

Il Titolo I del decreto opera, una completa riformulazione della disciplina generale della conferenza di servizi (articoli da 14 a 14 – *quinquies* della Legge 7 agosto 1990, n. 241).

Il Titolo II contiene, invece, le disposizioni di coordinamento fra tale disciplina generale e le varie normative settoriali che regolano lo svolgimento della conferenza di servizi. L'intento è ridurre quanto più possibile le differenziazioni oggi esistenti tra il modello di conferenza tracciato nella disciplina generale e quello definito in alcune discipline di settore (edilizia, sportello unico per le attività produttive, autorizzazione unica ambientale, codice dell'ambiente, autorizzazione paesaggistica).

I contenuti minimi dell'istanza per l'autorizzazione unica sono stabiliti dal D.M. del 10 settembre 2010, recepito dalla Regione Puglia, dal Regolamento attuativo n°24 del 30 dicembre, ovvero:

- Progetto definitivo;
- Documentazione giuridica di disponibilità dell'area;
- Preventivo per la connessione redatto dal gestore della rete elettrica nazionale o della rete di distribuzione e relativa accettazione;
- Oneri istruttori;
- Certificato di destinazione urbanistica;
- Impegno alla corresponsione di una cauzione a garanzia della esecuzione degli interventi di dismissione e delle opere di messa in pristino;
- Copia della comunicazione effettuata a tutti gli enti partecipanti alla conferenza dei servizi;

- Dichiarazione con la quale il richiedente assume nei confronti dell'Amministrazione l'obbligo della realizzazione diretta dell'impianto fino alla fase dell'avvio dello stesso.

Il rilascio dell'autorizzazione costituisce titolo a costruire ed esercire l'impianto in conformità al progetto approvato e deve contenere l'obbligo alla rimessa in pristino dello stato dei luoghi a carico del soggetto esercente a seguito della dismissione dell'impianto.

Ovviamente, prima di dare inizio ai lavori, è opportuno lasciare decorrere il termine entro il quale qualsiasi soggetto interessato, e quindi non favorevole alla realizzazione dell'impianto, ha la facoltà di impugnare il provvedimento amministrativo dinanzi al TAR regionale competente per bloccarne la realizzazione.

Si tratta di un iter piuttosto complesso, soprattutto quando si ha a che fare con la realizzazione di grandi impianti. Infatti, il progetto necessita di essere approvato da diversi enti competenti, stabiliti dall'Assessorato all'Energia.

Il nodo problematico è costituito, in genere, dai Gestori dell'energia, all'atto della richiesta di allaccio alla rete. I loro impianti, infatti, sono stati concepiti per l'erogazione dell'energia, e non per l'immissione in rete di quest'ultima. In questo caso l'iter autorizzativo per l'allaccio alla rete elettrica di distribuzione è normato dal R.D. 1775/33 e tale autorizzazione risulta un parere endoprocedimentale alla conferenza dei servizi. Per quanto sopra esposto ne consegue che i tempi necessari per l'intero iter autorizzativo, dalla progettazione alla realizzazione, risultano dunque essere piuttosto lunghi.

La fase commerciale invece, distinta nel sopralluogo dei tecnici, la stipula del contratto e la progettazione, dura mediamente 30 giorni.

5. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO

Il Quadro Programmatico fornisce gli elementi conoscitivi necessari all'individuazione delle possibili relazioni del Progetto con gli strumenti di pianificazione e programmazione territoriale e settoriale. Scopo della presente sezione è quello di effettuare un'analisi dei principali strumenti di pianificazione disponibili aventi attinenza con il Progetto in esame, al fine di valutarne lo stato di compatibilità rispetto ai principali indirizzi/obiettivi stabiliti dai piani stessi. Gli strumenti di pianificazione consultati e confrontati con il Progetto si riferiscono ai livelli di programmazione comunitaria europea, nazionale, regionale e locale (provinciale e comunale). L'analisi degli strumenti di pianificazione è stata preceduta dall'identificazione della normativa di riferimento per il Progetto in esame.

5.1. Inquadramento dell'area interessata dall'intervento

L'intervento oggetto di studio interessa i territori comunali di Monteleone di Puglia (FG), Anzano di Puglia (FG) e Sant'Agata di Puglia (FG).

L'area su cui sorgerà il parco eolico oggetto del presente studio può essere suddivisa in due settori, in quanto affianca per lati opposti il centro abitato di Anzano. Si individua ad ovest del centro abitato il Settore 1 composto da n. 8 aerogeneratori, mentre ad est del centro abitato il Settore 2 con n.11 aerogeneratori.

Il Settore 1 è inserito in un'area prettamente agricola attraversata dalle seguenti viabilità stradali: sp 136bis, sc Civita, e numerosi tratturi di collegamento tra i vari terreni agricoli. Il Settore 2, anch'esso caratterizzato da terreni agricoli coltivati e non, si sviluppa ad ovest della sp 100.

Sotto l'aspetto orografico l'area in esame presenta una superficie in quota variabile da 671 m a 869 m slm, mentre sotto l'aspetto urbanistico tutta la zona è agricola, con presenza di attività agricole di piccole e medie dimensioni e strade di collegamento di varia intensità, che si possono distinguere in:

- Traffico veicolare locale di bassa intensità per le strade più interne di accesso ai poderi da parte dei proprietari;
- Traffico veicolare di media intensità, che caratterizza le strade provinciali di collegamento tra i principali centri abitati;

5.2. Il Piano Paesistico Territoriale Regionale (PPTR)

Fino all'approvazione del Piano Paesaggistico Territoriale Regionale, avvenuta con D.G.R. n. 176 del 26 gennaio 2015 e ss.mm.ii., la Regione Puglia era dotata di un Piano Urbanistico Territoriale Tematico del Paesaggio (PUTT/p) sopra descritto, successivamente superato dallo stesso PPTR.

Il Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR), adeguato al "Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio" di cui al D. Lgs. n. 42 del 22 gennaio 2004 (di seguito denominato Codice), approvato dalla Giunta Regionale con Delibera n.176 del 16 febbraio 2015, pubblicato sul BURP n. 39 del 23/03/2015 è piano paesaggistico ai sensi degli artt. 135 e 143 del Codice in attuazione dell'articolo 1 della L.R. n. 20 del 7 ottobre 2009 "Norme per la pianificazione paesaggistica".

Il P.P.T.R. persegue le finalità di tutela e valorizzazione, nonché di recupero e riqualificazione dei paesaggi di Puglia. Esso è finalizzato alla programmazione, pianificazione e gestione del territorio e del paesaggio. In particolare, mira alla promozione e alla realizzazione di uno sviluppo socioeconomico, auto-sostenibile e durevole, e di un uso consapevole del territorio regionale, anche attraverso la conservazione ed il recupero degli aspetti e dei caratteri peculiari dell'identità sociale, culturale e ambientale, la tutela della biodiversità, la realizzazione di nuovi valori paesaggistici integrati, coerenti e rispondenti a criteri di qualità e sostenibilità.

In particolare, il PPTR comprende, conformemente alle disposizioni del Codice:

- a) la ricognizione del territorio regionale, mediante l'analisi delle sue caratteristiche paesaggistiche impresse dalla natura, dalla storia e dalle loro interrelazioni;
- b) la ricognizione degli immobili e delle aree dichiarati di notevole interesse pubblico ai sensi dell'articolo 136 del Codice, loro delimitazione e rappresentazione in scala idonea alla identificazione, nonché determinazione delle specifiche prescrizioni d'uso ai sensi dell'art. 138, comma 1, del Codice;
- c) la ricognizione delle aree tutelate per legge, di cui all'articolo 142, comma 1, del Codice, la loro delimitazione e rappresentazione in scala idonea alla identificazione, nonché determinazione di prescrizioni d'uso intese ad assicurare la conservazione dei caratteri distintivi di dette aree e, compatibilmente con essi, la valorizzazione;

- d) la individuazione degli ulteriori contesti paesaggistici, da ora in poi denominati ulteriori contesti, diversi da quelli indicati all'art. 134 del Codice, sottoposti a specifiche misure di salvaguardia e di utilizzazione;
- e) l'individuazione e delimitazione dei diversi ambiti di paesaggio, per ciascuno dei quali il PPTR detta specifiche normative d'uso ed attribuisce adeguati obiettivi di qualità;
- f) l'analisi delle dinamiche di trasformazione del territorio ai fini dell'individuazione dei fattori di rischio e degli elementi di vulnerabilità del paesaggio, nonché la comparazione con gli altri atti di programmazione, di pianificazione e di difesa del suolo;
- g) la individuazione delle aree gravemente compromesse o degradate, perimetrare ai sensi dell'art. 93, nelle quali la realizzazione degli interventi effettivamente volti al recupero e alla riqualificazione non richiede il rilascio dell'autorizzazione di cui all'articolo 146 del Codice;
- h) la individuazione delle misure necessarie per il corretto inserimento, nel contesto paesaggistico, degli interventi di trasformazione del territorio, al fine di realizzare uno sviluppo sostenibile delle aree interessate;
- i) le linee-guida prioritarie per progetti di conservazione, recupero, riqualificazione, valorizzazione e gestione di aree regionali, indicandone gli strumenti di attuazione, comprese le misure incentivanti;
- j) le misure di coordinamento con gli strumenti di pianificazione territoriale e di settore, nonché con gli altri piani, programmi e progetti nazionali e regionali di sviluppo economico.

Il PPTR si compone dei seguenti elaborati:

1. Relazione generale;
2. Norme Tecniche di Attuazione;
3. Atlante del Patrimonio Ambientale, Territoriale e Paesaggistico;
4. Lo Scenario strategico;
5. Schede degli Ambiti Paesaggistici;
6. Il sistema delle tutele: beni paesaggistici e ulteriori contesti paesaggistici a sua volta suddiviso in struttura idrogeomorfologica, struttura ecosistema e ambiente e struttura antropica e storico-culturale;
7. Il rapporto ambientale.

Le strategie territoriali di fondo del piano ruotano attorno allo scenario di uno sviluppo locale auto sostenibile, cioè un modello di sviluppo in grado di produrre beni scambiabili in forma durevole sul mercato mondiale, a partire dalla sovranità alimentare, energetica, produttiva e riproduttiva delle risorse. Fra queste risorse i paesaggi della Puglia costituiscono un importante patrimonio da valorizzare.

I capisaldi del Piano paesaggistico sono:

- a) L'aver assunto la centralità del patrimonio territoriale (ambientale, infrastrutturale, urbano, paesistico, socioculturale) nella promozione di forme di sviluppo socioeconomico fondate

sulla valorizzazione sostenibile e durevole del patrimonio stesso attraverso modalità di produzione sociale del paesaggio;

- b) L'aver applicato il dettato del Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio che attribuisce un ruolo di coerenza al piano paesaggistico nei confronti dei piani di settore, territoriali e urbanistici, anche avvalendosi del ruolo di piano territoriale del PPTR; portando il piano a strutturarsi nella forma di un piano multisettoriale integrato attraverso processi di copianificazione;
- c) L'aver assunto la complessità e multisettorialità di obiettivi proposti dal Codice stesso, laddove investe, trattando l'intero territorio regionale problemi di conservazione, valorizzazione, riqualificazione, ricostruzione di paesaggi; paesaggi intesi, secondo la Convenzione Europea, come mondi di vita delle popolazioni; attribuendo dunque al Piano una funzione progettuale e strategica.

Le competenze del Piano paesaggistico

Ai sensi dei principi stabiliti dalla Convenzione europea del paesaggio la pianificazione paesaggistica ha innanzitutto il compito di tutelare il paesaggio (non soltanto “il bel paesaggio”) quale contesto di vita quotidiana delle popolazioni, e fondamento della loro identità; oltre alla tutela, deve tuttavia garantire la gestione attiva dei paesaggi, garantendo l'integrazione degli aspetti paesaggistici nelle diverse politiche territoriali e urbanistiche, ma anche in quelle settoriali. Se la Costituzione italiana enuncia nell'articolo 9 il principio di tutela del paesaggio, e la Convenzione europea i compiti prestazionali che devono essere garantiti dalle politiche per il paesaggio, e fra queste in modo specifico dalla pianificazione paesaggistica, riferimenti puntuali alle competenze istituzionali del Piano paesaggistico si trovano invece in due successive leggi nazionali.

Piani regionali per il paesaggio sono stati previsti per la prima volta in Italia dalla cosiddetta legge Galasso (L. 431/85), e più di recente con nuovi contenuti e nuove attribuzioni di competenza dal vigente Codice dei beni culturali e del paesaggio.

Il decreto legislativo 22 Gennaio 2004, n. 42, successivamente modificato con i D. lgs. 156 e 157 del 2006, e 97/2008, all'art.135 prevede infatti che “le Regioni, anche in collaborazione con lo Stato, nelle forme previste dall'articolo143, sottopongono a specifica normativa d'uso il territorio, approvando piani paesaggistici, ovvero piani urbanistico-territoriali con specifica considerazione dei valori paesaggistici, concernenti l'intero territorio regionale, entrambi di seguito denominati “piani paesaggistici”.

Al medesimo articolo si prevede che i piani paesaggistici, al fine di tutelare e migliorare la qualità del paesaggio, definiscano previsioni e prescrizioni atte:

- al mantenimento delle caratteristiche, degli elementi costitutivi e delle morfologie dei beni sottoposti a tutela, tenuto conto anche delle tipologie architettoniche, nonché delle tecniche edei materiali costruttivi;
- all'individuazione delle linee di sviluppo urbanistico ed edilizio compatibili con i diversi livelli di valore riconosciuti e con il principio del minor consumo del territorio, e comunque

tali da non diminuire il pregio paesaggistico di ciascun ambito;

- al recupero e alla riqualificazione degli immobili e delle aree compromessi o degradati, al fine di reintegrare i valori preesistenti, nonché alla realizzazione di nuovi valori paesaggistici coerenti ed integrati;
- all'individuazione di altri interventi di valorizzazione del paesaggio, anche in relazione ai principi dello sviluppo sostenibile.

Il Piano Paesaggistico previsto dal Codice si configura quindi come uno strumento avente finalità complesse (ancorché affidate a strumenti esclusivamente normativi), non più soltanto di tutela e mantenimento dei valori paesaggistici esistenti ma altresì di valorizzazione di questi paesaggi, di recupero e riqualificazione dei paesaggi compromessi, di realizzazione di nuovi valori paesaggistici.

Il Codice non si limita peraltro a indicare le finalità del Piano, ma ne dettaglia altresì le fasi e i relativi compiti conoscitivi e previsionali (al già richiamato art.143), prevedendo nel caso di elaborazione congiunta con il Ministero, una ridefinizione delle procedure di autorizzazione paesaggistica con trasformazione del parere delle Soprintendenze da vincolante a consultivo.

A fronte di contenuti così impegnativi, il Codice definisce le previsioni dei piani paesaggistici cogenti per gli strumenti urbanistici, immediatamente prevalenti sulle disposizioni difformi eventualmente contenute negli stessi, vincolanti per gli interventi settoriali (art.145). Esso prevede, inoltre, che si stabiliscano norme di salvaguardia applicabili in attesa dell'adeguamento degli strumenti urbanistici, e che detto termine di adeguamento sia fissato comunque non oltre due anni dalla sua approvazione. Dall'insieme delle disposizioni contenute nel Codice il Piano paesaggistico regionale assume un ruolo di tutto rilievo, per i compiti che gli sono attribuiti e per il ruolo prevalente che esso assume nei confronti di tutti gli atti di pianificazione urbanistica eventualmente difformi, compresi gli atti degli enti gestori delle aree naturali protette, nonché vincolante per gli interventi settoriali.

Beni Paesaggistici e Ulteriori Contesti Paesaggistici

Il sistema delle tutele dello schema del Piano è articolato in *Beni Paesaggistici* (ex art. 134 del D.Lgs. 42/2004) e *Ulteriori Contesti Paesaggistici* tutelati (ex art. 143 comma 1 lettera e. del D.Lgs. 42/2004) attraverso la seguente classificazione:

1. Struttura idro-geo-morfologica:

➤ Componenti geo-morfologiche:

- Versanti (art. 143, co. 1, lett. e);
- Lame e Gravine (art. 143, co. 1, lett. e);
- Doline (art. 143, co. 1, lett. e);
- Inghiottitoi (art. 143, co. 1, lett. e);
- Cordoni dunari (art. 143, co. 1, lett. e);
- Grotte (art. 143, co. 1, lett. e);
- Geositi (art. 143, co. 1, lett. e).

➤ Componenti idrologiche:

- Fiumi, torrenti e acque pubbliche (art 142, co. 1, lett. c);
- Territori contermini ai laghi (art 142, co. 1, lett. b);
- Zone umide Ramsar (art 142, co. 1, lett. i);
- Territori costieri (art. 142, co. 1, lett. a);
- Reticolo idrografico di connessione della R.E.R. (art. 143, co. 1, lett. e);
- Sorgenti (art. 143, co. 1, lett. e);
- Vincolo idrogeologico (art. 143, co. 1, lett. e).

2. *Struttura ecosistemica e ambientale:*

➤ *Componenti Botanico-vegetazionali:*

- Boschi e macchie (art 142, co. 1, lett. g);
- Area di rispetto dei boschi (art. 143, co. 1, lett. e);
- Prati e pascoli naturali (art. 143, co. 1, lett. e);
- Formazioni arbustive in evoluzione naturale (art. 143, co. 1, lett. e);
- Zone umide di Ramsar (art. 142, co. 1, lett. i);
- Aree umide (art. 143, co. 1, lett. e);

➤ *Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici*

- Parchi Nazionali (art 142, co.1, lett. f);
- Riserve Naturali Statali (art 142, co.1, lett. f);
- Aree Marine Protette (art 142, co.1, lett. f);
- Riserve Naturali Marine (art 142, co.1, lett. f);
- Parchi Naturali Regionali (art 142, co.1, lett. f);
- Riserve Naturali Orientate Regionali (art 142, co.1, lett. f);
- Area di rispetto dei parchi e delle riserve regionali (art. 143, co. 1, lett. e);
- ZPS (Rete Natura 2000) - (art. 143, co. 1, lett. e);
- SIC (Rete Natura 2000) - (art. 143, co. 1, lett. e);
- SIC Mare (Rete Natura 2000) - (art. 143, co. 1, lett. e).

3. *Struttura antropica e storico-culturale*

➤ *Componenti culturali ed insediative*

- Immobili ed aree di notevole interesse pubblico (ex 1497/39 e Galasso) (art 136);
- Zone gravate da usi civici (art 142, co. 1, lett. h) - Zone di interesse archeologico (art 142, co. 1, lett. m);
- Testimonianze della stratificazione insediativa (art. 143, co. 1, lett. e);
- Area di rispetto delle componenti culturali ed insediative (art. 143, co. 1, lett. e);
- Città consolidata (art. 143, co. 1, lett. e);
- Paesaggi rurali (art. 143, co. 1, lett. e).

➤ *Componenti dei valori percettivi*

- Strade a valenza paesistica (art. 143, co. 1, lett. e);
- Strade panoramiche (art. 143, co. 1, lett. e);
- Luoghi panoramici (art. 143, co. 1, lett. e);
- Coni visuali (art. 143, co. 1, lett. e).

Ambiti Paesaggistici

L'ambito paesaggistico rappresenta una articolazione del territorio regionale ai sensi dell'art. 135, comma 2, del Codice. La parte quinta di Piano Paesaggistico Territoriale Regione riguarda "Le schede degli Ambiti Paesaggistici".

L'individuazione degli Ambiti (sistemi territoriali complessi) è il risultato dell'analisi di fattori fisico-naturali e storico culturali che ha consentito di definire delle aree territoriali distinte dal punto di vista paesaggistico.

I paesaggi individuati grazie al lavoro di analisi (morfotipologica e storico-strutturale) e sintesi interpretativa sono distinguibili in base a caratteristiche dominanti più o meno nette, a volte difficilmente perimetrabili. Tra i vari fattori considerati, la morfologia del territorio, associata alla litologia, è la caratteristica che di solito meglio descrive, alla scala regionale, l'assetto generale dei paesaggi.

Il territorio regionale è articolato in undici ambiti paesaggistici; a ciascun ambito corrisponde la relativa scheda nella quale, ai sensi dell'art. 135, commi 2, 3 e 4, del Codice, sono individuate le caratteristiche paesaggistiche dell'ambito di riferimento, gli obiettivi di qualità paesaggistica e le specifiche normative d'uso:

1. Ambito Gargano;
2. Ambito Monti Dauni;
3. Ambito Tavoliere;
4. Ambito Ofanto;
5. Ambito Puglia Centrale;
6. Ambito Alta Murgia;
7. Ambito Murgia dei Trulli;
8. Ambito Arco Ionico Tarantino;
9. Ambito Piana Brindisina;
10. Ambito Tavoliere Salentino;
11. Ambito Salento delle Serre.

I suddetti Ambiti sono stati individuati attraverso le particolari relazioni tra le componenti fisico-ambientali, storico-insediative e culturali (conformazione storica delle regioni geografiche, caratteri dell'assetto idrogeomorfologico, caratteri ambientali ed ecosistemici, tipologie insediative, figure territoriali costitutive dei caratteri morfotipologici dei paesaggi, articolazione delle identità percettive dei paesaggi). Ogni ambito è suddiviso in "figure territoriali e paesaggistiche" che rappresentano le unità minime in cui il territorio regionale viene scomposto ai fini della valutazione del P.P.T.R.

Nel caso della Puglia, però, a causa della sua relativa uniformità orografica, tale analisi non è risultata, in alcuni Ambiti, sufficiente e sono risultati determinanti altri fattori di tipo antropico (reti di città, trame agrarie, insediamenti rurali, ecc.) o addirittura amministrativo (confini comunali, provinciali) ed è stato necessario seguire delimitazioni meno evidenti e significative. In generale, comunque, nella delimitazione degli ambiti si è cercato di seguire sempre segni certi di tipo orografico, idrogeomorfologico, antropico o amministrativo. L'operazione è stata eseguita attribuendo un criterio di priorità alle dominanti fisico-ambientali (ad esempio orli morfologici, elementi idrologici quali lame e fiumi, limiti di bosco), seguite dalle dominanti storico-antropiche (limiti di usi del suolo, viabilità principale e secondaria) e, quando i caratteri fisiografici non sembravano sufficienti a delimitare parti di paesaggio riconoscibili, si è cercato, a meno di forti difformità con la visione paesaggistica, di seguire confini amministrativi e altre perimetrazioni (confini comunali e provinciali, delimitazioni catastali, perimetrazioni riguardanti Parchi, Riserve e Siti di interesse naturalistico nazionale e regionale).

5.2.1 Ambiti e Figure

L'area interessata dal progetto del parco eolico ricade nella regione geografica storica "*Subappennino (1° livello)*",

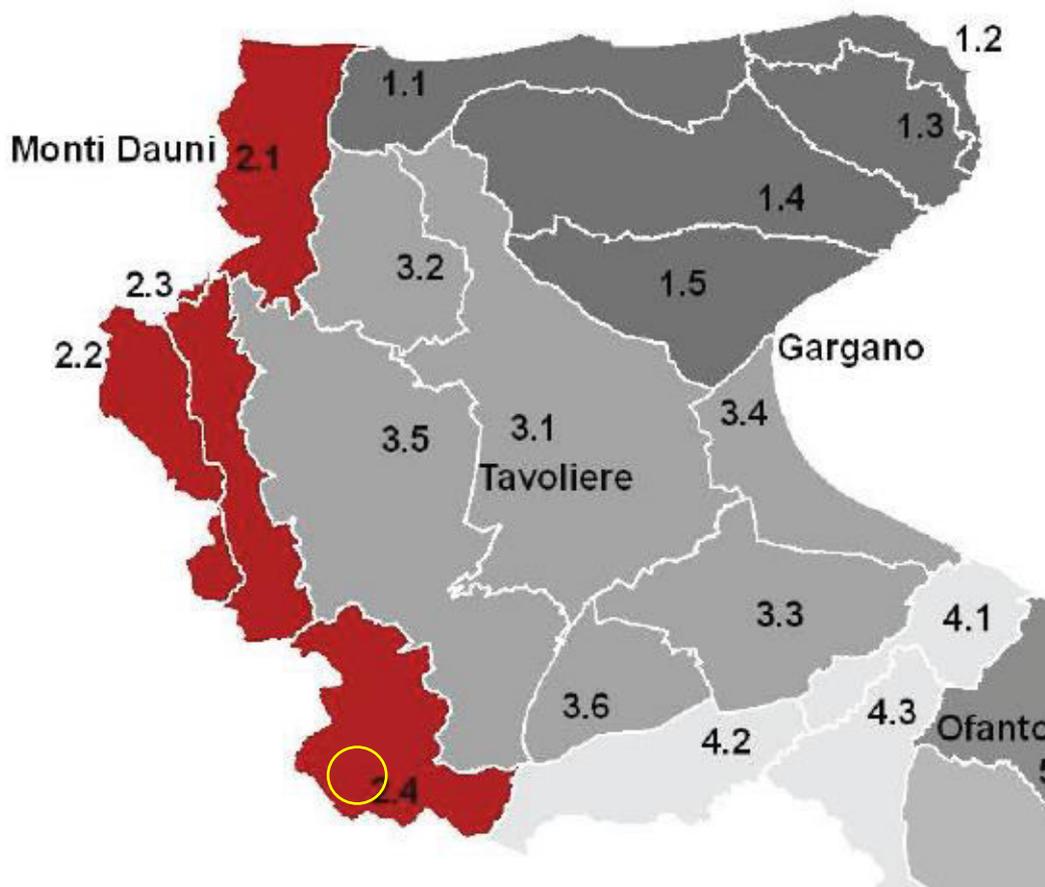


Figura 5.1. – Regione geografica storica "*Subappennino (1° livello)*": in giallo l'area di progetto.

Ambito di paesaggio 2. "Monti Dauni"

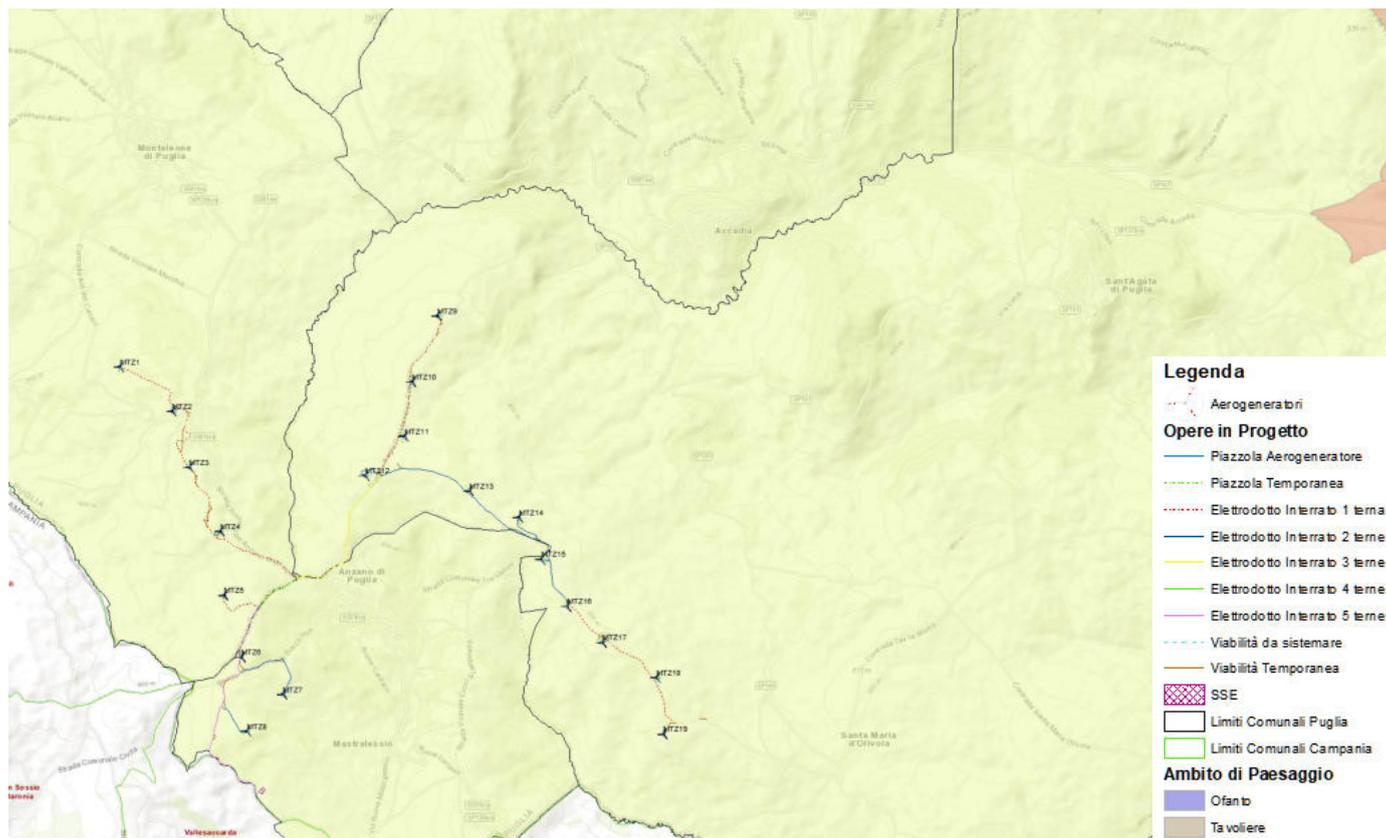


Figura 5.2. – Ambito di Paesaggio 2. "Monti Dauni": dettaglio area di progetto. e Figura territoriale 2.4 "I Monti Dauni meridionali".

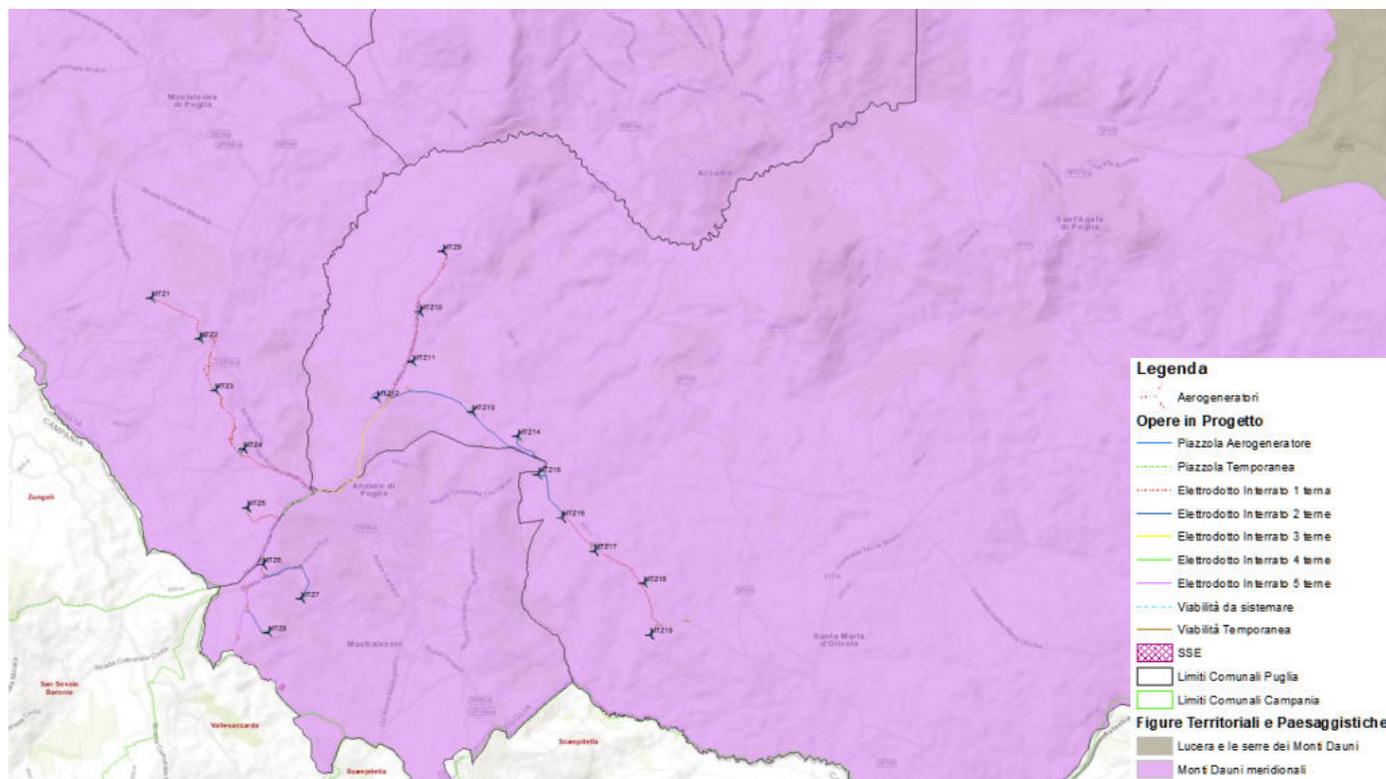


Figura 5.3. – Figura territoriale 2.4 "I Monti Dauni meridionali": dettaglio area di progetto.

Come indicato chiaramente nella Scheda del PPTR dedicata, l'ambito dei Monti Dauni è rappresentato prevalentemente dalla dominante geomorfologica costituita dalla catena montuosa che racchiude la piana del Tavoliere e dalla dominante ambientale costituita dalle estese superfici boscate che ne ricoprono i rilievi.

Poiché, al contrario dell'Altopiano del Gargano, la catena montuosa degrada nelle colline dell'Alto Tavoliere senza bruschi dislivelli, per la delimitazione dell'ambito è stata considerata la fascia altimetrica intorno ai 400 m slm lungo la quale è rilevabile un significativo aumento delle pendenze. Questa fascia rappresenta la linea di demarcazione tra i Monti Dauni e l'ambito limitrofo del Tavoliere sia da un punto di vista litologico (tra le argille dell'Alto Tavoliere e le Formazioni appenniniche), sia di uso del suolo (tra il seminativo prevalente della piana e il mosaico bosco/pascolo appenninico), sia della struttura insediativa (al di sopra di questa fascia si sviluppano i mosaici periurbani dei piccoli centri appenninici che si affacciano sulla piana). A nord la delimitazione si spinge a quote più basse per comprendere la valle del Fortore che presenta caratteristiche tipicamente appenniniche. Il perimetro che delimita l'ambito segue, pertanto, a Nord, la linea di costa, ad Ovest, il confine regionale, a Sud la viabilità interpoderale lungo l'Ofanto e, ad Est, la viabilità secondaria che si sviluppa lungo il versante appenninico all'altezza di 400 m slm.

La morfologia è tipicamente collinare-montagnosa, modellata da movimenti di massa favoriti dalla natura dei terreni affioranti, dalla sismicità dell'area e dall'acclività dei luoghi, talora accentuati a seguito dell'intenso disboscamento e dissodamento dei terreni effettuati soprattutto nell'Ottocento.

Dal punto di vista dell'idrografia superficiale, l'ambito è caratterizzato dalla presenza di reticoli idrografici ben sviluppati con corsi d'acqua che, nella maggior parte dei casi, hanno origine dalle zone sommitali dei rilievi appenninici. I fenomeni di sollevamento tettonico che hanno portato alla formazione delle principali vette (*M. Cornacchia* 1151 m; *M. Crispianiano* 1105 m; *Monte S. Vito* 1015 m) hanno infatti nel contempo favorito l'azione erosiva di numerosi corsi d'acqua, tutti con orientazione prevalente verso NE, con conseguente formazione di valli più o meno incise.

Tra i corsi d'acqua appartenenti a questo ambito rientrano quasi tutti quelli di maggiore estensione del territorio pugliese. Tra questi in particolare sono da citare il *Fiume Fortore* e il *Torrente Saccione*, che sfociano in prossimità del limite amministrativo con la regione Molise, nonché i *Torrenti Candelaro*, *Cervaro* e *Carapelle*, che attraversano la piana del Tavoliere, prima di sfociare in Adriatico nel Golfo di Manfredonia. Il regime idrologico di questi corsi d'acqua è tipicamente torrentizio, caratterizzato da prolungati periodi di magra, ai quali si associano brevi ma intensi eventi di piena, soprattutto nel periodo autunno-invernale.

Aspetto importante da evidenziare, ai fini del regime idraulico di questi corsi d'acqua, è la presenza di opere di regolazione artificiale (dighe) che comportano un significativo effetto di laminazione dei deflussi nei territori immediatamente a valle. Importanti sono state, inoltre, le numerose opere di sistemazione idraulica e di bonifica che si sono succedute, a volte con effetti contrastanti, nei corsi d'acqua del vicino ambito del Tavoliere.

L'ambito comprende l'intero sistema collinare e di media montagna allineato in direzione NW-SE lungo il confine con la Campania e che degrada ad E nella pianura di Foggia. Le parti occidentale e set-

tentrionale dell'ambito comprendono la media e la bassa valle del Fortore sino ad arrivare al tratto di costa a nord del promontorio del Gargano. Questo ambito, esteso poco meno di 126 mila ettari, presenta le caratteristiche di un territorio di transizione tra le pianura vera e propria, rappresentata dal tavoliere di Foggia, e le montagne dell'Appennino meridionale. Al suo interno è presente la "vetta" più alta di tutto il territorio regionale, rappresentata dai 1151 m slm di *Monte Cornacchia*.

La naturalità occupa circa il 29% dell'intera superficie dell'ambito e appare ancora ben distribuita all'interno dell'intero territorio. Le aree corrispondenti alle figure del Subappennino settentrionale e meridionale racchiudono la gran parte della naturalità con una diminuzione significativa della superficie nella Media Valle del Fortore e soprattutto nell'area della Bassa valle del Fortore. In quest'ultima figura la naturalità appare confinata al corso del fiume Fortore e alle numerose vallecole che sfociano lungo la costa adriatica. È un ambito ricco, rispetto al contesto regionale, di aree boschive che rappresentano circa il 19% della superficie. Sono prevalenti le formazioni di cerro e di roverella governate a ceduo, mentre le faggete risultano sporadiche e relitte.

La vegetazione forestale è dominata da "*Quercus cerris*" in cui penetrano e si associano "*Carpinus betulus*", "*Carpinus orientalis*", "*Cornus sanguinea*", "*Rosa canina*", "*Hedera helix*", "*Crataegus monogyna*", mentre "*Quercus pubescens*" diviene progressivamente frequente sino a dominante sulle basse e medie pendici.

Le aree a pascolo con formazioni erbacee e arbustive occupano circa il 9% dell'ambito e appaiono distribuite soprattutto nel Subappennino settentrionale e meridionale, dove assumono particolare interesse le praterie cacuminali che si aprono al di sopra dei boschi di "*Quercus cerris*" attraverso un stretta fascia ecotonale a "*Prunus spinosa*" e "*Crataegus monogyna*" a quote comprese tra 700 e 800 m a seconda dell'esposizione e dell'inclinazione dei pendii.

Le aree umide e le formazioni naturali legati ai torrenti e ai canali rappresentano circa 1,5% della superficie dell'ambito e appaiono diffuse soprattutto nella Bassa Valle del Fortore. Tra la foce del Fortore e del torrente Saccione sono rinvenibili significativi sistemi di aree umide legate.

L'attività agricola, di tipo prettamente estensivo è diffusa sull'intero ambito, dove le condizioni orografiche e pedologiche lo consentono, con una forte presenza di seminativi irregolarmente frammisti a tare, seminativi arborati, vigneti e oliveti.

La struttura insediativa di lungo periodo dei Monti Dauni risulta caratterizzata da tre morfotipologie territoriali:

- il sistema di Serracapriola e San Paolo di Civitate, che gravitano sul fiume Fortore e sulla costa a confine con il lago di Lesina;
- il sistema a ventaglio del sub-appennino centrale che gravita su Lucera e sul Tavoliere. I centri di Casalnuovo, Monterotaro, Casalvecchio di Puglia, Castelnuovo della Daunia, Pietra Montecorvino, Motta Montecrovino, Castelluccio Valmaggiore e Faeto sono collegati all'alto Tavoliere da una struttura a ventaglio di strade che convergono su Lucera, rafforzandone le relazioni anche rispetto alle dotazioni di attrezzature e servizi.

- a sud il sistema cristallino di Orsara di Puglia, Bovino, Deliceto, Panni, Monteleone di Puglia, Accadia, Sant'Agata di Puglia, Anzano che si connettono al sistema orografico dei torrenti Cervaro e Carapelle.

È una terra che per caratteristiche geomorfologiche si connota come ambito unitario, dai confini definiti dai rilevanti salti di quota. Le relazioni con l'esterno sono legate a poche strade che attraversano il paesaggio, consentendone la sua percezione.

È il paesaggio naturale l'elemento di maggiore caratterizzazione, con i boschi attraversati da strade che si relazionano all'altimetria del sito con sezioni ridotte; la casa e la fattoria sono fenomeni episodici che indicano una relazione produttiva con la campagna.

È un territorio lento, inerziale, in cui domina una struttura insediativa di lungo periodo. Le trasformazioni contemporanee risultano frammentate e leggibili ad una scala più minuta, e si relazionano essenzialmente al pascolo e all'agricoltura.

5.2.2 Figura Territoriale 2.4 "I Monti Dauni meridionali"

Il territorio della figura afferisce in gran parte al morfotipo territoriale 18, "*Il sistema insediativo lineare delle valli del Carapelle e del Cervaro*", un sistema di distribuzione dei centri lungo le strade che risalgono le valli fluviali del Carapelle e Cervaro. Questi due corsi d'acqua permanenti connettono fortemente dal punto di vista ambientale questa figura alle strutture territoriali e paesaggistiche del Tavoliere. Su queste due valli si struttura tutto il sistema insediativo, che si compone di centri arroccati sulle alture interne, rivolti ai crinali dei Monti Dauni più che sulla pianura del Tavoliere. Una viabilità secondaria, parallela alle valli, articola l'organizzazione a sistema dei centri afferenti alla figura territoriale:

- Orsara di Puglia, Bovino, Deliceto, Panni, Monteleone di Puglia, Accadia, Sant'Agata di Puglia, Anzano.

Rilevanti salti di quota fanno sì che le relazioni esterne siano legate a poche strade che attraversano il paesaggio, condizionandone la percezione; le masse di vegetazione e i forti movimenti del terreno caratterizzano la figura territoriale; i boschi sono attraversati da strade con sezioni ridotte per adattarsi alla natura del terreno; gli edifici rurali sono episodici, rispetto alla maggiore densità del vicino Tavoliere, e indicano la minore dimensione dell'azienda agricola; qui le trasformazioni contemporanee risultano frammentate e leggibili ad una scala più minuta, e si relazionano essenzialmente al pascolo e all'agricoltura. Unici elementi che mostrano la contemporaneità nelle campagne sono i macchinari agricoli e le torri con gli aerogeneratori.

Trasformazioni in atto e vulnerabilità della figura territoriale

I lunghi processi di abbandono che hanno caratterizzato questi territori, le opere di disboscamento e l'aumento in alcuni casi del traffico pesante, hanno accentuato fenomeni di dissesto idrogeologico che in alcuni casi hanno cancellato lunghi tratti stradali. L'iniziale carattere di episodicità degli impianti eolici è stato sostituito da una maggiore estensione del fenomeno che si è imposto, contrapponendosi visibilmente alle invarianti territoriali di lungo periodo e divenendo la più rilevante criticità dell'ambito in analisi. I

consistenti processi di migrazione della popolazione che hanno caratterizzato questi territori hanno portato in alcuni casi al rilevante fenomeno di abbandono di piccoli centri.

Forte è l'alterazione delle visuali determinata dalla realizzazione di impianti FER.

5.2.3 Verifica compatibilità progetto PPTR

Ai fini dell'analisi di idoneità delle aree oggetto della realizzazione del progetto in esame sono state attenzionate le carte relative alle strutture in cui è suddiviso il Sistema delle Tutele, sopra elencate, nelle loro due componenti.

Come viene mostrato dalla carta delle componenti delle aree protette e dei siti naturalistici (SIC, ZPS) di seguito riportata, in cui sono indicate le distanze dell'aerogeneratore MTZ9 dall'area protetta, l'area totale dell'impianto compreso il tracciato del cavidotto non sono interessati da siti di tal genere.

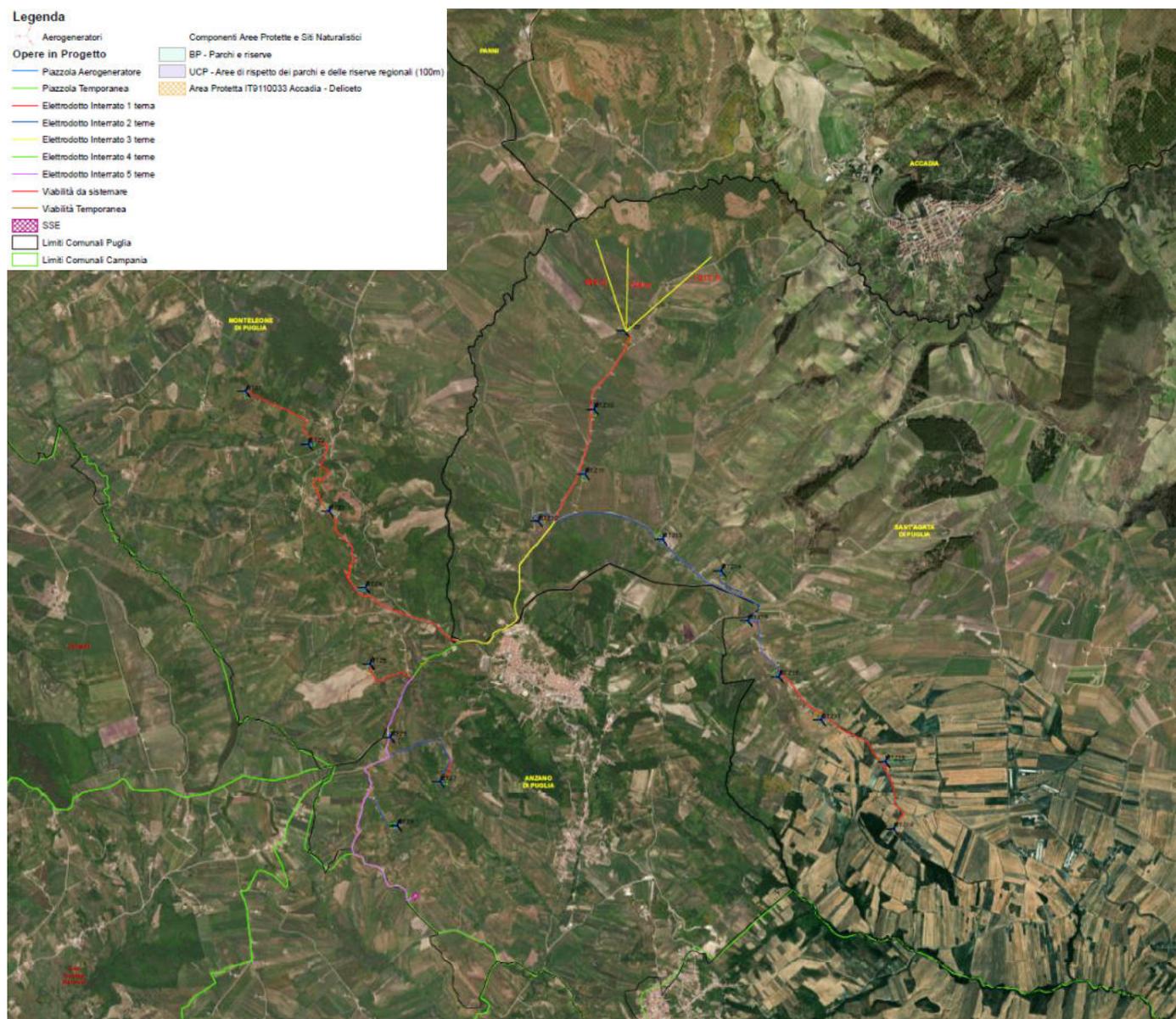


Figura 5.4. – Stralcio Carta della Struttura ecosistemica e ambientale – Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici.

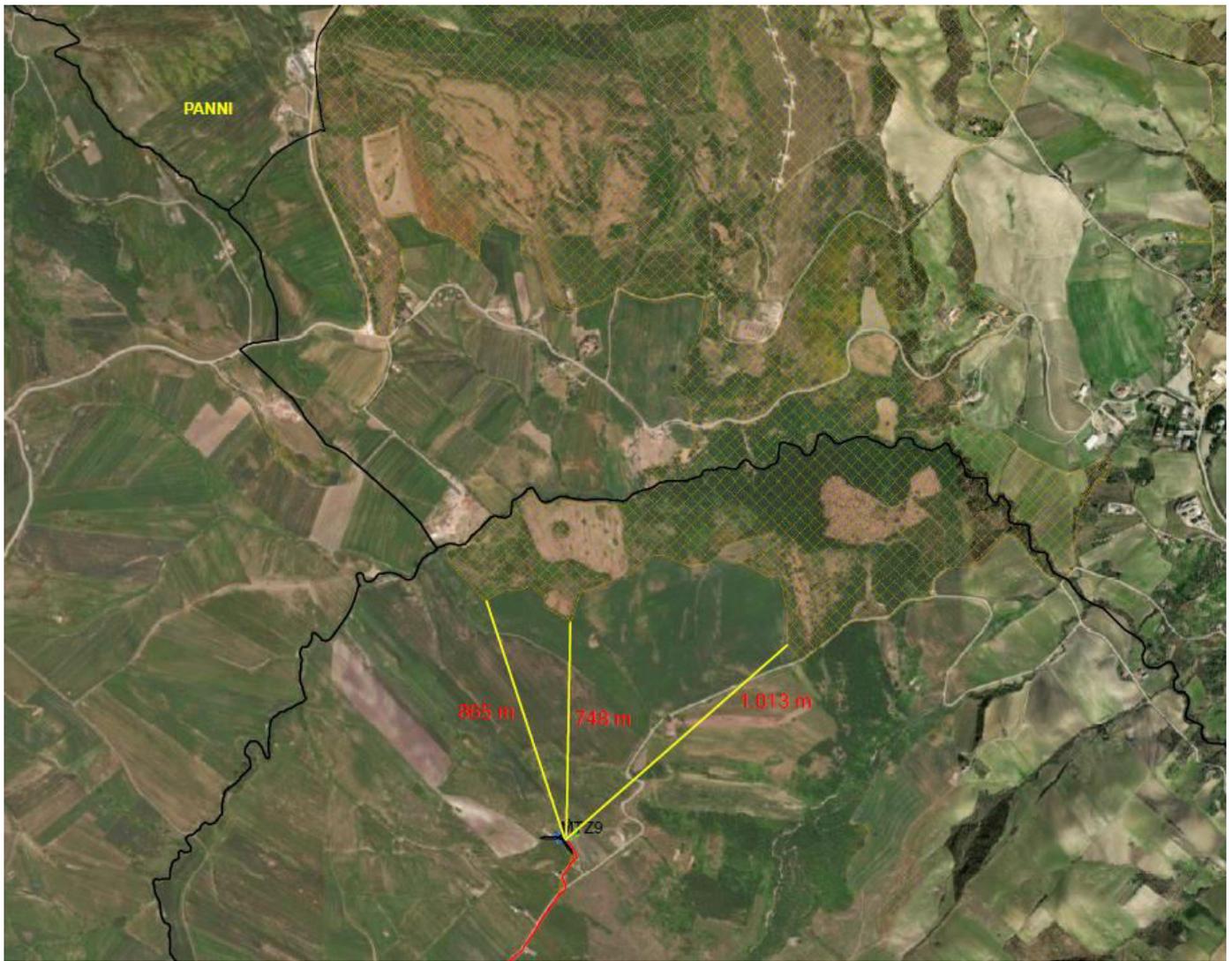


Figura 5.4a. – Dettaglio distanze MT29 dall' Area Protetta IT9110033 "Accadia – Deliceto".

Dalla carta delle componenti botanico-vegetazionali di seguito riportata, si evince che alcuni aerogeneratori interessano la componente denominata "UCP – Aree di rispetto dei boschi (100m)" mentre piccoli tratti del tracciato del cavidotto interessano sia l'UCP precedente sia la componente denominata "UCP – Formazioni arbustive in evoluzione naturale".

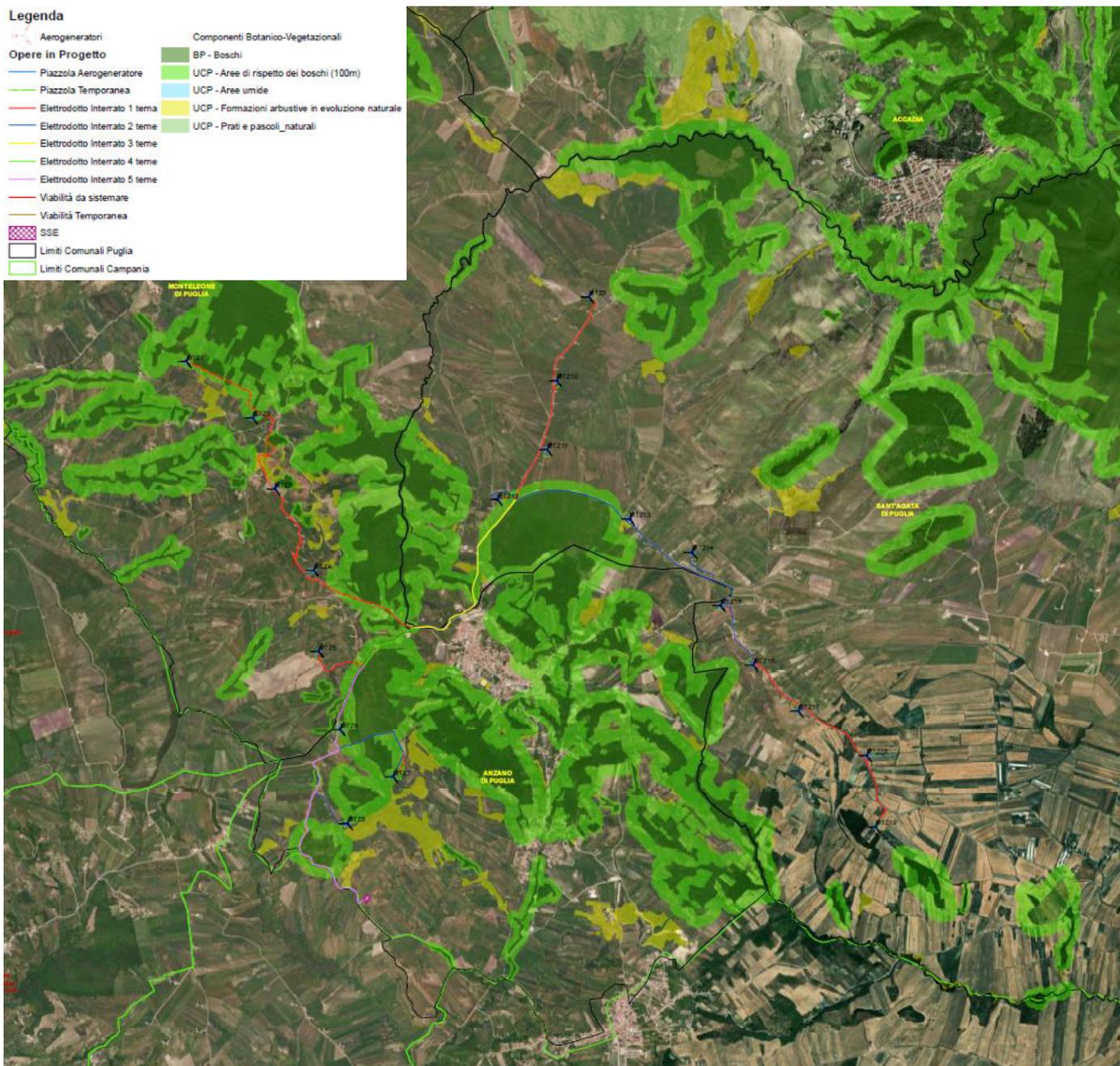


Figura 5.5. – Stralcio Carta della Struttura ecosistemico-ambientale – Componenti botanico-vegetazionali.

Si sottolinea che il tracciato del cavidotto è rimasto inalterato rispetto al vecchio impianto da dismettere e collegherà gli aerogeneratori oggetto del repowering.

Li dove il tracciato dei cavidotti interno ed esterno all'area del parco eolico intersecherà infrastrutture, in particolare condotte irrigue, canali, aree allagabili, ecc. sarà previsto, per tali attraversamenti, l'utilizzo della tecnica T.O.C. (Trivellazione Orizzontale Controllata).

Si sottolinea, inoltre, che la maggiore area occupata dall'impianto in maniera irreversibile, pari a circa 11.600 m², sarà compensata mediante interventi di rimboschimento, rinaturalizzazione e installazione di strutture di aggregazione sociale che la IVPC S.r.l. si impegna a definire e realizzare, anche in termini di localizzazione, con le comunità locali interessate nell'ambito della convenzione per le misure di compensazione ai sensi di quanto previsto dalle Linee Guida Nazionali ex DM 10 settembre 2010.

Gli interventi di rimboschimento, rinaturalizzazione e installazione di strutture di aggregazione sociale **proposte** consistono essenzialmente nell'attrezzare una o più aree, individuate di comune accordo con i comuni interessati ed eventualmente da questi messi a disposizione, con impianti di essenze arboree, di alto fusto, aiuole floreali, arredi per parchi pubblici e aree gioco all'aperto, da trasferire al comune per essere messe a disposizione della collettività soprattutto di bambini e anziani. Ovviamente quanto sopra è solo qui proposto; dovrà essere la fase successiva di interlocuzione con le amministrazioni locali l'accoglimento della proposta o sua eventuale modifica o alternativa.

Si ricorda, inoltre, che per le componenti "UCP" il PPTR non prevede misure di prescrizione ma solo di tutela e salvaguardia.

Come si evince dalla successiva Figura 5.6., parte del cavidotto interessa il tratturo Regio "Pescasseroli-Candela" individuato nel PPTR come "UCP – Stratificazione Insediativa dei Tratturi".

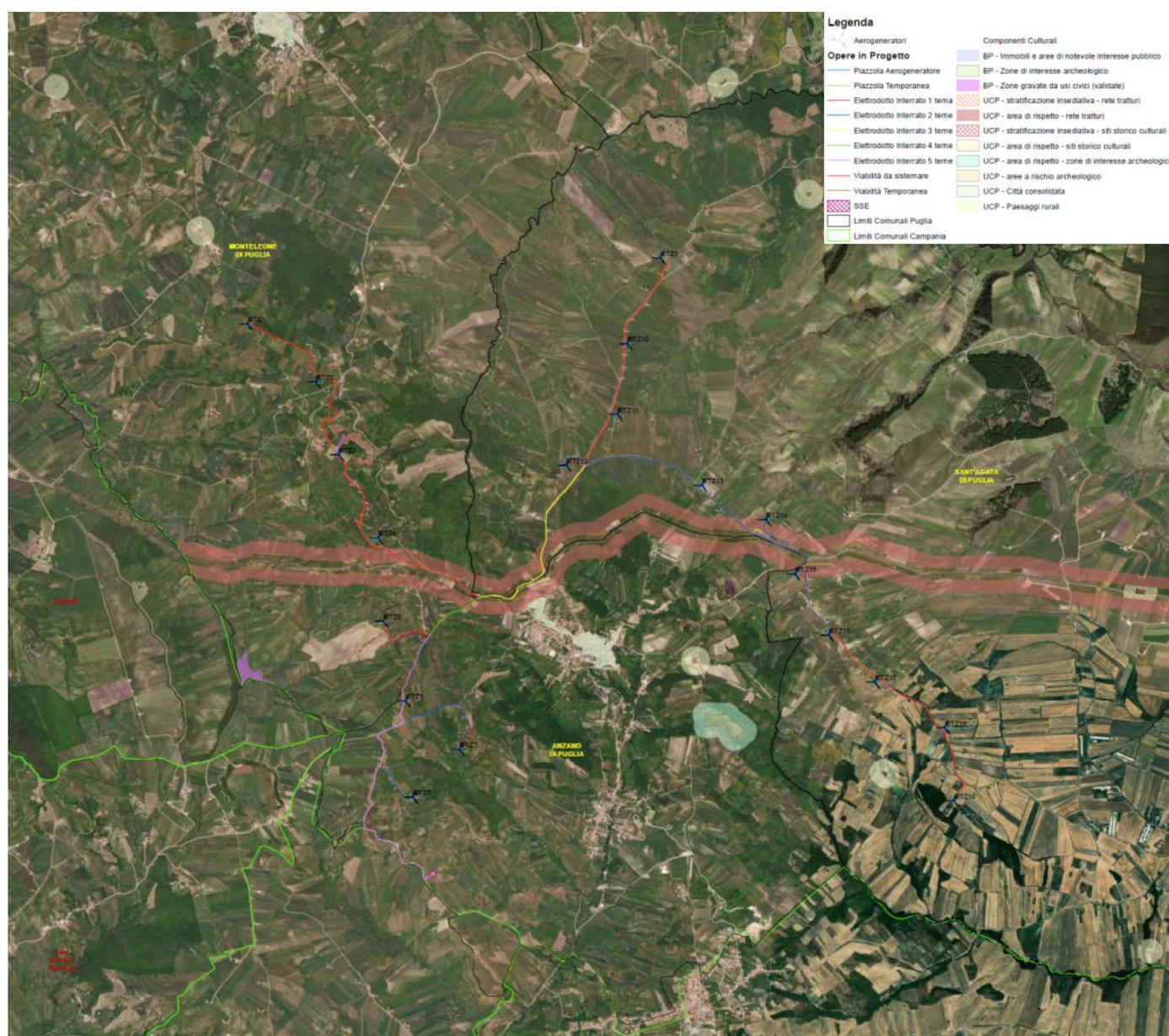


Figura 5.6. – Stralcio Carta della Struttura antropica e storico-culturale – Componenti culturali.

Dal punto di vista archeologico, per un quadro delle conoscenze necessario alla ricostruzione del contesto storico e ad un inquadramento storico-topografico della zona in esame, si è scelto di allargare il campo d'indagine ad un areale più vasto, che si estende su ampie fasce limitrofe.

A tale scopo è stato effettuato il censimento dei siti noti e di tutte le segnalazioni archeologiche disponibili attraverso lo spoglio della bibliografia specifica.

La schedatura delle evidenze archeologiche, il loro posizionamento topografico e l'inquadramento storico-archeologico del territorio sono stati elaborati raccogliendo le informazioni contenute nelle principali pubblicazioni edite, studi e testi pertinenti al contesto territoriale indagato, pubblicati in formato cartaceo o disponibili nel web e attraverso la consultazione degli strumenti di pianificazione territoriale.

Si sono inoltre integrati i dati presenti nella cartografia regionale PPTR e nella Carta dei Beni Culturali pugliese "*CartApulia*"

In merito alla visibilità, dal punto di vista della metodologia dell'indagine archeologica, per conseguire dei risultati, la ricognizione non può prescindere dall'analisi delle destinazioni d'uso dei suoli, poiché le coltivazioni, condizionando la visibilità, determinano il grado di copertura e la capacità di lavoro.

L'uso del suolo, il grado di urbanizzazione, l'accessibilità dei singoli campi hanno una enorme importanza ai fini della valutazione del rischio archeologico, la cui efficacia è direttamente proporzionale al grado di visibilità di un'area (che può essere connesso al tipo di coltura, alla presenza o meno di vegetazione infestante o macchia, al grado di urbanizzazione, con conseguente impossibilità di osservare la ricognizione del suolo) e alla sua accessibilità.

Le aree destinate alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico ricadono all'interno di particelle destinate ad uso agricolo, campi arati, fresati o incolti, con diversi gradi di visibilità, da nullo ad alta, dovuti allo stato del terreno. Le aree boschive risultano a visibilità nulla.

Di seguito gli stralci relativi alla Carta della Vegetazione e della Visibilità:

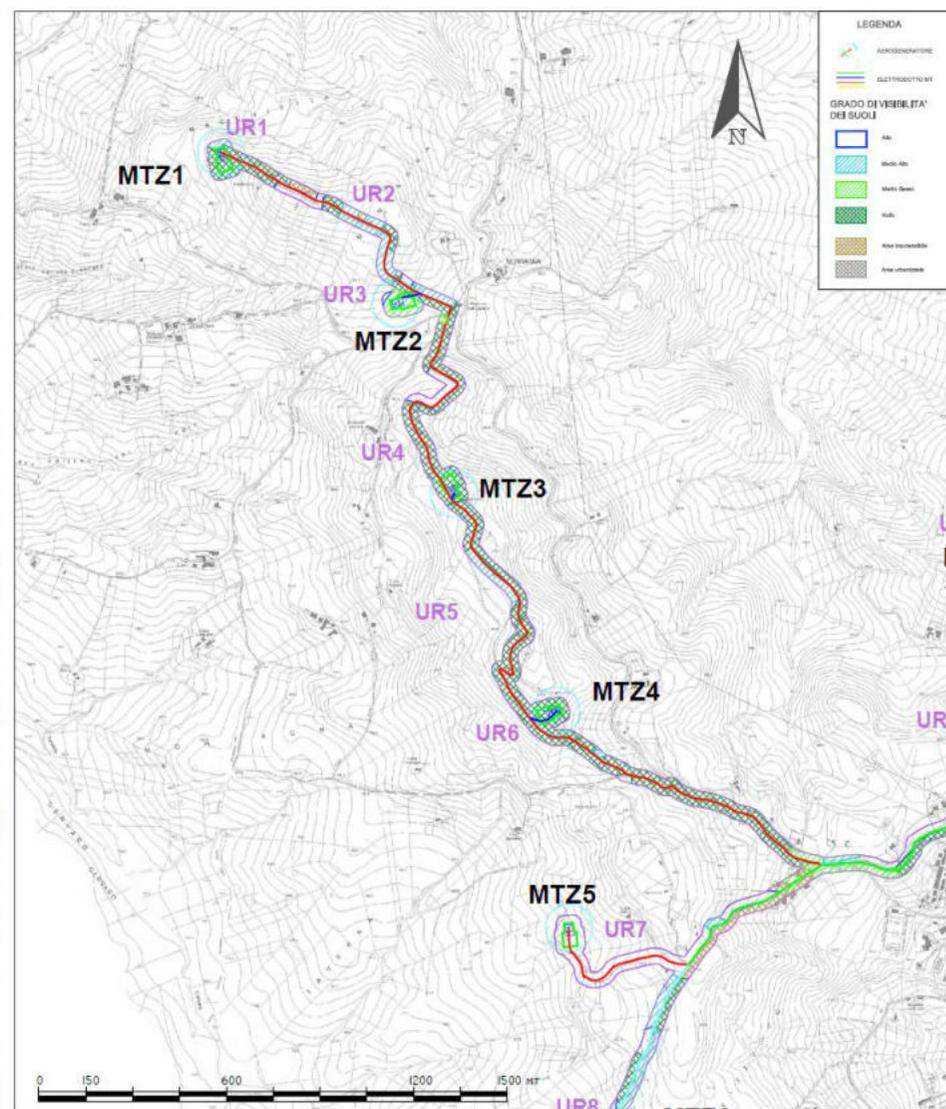
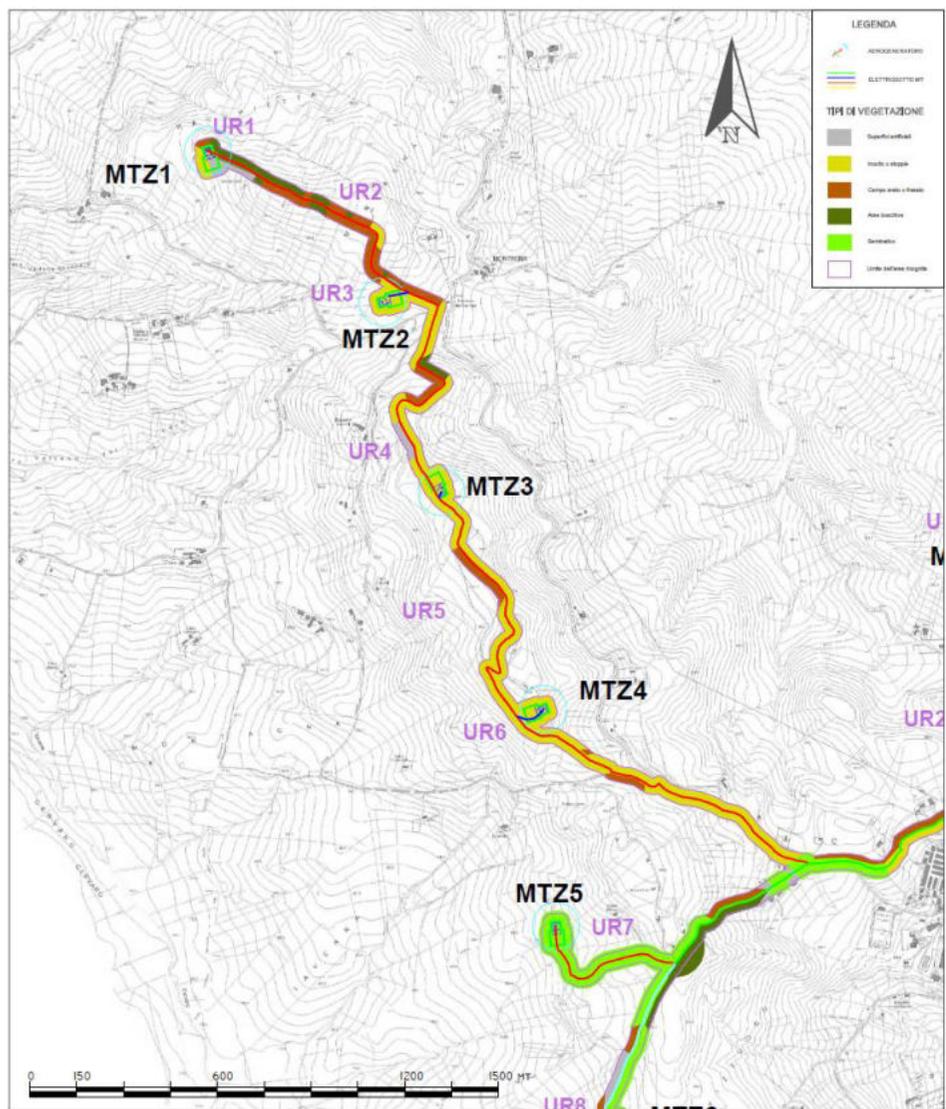


Figura 5.7a. – Stralcio Carta della Vegetazione e della Visibilità.

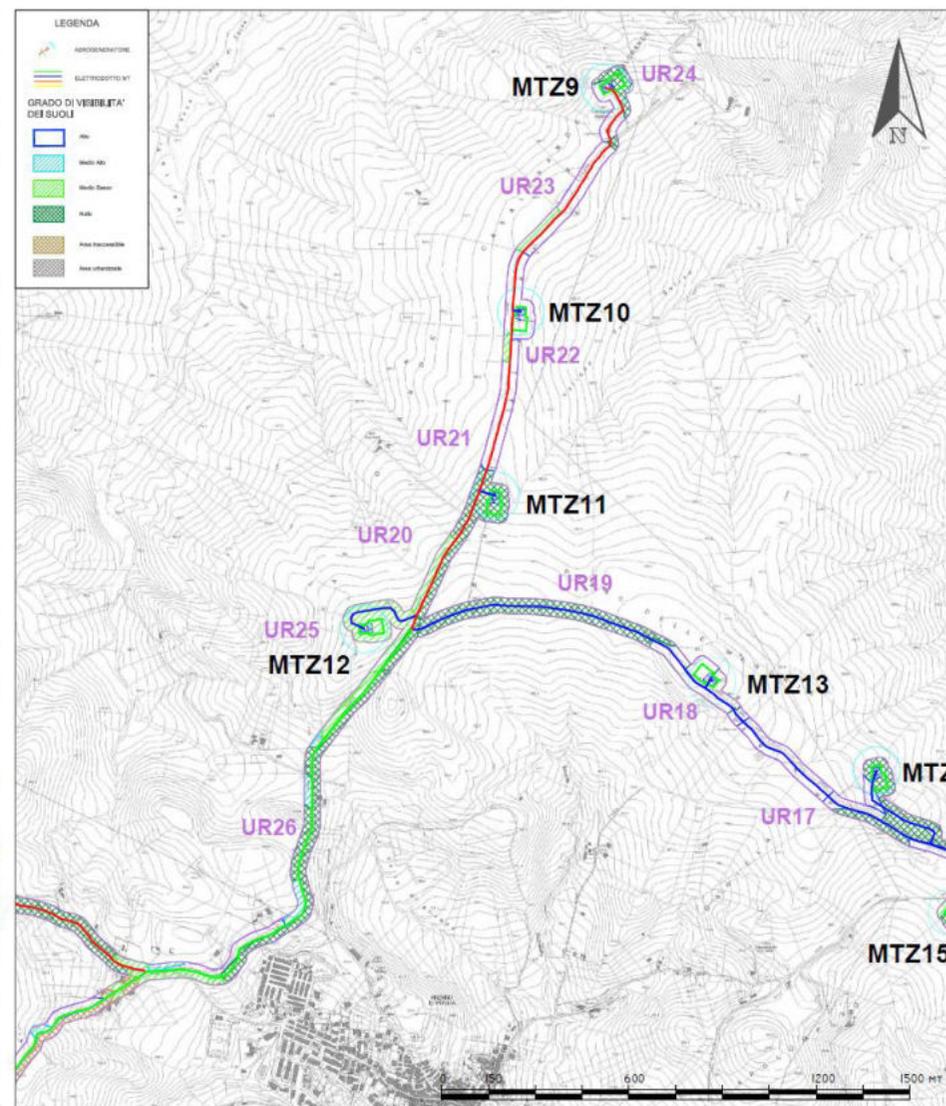
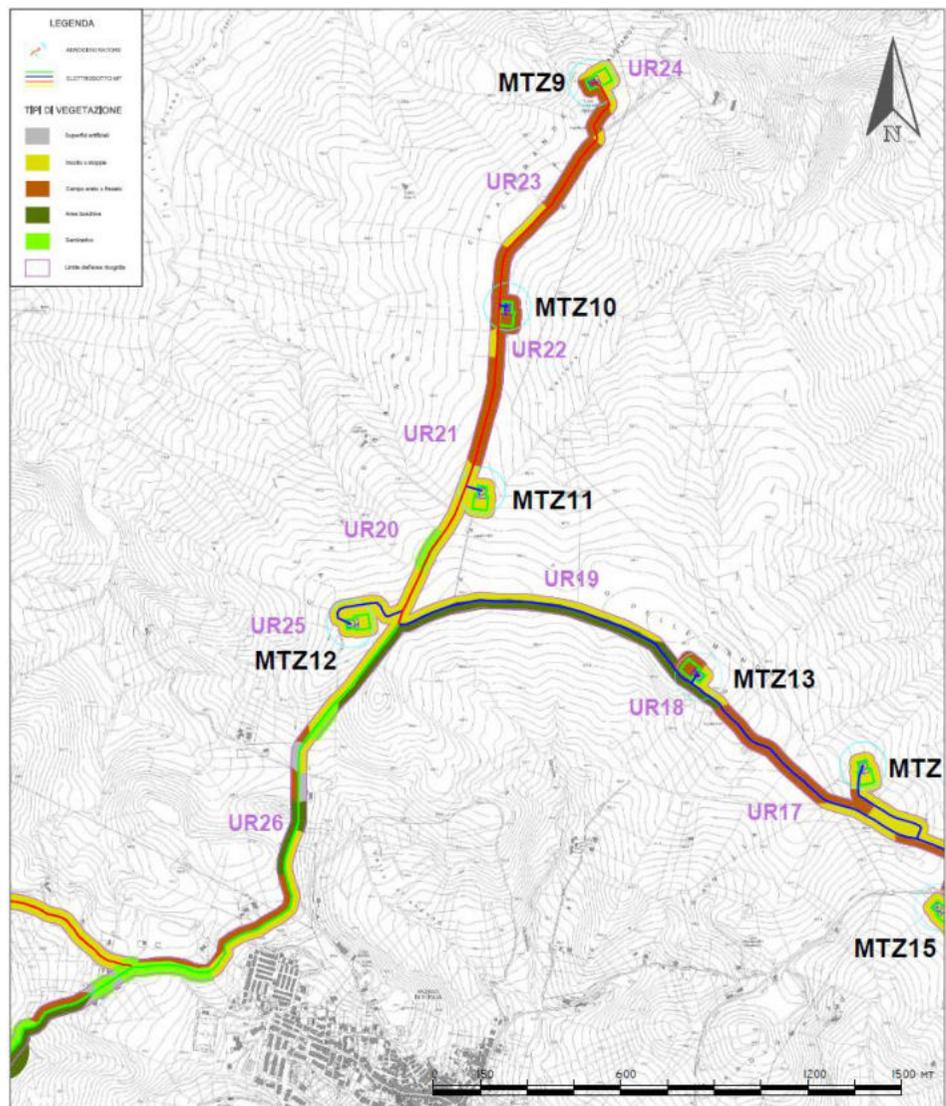


Figura 5.7b. – Stralcio Carta della Vegetazione e della Visibilità.

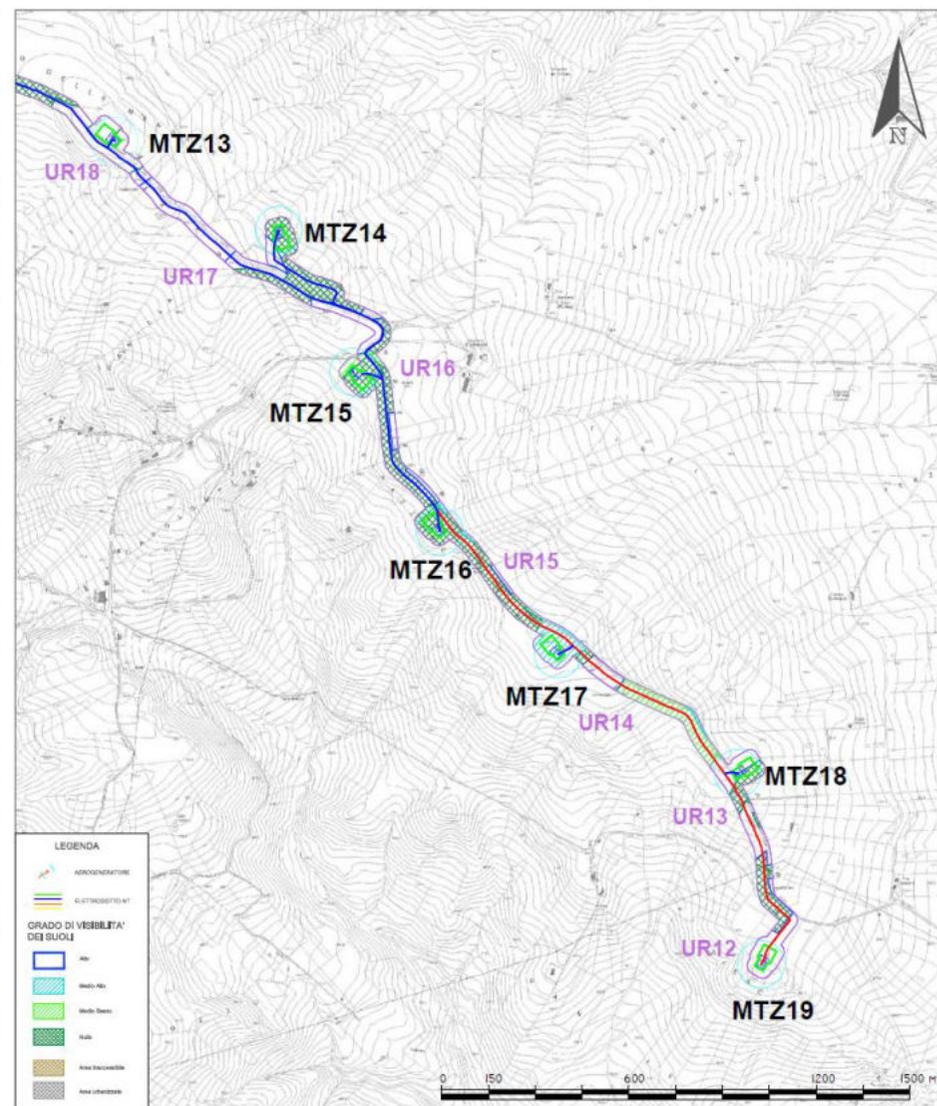
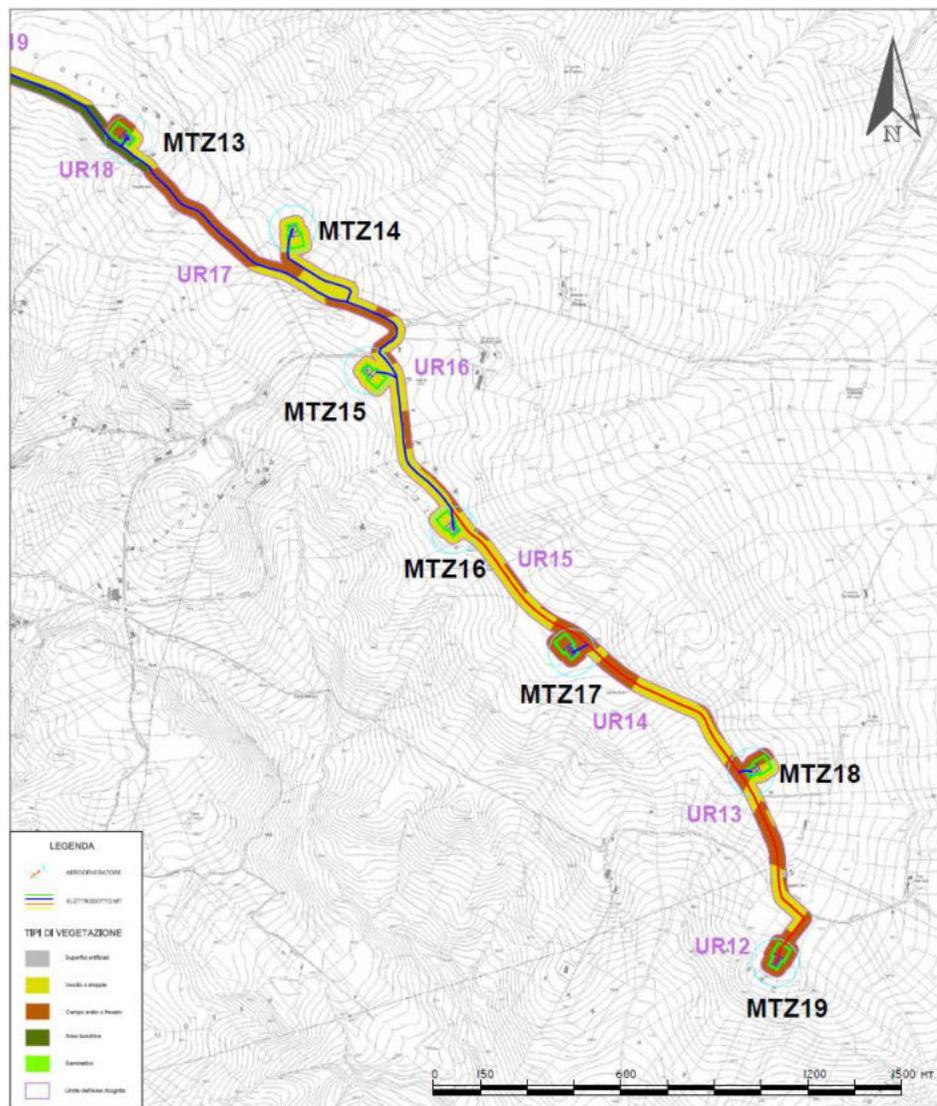


Figura 5.7c. – Stralcio Carta della Vegetazione e della Visibilità.

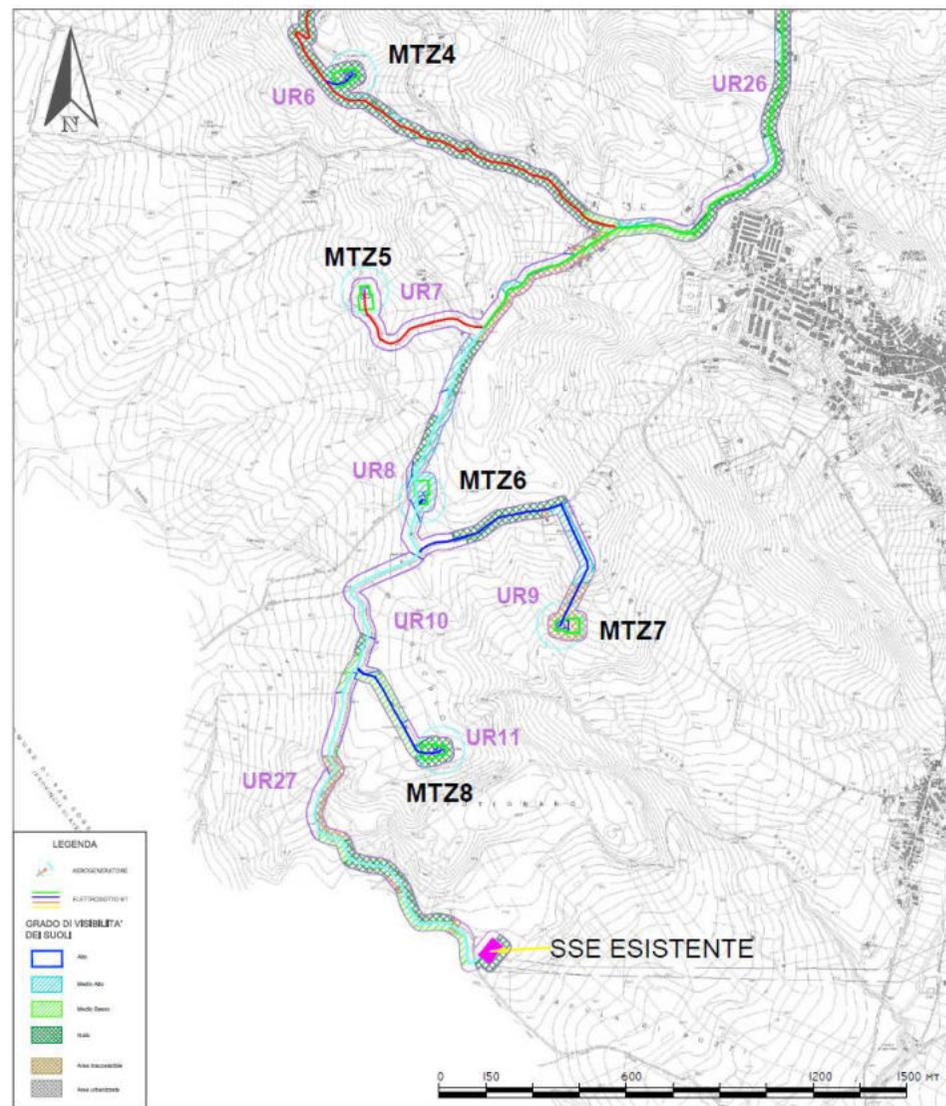
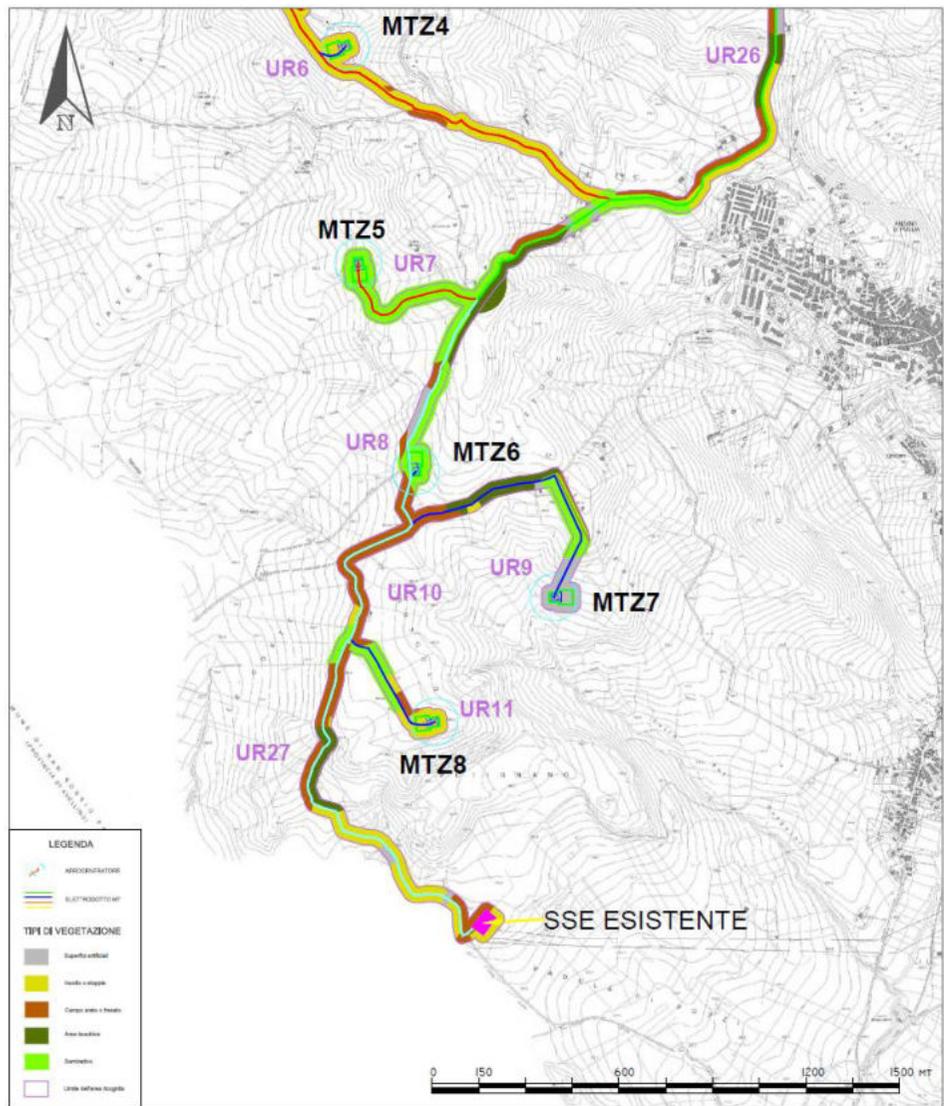


Figura 5.7d. – Stralcio Carta della Vegetazione e della Visibilità.

In merito al rischio archeologico, dalla relazione archeologica allegata al progetto si desume una valutazione di **potenziale archeologico medio-alto**.

La valutazione del potenziale archeologico è effettuata sulla base di dati geomorfologici (rilievo, pendenza, orografia), dei dati della caratterizzazione ambientale del sito e dei dati archeologici, sia in termini di densità delle evidenze, sia in termini di valore nell'ambito del contesto di ciascuna evidenza. Le informazioni bibliografiche documentano una consolidata presenza antropica nel corso dei secoli nel comparto territoriale in cui ricadono le opere progettuali che non sono interessate da interferenze dirette con siti noti da bibliografia. La ricognizione di superficie ha rilevato la presenza di aree di dispersione di materiale che indicano una presenza antropica in antico.

Si tratta di aree di dispersione di materiale di superficie: lungo il tratto di cavidotto di collegamento tra MTZ9-10 e MTZ16-17, l'UT1 riferibile ad una fattoria di epoca romana tardoantica e medievale; il tratto di cavidotto MTZ17-MTZ18, l'UT2, area di dispersione i cui materiali rimandano alla presenza di una fattoria di epoca romana repubblicana; nei campi limitrofi al cavidotto MTZ4-MTZ5-MTZ15, l'UT3 riferibile ad una probabile fattoria di epoca romana ellenistica; l'UT4 riferibile ad un insediamento dell'età del Bronzo nell'area dell'aerogeneratore MTZ8 e l'UT5 in prossimità della SSE esistente.

Nella Carta del rischio archeologico sono riportati sia il grado di potenziale archeologico per un buffer di 100 m a destra e a sinistra dell'opera, che i livelli di Rischio Archeologico per un buffer di 10 m a destra e a sinistra dell'opera. Il grado di potenziale archeologico, da 0 a 10 è individuato dal contorno del buffer campito dai gradi di rischio, da inconsistente ad alto.

L'ipotesi del rischio non deve considerarsi un dato incontrovertibile, ma va interpretato come una particolare attenzione da rivolgere a quei territori durante tutte le fasi di lavoro.

Sulla base della definizione dei "*Gradi di potenziale archeologico*" così come indicati nella Circolare DGA 1/2016, Allegato 3, il progetto esprime un "rischio" archeologico e un conseguente impatto sul patrimonio archeologico di grado **basso**, *ricadendo a distanza sufficiente da garantire un'adeguata tutela a contesti archeologici la cui sussistenza è comprovata e chiara, **medio** in prossimità di aree con presenza di dati che testimoniano contesti di rilevanza archeologica (o le dirette prossimità) e **medio-alto** laddove le opere investono un'area con presenza di dati materiali che testimoniano uno o più contesti di rilevanza archeologica (o le dirette prossimità)..*

Di seguito, gli stralci relativi alla Carta delle Presenze Archeologiche e alla Carta del Rischio Archeologico:

La Carta Idrogeologica della Puglia è stata redatta dall’Autorità di Bacino su richiesta della Regione Puglia, quale parte integrante del quadro conoscitivo del nuovo Piano Paesaggistico Territoriale Regionale. Come si evince dalla seguente immagine, l’impianto eolico in progetto interferisce in alcuni punti con le componenti geomorfologiche individuate come “UCP – Versanti Pendenza 20%”.

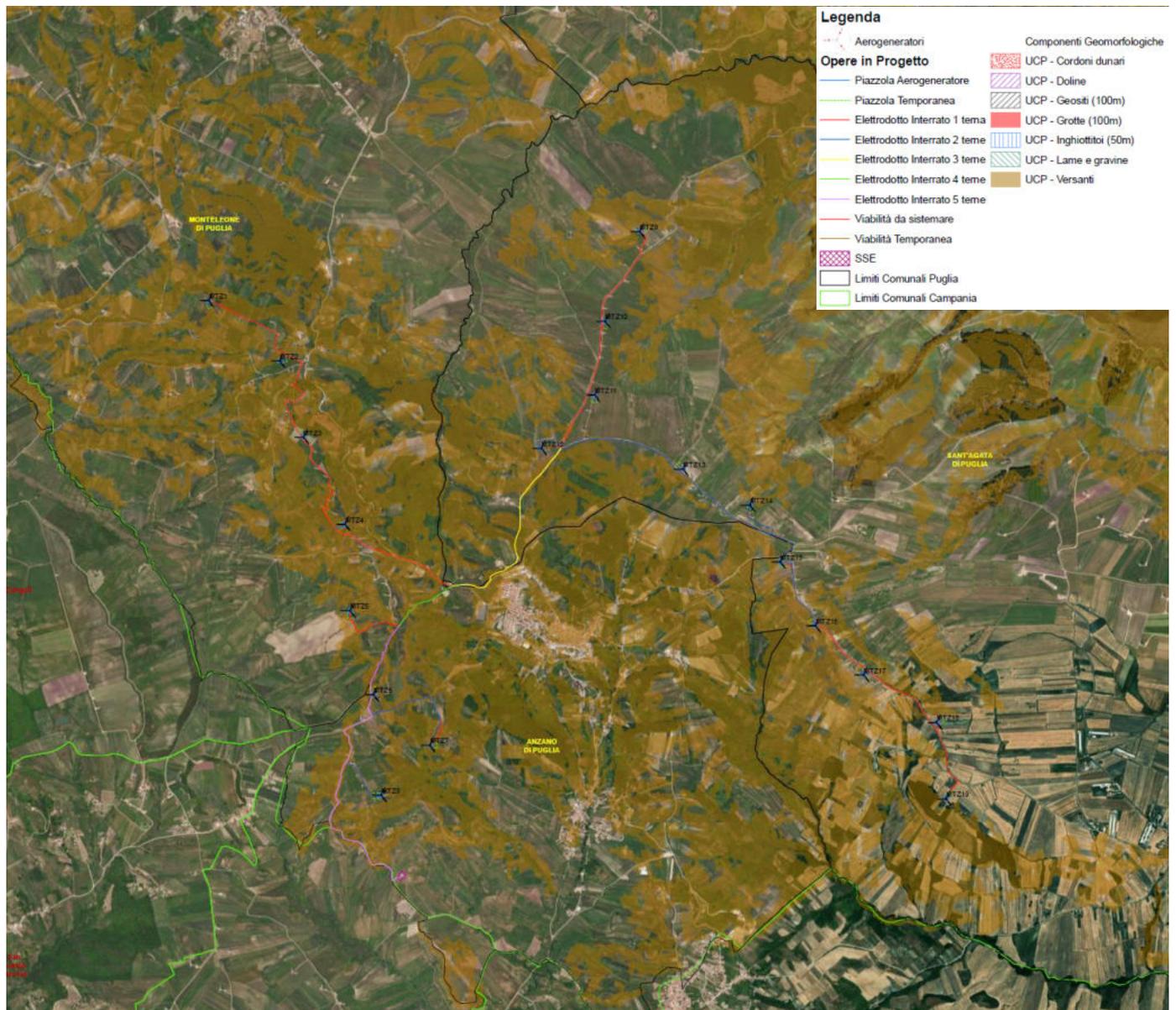


Figura 5.10. – Stralcio Carta della Struttura Idrogeomorfologica – Componenti geomorfologiche.

In merito alle componenti idrologiche, l’immagine seguente mostra che l’area di progetto interferisce con:

- “UCP – Reticolo idrografico di connessione della R.E.R. (100m)”: interferenza con MTZ7;
- “UCP – Aree soggette a vincolo idrogeologico”: intera area di progetto tranne gli aerogeneratori MTZ13, MTZ14 e MTZ18 e un tratto dell’elettrodotto interrato a 2 terne;
- “BP – Fiumi, torrenti, corsi d’acqua e acque pubbliche (buffer 150 m) – Torrente Frugno: piccolo tratto del cavidotto interrato a 5 terne”.

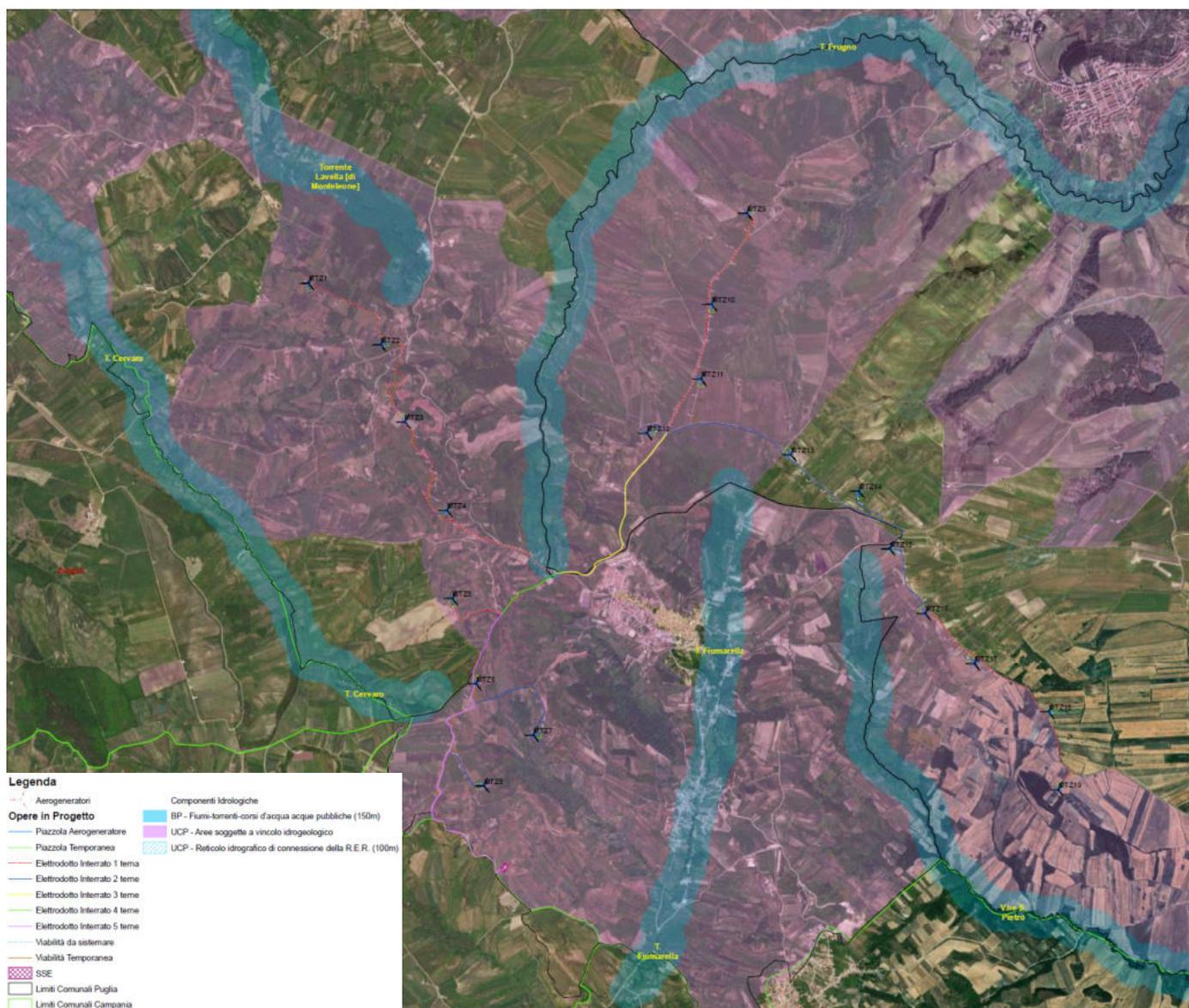


Figura 5.11. – Stralcio Carta della Struttura Idrogeomorfologica – Componenti idrologiche.

In merito all’interferenza dell’area sede degli aerogeneratori e di parte del tracciato del cavidotto interressa, come detto, il bene “UCP – Aree soggette a vincolo idrogeologico”. Sarà previsto un sistema di raccolta e incanalamento delle acque piovane verso i canali naturali esistenti: tale sistema avrà il solo scopo di far confluire le acque meteoriche all’esterno del campo, seguendo la pendenza naturale del terreno in modo da prevenire possibili allagamenti.

Si sottolinea, inoltre, che le norme tecniche di attuazione del PPTR non prevedono prescrizioni ma individuano solo indirizzi e direttive. Il Vincolo Idrogeologico, istituito e regolamentato con il Regio Decreto n. 3267 del 30 dicembre 1923 e con il R.D. n.1126/1926 e s.m.i., ha come scopo principale del Vincolo quello di preservare l’ambiente fisico: non è preclusivo della possibilità di trasformazione o di nuova utilizzazione del territorio, ma mira alla tutela degli interessi pubblici e alla prevenzione del danno.

L’UOM Puglia ha aggiornato a Febbraio 2022 il reticolo idrografico regionale con le zone buffer 150m prevedendo per gli elementi ricadenti all’interno un’apposita relazione idraulica; la figura seguente mostra quanto appena detto:

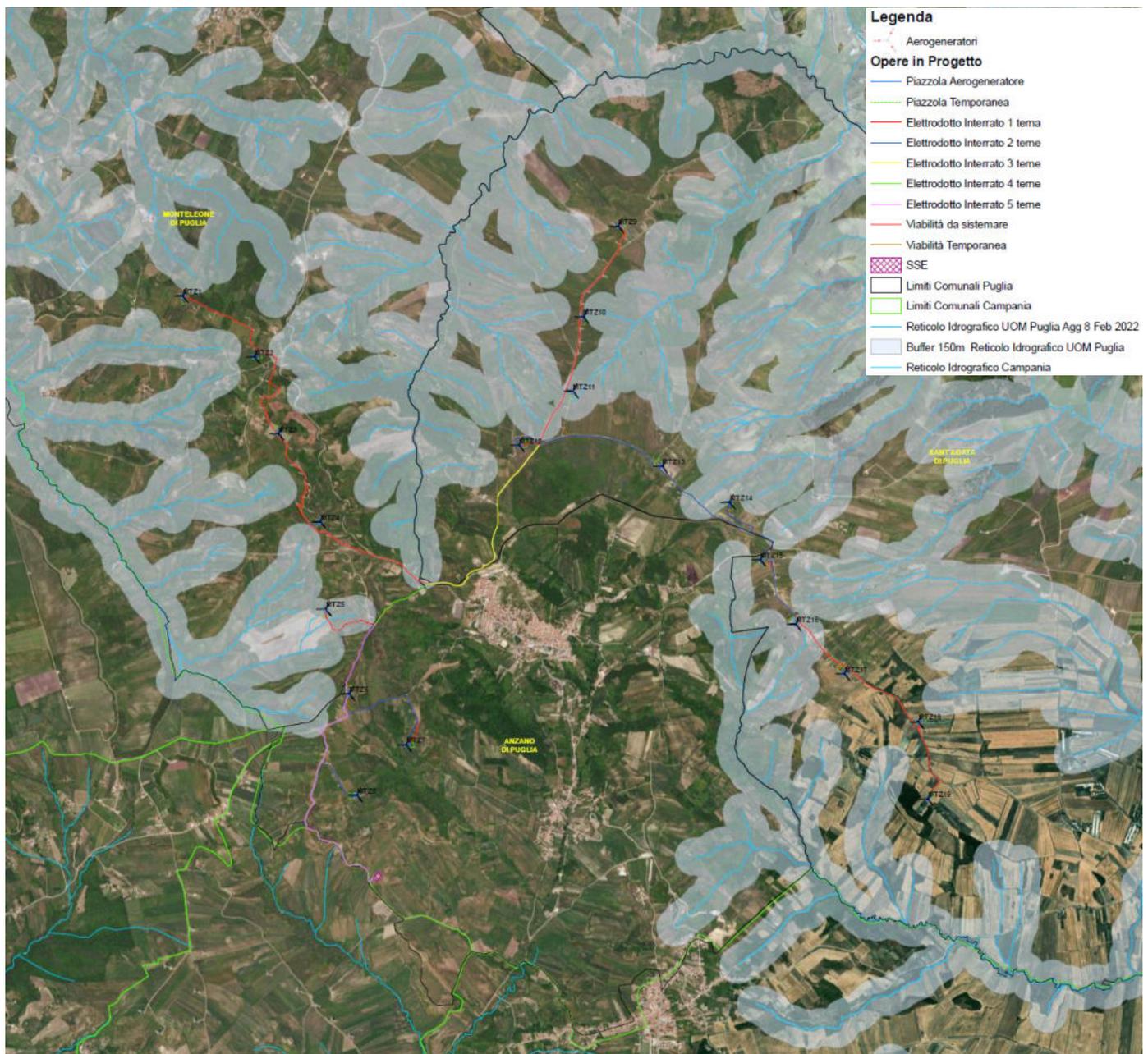


Figura 5.12. – Stralcio Carta del Reticolo Idrografico (agg. Febbraio 2022 UOM PUGLIA).

Come già accennato in precedenza, lì dove il tracciato dei cavidotti interno ed esterno all’area del parco eolico intersecherà infrastrutture, in particolare condotte irrigue, canali, aree allagabili, ecc. sarà previsto, per tali attraversamenti, l’utilizzo della tecnica T.O.C. (Trivellazione Orizzontale Controllata).

Dalla carta delle componenti dei valori percettivi della Struttura antropica e storico-culturale (figura 5.13.) si evince, come evidenziato nella figura 5.14., come alcuni aerogeneratori rientrano nel buffer dei 300m dalla Strada Provinciale “SP136BIS Ex SS91bis FG” che risulta essere anche “UCP – Strade a Valenza Paesaggistica”.



Legenda

- | | |
|-------------------------------|---|
| Aerogeneratori | Componenti Percettive |
| Opere in Progetto | UCP - Luoghi panoramici |
| Piazzola Aerogeneratore | UCP - Strade a valenza paesaggistica |
| Piazzola Temporanea | UCP - Strade panoramiche |
| Elettrodotto Interrato 1 tema | UCP - Coni visuali |
| Elettrodotto Interrato 2 tema | UCP - Luoghi panoramici Poligonali |
| Elettrodotto Interrato 3 tema | UCP - Strade a valenza paesaggistica poligonali |
| Elettrodotto Interrato 4 tema | UCP - strade panoramiche poligonali |
| Elettrodotto Interrato 5 tema | |
| Viabilità da sistemare | |
| Viabilità Temporanea | |
| SSE | |
| Limiti Comunali Puglia | |
| Limiti Comunali Campania | |

Figura 5.13. – Stralcio Carta della Struttura antropica e storico-culturale – Componenti dei valori percettivi.

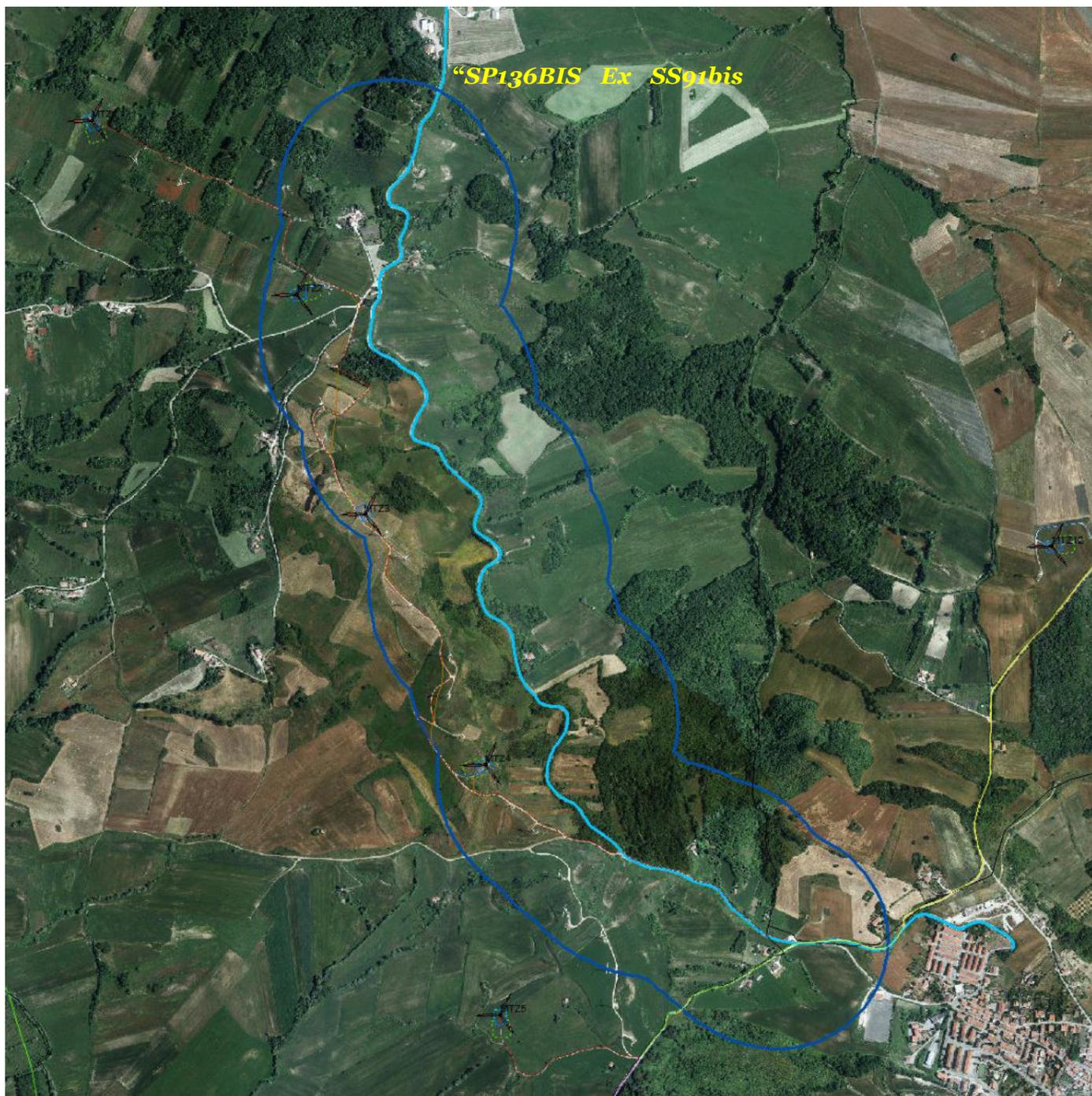


Figura 5.14. – Aerogeneratori rientranti nel Buffer 300m della “SP136BIS Ex SS91bis FG”.

Per un maggiore approfondimento ed analisi delle carte sopra riportate si rimanda agli elaborati grafici allegati al progetto.

Si ricorda che il progetto di rifacimento ricade nella **non sostanzialità della modifica proposta**, in base al dettato dell’art. **32 del Decreto Legge 31 maggio 2021, n.77**, così come convertito con modifiche dalla Legge del 29 Luglio 2021, n. 108 e legge di conversione 27 aprile 2022, n. 34: il tracciato degli elettrodotti per il nuovo impianto è in massima parte coincidente con quello dell’impianto esistente salvo la zona intorno all’aerogeneratore MTZ05 e quella tra gli aerogeneratori MTZ11 e MTZ12 in corrispondenza delle quali differisce dal tracciato di quello esistente per meglio adeguarlo alla viabilità esistente.

5.3. Il Piano di Assetto Idrogeologico (PAI)

Il Piano di Bacino Stralcio per l'Assetto Idrogeologico del Distretto Idrografico dell'Appennino Meridionale è lo strumento con il quale l'Autorità di Bacino della Puglia ha individuato le norme finalizzate alla prevenzione del rischio idrogeologico ed alla difesa e valorizzazione del suolo, e ha fornito i criteri di pianificazione e programmazione per l'individuazione delle aree a differente livello di pericolosità e rischio, per la difesa ed il consolidamento dei versanti e delle aree instabili, per la difesa degli abitati e delle infrastrutture contro i movimenti franosi ed altri fenomeni di dissesto, per il riordino del vincolo idrogeologico, la difesa, la sistemazione e la regolazione dei corsi d'acqua, lo svolgimento funzionale dei servizi di polizia idraulica, di piena, di pronto intervento idraulico, nonché di gestione degli impianti.

La Legge 183/1989 sulla difesa del suolo ha definito il bacino idrografico (*“territorio dal quale le acque pluviali o di fusione delle nevi e dei ghiacciai, defluendo in superficie, si raccolgono in un determinato corso d'acqua direttamente o a mezzo di affluenti, nonché il territorio che può essere allagato dalle acque del medesimo corso d'acqua, ivi compresi i suoi rami terminali con le foci in mare ed il litorale marittimo prospiciente”* art.1) come l'ambito fisico di pianificazione che consente di superare le frammentazioni e le separazioni prodotte dall'adozione di aree di riferimento basate sui confini amministrativi.

L'intero territorio nazionale è suddiviso in bacini idrografici a livello nazionale, interregionale e regionale. Lo strumento che regola il bacino idrografico è il Piano di Bacino.

Il Piano Assetto Idrogeologico della Puglia (PAI) è finalizzato al miglioramento delle condizioni di regime idraulico e della stabilità dei versanti, necessario a ridurre gli attuali livelli di pericolosità e a consentire uno sviluppo sostenibile del territorio. Il PAI 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 finalizzate alla conservazione, alla difesa e alla valorizzazione del suolo ricadente nel territorio di competenza dell'Autorità di Bacino della Puglia.

Tali sopracitati obiettivi del Piano sono realizzati mediante la definizione della pericolosità idrogeologica in relazione ai fenomeni di esondazione e di dissesto dei versanti, gli interventi per il controllo, salvaguardia e regolarizzazione dei corsi d'acqua e la sistemazione dei versanti a protezione di abitati e infrastrutture, la manutenzione e integrazione dei sistemi di difesa per controllare l'evoluzione dei fenomeni di dissesto e di esondazione.

Il PAI consente, dunque, di individuare il livello di pericolosità idraulica, geomorfologica e il livello di rischio individuando:

- le aree soggette a pericolosità idraulica bassa (BP), media (MP) e alta (AP);
- le aree soggette a pericolosità geomorfologica media e moderata (PG1), elevata (PG2) e molto elevata (PG3);
- le aree caratterizzate da rischio idraulico basso (R1), medio (R2), elevato (R3) e molto elevato (R4).

5.3.1 Verifica compatibilità progetto PAI

Nelle seguenti figure vengono riportati gli inquadramenti dell'area di intervento su Piano per l'Assetto Idrogeologico.

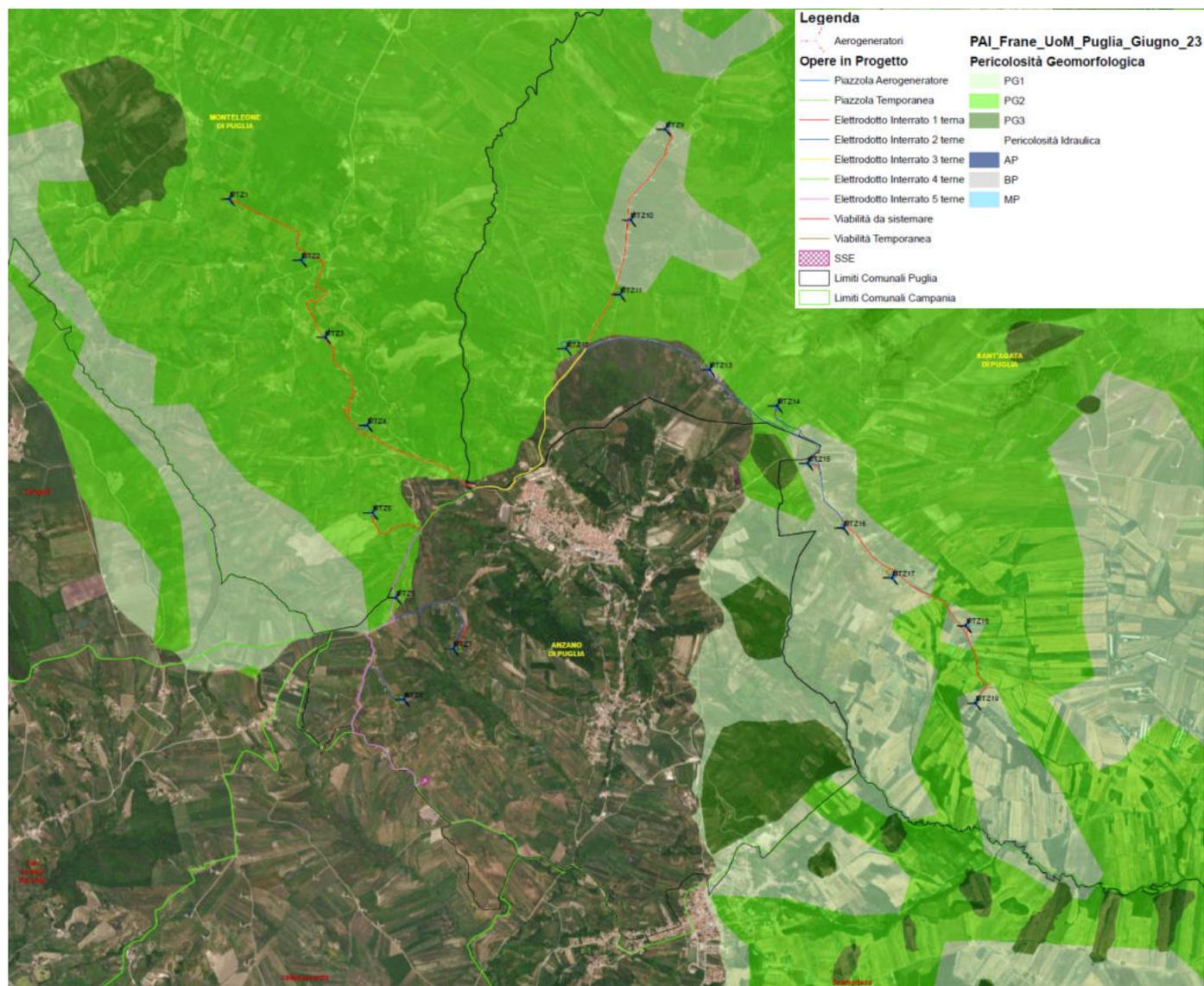


Figura 5.15. – Inquadramento dell'area d'intervento su PAI – Pericolosità idraulica.

Dall'analisi della figura si nota chiaramente come l'area di progetto non sia caratterizzata da nessuna delle tre categorie di rischio alluvione in riferimento alla pericolosità idraulica.

Diversamente, invece, accade per ciò che riguarda la pericolosità geomorfologica: l'area nella quale è prevista l'installazione degli aerogeneratori ricade in zona classificata come PG1, ovvero a pericolosità media e moderata/bassa, e PG2, ovvero aree a pericolosità elevata. In base all'articolo 21 delle NTA del PAI, nelle aree P.G.1, sono consentite la realizzazione e/o la modificazione di opere secondo le normative e le previsioni degli strumenti urbanistici vigenti purché l'intervento garantisca la sicurezza e non determini condizioni di instabilità e non modifichi negativamente le condizioni ed i processi geomorfologici nell'area e nella zona potenzialmente interessata dall'opera e dalle sue pertinenze: a tal fine, verrà prodotto un apposito studio di compatibilità idrogeologica.

Nelle aree P.G.2, invece, sono consentiti nuovi interventi relativi a servizi e opere pubbliche purché sia redatto e approvato il progetto preliminare relativo al consolidamento ed alla messa in sicurezza dell'intera area interessata al dissesto. È, altresì, necessario che siano realizzate e collaudate le opere di consolidamento e di messa in sicurezza, con superamento delle condizioni di instabilità, relative al sito interessato dall'intervento e all'area d'intorno ad esso, tenuto conto anche dei processi geomorfologici di medio - lungo periodo.

5.4. Aree Naturali Protette

La Rete Natura 2000 costituisce la più importante strategia d'intervento dell'Unione Europea per la salvaguardia degli habitat e delle specie di flora e fauna. Tale Rete è formata da un insieme di aree, che si distinguono come Siti d'Importanza Comunitaria (SIC) e Zone di Protezione Speciale (ZPS), individuate dagli Stati membri in base alla presenza di habitat e specie vegetali e animali d'interesse europeo.

I siti della Rete Natura 2000 sono regolamentati dalla Direttiva Europea 79/409/CEE (e successive modifiche), concernente la conservazione degli uccelli selvatici, e dalla Direttiva Europea 92/43/CEE (e successive modifiche), relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali della flora e della fauna selvatiche.

La Direttiva 79/409/CEE, la cosiddetta Direttiva "Uccelli" impone la designazione come ZPS dei territori più idonei alla conservazione delle specie presenti nell'allegato I e delle specie migratrici. La Direttiva non contiene, tuttavia, una descrizione di criteri omogenei per l'individuazione e designazione delle ZPS. Per colmare questa lacuna, la Commissione Europea ha incaricato l'ICBP (oggi Bird Life International) di mettere a punto uno strumento tecnico che permettesse la corretta applicazione della Direttiva.

Nasce così l'inventario delle aree IBA (Important Bird Area) che ha incluso le specie dell'allegato I della Direttiva "Uccelli" tra i criteri per la designazione delle aree.

Le IBA sono quindi dei luoghi che sono stati identificati in tutto il mondo, sulla base di criteri omogenei, dalle varie associazioni che fanno parte di Bird Life International. Ogni stato della Comunità Europea dovrà quindi proporre alla Commissione la perimetrazione di ZPS individuate sulla base delle aree IBA.

La Direttiva 92/43/CEE, cosiddetta Direttiva "Habitat", è stata recepita dallo stato italiano con il D.P.R. 8 settembre 1997, n.357 s.m.i., "Regolamento recante attuazione della Direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatiche".

Attualmente sul territorio pugliese sono stati individuati 92 siti Natura 2000, di questi:

- 24 sono Siti di Importanza Comunitaria (SIC);
- 56 sono Zone Speciali di Conservazione (ZSC). Le ZSC sono state designate con il DM 10 luglio 2015 e il DM 21 marzo 2018;
- 12 sono Zone di Protezione Speciale (ZPS).

Tre dei suddetti SIC sono esclusivamente marini (pertanto non inclusi nel calcolo delle superfici a terra). Molti dei siti hanno un'ubicazione interprovinciale. Complessivamente la Rete Natura 2000 in Puglia si estende su una superficie di 402.899 ettari, pari al 20,81% della superficie amministrativa regionale

le; è rappresentata da una grande variabilità di habitat e specie, anche se tutti i siti di interesse comunitario (SIC e ZPS) presenti rientrano nella Regione Biogeografica Mediterranea e Marino Mediterranea.

La legge n. 394/91 Legge Quadro sulle aree Protette definisce la classificazione delle aree naturali protette ed istituisce l'Elenco ufficiale delle aree protette. La tutela delle specie e degli habitat in Puglia è garantita da un sistema di aree protette regionali e nazionali che possiamo riassumere, secondo una scala gerarchica, come segue:

- *Parchi Nazionali*: sono costituiti da aree terrestri, fluviali, lacuali o marine che contengono uno o più ecosistemi intatti o anche parzialmente alterati da interventi antropici; una o più formazioni fisiche, geologiche, geomorfologiche, biologiche, di rilievo internazionale o nazionale per valori naturalistici, scientifici, estetici, culturali, educativi e ricreativi tali da richiedere l'intervento dello Stato ai fini della loro conservazione per le generazioni presenti e future;
- *Parchi Regionali*: sono costituiti da aree terrestri, fluviali, lacuali ed eventualmente da tratti di mare prospicienti la costa, di valore naturalistico e ambientale, che costituiscono, nell'ambito di una o più regioni limitrofe, un sistema omogeneo, individuato dagli assetti naturalistici dei luoghi, dai valori paesaggistici e artistici e dalle tradizioni culturali delle popolazioni locali;
- *Riserve Naturali Statali e Regionali*: sono costituite da aree terrestri, fluviali, lacuali o marine che contengono una o più specie naturalisticamente rilevanti della flora e della fauna, ovvero presentino uno o più ecosistemi importanti per la diversità biologica o per la conservazione delle risorse genetiche. Le riserve naturali possono essere statali o regionali in base alla rilevanza degli elementi naturalistici in esse rappresentati;
- *Zone umide di interesse internazionale*: sono costituite da aree acquitrinose, paludi, torbiere oppure zone naturali o artificiali d'acqua, permanenti o transitorie comprese zone di acqua marina la cui profondità, quando c'è bassa marea, non superi i sei metri e che, per le loro caratteristiche, possono essere considerate di importanza internazionale ai sensi della convenzione di Ramsar;
- *Altre aree naturali protette*: sono aree (oasi delle associazioni ambientaliste, parchi suburbani ecc.) che non rientrano nelle precedenti classi. Si dividono in aree di gestione pubblica, istituite cioè con leggi regionali o provvedimenti equivalenti, e aree a gestione privata, istituite con provvedimenti formali pubblici o con atti contrattuali quali concessioni o forme equivalenti.

Le aree protette sono quei territori sottoposti ad uno speciale regime di tutela e di gestione, nei quali si presenta un patrimonio naturale e culturale di valore rilevante. La legge quadro sulle aree protette n. 394/91, prevede l'istituzione e la gestione di dette aree con il fine di garantire e promuovere, in forma coordinata, la conservazione la valorizzazione del patrimonio naturale del paese.

Con la L.R. n. 29/1997 (Norme in materia di aree naturali protette regionali) la Regione Puglia, nell'ambito dei principi della legge 6 dicembre 1991, n. 394 (Legge quadro sulle aree protette) e delle norme della Comunità Europea in materia ambientale e di sviluppo durevole e sostenibile, detta norme per l'istituzione e la gestione delle aree naturali protette nonché dei monumenti naturali e dei Siti di Interesse Comunitario (SIC).

5.4.1 Verifica di compatibilità del progetto

Come già mostrato in Figura 5.4., *Inquadramento dell'area d'intervento su PPTR - Carta della Struttura ecosistemica e ambientale – Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici* l'area dell'impianto ivi compreso il tracciato del cavidotto non ricadono all'interno di siti appartenenti alla Rete Natura 2000.

Per conferma di quanto suddetto si riporta di seguito uno stralcio dell'inquadramento dell'area in Aree Naturali Protette su Ortofoto estrapolato dalla cartografia disponibile su www.sit.puglia.it.

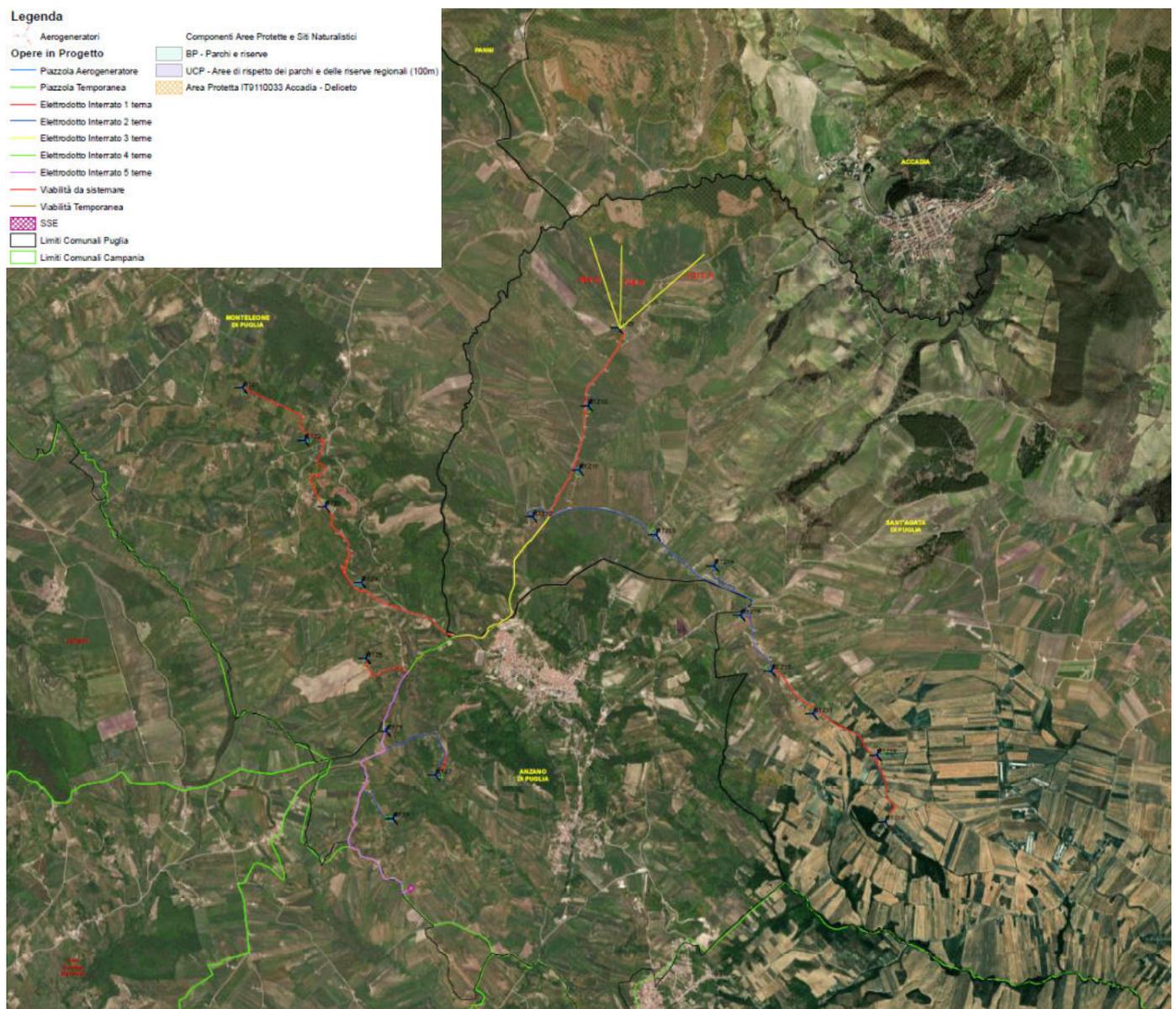


Figura 5.16. – Inquadramento generale Aree Naturali Protette.

Per l'analisi relativa all'eventuale interferenza tra i siti sopracitati e l'area oggetto della realizzazione del progetto è stata prodotta apposita cartografia di inquadramento consultabile tra gli elaborati allegati al progetto.

Le aree interessate dagli interventi in progetto risultano, pertanto, completamente esterne ai siti SIC/ZSC/ZPS tutelati da Rete Natura 2000 e dal sistema delle Aree Protette.

5.5. Piano Faunistico Venatorio

Il Piano Faunistico Venatorio, come evidenziato nell'art.9 della L.R. n.27/1998, *“costituisce lo strumento tecnico attraverso il quale la Regione Puglia assoggetta il proprio territorio Agro-Silvo- Pastorale, mediante destinazione differenziata, a pianificazione faunistico-venatoria finalizzata, per quanto attiene le specie carnivore, alla conservazione delle effettive capacità riproduttive della loro popolazione e, per le altre specie, al conseguimento delle densità ottimali e alla loro conservazione”*. La stessa L.R. n. 27/1998 all'art. 9 comma 9 recita: *“Sulla base della individuazione dei Piani faunistici venatori provinciali, la Regione istituisce con il Piano faunistico venatorio regionale le oasi di protezione, le zone di ripopolamento e cattura, i centri pubblici e privati di riproduzione della fauna selvatica allo stato naturale, le zone addestramento cani, nonché gli ATC”*.

Si ritiene utile richiamare nel seguito la principale normativa di settore:

- ✓ Legge 11 febbraio 1992, n. 157 *“Norme per la protezione della fauna selvatica omeoterma e per il prelievo venatorio”* – che sancisce l'obbligo per le Regioni di dotarsi del Piano faunistico venatorio regionale e del Regolamento d'Attuazione;
- ✓ L.R. N. 27 del 13 agosto 1998 *“Norme per la protezione della fauna selvatica omeoterma, per la tutela e programmazione delle risorse faunistico – venatorie e per la regolamentazione dell'attività venatoria”* - che prescrive (art. 9) termini e modalità per l'adozione del Piano (che coordina i Piani provinciali).

In particolare, la Legge nazionale che fissa i principi fondamentali in materia di *“Caccia”* è la n. 157 dell'11.2.1992. La Regione Puglia con la L.R. n. 27/1998 e s.m.i, ha stabilito norme in materia di protezione della fauna selvatica, di tutela e di programmazione delle risorse faunistico- ambientali e di regolamentazione dell'attività venatoria. Alle Province è attribuita la competenza ad esercitare funzioni amministrative in materia di caccia e di protezione della fauna. Come già specificato in premessa, con l'assestamento e variazione al bilancio di previsione per l'esercizio finanziario 2016 e pluriennale 2016 -2018 della Regione Puglia, le funzioni amministrative esercitate dalle province e dalla Città metropolitana in materia di caccia e pesca vengono trasferite alla regione.

Il territorio agro-silvo-pastorale regionale viene assoggettato a pianificazione faunistico venatoria finalizzata, per quanto attiene le specie carnivore, alla conservazione delle effettive capacità riproduttive della loro popolazione e, per le altre specie, al conseguimento delle densità ottimali e alla loro conservazione, mediante la riqualificazione delle risorse ambientali e la regolamentazione del prelievo venatorio. Da ciò scaturisce una suddivisione e destinazione dell'uso dell'ambito territoriale in una quota non inferiore

re al 20% e non superiore al 30% a protezione della fauna e nella percentuale massima del 15% a caccia riservata a gestione privata; sul rimanente territorio la Regione promuove forme di gestione programmata dell'attività venatoria (A.T.C.- Ambiti Territoriali di Caccia).

Tali revisioni per il Piano Faunistico Venatorio Regionale 2009-2014 venivano emanate sulla base dei piani elaborati da ogni singola Provincia.

Il Piano Faunistico Venatorio Regionale (PFVR), al di là di quanto deriverà dall'applicazione delle previsioni dell'art. 20 della L.R. 23/2016, nasce per rappresentare uno strumento di coordinamento dei Piani Faunistico-Venatori Provinciali ed è lo strumento tecnico attraverso cui la Regione Puglia assoggetta il proprio territorio Agro-Silvo-Pastorale a pianificazione faunistico-venatoria finalizzata. Il Piano, di durata quinquennale, recepisce gli studi ambientali effettuati dalle singole Province necessari all'individuazione dei territori destinati alla protezione, alla riproduzione della fauna selvatica, a zone a gestione privata della caccia e a territori destinati a caccia programmata. Inoltre, il PFVR, nella parte di natura regolamentare, traccia i criteri e gli indirizzi per l'attuazione di quanto previsto dalla normativa vigente in materia venatoria - L.R. 27/98.

La Regione Puglia con la stesura del Piano ribadisce l'esclusiva competenza nella gestione dei seguenti Istituti, come riportato nel seguito:

- a) Oasi di protezione: Province.
- b) Zone di ripopolamento e cattura: Province.
- c) Centri pubblici di riproduzione della fauna selvatica allo stato naturale: Province.
- d) Centri privati di riproduzione della fauna selvatica allo stato naturale: impresa agricola singola, consortile o cooperativa.
- e) Zone addestramento cani: associazioni venatorie, cinofile ovvero imprenditori agricoli singoli o associati.
- f) Ambiti Territoriali di Caccia (ATC): Province.
- g) Aziende faunistico-venatorie e agri-turistico-venatorie: gestione privata.

Il Piano Faunistico Venatorio Regionale pluriennale (come previsto dalla L.R. 27/2016) stabilisce inoltre:

- 1) criteri per l'attività di vigilanza, coordinata dalle Province competenti per territorio;
- 2) misure di salvaguardia dei boschi e pulizia degli stessi al fine di prevenire gli incendi e di favorire la sosta e l'accoglienza della fauna selvatica;
- 3) misure di salvaguardia della fauna e relative adozioni di forma di lotta integrata e guidata per specie, per ricreare giusti equilibri, sentito l'ISPRA;
- 4) modalità per l'assegnazione dei contributi regionali rivenienti dalle tasse di concessione regionali, dovute ai proprietari e/o conduttori agricoli dei fondi rustici compresi negli ambiti territoriali per la caccia programmata, in relazione all'estensione, alle condizioni agronomiche, alle misure dirette alla valorizzazione dell'ambiente;

- 5) criteri di gestione per la riproduzione della fauna allo stato naturale nelle zone di ripopolamento e cattura;
- 6) criteri di gestione delle oasi di protezione;
- 7) criteri, modalità e fini dei vari tipi di ripopolamento.

5.5.1 Verifica di compatibilità del progetto

Per quanto riguarda l'area in analisi, come si evince dalla figura sotto, i siti in progetto non ricadono all'interno di alcuna delle aree istituite dal Piano Faunistico Venatorio.

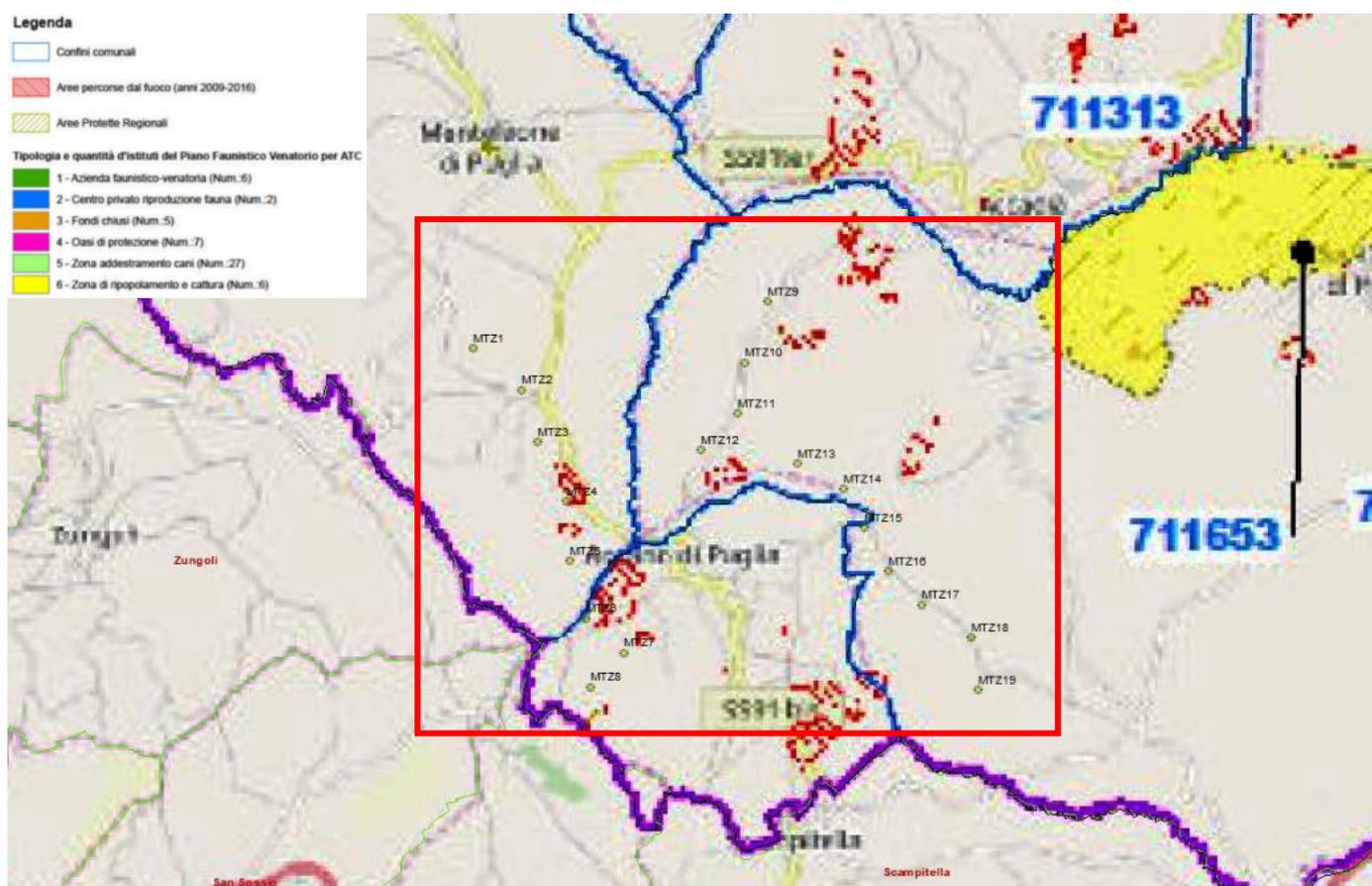


Figura 5.17. – Stralcio Piano Faunistico Venatorio – Ambito Territoriale di Caccia “Capitanata”: in rosso l’area di progetto.

5.6. Piano Tutela delle Acque (PTA)

Il D. Lgs. 152/2006 ha introdotto il Piano di Tutela delle Acque (PTA), strumento dinamico di conoscenza e pianificazione, che ha come obiettivo la tutela integrata degli aspetti qualitativi e quantitativi delle risorse idriche, al fine di perseguirne un utilizzo sano e sostenibile.

In particolare, il Piano di Tutela censisce i corpi idrici e le aree protette, lo stato di questi, gli obiettivi di qualità ambientale e gli interventi finalizzati al loro raggiungimento o mantenimento, oltre alle misure necessarie alla tutela complessiva dell'intero sistema idrico.

L'unità minima alla quale vanno riferiti gli obiettivi di qualità, secondo la Direttiva 2000/60, è il corpo idrico individuato attraverso: l'analisi delle caratteristiche fisiche, cioè di tipo idro- morfologico e idraulico (tipizzazione); l'analisi delle caratteristiche quali-quantitative, riferite cioè allo stato di qualità biologica e chimica oltre che alla quantità e alla natura degli impatti prodotti dalle pressioni antropiche (identificazione dei corpi idrici) e l'analisi delle caratteristiche di scala (classificazione).

La Direttiva 2000/60 ha introdotto un approccio innovativo nella legislazione europea in materia di acque, tanto dal punto di vista ambientale, quanto amministrativo-gestionale. L'obiettivo della direttiva è quello di prevenire il deterioramento qualitativo e quantitativo, migliorare lo stato delle acque e assicurare un utilizzo sostenibile, basato sulla protezione a lungo termine delle risorse idriche disponibili. La tutela delle acque viene affrontata a livello di "bacino idrografico", mentre la gestione del bacino a livello di "distretto idrografico" (area di terra e di mare, costituita da uno o più bacini idrografici limitrofi e dalle rispettive acque sotterranee e costiere).

A livello di distretto vengono effettuate le analisi delle caratteristiche, esami per determinare l'impatto provocato dalle attività antropiche sulle acque superficiali e sotterranee e un'analisi economica dell'utilizzo idrico.

Relativamente ad ogni distretto viene predisposto un programma di misure (che tiene conto delle analisi effettuate e degli obiettivi ambientali fissati dalla Direttiva, con lo scopo ultimo di raggiungere uno "stato buono" di tutte le acque) indicato nel Piano di Gestione (strumento di programmazione/attuazione per il raggiungimento degli obiettivi stabiliti dalla direttiva).

5.6.1 Verifica di compatibilità del progetto

Ai fini dell'analisi di idoneità delle aree oggetto della realizzazione del progetto in esame, relativamente al PTA, sono stati consultati gli appositi elaborati del piano, ponendo particolare attenzione alle eventuali interferenze con le "zone di protezione speciale idrologica" e con le "aree per l'approvvigionamento idrico di emergenza" poiché risultano di strategica importanza per l'alimentazione dei corpi idrici sotterranei.

Si riportano di seguito gli stralci relativi al PTA per l'analisi delle eventuali interferenze del progetto con eventuali aree vincolate o oggetto di tutela, sottolineando in ogni caso che la consultazione delle carte è resa più agevole ed a scala adeguata attraverso appositi elaborati grafici specifici relativi al progetto.

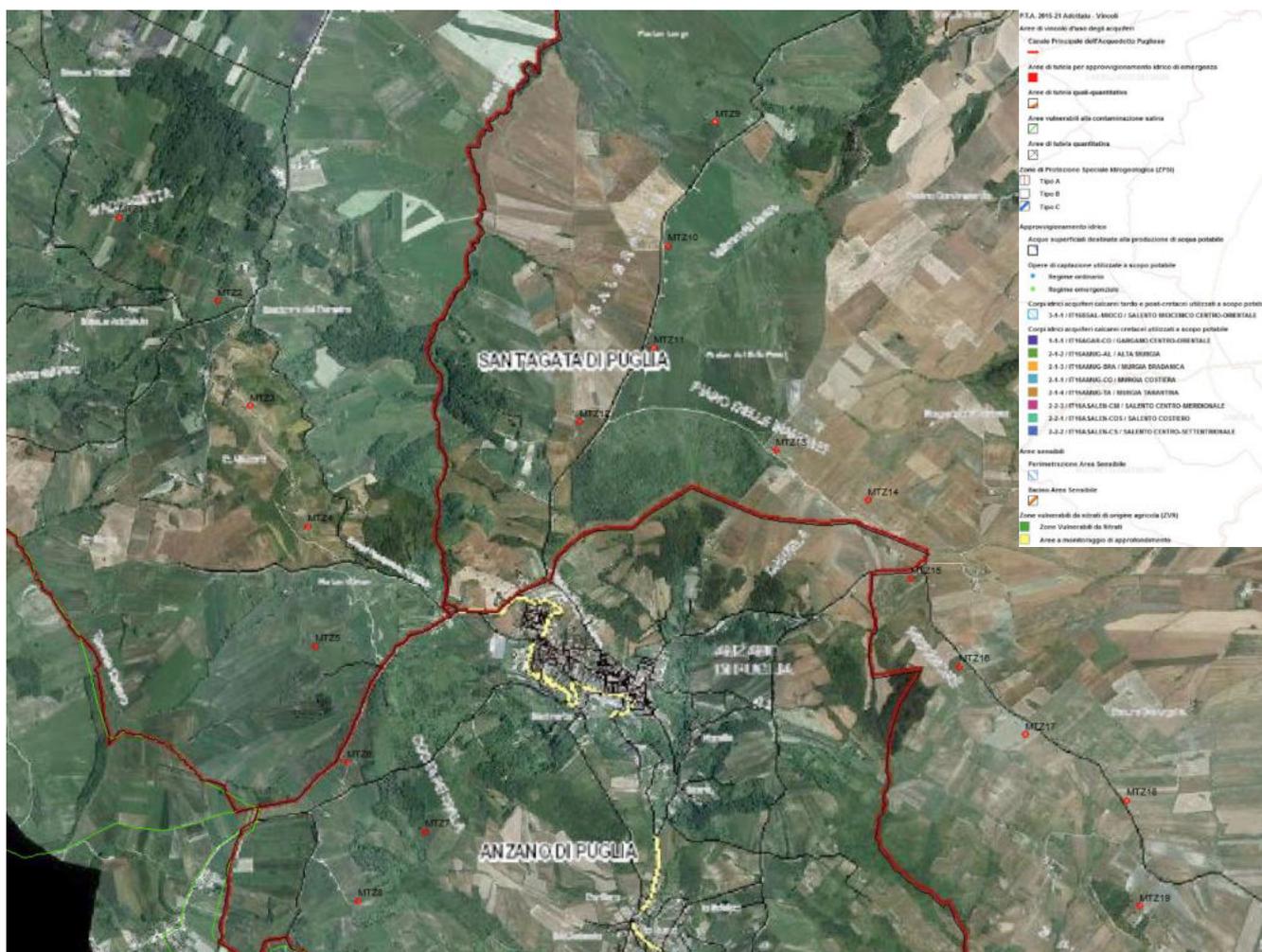


Figura 5.18. – Stralcio Piano di Tutela delle Acque: Fonte <http://webapps.sit.puglia.it/freewebapps/ConsultaPubbPTA2019/>.

Come si evince dalla figura precedente, gli aerogeneratori (in rosso) non ricadono in nessuna delle zone vincolate dal PTA 2015-2021.

5.7. Piano Regionale di Qualità dell’Aria (PRQA)

La Regione Puglia, nell'ambito del Piano Regionale della Qualità dell'aria, adottato con Regolamento Regionale n. 6/2008, aveva definito la zonizzazione del proprio territorio ai sensi della previgente normativa sulla base delle informazioni e dei dati a disposizione a partire dall'anno 2005 in merito ai livelli di concentrazione degli inquinanti, con particolare riferimento a PM10 e NO2, distinguendo i comuni del territorio regionale in funzione della tipologia di emissioni presenti e delle conseguenti misure/interventi di mantenimento/risanamento da applicare.

Il Piano (PRQA), è stato redatto secondo i seguenti principi generali:

- Conformità alla normativa nazionale;
- Principio di precauzione;
- Completezza e accessibilità delle informazioni.

Sulla base dei dati a disposizione è stata effettuata la zonizzazione del territorio regionale e sono state individuate "misure di mantenimento" per le zone che non mostrano particolari criticità (Zona D) e "misure di risanamento" per quelle che, invece, presentano situazioni di inquinamento dovuto al traffico

veicolare (Zona A), alla presenza di impianti industriali soggetti alla normativa IPPC (Zona B) o ad entrambi (Zona C). Le "misure di risanamento" prevedono interventi mirati sulla mobilità da applicare nelle Zone A e C, interventi per il comparto industriale nelle Zone B ed interventi per la conoscenza e per l'educazione ambientale nelle zone A e C.

La nuova normativa in materia di qualità dell'aria, introdotta in attuazione della direttiva 2008/50/CE, tiene conto dell'esame e l'analisi integrate delle caratteristiche demografiche, orografiche e meteorologiche regionali, nonché della distribuzione dei carichi emissivi.

Pertanto, la Regione Puglia in collaborazione con ARPA ha avviato una proposta di modifica ed ha effettuato un progetto preliminare di "Zonizzazione del territorio regionale della Puglia" ai sensi del D.lgs. 155/2010, approvato con Deliberazione della Giunta Regionale N. 2979 del 29/12/2011.

Tale zonizzazione e classificazione, successivamente integrata con le osservazioni trasmesse nel merito dal Ministero dell'Ambiente con nota DVA 2012-8273 del 05/04/2012, è stata definitivamente approvata da quest'ultimo con nota DVA-2012-0027950 del 19/11/2012.

La Regione Puglia ha individuato 4 zone:

- **ZONA IT1611:** zona di collina;
- **ZONA IT1612:** zona di pianura;
- **ZONA IT1613:** zona industriale, costituita da Brindisi, Taranto e dai Comuni di Statte, Massafra, Cellino S. Marco e San Pietro Vernotico, che risentono maggiormente delle emissioni industriali dei due poli produttivi;
- **ZONA IT1614:** agglomerato di Bari, comprendente l'area del Comune di Bari e dei Comuni limitrofi di Modugno, Bitritto, Valenzano, Capurso e Triggiano.

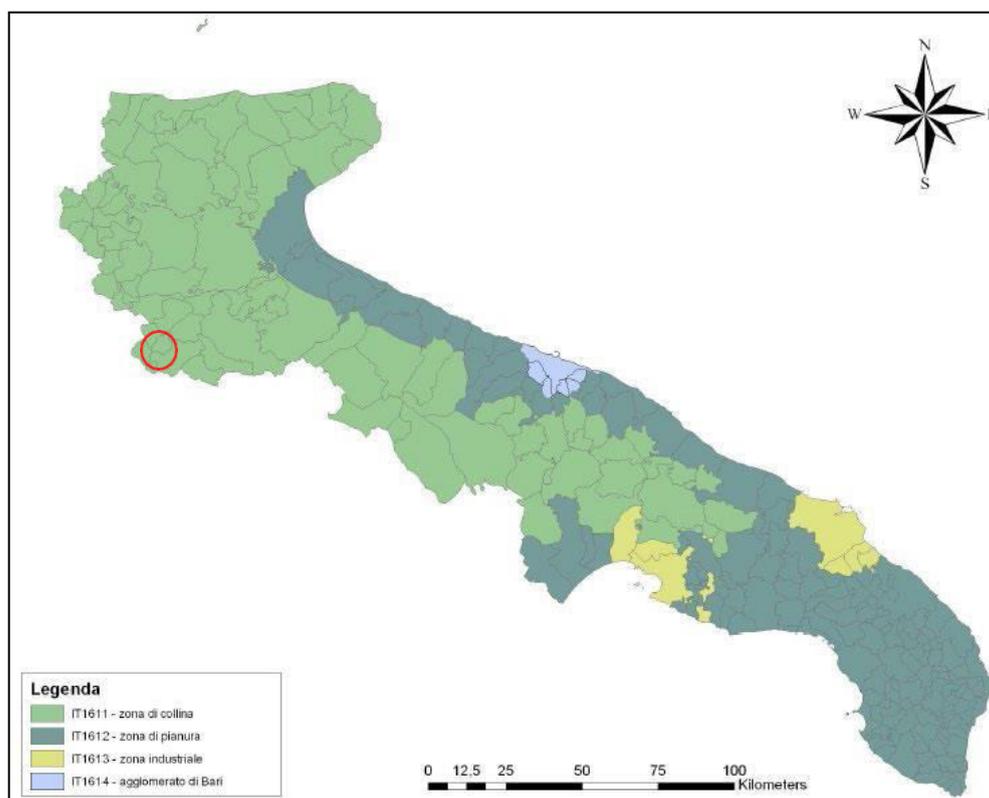


Figura 5.19. – Zonizzazione del territorio regionale: in rosso l'area di progetto.

L'area di progetto dell'impianto eolico e dell'impianto di rete per la connessione ricade nei comuni di Monteleone di Puglia (FG), Anzano di Puglia (FG) e Sant'Agata di Puglia (FG). In tali zone, le caratteristiche orografiche e meteo-climatiche costituiscono i fattori predominanti nella determinazione dei livelli di inquinamento. L'intero territorio sede dell'intervento appartiene alla **Zona IT1611 – Zona di collina**.

La Regione Puglia ha redatto il suo Programma di Valutazione, revisionato nel giugno 2012. Tale Programma indica le stazioni di misurazione della rete di misura utilizzata per le misurazioni in siti fissi e per le misurazioni indicative, le tecniche di modellizzazione e le tecniche di stima obiettiva da applicare e prevede le stazioni di misurazione - utilizzate insieme a quelle della rete di misura - alle quali fare riferimento nei casi in cui i dati rilevati dalle stazioni della rete di misura (anche a causa di fattori esterni) non risultino conformi alle disposizioni del D.lgs. 155/2010, con particolare riferimento agli obiettivi di qualità dei dati ed ai criteri di ubicazione.

Gli inquinanti monitorati sono:

- PM10, PM2.5;
- B(a)P, Benzene, Piombo;
- SO₂, NO₂, Nox;
- CO, Ozono, Arsenico, Cadmio, Nichel.

Infine, la Regione Puglia, con Legge Regionale n. 52 del 30.11.2019, all'art. 31 "Piano regionale per la qualità dell'aria", ha stabilito che "*Il Piano regionale per la qualità dell'aria (PRQA) è lo strumento con il quale la Regione Puglia persegue una strategia regionale integrata ai fini della tutela della qualità dell'aria nonché ai fini della riduzione delle emissioni dei gas climalteranti*". Il medesimo articolo 31 della L.R. n. 52/2019 ha enucleato i contenuti del Piano Regionale per la Qualità dell'aria prevedendo che detto piano: contenga l'individuazione e la classificazione delle zone e degli agglomerati di cui al decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 155 e successive modifiche e integrazioni (Attuazione della direttiva 2008/50/CE relativa alla qualità dell'aria ambiente e per un'aria più pulita in Europa) nonché la valutazione della qualità dell'aria ambiente nel rispetto dei criteri, delle modalità e delle tecniche di misurazione stabiliti dal d.lgs. 155/2010 e s.m.i.

5.7.1 Verifica di compatibilità del progetto

I territori dell'area oggetto di studio, indicata in rosso, dai rilevamenti di qualità dell'aria effettuati, rientrano nella "Zona D – Mantenimento", che comprende tutti i comuni non rientranti nelle precedenti zone A, B e C.

Per i comuni che ricadono in zona D, non sono stati individuati interventi da attuare in via prioritaria avendo come obiettivo primario quello di prevedere azioni di risanamento in tutti i comuni con superamenti dei limiti di legge.

Di seguito si riporta la zonizzazione operata ai sensi del D. Lgs. 155/10, in rosso è individuata l'area di intervento.

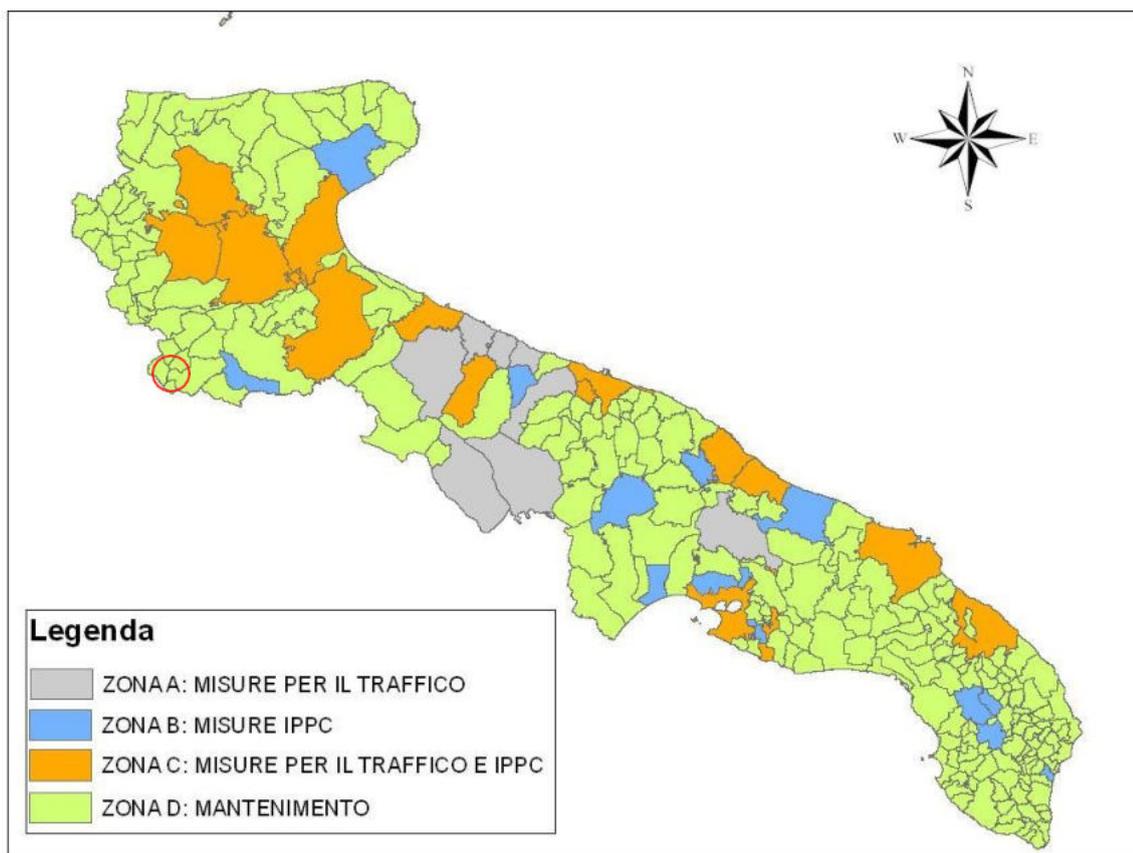


Figura 5.20. – Localizzazione dell'area dell'Impianto sulla Zonizzazione operata ai sensi del D. Lgs. 155/10.

Le misure per il miglioramento della mobilità previste dal PRQA hanno l'obiettivo principale di ridurre le emissioni inquinanti da traffico nelle aree urbane diminuendo il traffico autoveicolare a favore del trasporto pubblico (misure di carattere finanziario). Ad esempio, il PRQA finanzia l'introduzione o l'incremento dei parcheggi di scambio mezzi privati-mezzi pubblici.

Le misure di carattere prescrittivo mirano invece a limitare la circolazione dei mezzi più inquinanti, attraverso strumenti quali la limitazione della circolazione, il pedaggio di accesso ad alcune aree delle città o l'allargamento delle aree di sosta a pagamento.

Le misure riguardanti il comparto industriale non comportano l'impegno di risorse finanziarie, bensì la piena e corretta applicazione di strumenti normativi che, se non ridotti a meri procedimenti burocratici, possono contribuire in maniera significativa alla riduzione delle emissioni in atmosfera. Infine, nel caso in esame, trattandosi di un impianto eolico, **il progetto non risulta in contrasto con quanto definito dalla Regione Puglia in materia di pianificazione per la tutela ed il risanamento della qualità dell'aria**. Al contrario, la produzione di energia con fonti rinnovabili consente di risparmiare in termini di emissioni in atmosfera di composti inquinanti e di gas serra che sarebbero, di fatto, emessi da un altro impianto di tipo convenzionale.

5.8. Aree Non Idonee

La Regione Puglia, con Regolamento Regionale n. 24 del 30/12/2010 "Regolamento attuativo del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della regione Puglia"

si è dotato di uno strumento efficace per identificare le aree ritenute non idonee per l'installazione degli impianti da fonti rinnovabili.

La Regione Puglia si è anche dotata di uno strumento Informatico “Webgis Regionale” ove sono indicate graficamente le Aree definite non Idonee.

5.8.1 Verifica di compatibilità del Progetto

Nella Figura 5.21. è visibile l'inquadramento dell'Impianto di Produzione e dell'elettrodotto di connessione che identifica le Aree non idonee FER.

Si può verificare che le aree dedicate all'impianto di produzione sono interessate da interferenze già descritte ed evidenziate nei paragrafi relativi al PPTR.

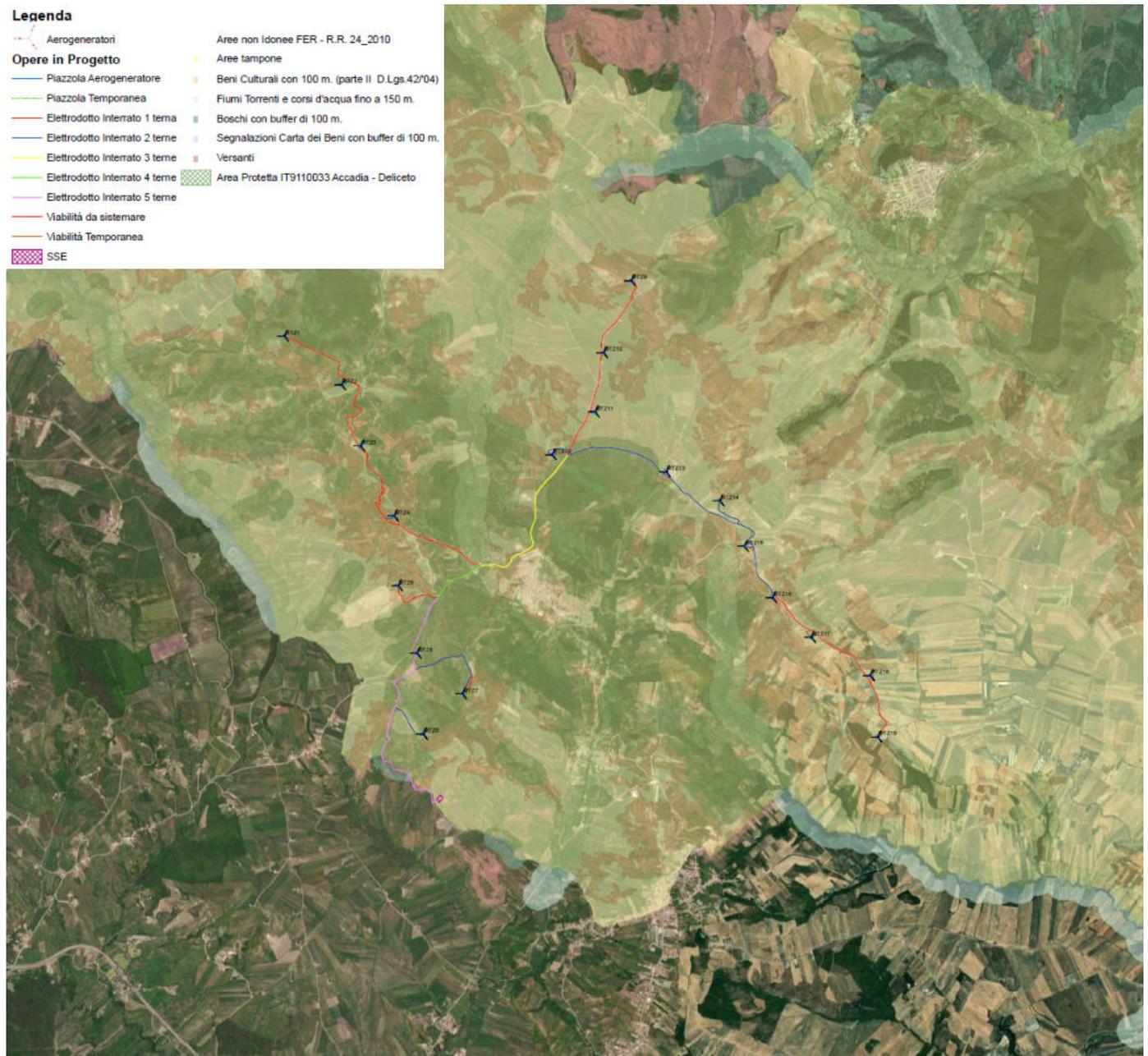


Figura 5.21. – Stralcio Carta Aree non Idonee FER R.R. 24_2010.

Si ricorda che il progetto di rifacimento ricade nella **non sostanzialità della modifica proposta**, in base al dettato dell'art. **32 del Decreto Legge 31 maggio 2021, n.77**, così come convertito con modifiche dalla Legge del 29 Luglio 2021, n. 108 e legge di conversione 27 aprile 2022, n. 34: il tracciato dell'elettrodotto MT è rimasto lo stesso del vecchio impianto mentre sono state modificate, anche se di poco, le posizioni delle torri eoliche.

Inoltre, lì dove il tracciato dei cavidotti interno ed esterno all'area del parco eolico intersecherà infrastrutture, in particolare condotte irrigue, canali, aree allagabili, ecc. sarà previsto, per tali attraversamenti, l'utilizzo della tecnica T.O.C. (Trivellazione Orizzontale Controllata).

5.9. Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR)

La Regione Puglia è dotata di uno strumento programmatico, il Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR), adottato con Delibera di G.R. n.827 del 08/06/07, che contiene indirizzi e obiettivi strategici in campo energetico in un orizzonte temporale di dieci anni.

Il PEAR concorre pertanto a costituire il quadro di riferimento per i soggetti pubblici e privati che, in tale campo, hanno assunto ed assumono iniziative nel territorio della Regione Puglia.

Diversi sono i fattori su cui si inserisce questo processo di pianificazione:

- ✓ il nuovo assetto normativo che fornisce alle Regioni e agli enti locali nuovi strumenti e possibilità di azione in campo energetico;
- ✓ l'entrata di nuovi operatori nel tradizionale mercato dell'offerta di energia a seguito del processo di liberalizzazione;
- ✓ lo sviluppo di nuove opportunità e di nuovi operatori nel campo dei servizi sul fronte della domanda di energia;
- ✓ la necessità di sostituire le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica alle tradizionali fonti energetiche primarie (a causa del progressivo esaurimento di queste ultime);
- ✓ la necessità di valutare in forma più strutturale e meno occasionale le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica nel contesto dell'impatto sull'ambiente delle tradizionali fonti energetiche primarie, con particolare riferimento alle emissioni delle sostanze climalteranti.

Il Piano Energetico Ambientale della Regione Puglia è strutturato in tre parti:

- ✓ *Il contesto energetico regionale e la sua evoluzione*: analizza i bilanci energetici regionali per il periodo 1990-2004 così da stimare come potranno evolvere i consumi energetici in un orizzonte temporale di una decina d'anni;
- ✓ *Gli obiettivi e gli strumenti*: delinea le linee di indirizzo che la Regione intende porre per definire una politica di governo sul tema dell'energia, sia per quanto riguarda la domanda sia per quanto riguarda l'offerta. Tali linee di indirizzo prendono in considerazione il contesto internazionale, nazionale e locale e si sviluppano attraverso il coinvolgimento della comunità locale nel processo di elaborazione del Piano stesso definendo così degli obiettivi generali e, per ogni settore, degli obiettivi specifici.
- ✓ *La valutazione ambientale strategica VAS*: riporta la valutazione ambientale strategica del

Piano con l'obiettivo di verificare il livello di protezione dell'ambiente a questo associato integrando considerazioni di carattere ambientale nelle varie fasi di elaborazione e di adozione. Lo sviluppo della VAS è avvenuto secondo cinque fasi. La prima fase individua e valuta criticamente le informazioni sullo stato dell'ambiente regionale mediante indicatori. La seconda fase illustra gli obiettivi di tutela ambientale definiti nell'ambito di accordi e politiche internazionali e comunitarie, delle leggi e degli indirizzi nazionali e delle varie forme pianificatorie o legislative, anche settoriali, regionali e locali nell'ambito della pianificazione energetica. La terza fase definisce gli scenari significativi a seguito degli effetti di piano. La quarta fase valuta le implicazioni dal punto di vista ambientale e il grado di integrazione delle problematiche ambientali nell'ambito degli obiettivi, finalità e strategie del Piano, definendo le eccellenze e le problematiche e la quinta fase descrive le misure e gli strumenti atti al controllo e al monitoraggio degli effetti significativi sugli assetti ambientali derivanti dall'attuazione del Piano.

L'obiettivo generale del PEAR è la riduzione dei consumi di fonti fossili e delle emissioni di CO₂ in accordo con gli impegni di Kyoto e la differenziazione delle risorse energetiche da intendersi sia come fonti che come provenienze.

Il progetto in esame risulta compatibile con il Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR), in quanto consente la produzione di energia da fonti rinnovabili, limitando i consumi di fonti fossili e le emissioni di CO₂.

5.10. Aree percorse dal fuoco

La Legge Quadro in materia di incendi boschivi n. 353/2000 definisce divieti, prescrizioni e sanzioni sulle zone boschive e sui pascoli i cui soprassuoli siano stati percorsi dal fuoco prevedendo la possibilità da parte dei comuni di apporre, a seconda dei casi, vincoli di diversa natura sulle zone interessate.

Incendio boschivo viene definito: *“Un fuoco con suscettività ad espandersi su aree boscate, cespugliate o arborate, comprese eventuali strutture ed infrastrutture antropizzate poste all'interno delle predette aree, oppure su terreni coltivati o incolti e pascoli limitrofi a dette aree”*.

In particolare, la suddetta Legge stabilisce vincoli temporali che regolano l'utilizzo dell'area interessata dall'incendio: un vincolo quindicennale, un vincolo decennale ed un ulteriore vincolo di cinque anni. Le zone boschive ed i pascoli i cui soprassuoli siano stati percorsi dal fuoco non possono avere una destinazione diversa da quella preesistente all'incendio per almeno quindici anni, è comunque consentita la costruzione di opere pubbliche necessarie alla salvaguardia della pubblica incolumità e dell'ambiente. Sulle zone boschive e sui pascoli i cui soprassuoli siano stati percorsi dal fuoco, è vietata per dieci anni la realizzazione di edifici nonché di strutture e infrastrutture finalizzate ad insediamenti civili ed attività produttive, fatti salvi i casi in cui per detta realizzazione sia stata già rilasciata, in data precedente l'incendio e sulla base degli strumenti urbanistici vigenti a tale data, la relativa autorizzazione o concessione. Infine, sono vietate per cinque anni, sui predetti soprassuoli, le attività di rimboschimento e di ingegneria ambientale sostenute con risorse finanziarie pubbliche, salvo specifica autorizzazione concessa dal Ministro

dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, per le aree naturali protette statali, o dalla regione competente, negli altri casi, per documentate situazioni di dissesto idrogeologico e nelle situazioni in cui sia urgente un intervento per la tutela di particolari valori ambientali e paesaggistici.

5.10.1 Verifica di compatibilità del Progetto

Per quanto riguarda il territorio di Foggia, nonostante accurate analisi e ricerche, non si è avuto riscontro dettagliato sulla presenza e sull'ubicazione di aree percorse dal fuoco. Sul sito della Protezione Civile della Regione Puglia è stato possibile consultare un elenco tabellare dei comuni della Provincia di Foggia Catasto incendi, che indica le superfici soggette a vincolo ex art.10 l.353/2000 (bosco e pascolo) e di cui si riporta un estratto relativo ai Comuni interessati dal progetto.

CATASTO INCENDI SUPERFICIE SOGGETTA A VINCOLO EX ART.10 L.353/2000 (BOSCO E PASCOLO) Provincia di FOGGIA															
R. Progr.	Comune	Prov.	Data e n. delibera aggiornamento 2008	Data e n. delibera aggiornamento 2009	Data e n. delibera aggiornamento 2010	Data e n. delibera aggiornamento 2011	Data e n. delibera aggiornamento 2012	Data e n. delibera aggiornamento 2013	Superficie incendi (ha) 2008 rilevato da C.F.S.	Superficie incendi (ha) 2009 rilevato da C.F.S.	Superficie incendi (ha) 2010 rilevato da C.F.S.	Superficie incendi (ha) 2011 rilevato da C.F.S.	Superficie incendi (ha) 2012 rilevato da C.F.S.	Superficie incendi (ha) 2013 rilevato da C.F.S.	Note di Aggiornamento Catasto Aree Percorse dal Fuoco
1	Acquafredda	FG	DCP n. 25 del 21/12/08	DOC n. 24 del 04/08/10	DOC n. 25 del 29/08/11	DOC n. 21 del 31/10/2012			103.1857	2.2190	19.8370	32.2694			Aggiornato al 2011
2	Alessandria	FG							1.1252	2.7022	3.2023	0.2823	1.7281		Aggiornato al 2011
3	Andria di Puglia	FG	DOC n. 12 del 27/05/09	DOC n. 34 del 30/12/10	DOC n. 39 del 30/11/2011	DOC n. 9 del 03/04/2013			21.1807	8.6681	6.7058	9.3300	34.5879		Aggiornato al 2011
4	Andria	FG							87.7500	87.8547	10.2469	19.1901	169.2420		Dati non aggiornati
5	Andria Grotte	FG							18.4108	0.8007	2.9308	23.7002	0.0273		Aggiornato al 2010
6	Ascoli Satriano	FG	DOC n. 83 del 20/06/10	DOC n. 128 del 20/06/11	DOC n. 137 del 13/10/11				81.2541	2.8840	107.3172	132.2297	82.8015	1.8607	Dati non aggiornati
7	Bovino	FG							90.5475	3.1000	77.2187	107.1038	26.2011	1.8006	Aggiornato al 2013
8	Campiano Venetico	FG									2.2727	9.3026			Aggiornato al 2013
9	Canosa	FG			DOC n. 10 del 18/02/12	DOC n. 187 del 18/12/2013	DOC n. 187 del 18/12/2013	DOC n. 89 del 07/07/2014							Aggiornato al 2013
10	Carapelle	FG							75.1180	0.1386	4.8588		2.0254	1.8072	Aggiornato al 2013
11	Carinola	FG	Del. N. 34 del 20/03/2010	Del. N. 34 del 20/03/2010	Del. N. 34 del 11/03/11		Del. Dir. N. 280 del 18/12/2013		7.2834	1.4107	13.4714		1.2654		Dati non aggiornati
12	Carpino	FG							8.1782	2.4711	4.4208	10.7461	24.5410	8.8888	Aggiornato al 2011 (Provincia 2012)
13	Casamassima Montemaria	FG	DOC n. 48 del 26/11/10	DOC n. 48 del 26/11/10	DOC n. 5 del 03/05/12	DOC n. 5 del 04/05/2013			2.5803						Aggiornato al 2011
14	Casamassima Di Puglia	FG									18.8724	21.3334	0.0442		Aggiornato al 2013
15	Castelluccio Grotte	FG					DOC n. 135 del 17/11/2014		18.2032	2.6668	11.2728	8.2879			Aggiornato al 2013
16	Castelluccio Valmaggiore	FG	Nota n. 09001 del 10/12/10	Nota n. 09003 del 10/12/10		DOC n. 72 del 07/10/2013	DOC n. 65 del 23/06/2014		11.1884		4.0709	31.4039	15.3300		Dati non aggiornati
17	Castelluccio della Guardia	FG							59.4743	0.8331	4.0709	31.4039	15.3300		Dati non aggiornati
18	Celestina Saffrona	FG							19.8829	1.2134	2.4197	184.7203			Dati non aggiornati
19	Cella Di San Vito	FG							7.7330	1.0719	80.8000				Dati non aggiornati
20	Cervignone	FG							2.1611	12.5103	3.1396	26.1611	0.2843		Aggiornato al 2010
21	Chiara	FG	DOC n. 68 del 09/06/2013	DOC n. 68 del 09/06/2013		DOC n. 88 del 09/06/2013	DOC n. 38 del 10/05/2014		0.2168	2.9806	0.8240	2.3207			Aggiornato al 2013
22	Chianche	FG	DOC n. 223 del 21/12/09	DOC n. 141 del 22/06/11	DOC n. 141 del 22/06/11				4.4028	5.2708	0.1714		13.2210	1.2064	Aggiornato al 2013
23	Chianche	FG	DOC n. 217 del 21/12/10	DOC n. 217 del 21/12/10		DOC n. 38 del 13/05/2014	DOC n. 38 del 13/05/2014		28.8046	12.1075	0.3104			27.2058	Dati non aggiornati
24	Chianche	FG							8.1168	5.8441	9.8787	6.0440			Dati non aggiornati
25	Chianche	FG													Dati non aggiornati
26	Chianche	FG													Dati non aggiornati
27	Chianche	FG													Dati non aggiornati
28	Chianche	FG													Dati non aggiornati
29	Chianche	FG													Dati non aggiornati
30	Chianche	FG													Dati non aggiornati
31	Chianche	FG													Dati non aggiornati
32	Chianche	FG													Dati non aggiornati
33	Chianche	FG													Dati non aggiornati
34	Chianche	FG													Dati non aggiornati
35	Chianche	FG													Dati non aggiornati
36	Chianche	FG													Dati non aggiornati
37	Chianche	FG													Dati non aggiornati
38	Chianche	FG													Dati non aggiornati
39	Chianche	FG													Dati non aggiornati
40	Chianche	FG													Dati non aggiornati
41	Chianche	FG													Dati non aggiornati
42	Chianche	FG													Dati non aggiornati
43	Chianche	FG													Dati non aggiornati
44	Chianche	FG													Dati non aggiornati
45	Chianche	FG													Dati non aggiornati
46	Chianche	FG													Dati non aggiornati
47	Chianche	FG													Dati non aggiornati
48	Chianche	FG													Dati non aggiornati
49	Chianche	FG													Dati non aggiornati
50	Chianche	FG													Dati non aggiornati
51	Chianche	FG													Dati non aggiornati
52	Chianche	FG													Dati non aggiornati
53	Chianche	FG													Dati non aggiornati
54	Chianche	FG													Dati non aggiornati
55	Chianche	FG													Dati non aggiornati
56	Chianche	FG													Dati non aggiornati
57	Chianche	FG													Dati non aggiornati
58	Chianche	FG													Dati non aggiornati
59	Chianche	FG													Dati non aggiornati
60	Chianche	FG													Dati non aggiornati
61	Chianche	FG													Dati non aggiornati

■ Catasto non aggiornato
■ Catasto in corso di aggiornamento
■ Catasto aggiornato al 2013

Tab. 5.1. – Catasto Incendi: superfici soggette a vincolo ex art. 10 L. 353/2000.

Inoltre, è stato possibile trovare un riscontro relativo alle aree percorse dal fuoco nel Piano Faunistico Venatorio Regionale 2018-2023 descritto al paragrafo 5.5 e di cui si riporta uno stralcio.

Come si evince in figura 5.22., nell'area oggetto di installazione non sono presenti aree percorse dal fuoco (indicate in rosso) negli anni 2009-2016: per i comuni interessati dal progetto eolico, la precedente tabella 5.1. mostra come i dati non siano aggiornati o datati al 2011.

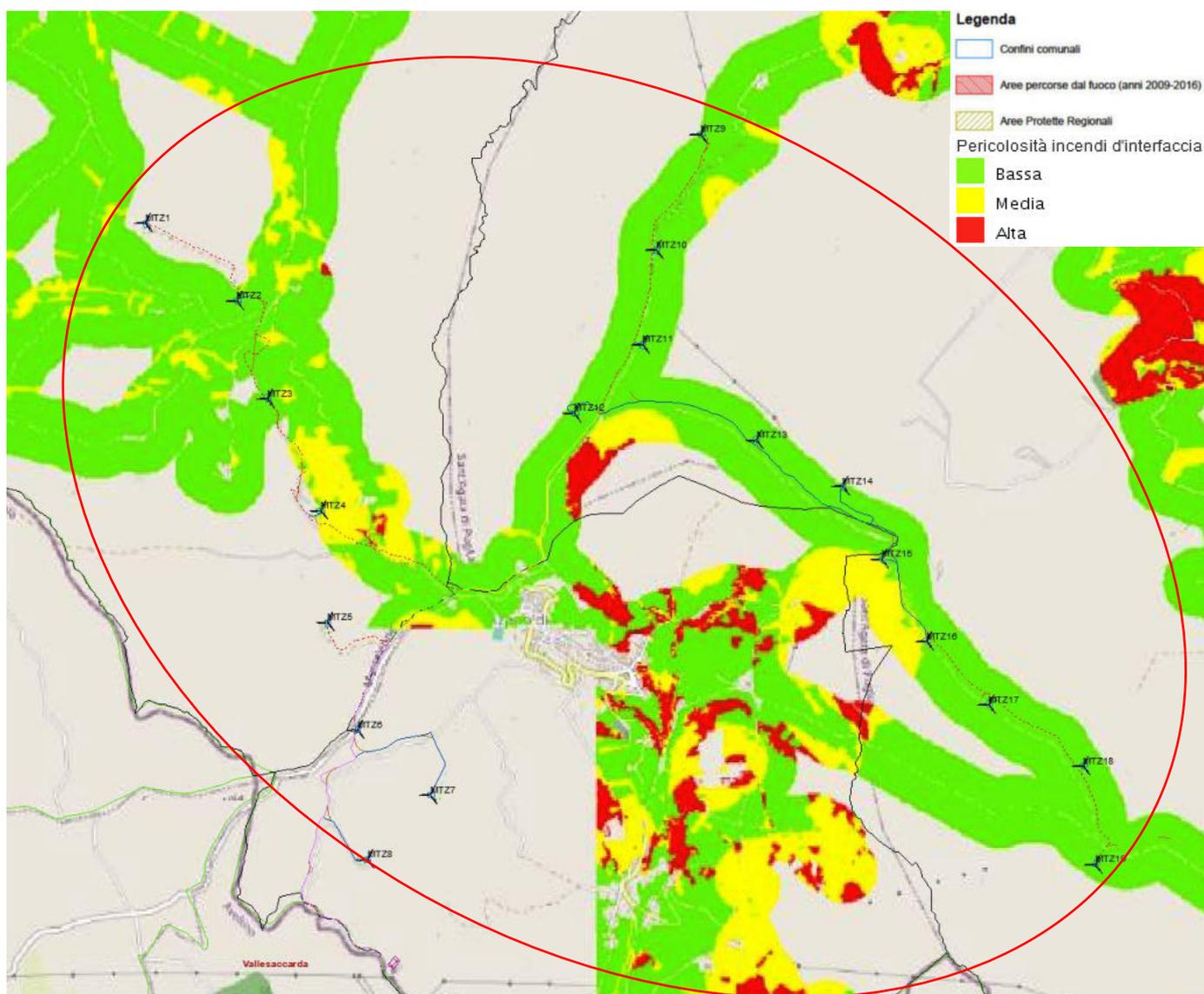


Figura 5.22. – Stralicio Piano Faunistico Venatorio – Aree Percorse dal Fuoco: in rosso l’area di progetto.

Un aggiornamento dei dati al 2021 è stato effettuato grazie ad un elaborato prodotto dal Comando Carabinieri Tutela Forestale (Nucleo informativo antincendio boschivo): esso è stato sviluppato tenendo conto dei dati relativi agli incendi boschivi, secondo la definizione dell’art. 2 della Legge n.353/2000.

La seguente tabella 5.2. mostra dati relativi al numero degli incendi boschivi per regione e per superficie percorsa dal fuoco:

Regione	Numero Incendi Boschivi	Superficie boscata perimetrata (ha)	Superficie non boscata perimetrata (ha)	Superficie TOTALE perimetrata (ha)
ABRUZZO	90	1129,5	1932,1	3061,6
BASILICATA	238	1555,6	2293,7	3849,3
BOLZANO	20	3,5	7,8	11,3
CALABRIA	739	24796,4	3685,3	28481,7
CAMPANIA	559	5372,6	1628	7000,6
EMILIA ROMAGNA	162	104,4	100,8	205,2
FRIULI VENEZIA G.	40	59,5	43,5	103
LAZIO	341	6429,9	1110,9	7540,8
LIGURIA	171	659,5	51,9	711,4
LOMBARDIA	168	222,2	25,5	247,7
MARCHE	84	111,2	255,4	366,6
MOLISE	101	499,1	2061,4	2560,5
PIEMONTE	139	752	221	973
PUGLIA	476	3552,5	6227,5	9780
SARDEGNA	1.108	6202,5	19603,2	25805,7
SICILIA	978	24947	34925	59872
TOSCANA	405	361,6	533,1	894,7
TRENTO	21	1,8	0,1	1,9
UMBRIA	95	248,4	214,9	463,3
VALLE D'AOSTA	4	4,3	0,7	5
VENETO	50	13,6	15,5	29,1
TOTALE	5989	77027,1	74937,3	151964,4

Tab. 5.2. – Incendi boschivi per Regione – Anno 2021: in rosso i dati per la Puglia.

In merito agli incendi avvenuti nelle province, la tabella seguente mostra il numero di eventi rapportati alla superficie percorsa dal fuoco:

PUGLIA				
provincia	Numero Eventi	Boscata (in ha)	Non Boscata (in ha)	Totale Superficie (in ha)
BARI	103	1012,9	1586,7	2599,6
BARLETTA - ANDRIA - TRANI	30	165,7	832,2	997,9
BRINDISI	12	87,3	53,6	140,9
FOGGIA	126	903,1	1586,4	2489,5
LECCE	109	297,2	1509,5	1806,7
TARANTO	96	1086,3	659,1	1745,4
TOTALE	476	3552,5	6227,5	9780,0

Tab. 5.3. – Incendi boschivi per Provincia – Anno 2021: in rosso i dati relativi alla città di Foggia (provincia in cui ricade l'area di impianto).

Di seguito, invece, i dati riferiti agli incendi boschivi regionali avvenuti nelle aree protette (Tabella 5.4.), ed al sito Rete Natura 2000 IT9110033 "Accadia – Deliceto" presente a nord-est dell'area di impianto (Tabella 5.5.):

Regione	Numero eventi	Superficie boscata perimetrata in ha	Superficie non boscata perimetrata in ha	Superficie TOTALE in ha
ABRUZZO	17	206,6	313,0	519,6
BASILICATA	21	36,7	96,1	132,8
CALABRIA	127	10317,1	1009,7	11326,8
CAMPANIA	178	2453,9	112,9	2566,8
EMILIA ROMAGNA	31	15,4	5,5	20,9
LAZIO	99	3093,9	259,3	3353,2
LIGURIA	22	321,1	2,8	323,9
LOMBARDIA	41	56,3	0,6	56,9
MARCHE	17	18,3	4,5	22,8
MOLISE	27	229,3	1042,9	1272,2
PIEMONTE	17	255,8	181,6	437,4
PUGLIA	229	2354,2	3912,1	6266,3
TOSCANA	40	75,2	51,4	126,6
UMBRIA	6	47,5	31,9	79,4
VENETO	10	1,5	0,1	1,6
Totale complessivo	882	19482,8	7024,4	26507,2

Tab. 5.4. – Incendi boschivi per Regione in Aree Protette – Anno 2021: in rosso i dati per la Puglia.

ACCADIA - DELICETO	1
ACQUAFREDDA DI MARATEA	0
ALIMINI	3
ALPE DELLA LUNA - BOCCA TRABARIA	1
ALTA VAL DI SCALVE	0
ALTA VALSESIA E VALLI OTRO, VOGNA, GRONDA, ARTOGNA E SORBA	0
ALTO BACINO DEL TORRENTE LAMA	0
ALTO CAPRAUNA	0
ALTO GARDA BRESCIANO	1
ALTO IONIO COSENTINO	2
ALTOPIANO DEI SETTE COMUNI	0
APPENNINO PRATESE	0
AQUATINA DI FRIGOLE	1

Tab. 5.5. – Numero Incendi boschivi nell'Area Protetta "Accadia – Deliceto" – Anno 2021: in rosso.

5.11 Strumenti Urbanistici

Dall'analisi degli strumenti urbanistici dei comuni interessati dalla realizzazione dell'impianto eolico in progetto, è stato prodotto il quadro di insieme relativo alle varie zonizzazioni comunali in cui ricadono gli aerogeneratori e le relative opere accessorie; di seguito, lo strumento urbanistico analizzato per ogni comune:

- Comune di Anzano di Puglia (FG): Piano Regolatore Generale (P.R.G. del 26/08/1992), Tavola 14;
- Comune di Monteleone di Puglia (FG): Piano Urbanistico Generale (P.U.G. di settembre 2007), Tavola 30a – Contesti Rurali (aerofoto);
- Comune di Sant'Agata di Puglia (FG): Piano Regolatore Generale (P.R.G. del 26/09/1986), Tavole 17A e 17B;

L'area di progetto del futuro parco eolico è localizzata in aree prettamente rurali, Zone "E" nei comuni di Anzano e Sant'Agata, mentre nel comune di Monteleone essa ricade in Zone "E2" (Zone Forestali), Zone "E3" (Zone connettive di riqualificazione) e Zone "E4" (Zone agricole e pascolative), così come mostrato nel seguente quadro d'insieme.

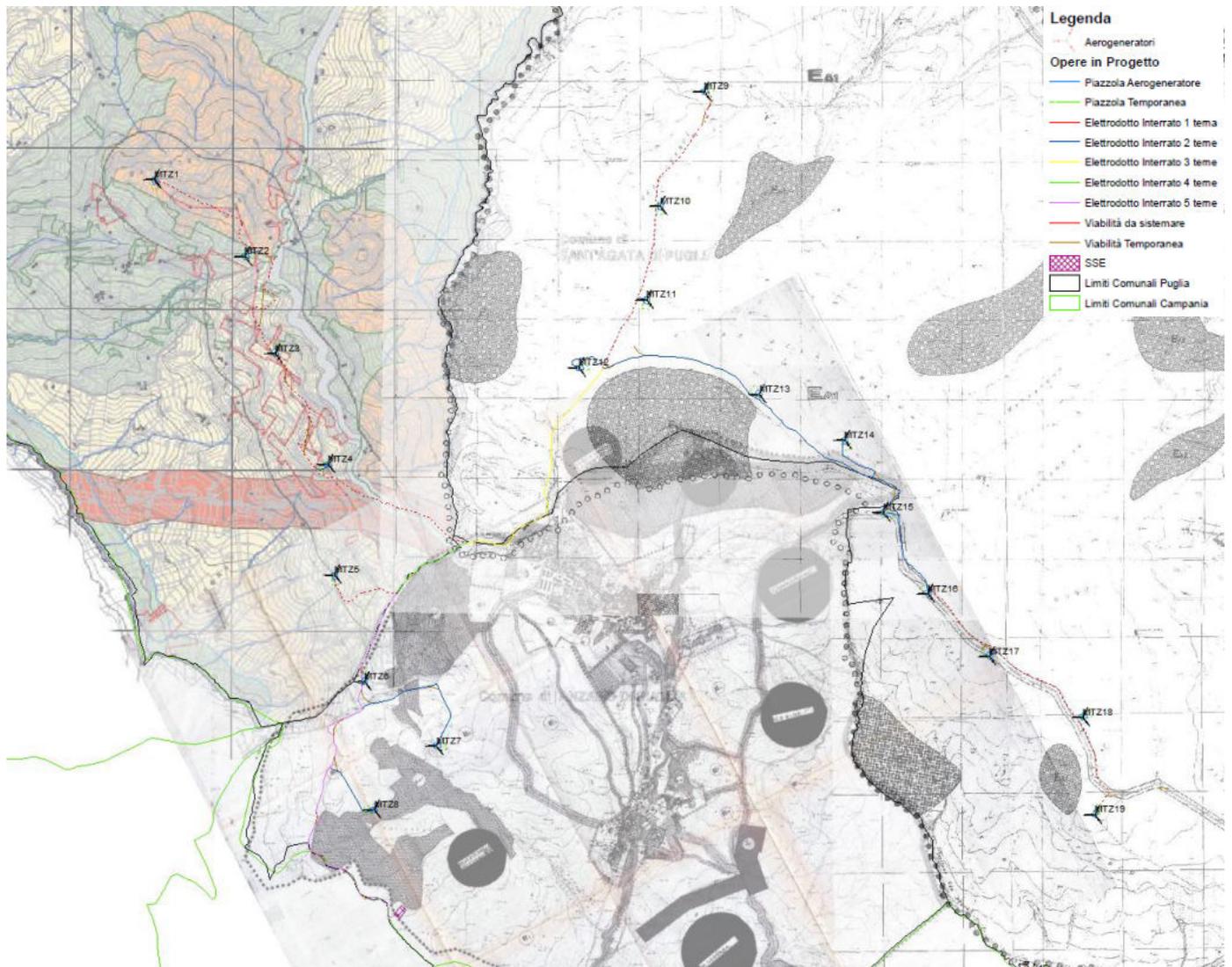


Figura 5.23. – Quadro d'insieme degli strumenti urbanistici dei comuni interessati dalla realizzazione dell'impianto eolico.

5.12 Considerazioni finali

Si ritiene, che il progetto per la realizzazione dell’Impianto eolico, rispetto a quanto disposto dal comma 1 dell’art. 10 della Legge 21 novembre 2000 n. 353, può essere annoverato fra le opere pubbliche necessarie alla salvaguardia dell’ambiente, in quanto comporta una notevole diminuzione delle emissioni in atmosfera di anidride carbonica, portando quindi ad una riduzione dell’inquinamento atmosferico.

La realizzazione del nuovo progetto di rifacimento proposto, oltre ad essere sull’aspetto tecnologico più avanzato e performante, certamente migliora l’inserimento dell’impianto eolico nel contesto territoriale, rispetto a quello attualmente esistente determinando ricadute nettamente positive sulla componente ambientale sia ad una scala locale che ad una scala più vasta.

Inoltre, si rende noto che ai sensi dell’art 12 del Decreto Legislativo n° 387/ 03:

- 1. Le opere per la realizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi impianti, autorizzate ai sensi del comma 3, sono di pubblica utilità ed indifferibili ed urgenti.*

6. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

6.1 Premessa

La presente relazione è relativa alla progettazione definitiva in seno al procedimento autorizzativo del “*Progetto per il rifacimento di un parco eolico*” che la **IVPC S.r.l.** intende realizzare in territorio di Monteleone di Puglia, Anzano di Puglia, Sant’Agata di Puglia, tutti in provincia di Foggia.

Il Parco Eolico esistente è costituito da un gruppo di impianti ricadenti nei Comuni di Monteleone di Puglia, Anzano di Puglia, Sant’Agata di Puglia, tutti in provincia di Foggia, nella Regione Puglia, con opere di connessione che si sviluppano nei medesimi comuni. Gli impianti sono attualmente connessi alla rete mediante una sottostazione utente di trasformazione MT/AT situata nel comune di Anzano di Puglia e collegata tramite un breve tratto di linea aerea alle sbarre esistenti Stazione di Smistamento MF-POWER a 150kV della SE MF-POWER, ubicata nel territorio di Vallesaccarda (AV) al confine con il comune di Anzano di Puglia. Tale SE è inserita mediante raccordi in entra esce sulla linea a 150kV “*Lacedonia – Flumeri*”.

L’impianto esistente da dismettere è di proprietà della società **IVPC S.r.l.**

In particolare, l’impianto esistente è composto in totale da n. 82 aerogeneratori tripala con torre tralicciata, di cui n. 46 modello Vestas V42 e n. 36 modello Vestas V44, tutte di potenza nominale pari a 0,60 MW, per una potenza complessiva di 49,20 MW.

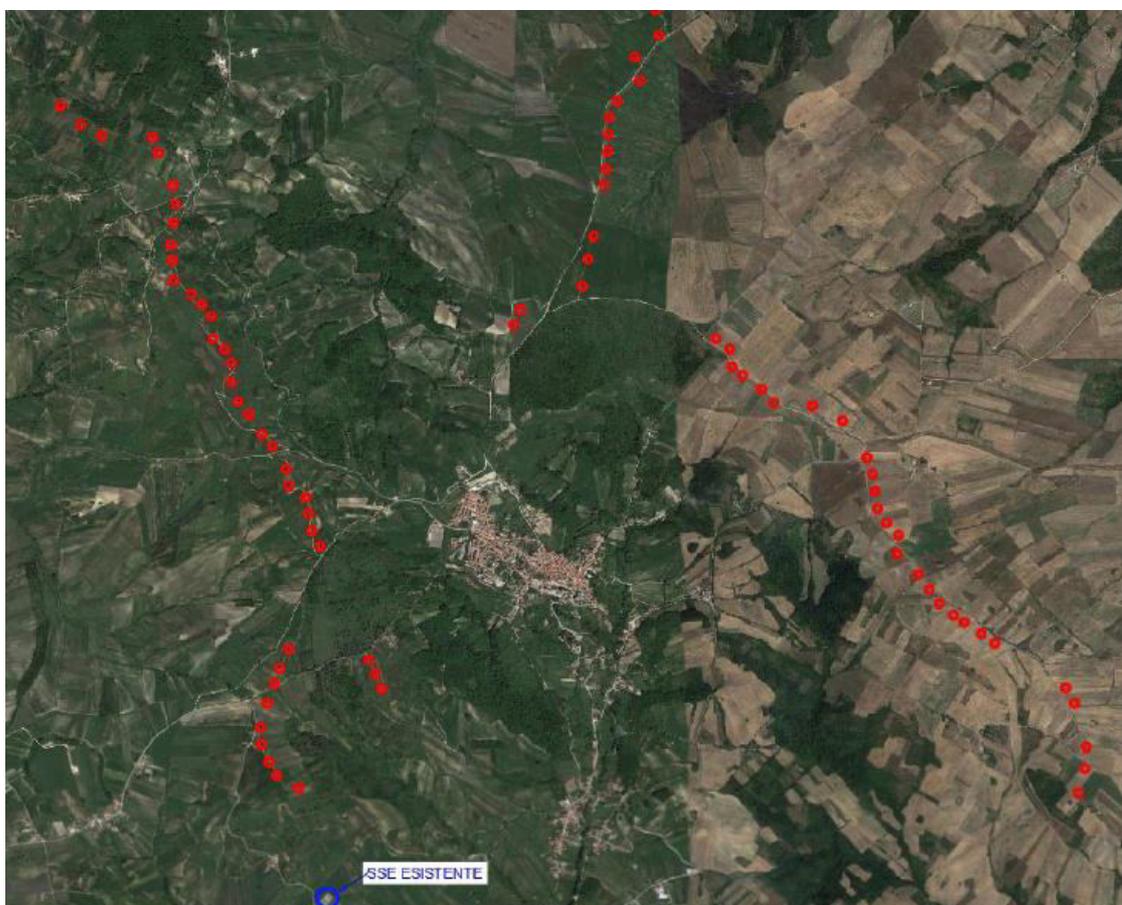


Figura 6.1. – Impianto eolico esistente da dismettere.

Il nuovo impianto, che sostituirà quello attualmente esistente, sarà costituito da n. 12 aerogeneratori tripala con torre tubolare, avente altezza al mozzo pari a 101 m e un diametro del rotore pari a 158 m, di potenza nominale pari a 6,1 MW, per una potenza complessiva di 115,90 MW.



Figura 6.2. – Impianto eolico di progetto.

Gli elettrodotti si collegheranno alla sottostazione esistente, la quale, dal punto di vista dell'ubicazione, delle superfici e dei volumi, rimarrà invariata salvo la sostituzione delle apparecchiature di alta tensione esterne e di quelle di media e bassa tensione interne al locale tecnico, per adeguarle alla nuova tensione di trasporto e alla maggiore potenza, nonché alle più recenti tecnologie e prescrizioni del Codice di Rete di TERNA.

Ai fini della maggiore potenza di connessione alla RTN, la IVPC ha richiesto, ottenuto e accettato la Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG), Codice **Pratica 202300520**.

La soluzione di connessione della nuova maggiore potenza prevede che l'impianto resti collegata in antenna a 150 kV alla Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV denominata "Vallesaccarda" previa realizzazione:

1. delle opere previste al cluster 1 dell'intervento 519-P di cui al Piano di Sviluppo Terna;
2. di un nuovo elettrodotto 150 kV tra la SE RTN a 150 kV di Vallesaccarda, previ opportuni adeguamenti/ampliamenti, ed una futura SE RTN 380/150 kV da collegare in entra-esce alla linea RTN 380 kV "Troia 380 – Benevento 3".

Il rifacimento progettuale trova fondamento nei vantaggi che si possono trarre dagli interventi di repowering, come:

- l'ottimizzazione della localizzazione delle nuove turbine grazie alla conoscenza della risorsa eolica acquisita durante la gestione dell'impianto;
- Incremento delle prestazioni a valle dell'intervento con aumenti di performance;
- riduzione del numero di turbine che consente una riduzione dell'impatto visivo;
- Utilizzo di aree già sfruttate per impianti eolici riducendo così il consumo di ulteriore suolo;
- Opportunità di sfruttare infrastrutture esistenti, quali cavidotti e strade, con minori costi e impatti sul territorio;
- Minore manutenzione e nuove opportunità di lavoro.

6.2 Motivi e criteri del progetto di rifacimento

Gli aerogeneratori attualmente presenti sono n. 46 modello Vestas V42 e n. 36 modello Vestas V44. Tali turbine appartengono a modelli oramai non più in produzione e comunque di difficile reperibilità sul mercato, vista anche la tecnologia non avanzata della macchina stessa, ponendo un problema di sostenibilità finanziaria reale dell'iniziativa.

Risulta a questo punto necessaria un'ottimizzazione in termini di aumento della potenza e del rendimento energetico; essa è oggi effettivamente resa possibile grazie all'evoluzione tecnologica di settore che ha consentito di immettere sul mercato aerogeneratori notevolmente più performanti sia in termini di potenza che di energia specifica estratta dalla risorsa vento.

La Società proponente, anche a valle di accurati studi di micrositing, ha individuato una macchina più performante rispetto a quelle attualmente esistenti.

Il criterio nella scelta del nuovo aerogeneratore è stato quello di individuare la macchina presente sul mercato che la migliore tecnologia mette a disposizione, massimizzandone la potenza e le prestazioni energetiche con un miglioramento degli aspetti di inserimento e sostenibilità ambientale e paesaggistica rispetto alla configurazione attuale degli aerogeneratori già installati (impatti: acustico; elettromagnetico; delle matrici ambientali e paesaggistiche, etc.).

La scelta del nuovo aerogeneratore è stata dettata dai seguenti criteri:

1. Evitare la sostanzialità della modifica progettuale ai sensi della vigente normativa;
2. Utilizzare l'aerogeneratore più performante e ottimale, tra quelli oggi presenti sul mercato, in relazione all'anemologia del sito, in modo da limitare al minimo il numero di aerogeneratori ma avendo al contempo un significativo aumento della potenza e soprattutto della produzione di energia;
3. Evitare, o comunque ridurre al minimo, gli impatti dei nuovi aerogeneratori sul territorio in termini di matrici ambientali e paesaggistiche nonché: acustico; elettromagnetico; flickering; gittata elementi rotanti.

6.3 Caratteristiche tecniche aerogeneratore di progetto

I 19 nuovi aerogeneratori di progetto avranno le principali caratteristiche dimensionali e tecniche riportate in **Tabella 6.1.:**

POTENZA NOMINALE	6100 kW
NUMERO DI PALE	3
DIAMETRO DEL ROTORE	158m
TIPO TORRE	Tubolare tronco Conica in acciaio di colore bianco, trasportata in più tronchi.
ALTEZZA DI MOZZO	101m
ALTEZZA TOTALE MASSIMA	180m
LUNGHEZZA DELLE BLADES	77,4m
AREA SPAZZATA	19.607 m ²
VELOCITA' DI ROTAZIONE MASSIMA	10 giri al minuto

Tabella 6.1. – Caratteristiche principali dell'aerogeneratore GE 158 da 6,1 MW.

La turbina eolica utilizza un sistema di conversione di potenza costituito da un convertitore sul lato del rotore, un DC circuito intermedio e un inverter di potenza lato rete un generatore di induzione e su convertitore a scala ed è quindi in grado di azionare il rotore a velocità variabile mantenendo la potenza in uscita prossima alla potenza nominale anche con alti valori della velocità del vento: tecnologia **FULL Converter**.

La tecnologia presente è finalizzata all'ottimizzazione della velocità del rotore e dell'angolo di inclinazione, utile per massimizzare i valori di potenza. Ciò si traduce in una velocità di rotazione significativamente più bassa per l'aerogeneratore di progetto rispetto a quelli esistenti. Inoltre, questa tecnologia consente di modulare in modo estremamente fino e preciso la velocità di rotazione del rotore, anche, quando necessario, a scapito della potenza, consentendo di regolare la macchina, anche per settori e range di velocità di vento, in modo da ridurre gli impatti, principalmente acustici e di gittata su possibili recettori più prossimi alla macchina stessa. Questo consente l'inserimento di queste macchine anche, eventualmente, in contesti ambientali più antropizzati; tali tipi di regolazione non sono possibili con macchine di tecnologia meno recente o più obsoleta come quella delle macchine esistenti e da dismettere.

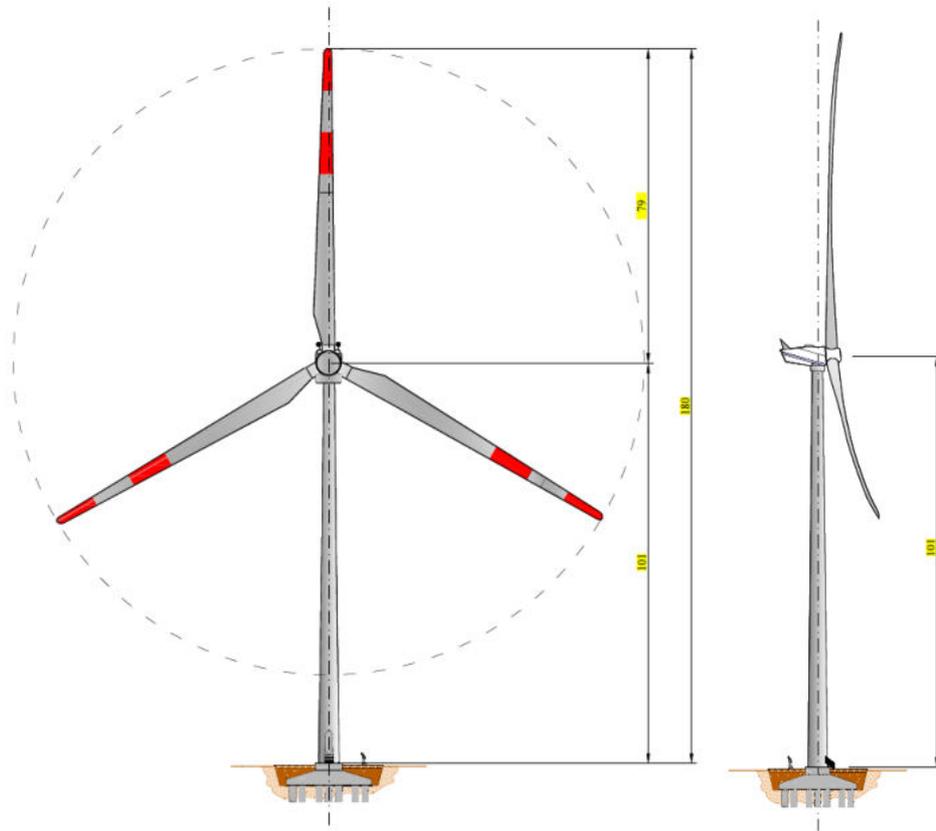


Figura 6.3. – Caratteristiche dimensionali: prospetto aerogeneratore GE 158 da 6,1 MW.



Figura 6.4. – Aerogeneratore GE 158 da 6,1 MW in esercizio.

6.4 Effetto sui corridoi ecologici del progetto di rifacimento

Dal punto di vista degli eventuali impatti sui corridoi ecologici del progetto di rifacimento, è necessario valutare la distanza minima libera tra ciascuna coppia di aerogeneratori. Il riposizionamento degli aerogeneratori, nella revisione del layout di progetto, è stato condotto al fine di garantire una distanza tra gli aerogeneratori pari ad almeno $1,7 \cdot D + 200\text{m}$ centrato su ciascuna macchina, così da garantire la sicurezza dell'avifauna. Per l'aerogeneratore di progetto, avente diametro del rotore di 158m, tale distanza minima è pari a **467m**.

Il layout dell'impianto è anche tale da rispettare la distanza minima di 50m dagli estremi delle pale agli habitat importanti per i chiroterri. Per maggiori dettagli su questo argomento si rimanda alla relazione dello studio di impatto ambientale e della valutazione di incidenza.

Infine, la sensibile riduzione della velocità di rotazione del rotore rispetto all'impianto esistente, costituisce un indubbio fattore positivo ai fini della protezione dell'avifauna e in particolare dei chiroterri; ciò grazie al minor rischio di impatto gli eventuali animali che volassero nei dintorni della macchina.

6.5 Descrizione generale delle lavorazioni previste

La fase di cantiere comprende principalmente due fasi: quella di smontaggio e dimissione dell'impianto esistente; quella di realizzazione del nuovo impianto. Dato il grande numero di aerogeneratori da smontare la prima assume un carattere importante e comunque tutt'altro che trascurabile rispetto alla seconda.

Le lavorazioni previste includono le varie fasi di smontaggio degli aerogeneratori esistenti, di demolizione delle fondazioni fino ad una quota interrata di almeno 1,5 m sotto il piano di campagna e di successivo ripristino della superficie fino a ricostruire l'orografia originaria del terreno o comunque adeguatamente raccordata con le aree circostanti: Va da sé che laddove la posizione del nuovo aerogeneratore coincide con quella di uno esistente (nella maggior parte dei casi) il plinto di fondazione esistente dovrà essere demolito completamente o in buona parte per lasciare posto alla nuova fondazione.

Per quanto riguarda i pali di fondazione esistenti, per questi non ci sono generalmente interferenze con i nuovi pali essendo quest'ultimo posti su una circonferenza esterna all'attuale plinto di fondazione, sicché i pali esistenti verranno a trovarsi all'interno della circonferenza su cui sono dislocati i pali nuovi e quindi di fatto sotto l'intradosso del plinto di fondazione superficiale.

Nella **Figura 6.5**, è riportato uno schema di tale situazione:

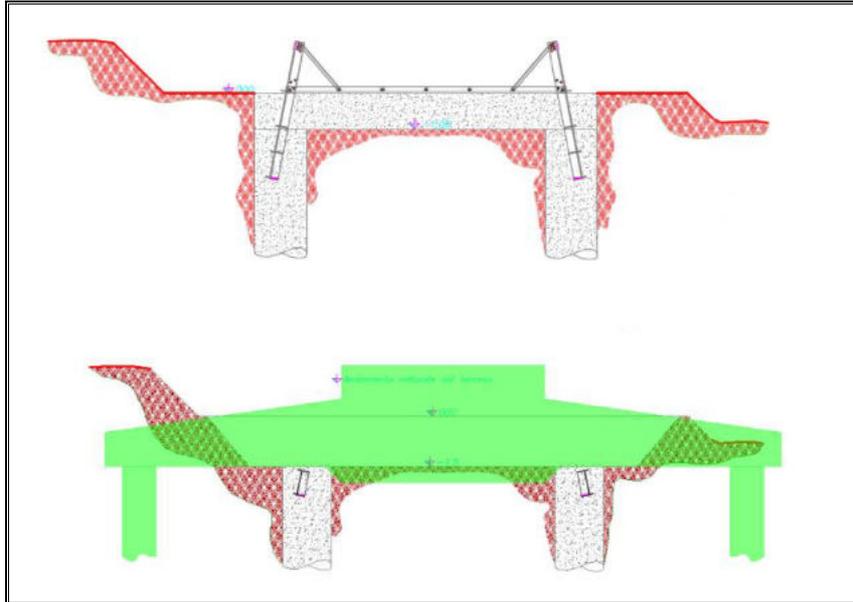


Figura 6.5. – Schema tipico di alloggiamento della nuova fondazione (colore verde) su fondazione esistente e parzialmente demolita (colore grigio).

Ai fini delle lavorazioni di dismissione su una determinata postazione di aerogeneratore esistente, sarà preliminarmente realizzata la piazzola temporanea per il montaggio del nuovo aerogeneratore, la quale in fase appunto di dismissione sarà utilizzata come area per la movimentazione dei mezzi e lo stoccaggio dei componenti smontati. Su questa stessa piazzola saranno effettuate le attività di disassemblaggio dei vari componenti e tipologie di materiali, per essere poi caricati e trasportati presso magazzino, in caso di conservazione, o centro di smaltimento o di recupero in caso di dismissione definitiva.

Dopo le attività di smontaggio e dismissione, la piazzola temporanea già realizzata costituirà l'area di lavoro per la realizzazione della fondazione dell'aerogeneratore e successiva realizzazione della piazzola definitiva. Ovviamente a fine delle attività di montaggio del nuovo parco eolico, le piazzole temporanee saranno smantellate e ripristinate le aree, rimanendo così la sola piazzola definitiva su cui sorge il nuovo aerogeneratore.

Per realizzare l'intera opera sono previste una serie di lavorazioni inerenti alla fase di cantiere e per ognuna di esse vengono messe in atto specifiche soluzioni tecniche per ridurre fenomeni di impatto durante l'esecuzione dei lavori e nell'allestimento del cantiere. Al riguardo, per il rifacimento dell'impianto eolico esistente, si sono individuate le seguenti lavorazioni:

- **Opere di dismissione dell'impianto esistente:**

Le opere di dismissione dell'impianto esistente possono essere schematizzate nelle seguenti macrovoci:

- Rimozione delle strutture fuori terra (aerogeneratori e torri);
- Rimozione delle strutture interrato (fondazioni degli aerogeneratori, passaggi stradali cavidotti);
- Ripristino del suolo (piazzole antistanti agli aerogeneratori, strade e tracciato cavidotti).

Gli aerogeneratori sono composti da elementi modulari, quali la torre, la navicella e le eliche, che possono essere disassemblati seguendo un processo inverso a quello del montaggio. Saranno pertanto rimosse prima le eliche, poi la navicella e da ultimo i tralicci in acciaio della torre.

Come durante il montaggio, la dismissione degli aerogeneratori richiede l'impiego di gru e l'impiego di automezzi pesanti per il trasporto dei materiali verso gli impianti di raccolta, di riutilizzo o verso le discariche autorizzate.

Le fondazioni interrate degli aerogeneratori verranno rimosse fino ad una profondità tale da consentire il completo ripristino delle attività agricole (indicativamente 2 metri al di sotto del piano del suolo) e i materiali rimossi saranno smaltiti in discariche autorizzate.

Una volta che tutte le strutture sia fuori terra che interrate sono state rimosse, e che i materiali di risulta sono stati trasportati nei centri di recupero/smaltimento e/o presso le discariche autorizzate, si procederà al ripristino dello stato dei luoghi, in particolare le aree delle fondazioni degli aerogeneratori, la zona della sottostazione e le piazzole di servizio in prossimità degli aerogeneratori. In particolare le piazzole di servizio, alla conclusione dell'attività di dismissione, saranno decompattate e ripristinate alle condizioni preesistenti e i materiali di risulta conferiti in discarica.

- **Rinaturalizzazione delle superfici**

La superficie ripristinata sarà generalmente restituita all'uso agricolo, prevalentemente seminativo, analogo a quello delle aree limitrofe che generalmente sono di proprietà dello stesso soggetto. Per tale ragione la parte più superficiale dell'area ripristinata sarà costituita da terreno agricolo per uno spessore di almeno 50 cm, rinvenente dalla parte di scotico delle aree nuove che saranno impegnate per le piazzole, definite e temporanee, dei nuovi aerogeneratori.

Per quelle aree che non saranno riconvertite all'uso agricolo, ma riconvertire a pascolo, si procederà con la **tecnica colturale dell'inerbimento**, nota anche come pacciamatura viva; tecnica colturale di gestione del suolo a basso impatto ambientale che consiste nel lasciar crescere temporaneamente o permanentemente sul terreno vitato l'erba spontanea (inerbimento spontaneo), o più frequentemente erba seminata (inerbimento controllato), e di controllarne lo sviluppo mediante tre-cinque sfalci annui con apposite macchine.

Ovviamente questa tecnica sarà attuata sulla superficie ripristinata dell'area dismessa su cui sarà stato steso del terreno agricolo opportunamente caratterizzato ai fini del successivo inerbimento. Queste aree saranno riconvertire all'uso di pascolo.

- **Lavorazioni di realizzazione delle strade di accesso all'aerogeneratore:**

Per il nuovo parco eolico, si utilizzeranno in modo pressoché totale le strade e piste di accesso già esistenti a servizio degli aerogeneratori da dismettere. Saranno realizzati solo piccoli tratti di nuove trade essenzialmente necessarie per raccordare le piste esistenti con le nuove piazzole di maggiori dimensioni e orientate in modo diverso da quelle esistenti.

Le piste esistenti saranno semplicemente sistemate al fine di livellare e compattare la loro superficie di transito.

I nuovi tratti avranno una larghezza di 5m e saranno realizzati seguendo l'andamento topografico esistente del sito, preferibilmente lungo i confini delle particelle catastali, cercando di ridurre al minimo gli eventuali movimenti di terra e l'impatto sui terreni di proprietà privata. Il corpo stradale verrà realizzato con fondazione in misto cava 4/7 cm dello spessore di 40 cm su cui è aggiunto uno strato di 20 cm di misto stabilizzato compattato fino a raggiungere in ogni punto un valore della densità non minore del 95% di quella massima della prova AASHO modificata ed un valore del modulo di deformazione non minore di 400 Kg/mq.

Tutto il pacchetto di misto cava e di misto stabilizzato, sarà poggiato su geotessuto da 300 g/m², previo scotico del terreno per una profondità di circa 40 cm.

Le modalità di costruzione della viabilità di servizio sono le seguenti:

- Tracciamento stradale: pulizia del terreno consistente nello scotico del terreno vegetale;
- Formazione del sottofondo costituito dal terreno naturale o di riporto, sul quale sarà messa in opera la soprastruttura stradale costituita dallo strato di fondazione e dallo strato di finitura;
- Realizzazione dello strato di fondazione: è il primo livello della soprastruttura, ed ha la funzione di distribuire i carichi sul sottofondo ed è costituito da un opportuno misto granulare;
- Realizzazione dello strato di finitura: costituisce lo strato a diretto contatto con le ruote dei veicoli.

- **Lavorazioni di realizzazione delle fondazioni dell'aerogeneratore:**

La fondazione di ogni singolo aerogeneratore sarà costituita da un plinto di fondazione a pianta circolare e forma troncoconica, dal quale si erigerà un piedistallo a forma circolare sul quale troverà alloggio la torre di elevazione in acciaio. Il plinto di fondazione in c.a. è costituito da una zattera inferiore e da un piedistallo superiore, sul quale verrà alloggiata la torre di supporto degli aerogeneratori. La zattera inferiore possiede una pianta circolare così come il piedistallo di alloggiamento superiore. Nella figura sottostante si mostrano pianta e sezione architettonica tipo della fondazione descritta sopra.

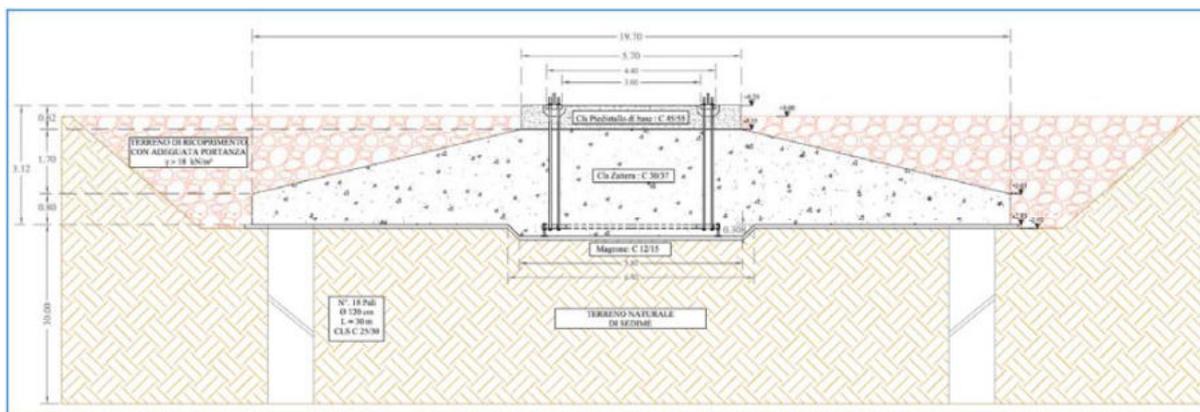


Figura 6.6. – Sezione tipo fondazione aerogeneratore.



Figura 6.7. – Armatura in acciaio del plinto di fondazione.

- **Lavorazioni di realizzazione della piazzola di montaggio:**

La funzione della piazzola è quella di accogliere i mezzi di sollevamento durante la sola fase di installazione; al termine della quale ogni piazzola cosiddetta temporanea verrà completamente smantellata per il ripristino completo dello stato dei luoghi. La realizzazione della piazzola avverrà secondo le seguenti fasi:

1. Asportazione di un primo strato di terreno vegetale;
2. Eventuale asportazione dello strato inferiore di terreno fino al raggiungimento della quota del piano di posa della massicciata della piazzola;
3. Compattazione del piano di posa della massicciata;
4. Posa di uno strato di geotessuto da 300 g/m²;
5. Realizzazione dello strato di fondazione o massicciata di tipo stradale, costituito da misto granulare di pezzatura compresa tra i 4 cm e i 30 cm, che dovrà essere messo in opera in modo tale da ottenere a costipamento avvenuto uno spessore di circa 50-60 cm;
6. Posa di uno strato di misto stabilizzato dello spessore di almeno 20cm;
7. Rullatura, compattazione e pistonatura della superficie in modo da fornire alla piazzola un valore della densità non minore del 95% di quella massima della prova AASHO modificata ed un valore del modulo di deformazione non minore di 400 Kg/mq.

La piazzola di montaggio sarà di fatto costituita dalla piazzola definitiva delle dimensioni di circa 30x40m (area di colore blu della **Figura 6.8.**) e piazzola aggiuntiva di montaggio di circa 45x44m (area di colore verde della **Figura 6.8.**) a queste si aggiungono delle aree per lo stoccaggio delle blade (aree di colore rosso nella **Figura 6.8.**) che a differenza delle prime per le quali verrà realizzato un pacchetto di materiale inerte e misto stabilizzato, per queste sarà effettuato solo uno spianamento in quota del terreno in modo da limitare al minimo indispensabile i movimenti terra. Per rimozione della piazzola temporanea si intende, ovviamente, la rimozione solo di quella aggiuntiva in modo che alla fine dei lavori rimanga la sola piazzola definitiva.

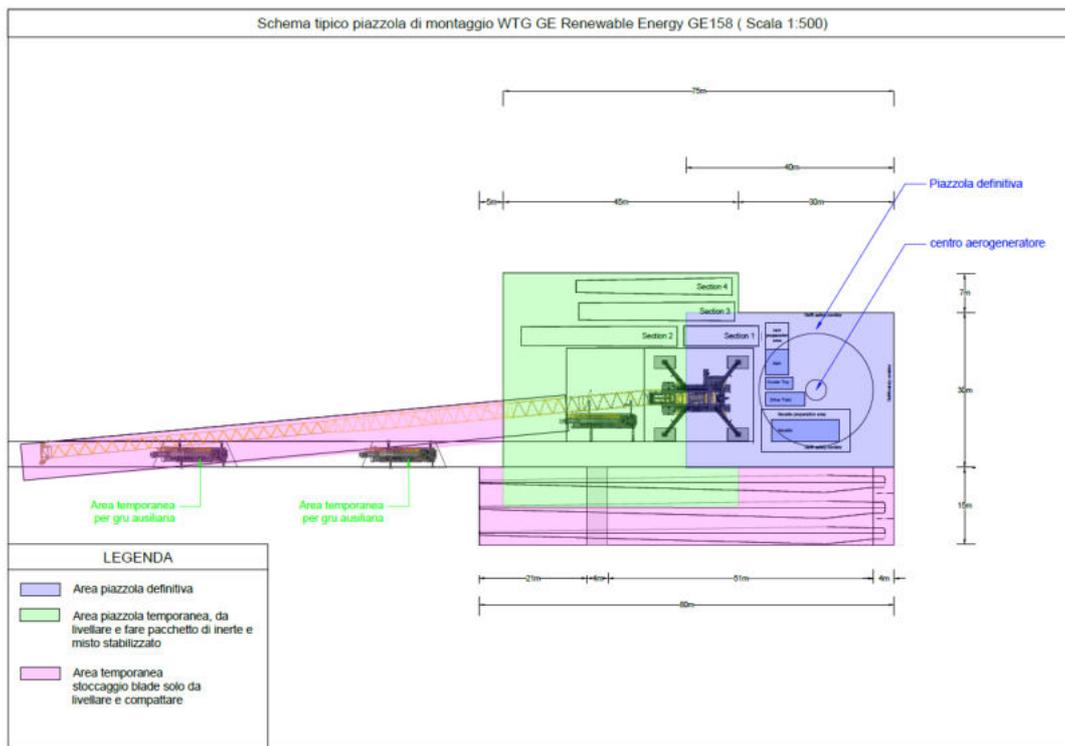


Figura 6.8. – Piazzola di movimentazione standard per una GE 158 da 6,1 MW.

Nella figura seguente è riportato un esempio di piazzola definitiva.



Figura 6.9. – Sistemazione finale di una piazzola-tipo di un aerogeneratore.

- **Lavorazioni per l'assemblaggio e/o il montaggio dell'aerogeneratore:**

Le opere provvisorie sopra descritte, quali la piazzola temporanea e gli adeguamenti della viabilità, quali allargamenti, rimozione di ostacoli (segnaletica, isole spartitraffico, cordoli, cunette, guard rail, etc.), servono essenzialmente per la fase di trasporto, stoccaggio e montaggio degli aerogeneratori. Terminata questa fase tali opere vengono smantellate e i luoghi ripristinati esattamente allo stato originario.

Il montaggio dell'aerogeneratore avviene secondo il seguente ordine:

1. Montaggio in sequenza dei vari tronchi della torre;
2. Sollevamento e montaggio della navicella;
3. Sollevamento e montaggio dell'HUB;
4. Sollevamento e montaggio delle tre pale.

Nella figura seguente si mostra il montaggio di una torre eolica.



Figura 6.10. – Operazione di montaggio di una torre eolica.

- **Lavorazioni per la realizzazione di linee elettriche interrato:**

Tutte le linee elettriche MT interne al parco eolico seguiranno il più possibile il tracciato del cavidotto esistente che verrà dismesso e delle strade di accesso, sia esistenti che di nuova realizzazione. I cavi MT utilizzati saranno della tipologia dei 18/30 kV sia per i cavidotti interni al parco eolico sia per le linee dorsali elettriche che partono in uscita dal quadro MT della cabina di raccolta ed arrivano ai quadri MT nei locali tecnici della SSE.

Nella figura sottostante si riporta una sezione tipo di scavo su strada di nuova realizzazione, con individuato anche il cavo in fibra ottica di trasporto dei dati tra gli aerogeneratori e i sistemi di controllo e comando della Cabina Utente. La profondità minima di posa dei cavi MT è pari a 1,30m, misurati tra la generatrice superiore della terna ed il piano campagna, sufficienti ad evitare contatti involontari durante le normali attività agricole.

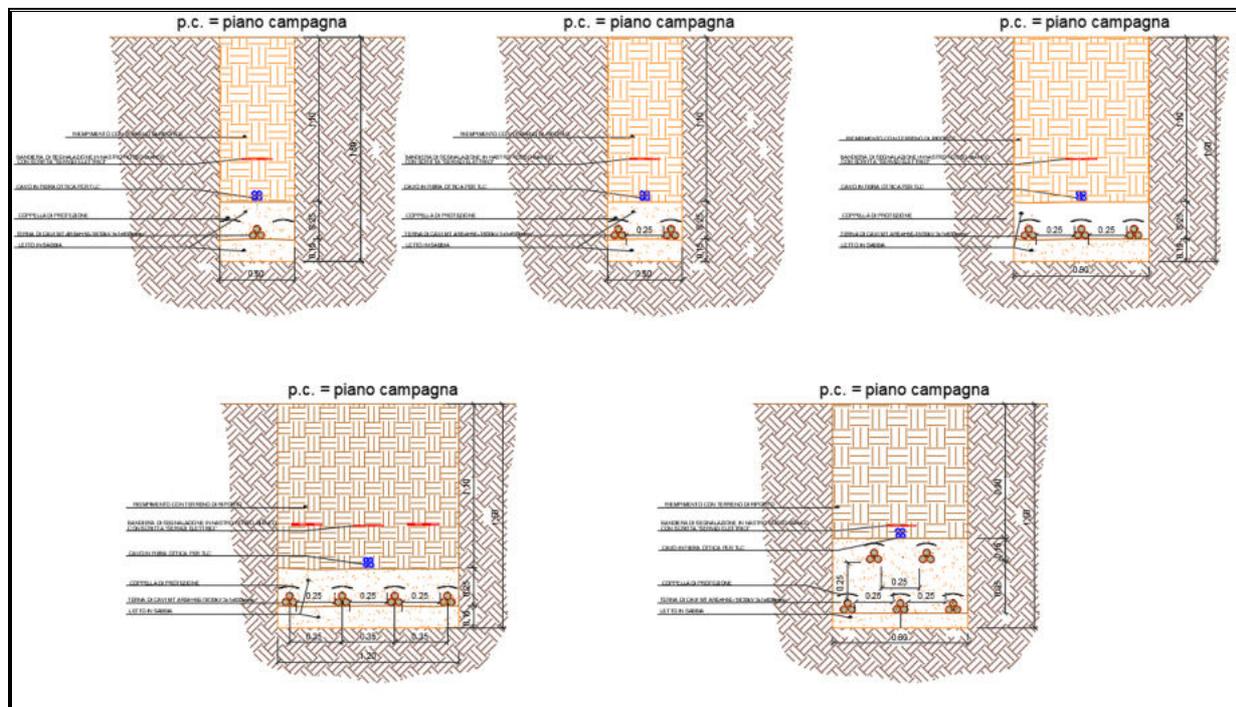


Figura 6.11. – Schemi della sezione di posa di elettrodotti MT 30 kV con diverso numero di terne.

L'impianto è suddiviso in cinque sezioni di impianto:

- ❖ la sezione di impianto 1 è costituita dai quattro aerogeneratori MTZ1, MTZ2, MTZ3 e MTZ4;
- ❖ la sezione di impianto 2 è costituita dai quattro aerogeneratori MTZ5, MTZ6, MTZ7 e MTZ8;
- ❖ la sezione di impianto 3 è costituita dai quattro aerogeneratori MTZ9, MTZ10, MTZ11 e MTZ12;
- ❖ la sezione di impianto 4 è costituita dai quattro aerogeneratori MTZ16, MTZ15, MTZ14 e MTZ13;
- ❖ la sezione di impianto 5 è costituita dai tre aerogeneratori MTZ19, MTZ18 e MTZ17.

Gli elettrodotti dorsali per la connessione alla Sottostazione Elettrica del Produttore, sono, rispettivamente:

- **Linea 1** Tratta **MTZ4-SSE** di formazione 3x1x630mm² per una lunghezza pari a **5054m**;
- **Linea 2** Tratta **MTZ8-SSE** di formazione 3x1x630mm² per una lunghezza pari a **2030m**;
- **Linea 3** Tratta **MTZ12-SSE** di formazione 3x1x630mm² per una lunghezza pari a **5957m**;
- **Linea 4** Tratta **MTZ13-SSE** di formazione 3x1x630mm² per una lunghezza pari a **6785m**;
- **Linea 5** Tratta **MTZ17-SSE** di formazione 3x1x630mm² per una lunghezza pari a **9545m**.

Nei punti in cui il tracciato degli elettrodotti incrocia infrastrutture lineari interraste o superficiali, quali condotte irrigue, acquedotti, gasdotti, canali, ferrovie, strade, opere che impediscono lo scavo a trincea, ecc. si procederà con la tecnica della Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC).

Tale tecnica, appartenente al gruppo delle “*No dig*”, risulta essere alternativa allo scavo a cielo aperto non impattando sul terreno perché nel tratto di applicazione non avviene nessuno scavo. Essa, tra tutte le tecniche “*No dig*” è la meno invasiva e consente di eseguire tratte relativamente lunghe. L’impiego di questo tipo di tecnica, nel caso di specie per i cavidotti elettrici, rende possibile l’attraversamento di criticità tipo corsi d’acqua, opere d’arte e altri ostacoli come sottoservizi, senza onerose deviazioni ma soprattutto senza alcuna movimentazione di terra all’interno dell’area critica di particolare interesse come le fasce di rispetto dei corsi d’acqua e delle infrastrutture viarie e ferroviarie. Bastano solo due buche, una all’inizio ed una alla fine del tracciato per far entrare ed uscire la trivella, assieme al cavidotto in PEAD all’interno del quale sarà infilata la terna di cavi MT.

La **Trivellazione Orizzontale Controllata** consiste in due fasi:

- lungo un profilo direzionale prestabilito si effettua la trivellazione pilota di piccolo diametro, seguita da un tubo guida. Il tracciato del foro pilota raggiunge un altissimo grado di precisione, consentendo di conoscere in ogni momento la posizione della testa della trivellazione e di correggerne la direzione automaticamente;
- la seconda fase prevede l’allargamento del foro per permettere l’alloggiamento del cavo elettrico. La posa del cavidotto avviene così a profondità molto superiori a quelle ottenibili con metodi tradizionali, assicurando l’integrità del terreno e garantendo la sicurezza futura per i cavi posti al riparo da ogni possibile erosione.

Generalmente la macchina teleguidata viene posizionata sul piano di campagna ed il foro pilota emette geometricamente una “corda molla” per evitare l’intercettazione dei sottoservizi esistenti e non interessare la sede stradale.

Contestualmente all’allargamento del “foro pilota”, viene effettuata la posa del tubo camicia generalmente in PEAD all’interno del quale verrà posizionato l’elettrodotto MT 20 kV di collegamento tra il parco eolico e la Cabina Utente. Nella seguente figura n. 9, viene rappresentato lo schema di principio della perforazione controllata teleguidata nel caso generale di attraversamento stradale e ferroviario nella sua fase iniziale, utile per realizzare il “foro pilota”.

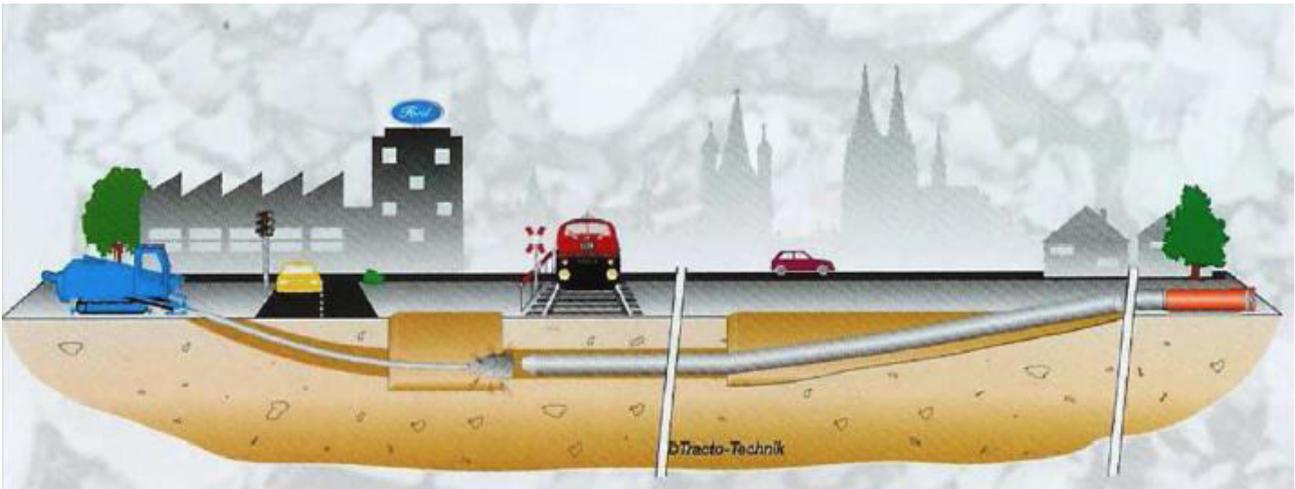


Figura 6.12. – Schema di principio dell'attraversamento in T.O.C.

7. QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE

7.1. Premessa

Il quadro di riferimento ambientale ha come finalità quella di individuare i possibili effetti del Progetto sulle diverse componenti ambientali, in relazione allo stato attuale delle stesse:

- Atmosfera e Clima: qualità dell'aria e caratterizzazione meteorologica;
- Ambiente Idrico: acque sotterranee e acque superficiali (dolci, salmastre e marine), considerate come componenti, come ambienti e come risorse;
- Suolo e Sottosuolo: intesi sotto il profilo geologico, geomorfologico e pedologico, nel quadro dell'ambiente in esame, ed anche come risorse non rinnovabili;
- Flora e Fauna: formazioni vegetali ed associazioni animali, emergenze più significative, specie protette ed equilibri naturali;
- Ecosistemi: complessi di componenti e fattori fisici, chimici e biologici tra loro interagenti ed interdipendenti, che formano un sistema unitario e identificabile per propria struttura, funzionamento ed evoluzione temporale salute pubblica: come individui e comunità;
- Elettromagnetismo: considerato in rapporto all'ambiente sia naturale che umano;
- Effetti Acustici: considerati in rapporto all'ambiente sia naturale, che umano;
- Paesaggio: un elemento che deve essere valutato facendo riferimento a criteri oggettivi e/o soggettivi.

Come meglio dettagliato di seguito, la realizzazione dell'impianto eolico, genererà delle modifiche modeste al suolo, al territorio e al paesaggio e non introdurrà interazioni con la flora e la fauna suscettibili di svolgere potenzialmente un'azione alterante equilibri.

Al fine di preservare e minimizzare lo stato attuale dell'ambiente oggetto d'intervento, si ritiene necessario definire i possibili impatti ambientali nell'area all'interno della quale si interverrà con la realizzazione dell'impianto e le eventuali misure compensative necessarie stabilite.

Il presente Capitolo riporta:

- l'analisi della qualità ambientale con riferimento alle componenti dell'ambiente potenzialmente soggette ad un impatto importante dal progetto proposto, con particolare riferimento alla popolazione e salute umana; biodiversità; territorio, suolo, acqua, aria e clima; beni materiali, patrimonio culturale, paesaggio; interazione tra i fattori elencati;
- la valutazione quali-quantitativa degli impatti potenziali tra le componenti ambientali sopra elencate e le opere in progetto, nella fase di cantiere, d'esercizio e di dismissione;
- descrizione delle misure previste per evitare, ridurre e se possibile compensare rilevanti effetti negativi del progetto sull'ambiente, laddove presenti;
- le indicazioni sul progetto di monitoraggio ambientale.

7.2. Inquadramento generale dell'area di studio

L'ambito territoriale interessato dal progetto eolico, con riferimento all'intero territorio della regione Puglia, è rappresentato in figura 7.1.



Figura 7.1. – Inquadramento regionale area di progetto (in rosso).

L'impianto proposto, con un maggior dettaglio localizzato su base cartografica CTR 1:15.000, è illustrato in figura 7.2.

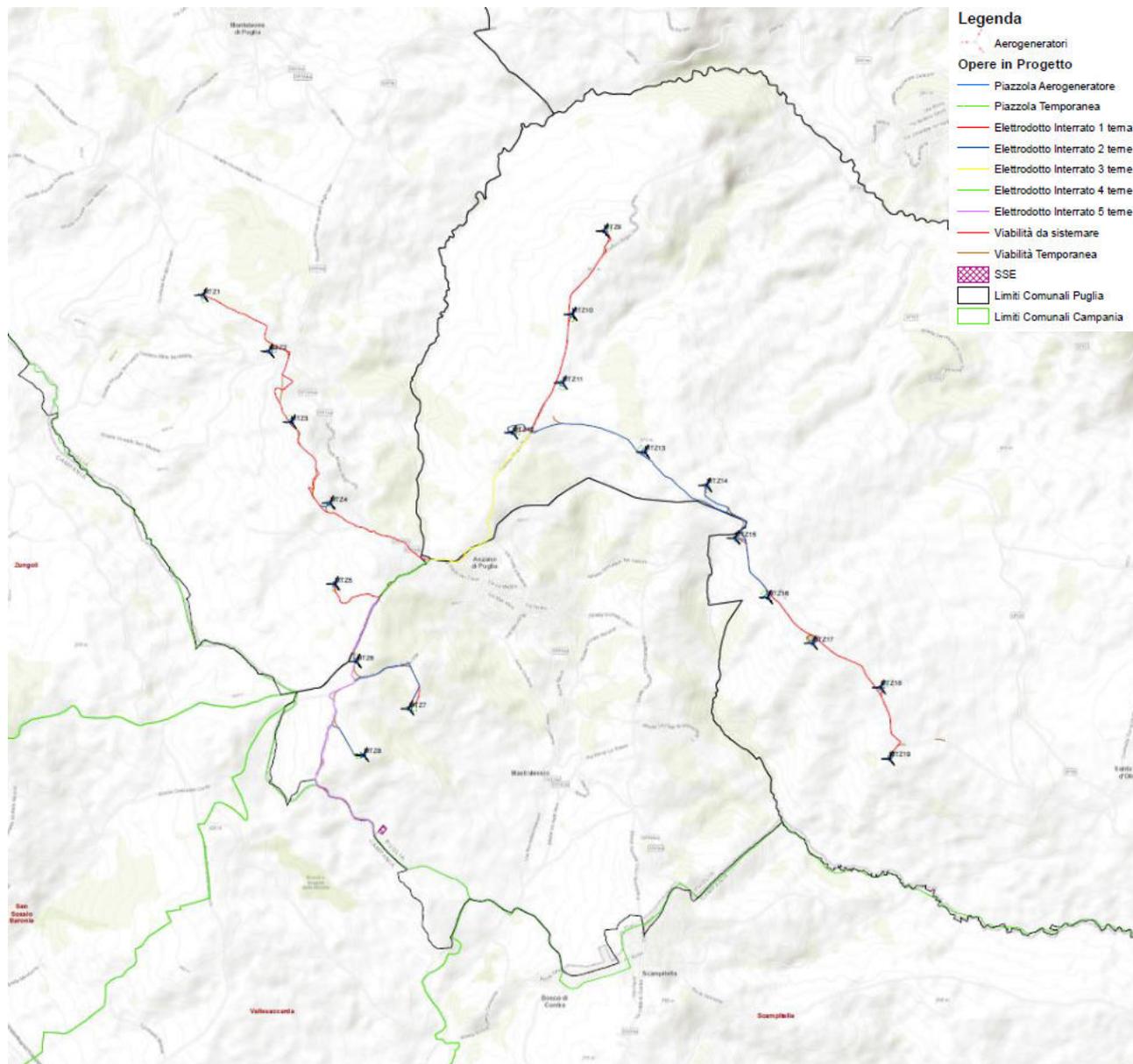


Figura 7.2. – Inquadramento locale area di progetto.

Per la definizione dell'area in cui indagare le diverse matrici ambientali potenzialmente interferite dal progetto (e di seguito presentate) sono state introdotte le seguenti definizioni:

- *Area Vasta:* che è definita in funzione della magnitudo degli impatti generati e della sensibilità delle componenti ambientali interessate;
- *Area di Studio o di Interesse:* si estende fino ad un buffer pari a 50 volte l'altezza massima ($h_{hub} + \text{raggio pala}$) degli aerogeneratori;
- *Area Ristretta o di Intervento:* approssimativamente si estende in un intorno di circa 2 km dagli aerogeneratori.

L'Area Vasta corrisponde all'estensione massima di territorio (20 Km) entro cui, allontanandosi gradualmente dall'opera progettata, gli effetti sull'ambiente si affievoliscono fino a diventare, via via, meno percettibili.

L'Area di Studio o di Interesse, avente raggio pari a 7.600 m, rappresenta quella in cui si manifestano le maggiori interazioni (dirette e indirette), tra il parco eolico in progetto e l'ambiente circostante.

L'Area Ristretta o di Intervento rappresenta l'ambito all'interno del quale gli impatti potenziali del Progetto si manifestano mediante interazioni dirette tra i fattori di impatto e le componenti ambientali interessate. L'area ristretta corrisponde ad un limitato intorno dall'area interessata dal progetto, corrispondente a circa 1,5-2 km nell'immediato intorno degli aerogeneratori.

Nella figura seguente è riportata la perimetrazione delle tre aree di indagine.

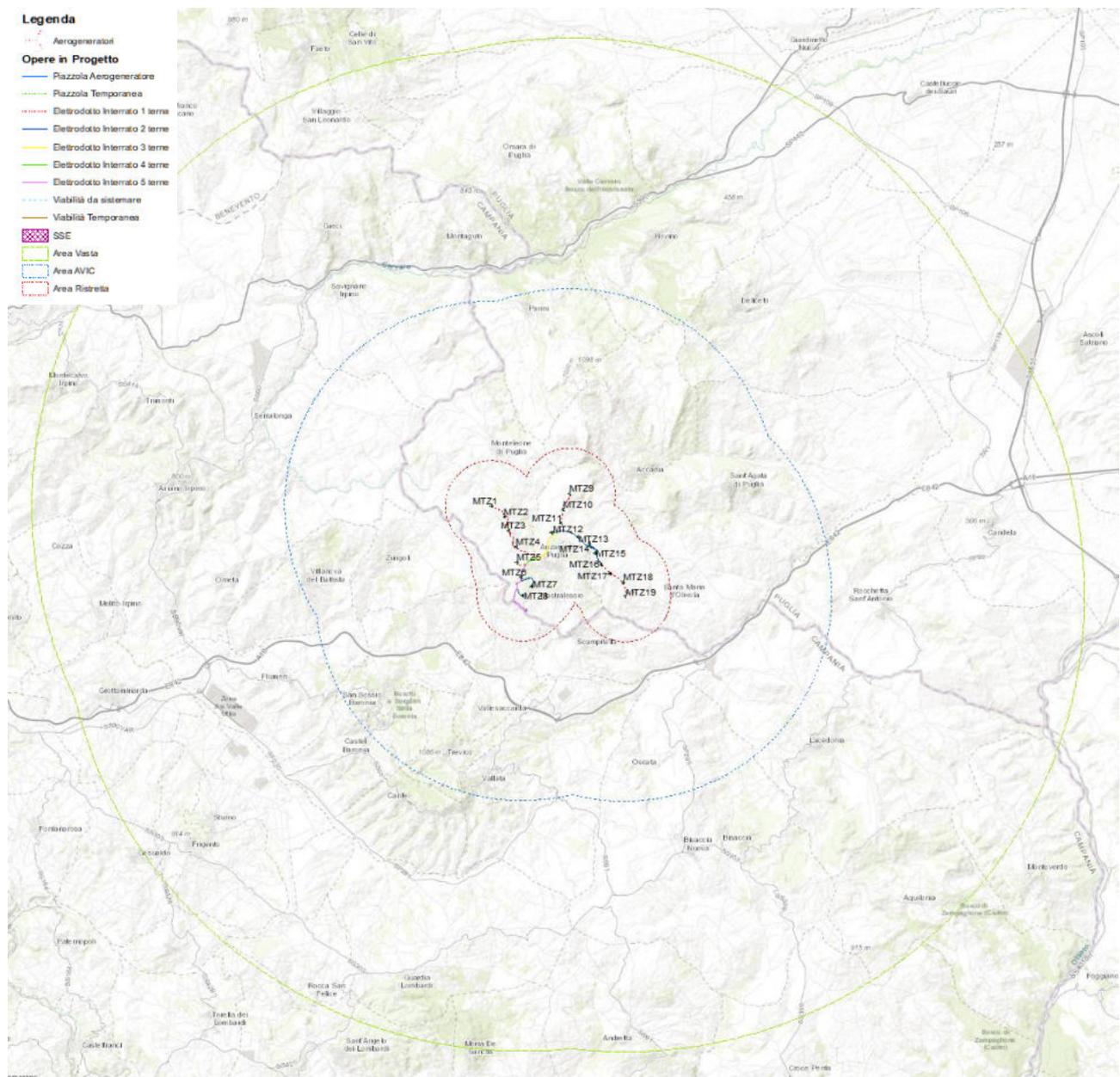


Figura 7.3. – Perimetrazioni aree di analisi: Inquadramento locale area di progetto.

La definizione dello stato attuale delle singole componenti ambientali è stata effettuata mediante l'individuazione e la valutazione delle caratteristiche salienti delle componenti stesse, analizzando sia l'area vasta, sia l'area di interesse, sia l'area ristretta.

Nei successivi paragrafi vengono descritti i risultati di tali analisi per le varie componenti ambientali.

7.3. Metodologia di valutazione degli impatti

Per valutare la significatività di un impatto in fase di costruzione, esercizio e dismissione del progetto, è stato preso come riferimento quanto riportato sulle Linee Guida *Environmental Impact Assessment of Projects Guidance on Scoping (Directive 2011/92/EU as amended by 2014/52/EU)*© European Union, 2017.

La valutazione di significatività si basa su giudizi di esperti informati su ciò che è importante, desiderabile o accettabile in relazione ai cambiamenti innescati dal progetto in questione. Questi giudizi sono relativi e devono essere sempre compresi nel loro contesto.

Al momento, non esiste un consenso internazionale tra i professionisti su un approccio singolo o comune per valutare il significato degli impatti. Questo ha senso considerando che il concetto di significatività differisce tra i vari contesti: politici, sociali e culturali che i progetti affrontano. Tuttavia, la determinazione della rilevanza degli impatti può variare notevolmente, a seconda dell'approccio e dei metodi selezionati per la valutazione. La scelta delle procedure e dei metodi appropriati per ciascun giudizio varia a seconda delle caratteristiche del progetto.

Diversi metodi, siano essi quantitativi o qualitativi, possono essere utilizzati per identificare, prevedere e valutare il significato di un impatto. Le soglie possono aiutare a determinare il significato degli effetti ambientali, ma non sono necessariamente certe. Mentre per alcuni effetti (come cambiamenti nei volumi di traffico o livelli di rumore) è facile quantificare come si comportano rispetto a uno standard legislativo o scientifico, per altri, come gli habitat della fauna selvatica, la quantificazione è difficile e le descrizioni qualitative devono essere considerate. In ogni caso, le soglie dovrebbero essere basate su requisiti legali o standard scientifici che indicano un punto in cui un determinato effetto ambientale diventa significativo. Se non sono disponibili norme legislative o scientifiche, i professionisti della VIA possono quindi valutare la significatività dell'impatto in modo più soggettivo utilizzando il metodo di analisi multicriterio. Tale metodo di analisi è stato quindi utilizzato per la classificazione degli impatti generati dal progetto in questione sui fattori ambientali sia in fase di realizzazione, di esercizio che di dismissione dell'opera.

Di seguito si riportano le principali tipologie di impatti:

- *diretto*: impatto derivante da un'interazione diretta tra il progetto e una risorsa/recettore;
- *indiretto*: impatto che non deriva da un'interazione diretta tra il progetto ed il suo contesto di riferimento naturale e socio-economico, come risultato di una successiva interazione che si verifica nell'ambito del suo contesto naturale ed umano;
- *cumulativo*: impatto risultato dell'effetto aggiuntivo, su aree o risorse usate o diret-

tamente impattate dal progetto, derivanti da altri progetti di sviluppo esistenti, pianificati o ragionevolmente definiti nel momento in cui il processo di identificazione degli impatti e del rischio viene condotto.

La determinazione della significatività degli impatti si basa su una matrice di valutazione che combina la “magnitudo” degli impatti potenziali (pressioni del progetto) e la sensibilità dei recettori/risorse. La significatività degli impatti può essere categorizzata secondo le seguenti classi:

- ✓ **Bassa**
- ✓ **Media**
- ✓ **Alta**
- ✓ **Critica**

		Sensibilità della Risorsa/Recettore		
		Bassa	Media	Alta
Magnitudo del Progetto	Trascurabile	Bassa	Bassa	Bassa
	Bassa	Bassa	Media	Alta
	Media	Media	Alta	Critica
	Alta	Alta	Critica	Critica

Tabella 7.1 – Significatività degli impatti.

In particolare, la classe di significatività sarà:

- *bassa*, quando, a prescindere dalla sensibilità della risorsa, la magnitudo è trascurabile oppure quando magnitudo e sensibilità sono basse;
- *media*, quando la magnitudo dell’impatto è bassa/media e la sensibilità del recettore è rispettivamente media/bassa;
- *alta*, quando la magnitudo dell’impatto è bassa/media/alta e la sensibilità del recettore è rispettivamente alta/media/bassa;
- *critica*, quando la magnitudo dell’impatto è media/alta e la sensibilità del recettore è rispettivamente alta/media.

Nel caso in cui la risorsa/recettore sia essenzialmente non impattata oppure l’effetto sia assimilabile ad una variazione del contesto naturale, nessun impatto potenziale è atteso e pertanto non deve essere riportato.

La **sensibilità** delle componenti ambientali potenzialmente soggette ad un impatto (risorse/recettori) è funzione del contesto iniziale di realizzazione del Progetto. In particolare, è data dalla combinazione di:

- *importanza/valore* della componente ambientale che è generalmente valutata sulla base della sua protezione legale, del suo valore ecologico, storico o culturale;
- *vulnerabilità/resilienza* della componente ambientale ovvero capacità di adattamento ai cambiamenti prodotti dal Progetto e/o di ripristinare lo stato *ante-operam*.

La **magnitudo** descrive il cambiamento che l'impatto di un'attività di Progetto può generare su una componente ambientale. Come visto, è caratterizzabile secondo quattro classi:

- trascurabile;
- bassa;
- media;
- alta.

La sua valutazione è funzione dei seguenti parametri:

- Durata: periodo di tempo per il quale ci si aspetta il perdurare dell'impatto prima del ripristino della risorsa/recettore; è possibile distinguere un periodo:
 - *temporaneo*: l'effetto è limitato nel tempo, risultante in cambiamenti non continuativi dello stato quali/quantitativo della risorsa/recettore. La/il risorsa/recettore è in grado di ripristinare rapidamente le condizioni iniziali. In assenza di altri strumenti per la determinazione esatta dell'intervallo di tempo, può essere assunto come riferimento per la durata temporanea un periodo approssimativo pari o inferiore a 1 anno;
 - *breve termine*: l'effetto è limitato nel tempo e la risorsa/recettore è in grado di ripristinare le condizioni iniziali entro un breve periodo di tempo. In assenza di altri strumenti per la determinazione esatta dell'intervallo temporale, si può considerare come durata a breve termine dell'impatto un periodo approssimativo da 1 a 5 anni;
 - *lungo termine*: l'effetto è limitato nel tempo e la risorsa/recettore è in grado di ritornare alla condizione precedente entro un lungo arco di tempo. In assenza di altri strumenti per la determinazione esatta del periodo temporale, si consideri come durata a lungo termine dell'impatto un periodo approssimativo da 5 a 30anni;
 - *permanente*: l'effetto non è limitato nel tempo, la risorsa/recettore non è in grado di ritornare alle condizioni iniziali e/o il danno/i cambiamenti sono irreversibili. In assenza di altri strumenti per la determinazione esatta del periodo temporale, si consideri come durata permanente dell'impatto un periodo di oltre 30 anni.
- Estensione: area interessata dall'impatto. Essa può essere:
 - *locale*: gli impatti sono limitati ad un'area contenuta che varia in funzione della componente specifica;
 - *regionale*: gli impatti riguardano un'area che può interessare diverse provincie fino ad un'area più vasta, non necessariamente corrispondente ad un confine amministrativo;
 - *nazionale*: gli impatti interessano più regioni e sono delimitati dai confini nazionali;

- *transfrontaliero*: gli impatti interessano più paesi, oltre i confini del paese ospitante il progetto.
- **Entità**: grado di cambiamento delle componenti ambientali rispetto alla loro condizione iniziale *ante – operam*. In particolare, si ha:
 - *non riconoscibile* o variazione difficilmente misurabile rispetto alle condizioni iniziali o impatti che interessano una porzione limitata della specifica componente o impatti che rientrano ampiamente nei limiti applicabili o nell'intervallo di variazione stagionale;
 - *riconoscibile* cambiamento rispetto alle condizioni iniziali o impatti che interessano una porzione limitata di una specifica componente o impatti che sono entro/molto prossimi ai limiti applicabili o nell'intervallo di variazione stagionale;
 - *evidente differenza* dalle condizioni iniziali o impatti che interessano una porzione sostanziale di una specifica componente o impatti che possono determinare occasionali superamenti dei limiti applicabili o dell'intervallo di variazione stagionale (per periodi di tempo limitati);
 - *maggiore variazione* rispetto alle condizioni iniziali o impatti che interessano una specifica componente completamente o una sua porzione significativa o impatti che possono determinare superamenti ricorrenti dei limiti applicabili o dell'intervallo di variazione stagionale (per periodi di tempo lunghi).

Dalla combinazione di durata, estensione ed entità si ottiene la magnitudo degli impatti. In particolare:

Durata	Estensione	Entità	Magnitudo
Temporaneo	Locale	Non riconoscibile	Trascurabile
Breve termine	Regionale	Riconoscibile	Bassa
Lungo termine	Nazionale	Evidente	Media
Permanente	Transfrontaliero	Maggiore	Alta

Durata	Estensione	Entità	Magnitudo
1	1	1	3-4
2	2	2	5-7
3	3	3	8-10
4	4	4	11-12

Tabella 7.2. – Magnitudo degli impatti.

In merito alla durata (uno dei parametri che definisce la magnitudo dell'impatto) si precisa che nelle valutazioni degli impatti che interessano l'intera fase di costruzione/dismissione, nonostante tale fase duri al massimo circa sei mesi, si considererà "a vantaggio di sicurezza" una durata cosiddetta a breve termine.

Descrivere gli impatti in termini dei criteri di cui sopra fornisce una base coerente e sistematica per il confronto e l'applicazione di un giudizio.

L'impatto ambientale degli aerogeneratori può essere distinto in diverse fasi:

1. Fase di produzione;
2. Fase di fine vita del prodotto;
3. Fase di esercizio (impatto sul paesaggio).

Nella *fase di produzione* dei singoli componenti le turbine, l'impatto ambientale è assimilabile a quello di qualsiasi industria o stabilimento chimico. Nel processo produttivo sono utilizzate sostanze tossiche che richiedono la presenza di sistemi di sicurezza e attrezzature adeguate alla tutela della salute dei lavoratori.

In caso di guasti, l'impatto sull'ambiente può essere forte ma pur sempre locale. L'inquinamento prodotto in caso di malfunzionamento della produzione incide soprattutto sul sito in cui la stessa è localizzata.

Durante la *fase di esercizio*, si può affermare che gli impianti eolici non causano inquinamento ambientale: dal punto di vista chimico non producono emissioni, residui o scorie.

Possiamo considerare una vita media di una turbina intorno ai 20-25 anni, senza considerare eventuali guasti.

Oggi, stando ai dati di WindEurope, la più grande associazione di produttori del Vecchio Continente, sono oltre **34mila gli aerogeneratori on-shore** con più di 15 anni di vita alle spalle.

In termini di GW si tratta di circa **36**, di cui ben 9 GW provengono da turbine fra i 20 e i 24 anni e 1 GW da turbine con 25 anni o più. La maggior parte di esse è distribuita fra Germania, Spagna, Francia e Italia. E restringendo il campo al nostro Paese si ha che circa la metà delle turbine italiane – 3.800 – giungerà al termine della vita operativa entro il 2030.

Si tratta di un volume piuttosto significativo che deve essere preso seriamente in considerazione per almeno tre ordini di motivi. Il primo, di **natura strategica**, coinvolge i sistemi-Paese: la dismissione di un così alto numero di impianti può ripercuotersi sulla capacità di generazione rinnovabile nazionale (e continentale), se non pianificata adeguatamente.

Il secondo, di **tipo ambientale** riguarda da vicino la sostenibilità e l'approccio circolare oggi imprescindibili: bisogna gestire al meglio la fase di *decommissioning* e di riuso dei materiali.

Il terzo, **più prettamente economico**, chiama in causa chi nei parchi eolici investe denaro e risorse: siccome sostituire vecchie turbine con nuove è un'operazione molto onerosa, è fondamentale valutare se quelle esistenti possono ancora garantire performance di buon livello.

Sostituzione a parte, tra le opzioni che gli operatori possono prendere in considerazione vi sono:

1. **il repowering** con la sostituzione dell'intera turbina con una nuova (più potente ed efficiente) o **il revamping**, con il cambio di alcuni componenti;
2. **l'estensione della durata** della vita utile.

7.4. Atmosfera e Clima

La componente ambientale "atmosfera" viene valutata attraverso i suoi due elementi caratterizzanti: *qualità dell'aria e condizioni meteorologiche*. Il sole, in particolare, costituisce ovviamente elemento fondamentale per la tecnologia fotovoltaica.

L'**aria** determina alcune condizioni necessarie al mantenimento della vita, quali la fornitura dei gas necessari alla respirazione (o direttamente o attraverso scambi con gli ambienti idrici), l'attenuazione di valori estremi di temperatura, la protezione (attraverso uno strato di ozono) dalle radiazioni ultraviolette provenienti dall'esterno. Ne consegue che il suo inquinamento può comportare effetti fortemente indesiderati sulla salute umana e sulla vita nella biosfera in generale.

Ai fini delle valutazioni di impatto ambientale, è necessario distinguere tra le "emissioni" in atmosfera di aria contaminata da parte delle attività in progetto e l'aria a livello del suolo, dove avvengono gli scambi con le altre componenti ambientali (popolazione umana, vegetazione, fauna). Il **clima** può essere definito come l'effetto congiunto di fenomeni meteorologici che determinano lo stato medio del tempo atmosferico. Esso è innanzitutto legato alla posizione geografica di un'area (latitudine, distanza dal mare, ecc.) ed alla sua altitudine rispetto al livello del mare. I fattori meteorologici che influenzano direttamente il clima sono innanzitutto la temperatura e l'umidità dell'aria, la nuvolosità e la radiazione solare, le precipitazioni, la pressione atmosferica e le sue variazioni, il regime dei venti regnanti e dominanti. Ai fini degli studi di impatto il clima rappresenta un fattore determinante in quanto fattore di modificazione dell'inquinamento atmosferico, ed in quanto bersaglio esso stesso di possibili impatti.

La conoscenza delle caratteristiche climatiche è di fondamentale importanza per la comprensione della struttura del paesaggio vegetale a valere sull'influenza che, il clima, esercita su tutte le componenti degli ecosistemi. In termini operativi, la caratterizzazione del clima è stata effettuata prendendo in esame: l'altitudine ed i dati termo – pluviometrici; nonché passando in esame le carte regionali di rappresentazione grafica dei principali indici bioclimatici.

7.4.1. Caratterizzazione meteorologica

Il clima della provincia di Foggia non è omogeneo. Se sul Gargano si caratterizza per essere decisamente "mediterraneo", con temperature piuttosto miti d'inverno e calde d'estate e contenute escursioni termiche. Per il Tavoliere è più esatto parlare di un clima continentale caratterizzato da forti escursioni termiche dovute soprattutto ai valori massimi che sono particolarmente elevati. Nel capoluogo dauno l'escursione termica media annuale è di venti gradi, con punte che talvolta hanno sfiorato anche i 50°C.

Tuttavia la particolare conformazione geografica della provincia e le sensibili differenze di altitudine che si registrano tra le diverse zone provocano una situazione climatica non omogenea, che soprattutto in particolari stagioni dell'anno può essere sensibilmente diversa tra una zona e l'altra. Così, se la media annua della temperatura nel Tavoliere si aggira sui 18 gradi, questa scende sensi-

bilmente sulle parti più alte del Gargano e del Subappennino, nelle quali la neve, che raramente fa la sua comparsa nel resto della Puglia, è piuttosto frequente nella stagione invernale.

Dal punto di vista statistico, il mese più freddo è quello di gennaio, con temperature medie comprese tra i 6 e i 10 gradi, il mese più caldo è invece quello di agosto, con temperature medie che oscillano tra i 24 e i 26 gradi. I luoghi più caldi della provincia di Foggia sono quelli del Tavoliere, dove tra l'altro sono più elevate le escursioni termiche. Scarse le piogge a causa del clima piuttosto secco. La media delle precipitazioni annue si aggira attorno ai 700 millimetri che possono comunque giungere a mille nelle zone del Gargano e del Subappennino.

A contraltare delle zone collinari vi è però il Tavoliere che è la zona meno piovosa d'Italia. Non è infrequente il caso di valori annui che scendono al di sotto dei 500 millimetri, provocando stagioni siccitose che sono causa di notevoli problemi per l'agricoltura. Assai avari di pioggia sono i mesi estivi, la maggior parte delle precipitazioni si concentra tra novembre e marzo. La posizione geografica del Tavoliere lo rende particolarmente esposto al maestrale, che viene incanalato dal Gargano e dai Monti della Daunia e trasforma la pianura in una sorta di corridoio. Hanno rilevanza solo locale il "favonio", vento caldo e sciroccale e la fredda bora.

Temperatura e piovosità

Il Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali (MIPAAF), attraverso l'Osservatorio Agroclimatico, mette a disposizione la serie storica degli ultimi 10 anni delle temperature medie annuali (minima e massima) e delle precipitazioni a livello provinciale. In particolare, le statistiche meteorologiche, riportate di seguito, sono stimate con i dati delle serie storiche meteorologiche giornaliere delle stazioni della Rete Agrometeorologica nazionale (RAN), del Servizio Meteorologico dell'Aeronautica Militare e dei servizi regionali italiani.

La stima delle statistiche meteorologiche delle zone o domini geografici d'interesse è eseguita con un modello geostatistico non stazionario che tiene conto sia della localizzazione delle stazioni sia della tendenza e della correlazione geografica delle grandezze meteorologiche. Le statistiche meteorologiche e climatiche sono archiviate nella Banca Dati Agrometeorologica Nazionale. Nella tabella sottostante è riportato il dato relativo alla provincia di Foggia riferita all'intervallo temporale 2009 – 2018.

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Temp. minima (°C)	11,3	10,5	11,3	11,5	11,3	11,7	11,8	11,5	11,3	-
Media climatica (°C)	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6
Scarto dal clima (°C)	0,7	-0,1	0,7	0,9	0,7	1,1	1,2	0,9	0,7	-
Temp. massima (°C)	18,9	17,9	18,5	19,0	18,4	18,7	19,2	18,5	18,7	-
Media climatica (°C)	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3
Scarto dal clima (°C)	-0,4	-1,4	-0,8	-0,3	-0,9	-0,6	-0,1	-0,8	-0,6	-
Precipitazione (mm)	856,3	821,2	612,0	589,9	750,0	683,4	747,4	723,9	549,3	-
Media climatica (mm)	603,4	603,4	603,4	603,4	603,4	603,4	603,4	603,4	603,4	603,4
Scarto dal clima (%)	41,9	36,1	1,4	-2,2	24,3	13,3	23,9	20,0	-9,0	-
Evapotraspirazione (mm)	998,5	918,5	1071,7	1176,3	1073,4	937,5	1102,6	945,7	1075,9	-
Media climatica (mm)	976,8	976,8	976,8	976,8	976,8	976,8	976,8	976,8	976,8	976,8
Scarto dal clima (%)	2,2	-6,0	9,7	20,4	9,9	-4,0	12,9	-3,2	10,2	-

Tabella 7.3. – Dati Climatici della Provincia di Foggia ultimi dieci anni (2009-2018).

Come si evince dalla Tabella 7.3, le temperature medie massime annuali si aggirano intorno ai 19°C mentre quelle medie minime annuali intorno ai 10,6°C; le precipitazioni appaiono con valori superiori ai 600 mm, mentre l'evapotraspirazione media annua arriva a valori di circa 977 mm.

Vento

Il potenziale eolico è stato stimato facendo riferimento all'Atlante Eolico Italiano che riporta i risultati della ricerca sottoforma di mappe che descrivono la distribuzione sul territorio italiano dei valori stimati di velocità media del vento e di producibilità specifica.

Per la velocità ci sono tre serie distinte rispettivamente alle tre altezze dal suolo di 50 m, 75 m e 100 m: i dati sono deducibili dalla colorazione delle diverse aree sulla base di una scala cromatica a nove colori in calce ad ogni tavola.

Le mappe di producibilità specifica sono simili nella presentazione a quelle di velocità media e hanno una scala a otto colori dove ciascun colore identifica una classe di producibilità specifica espressa in MWh/MW (ovvero in ore annue).

Per l'area di impianto, la direzione prevalente del vento è molto prossima alla perpendicolare alla direttrice di installazione dei nuovi aerogeneratori.

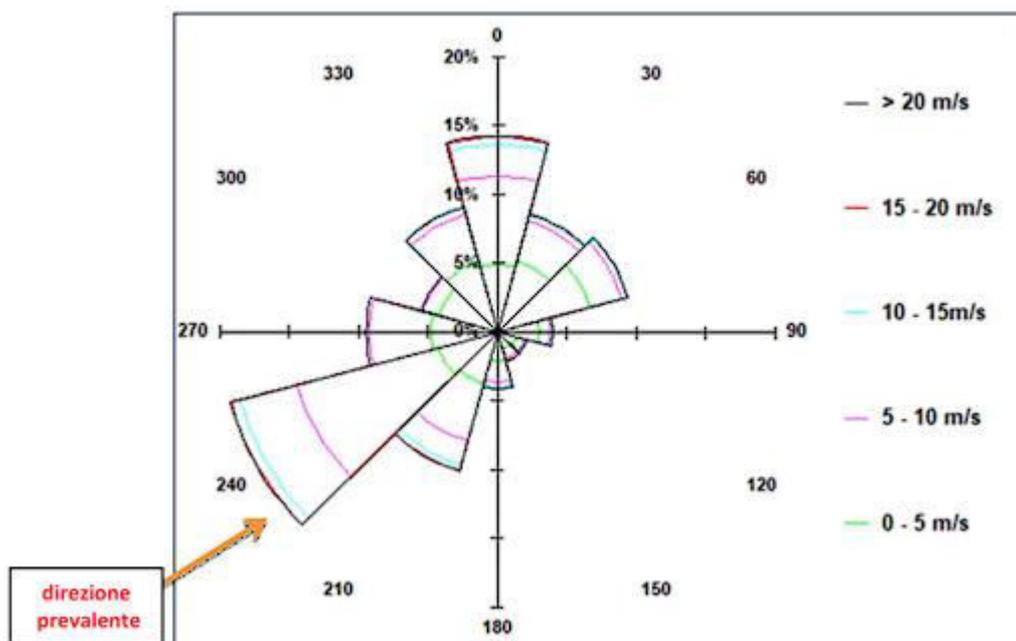


Figura 7.3. – Rosa dei venti area di progetto.

Per quanto riguarda l'area di progetto e zone limitrofe, dalla consultazione dei dati reperibili sulla pagina web dell'Atlante Eolico (<https://atlanteeolico.rse-web.it/start.phtml>), risulta una velocità media del vento, alle diverse altezze di 50 m, 75 m e 100 m, variabile tra la classe 6-7 m/s e la classe 8-9 m/s; in merito alla Producibilità specifica (MWh/MW), sempre alle stesse altezze, i valori variano tra la classe 3000 – 3500 MWh/MW e la classe > 4000 MWh/MW.

7.4.2. Valutazione degli Impatti

Come già precedentemente accennato gli unici impatti attesi nei confronti dell'atmosfera e/o del clima circostante l'area di intervento, sono dovuti essenzialmente ai seguenti fattori:

- emissioni in atmosfera di polveri in atmosfera e loro ricaduta;
- emissioni di inquinanti organici ed inorganici in atmosfera e loro ricaduta.

Durante la fase di costruzione dell'impianto e delle opere connesse l'emissione di polveri sarà dovuta al transito dei mezzi pesanti per la fornitura di materiali e dei mezzi d'opera per la realizzazione delle attività di preparazione del sito e per l'adeguamento della viabilità interna. Il sollevamento di polveri da parte dei mezzi potrà essere minimizzato attraverso una idonea pulizia dei mezzi ed eventuale bagnatura delle superfici più esposte. Emissioni di polveri potranno, inoltre, essere generate durante la realizzazione dei tratti di cavo interrato per il collegamento dell'impianto alle cabine di consegna e da queste alla Stazione Elettrica.

Tali attività saranno di lieve entità, di durata complessiva contenuta e con scavi superficiali di profondità non superiore a 120 cm e determineranno i volumi di scavo meglio quantificati nell'elaborato "Relazione Terre e Rocce da Scavo". In relazione alle emissioni di inquinanti organici e inorganici in atmosfera e alla loro ricaduta, queste potranno essere dovute esclusivamente agli scarichi dei pochi mezzi meccanici impiegati per le attività e per il trasporto di personale e materiali. I mezzi utilizzati saranno verificati secondo la normativa sulle emissioni gassose.

La tabella che segue riporta la valutazione degli impatti in fase di cantiere.

Attività/azioni di Progetto	Fattori di impatto	Durata nel tempo	Distribuzione temporale	Reversibilità	Magnitudine	Area di influenza	Sensibilità componente
Transito mezzi pesanti	Emissione di polveri in Atmosfera e loro ricaduta	breve	discontinua	breve termine	bassa	locale	bassa
Adeguamento viabilità		breve	discontinua	breve termine	bassa	locale	bassa
Scavo e posa in opera cavidotto		breve	discontinua	breve termine	bassa	locale	bassa
Transito dei mezzi pesanti	Emissione di inquinanti organici e inorganici in atmosfera e loro ricaduta	breve	discontinua	breve termine	bassa	locale	bassa

Tabella 7.4. – Valutazione degli impatti sulla componente atmosfera in fase di cantiere.

Sulla base di quanto sopra riportato, ed in particolare del ridotto numero di mezzi impiegati e di viaggi effettuati, della temporaneità di ciascuna attività e della loro breve durata, nonché delle caratteristiche dell'area in cui si inseriranno le indagini, si ritiene che l'impatto sulla componente atmosfera in **fase di cantiere** e in **fase di dismissione** possa essere considerato **trascurabile**.

Durante la **fase di esercizio** non saranno generate emissioni gassose (a meno di quelle degli autoveicoli per il trasporto delle poche unità di personale di manutenzione e controllo dell'impianto, che possono essere considerati trascurabili), né di polveri in atmosfera.

Sul scala territoriale dell'area di intervento la realizzazione di un impianto eolico non introduce alcuna modificazione delle condizioni climatiche, mentre su scala globale, la realizzazione di un impianto eolico genera un impatto positivo contribuendo alla riduzione di emissione di gas con effetto serra, migliorando la qualità dell'aria e riducendo l'indice di desertificazione in altre aree terrestri.

7.5. Suolo e sottosuolo

7.5.1 Inquadramento Geologico

Il territorio di progetto ricade nel Foglio n.174 "Ariano Irpino" della Carta Geologica d'Italia in scala 1:100.000, di cui di seguito si riporta uno stralcio:

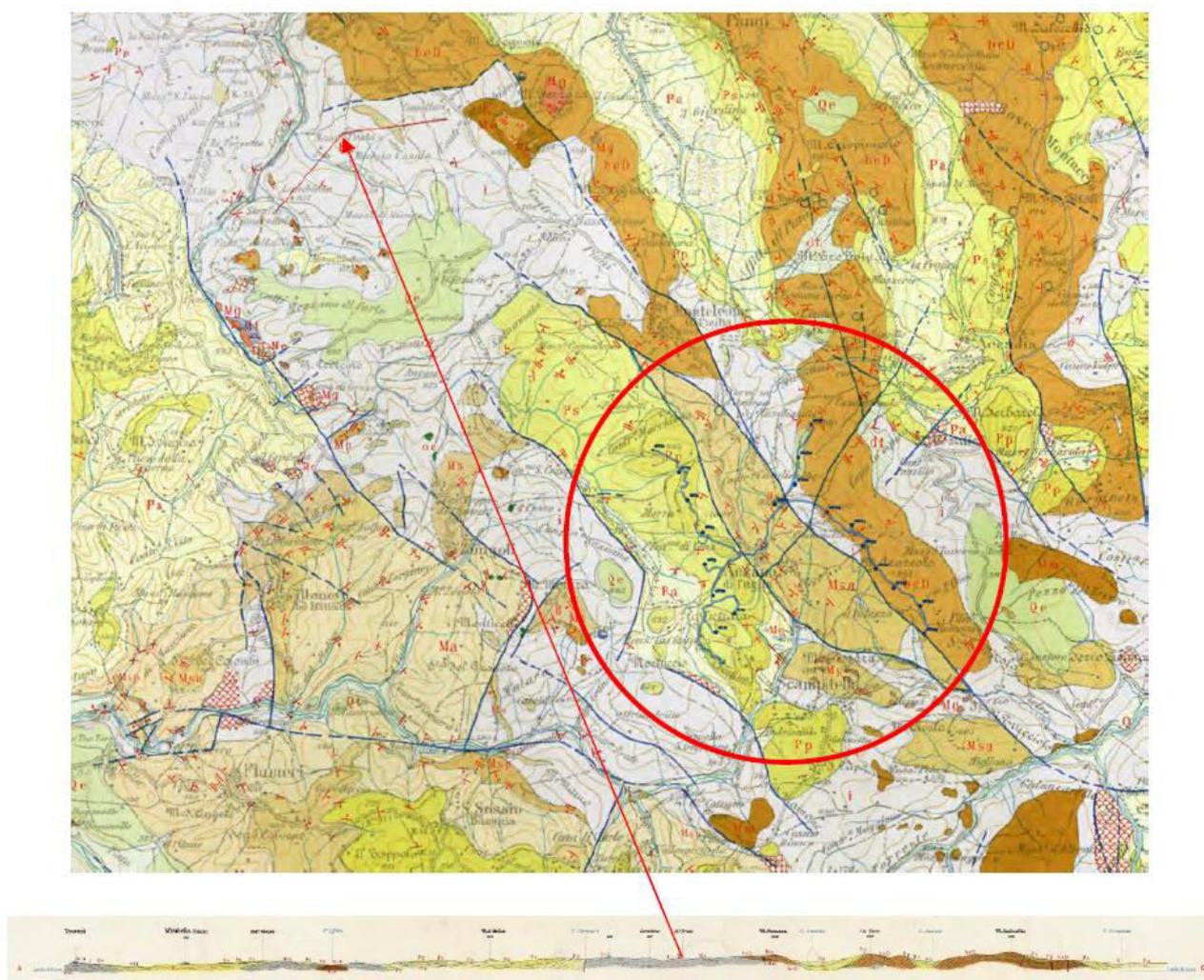


Figura 7.4. – Carta geologica D’Italia: Foglio n. 174 “Ariano Irpino”: territorio di progetto.

I terreni affioranti nelle aree racchiuse nello stralcio del Foglio n. 174 “Ariano Irpino” della Carta Geologica d’Italia scala 1:100.000, sono attribuibili al probabile ciclo deposizionale Miocenico, in ambiente di sedimentazione geosinclinale di Fossa, avvenuta durante il Miocene inferiore-medio tra la catena Appenninica e l’Avampaese, i cui depositi sedimentari prevalenti hanno portato alla loro denominazione di formazioni della serie dei “Flysh”, una notevole varietà di litofacies attribuibili a numerose fonti di apporto detritico in un contesto di regime compressivo.

Più in generale, i terreni del sottosuolo dell’area in esame sono ascrivibili a:

- **Msa** : Molasse e sabbie argillose, a luoghi con microfaune del Miocene superiore.
- **bcD (Formazione della Daunia)**: breccie, brecciole, calcareniti alternanti a marne ed argille di vario colore; argille e marne siltose, calcari pulverulenti, arenarie gialle (Miocene);
- **i** : Argille e marne prevalentemente siltose, grige e varicolori, con differente grado di costipazione e scistosità; interstrati o complessi di strati calcarei e calcareo-marnosi; di breccie calcaree, di arenarie varie; puddinghe. Diaspri e scisti diasprini. (Pre-Pliocene)
- **Ps**: sabbie ed arenarie con livelli di puddinghe poligeniche ed argille sabbiose (Pliocene).
- **Pp** : Puddinghe poligeniche più o meno cementate, con livelli sabbiosi.
- **Pa** : Argille e argille sabbiose giallastre.

7.5.1.1 Geologia di dettaglio dell'area di interesse

Più in dettaglio nelle aree di insediamento del parco eolico affiorano prevalentemente e rispettivamente i seguenti complessi litologici:

- Monteleone → Pp: Puddinghe poligeniche più o meno cementate, con livelli sabbiosi;
- Anzano → Ps: sabbie ed arenarie con livelli di puddinghe poligeniche ed argille sabbiose / Pp: Puddinghe poligeniche più o meno cementate, con livelli sabbiosi;
- Sant'Agata → bcD (Formazione della Daunia): breccie, brecciole, calcareniti alternanti a marne ed argille di vario colore; argille e marne siltose, calcari pulverulenti, arenarie gialle.

Tutte e tre i complessi risultano allineati parallelamente tra loro secondo orientamento prevalentemente appenninico NE-SW.

La prima formazione (Pp), è rappresentata da sedimenti conglomeratici, formati puddinghe poligeniche cementate in vario modo ed associate ad orizzonti e lenti sabbiose, costituiscono la totalità dei depositi pliocenici dei Monti della Baronìa. Si tratta di sedimenti non sempre ben stratificati, di colore d'insieme variabile dal rugginoso al bruno ed al giallastro, frequentemente sfatti per l'azione degli agenti esogeni sì da dar luogo a frequenti, seppure limitati fenomeni franosi lungo i versanti più dirupati delle valli.

La seconda (Ps) è rappresentata da sabbie e arenarie con lenti e strati di conglomerati poligenici ed argille sabbiose, si incontrano in varia posizione nella successione dei sedimenti pliocenici.

In genere i sedimenti indicati con la sigla Ps poggiano direttamente sui sedimenti del flysch e sulle molasse mioceniche, presentando qua e là lenti conglomeratiche discontinue e di piccolo spessore. In altri casi invece, le facies sabbiose si ritrovano intercalate in Pa oppure nella parte terminale della locale serie pliocenica.

bcD - FORMAZIONE DELLA DAUNIA: costituisce un complesso entro la «serie del flysch», con litotipi che variano quantitativamente da luogo a luogo, e si estende per decine di chilometri lungo il margine orientale dell'Appennino abruzzese e apulo-campano.

Questo complesso è costituito da un'alternanza di litotipi diversi associati tra loro in modo vario ma sufficiente per riconoscerli un graduale passaggio da elementi clastici più grossolani, nelle aree meridionali, ad elementi in media più fini.

7.5.2 Inquadramento Geografico e Geomorfologico

Le aree d'interesse sono ubicate rispettivamente a:

- Anzano: a circa 1,5 Km SW dal centro abitato di Anzano, in località "Cruscolo", in agro di Anzano di Puglia;
- Monteleone: tra circa 800 m e 4,0 Km dal centro abitato di Anzano, in località "Montagna", in agro di Monteleone di Puglia.
- Sant'Agata: tra circa 3,0 Km NE, 1,5 Km E e circa 3,0 km SE dal centro abitato di Anzano, in località "Casalgrande - Pirazzone", in agro di Sant'Agata di Puglia.

I siti sono ubicati a quote comprese tra 700 m e 950 m s.l.m. e comprende la realizzazione di aerogeneratori di nuova generazione, n° 04 (Anzano), n° 08 (Monteleone), n° 16 (Sant'Agata), che andranno a sostituire quelli di vecchia generazione rispettivamente in n° 12 aerogeneratori (Anzano), n° 28 (Monteleone), n° 42 (Sant'Agata).

Cartograficamente l'area è ubicata nella parte centro-orientale della Tavoleta IGM 1:25.000 – Tav. 174 II-NO “*Monteleone di Puglia*”.

L'area presenta una morfologia che rispecchia sostanzialmente la geologia e la struttura di questo settore dell'appennino campano, ed in parte, l'azione degli agenti esogeni morfogenetici.

I rilievi e le valli sono allineati nella stessa direzione (NW-SE circa) delle coltri alloctone appenniniche, e le aste torrentizie minori, impostate probabilmente lungo discontinuità tettoniche o di sovrascorrimento, incidono i rilievi in direzione parallela alla direzione appenninica, mentre le principali linee di confluenza pluviale sono rappresentate dal T. *Cervaro* che in questa zona vede la sua area di origine e che scorre poi in direzione SE-NW, il T. *Frugno*, che sempre da questa zona prende origine e che scorre sul lato orientale della zona in direzione NE, il T. *Calaggio* che a partire da questa zona verge in direzione E.

Come si può evidentemente dedurre, ci troviamo in area di spartiacque e l'intero parco eolico risulta essere posizionato lungo i crinali dei rilievi questa parte di settore appenninico.

Il suddetto versante è inoltre caratterizzato da una morfologia che riflette le caratteristiche litologiche della successione stratigrafica affiorante. Lungo i pendii ripidi si rinvencono materiali più grossolani con breccie e livelli di calcari stratificati, lungo i pendii a morfologia concava a pendenze più blande, sono presenti i sedimenti più fini.

Il territorio in oggetto presenta una morfologia di crinale con orientamento NW-SE di tipo appenninico, parallelamente alle coltri di sovrascorrimento e di deposizione bacinale che protraggono fino alla pianura foggiana (fascia pede-appenninica).

Morfologicamente l'intero arco eolico si sviluppa lungo le linee di cresta del rilievo che rappresentano anche le linee di displuvio.

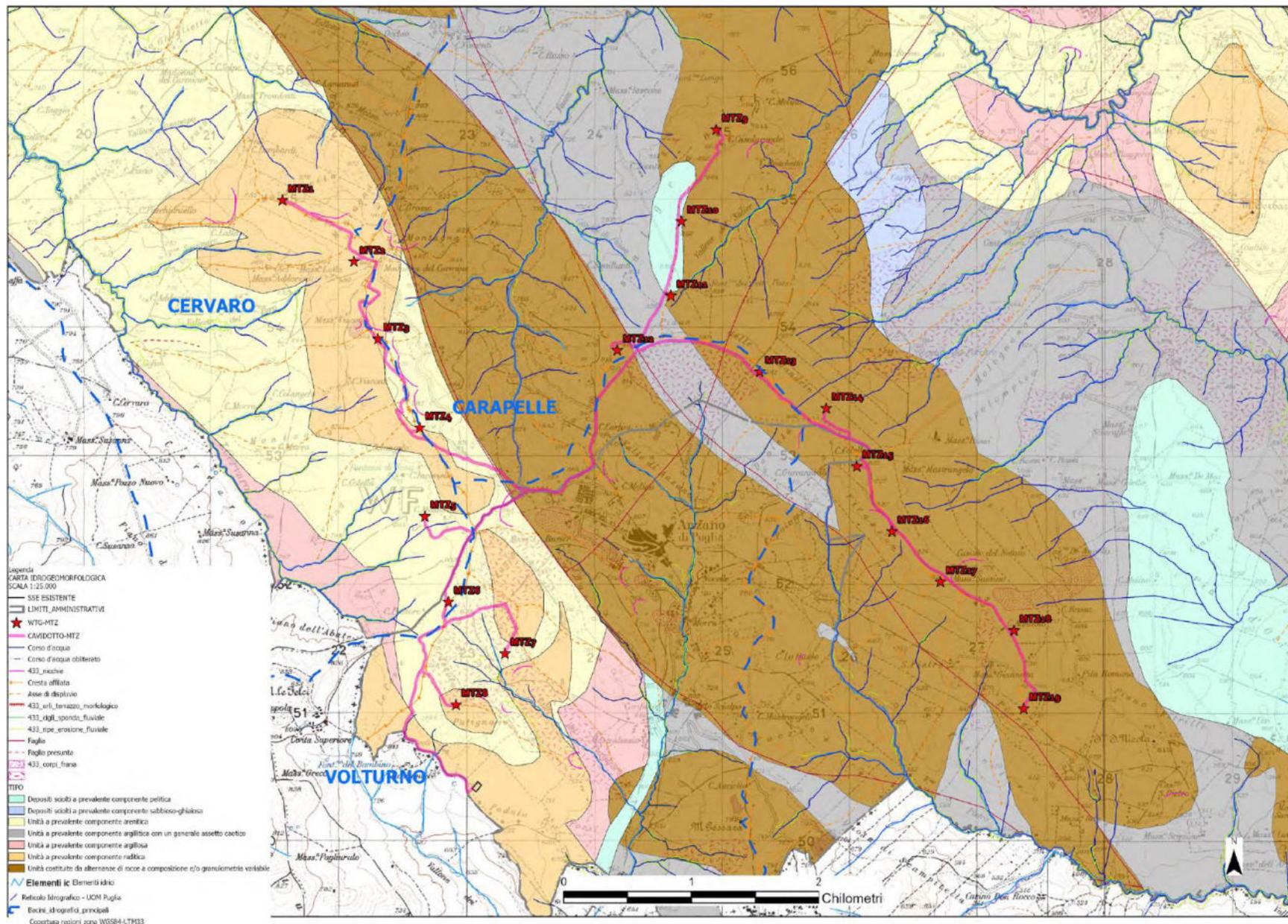


Figura 7.5. – Stralcio Carta Idrogeomorfológica area di progetto.

7.5.3 Sismicità

In accordo con il D.M. del 17/01/2018 “*Nuove norme tecniche per le costruzioni*”, la definizione dell'azione sismica di progetto è effettuata, oltre che sulla base della categoria macrosismica del sito d'interesse, anche in base ad uno studio della risposta sismica locale oppure, in alternativa, ad un approccio semplificato della risposta sismica che si basa sull'individuazione della categoria di sottosuolo del sito.

Il territorio del comune in oggetto così come molti altri comuni della provincia, è classificata come a rischio sismico alto “*Zona 1*”.

Ciò risulta dall'allegato (classificazione sismica dei comuni italiani) all'Ordinanza del P.C.M. n. 3274 del 20 Marzo 2003 “*Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica*” dal quale risulta che il territorio di studio è inserito in Zona Sismica 1 (alto Rischio) corrispondente ad un grado di sismicità pari a $S=12$.

Secondo quanto indicato dalla vecchia normativa sismica dal D.M. 07.03.1981, il coefficiente di intensità sismica è così valutabile: $C=S-2/100 = 0,10$.

7.5.4 Caratteristiche Geologiche locali e indagini in sito

Trattandosi di Progettazione Preliminare, per ottenere la ricostruzione delle situazioni litostratigrafiche e geotecniche locali, oltre alla esecuzione di un rilevamento geologico e geomorfologico di massima, si è proceduto alla ricomposizione delle indagini pregresse eseguite in corrispondenza delle torri eoliche esistenti di cui è prevista la sostituzione funzionale, associando ai profili stratigrafici dati geotecnici tipo desunti dalle prove in sito e di laboratorio.

7.5.4.1. Caratteristiche Geotecniche

Per una prima definizione di un'adeguata modellizzazione geotecnica del volume significativo, ad integrazione della definizione del quadro geologico-geotecnico delle aree interessate dal progetto, già in questa fase progettuale, si è proceduto ad espletare una serie di indagini e predisporre il completamento delle stesse per una fase progettuale successiva.

Allo stato attuale sono stati eseguiti le seguenti indagini dirette:

- n° 06 perforazioni a carotaggio continuo spinte fino alla profondità di 30 m dal p.c.
- esecuzione di prove penetrometriche tipo SPT, per ogni verticale di sondaggio, in numero variabile in funzione alla complessità litologica (3-4);
- prelievo di campioni indisturbati (qualità Q5, Agi 1977) inviati a laboratorio certificato per test di laboratorio ed alla successiva trattazione statistica dei parametri (DM 14/01/2008, Eurocodice 7-8);
- esecuzione di test geotecnici di laboratorio;
- esecuzione di n. 10 sondaggi Simici a Rifrazione e MASW per la definizione sismica di sito delle postazioni di installazione aerogeneratori;

- prelievo n° 03 campioni ambientali (3x6=18 campioni) per verticale di perforazione (tot. = 18 campioni), inviati in laboratorio per analisi ambientali ai sensi del DPR 120/2017.

7.5.4.2. Ubicazione delle indagini

In corrispondenza di n° 10 punti di impianto degli aerogeneratori di progetto si è quindi proceduto ad eseguire n° 10 stendimenti geofisici con prove di tipo Sismica a rifrazione (SIS) e di tipo MASW, permettendo di acquisire alcuni parametri sismostratigrafici e dinamici dei terreni investigati, definizione di un profilo sismostratigrafico del sito e definizione del profilo sismico di sito da associare al “Terreno Tipo” come previsto dalle NTC 2018.

In maniera alternata con le indagini geofisiche (cfr Tavola Indagini), in corrispondenza di n° 06 punti delle opere previste da progetto (aerogeneratori) sono stati eseguiti altri e tanti sondaggi meccanici spinti fino alla -30 m. di profondità dal p.c.; nel corso delle perforazioni sono state eseguite prove dirette in foro (SPT), prelievo di campioni indisturbati inviati in laboratorio per la determinazione dei principali parametri fisico-strutturali dei terreni e delle principali caratteristiche geotecniche.

Nel corso della perforazione sono stati prelevati ulteriori n° 03 campioni “disturbati” alle profondità di 1-15-28 m., inviati in laboratorio per esecuzione di indagini di caratterizzazione ambientale per la verifica dei requisiti di utilizzo e/o conferimento presso impianto autorizzato, in qualità di terre e rocce da scavo, così come indicato dal D.P.R. 120/2017.

Naturalmente in fase di progettazione successiva, di dovrà portare a completamento la campagna d’indagini geognostiche e geofisiche eseguendole in corrispondenza di ognuno degli aerogeneratori di progetto.

Oltre alle indagini espletate in sito, si è riusciti ad acquisire ulteriori informazioni stratigrafiche e prove di laboratorio pregresse abbinate agli aerogeneratori in attuale esercizio e di cui è prevista la dismissione.

Si riportano di seguito le ubicazioni dei punti d’indagine eseguiti, cui fanno seguito, dopo una breve descrizione delle metodologie applicate, le rappresentazioni sintetiche dei risultati ottenuti; in allegato si riportano reports d’indagine specifici completi.

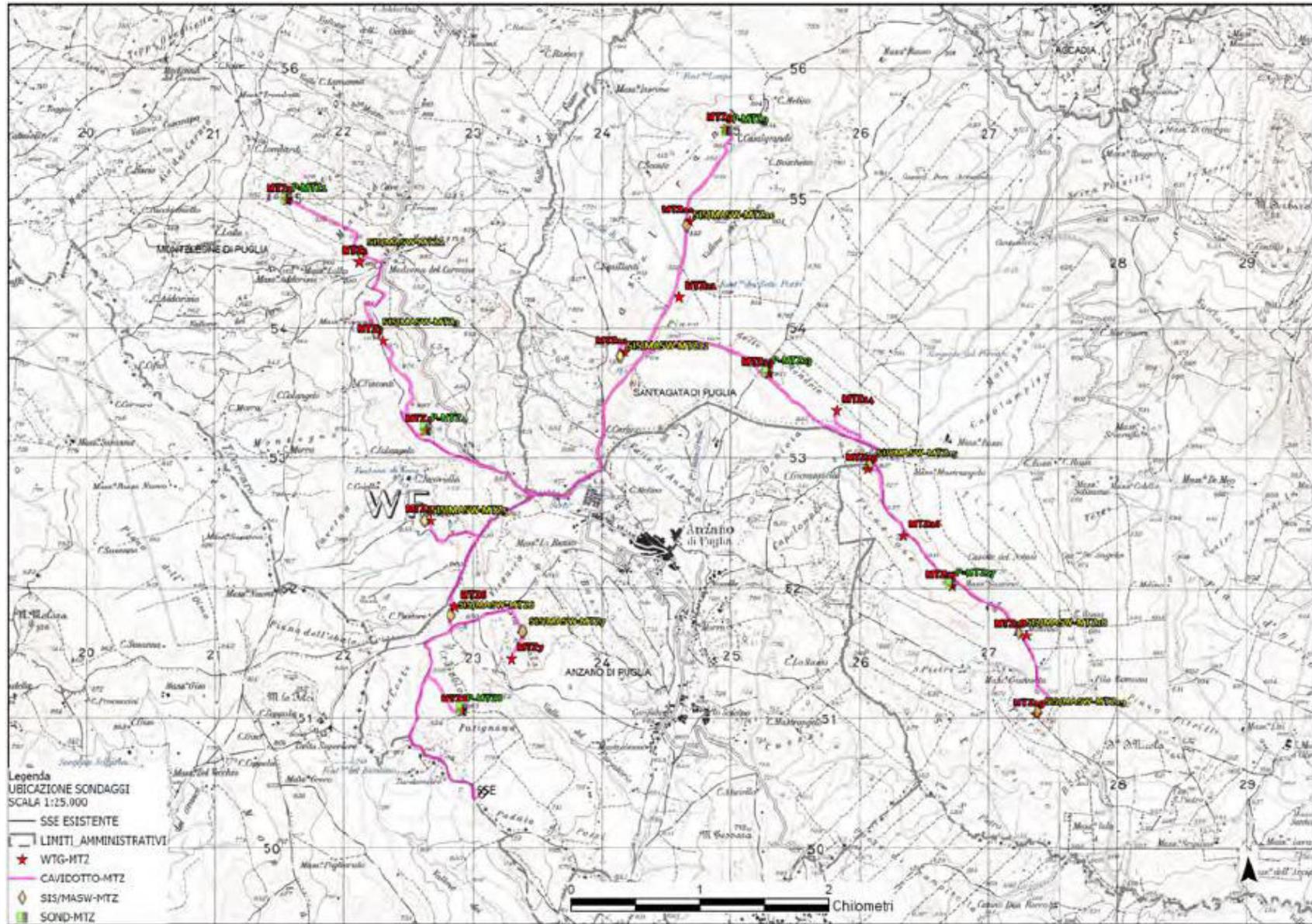


Figura 7.6. – Stralcio Carta Ubicazione delle Indagini nell'area di progetto.

7.5.4.3. Valutazione degli Impatti

A seguito della schematizzazione delle azioni di Progetto e relativi fattori di impatto, sono stati identificati per la componente suolo e sottosuolo i seguenti fattori:

- occupazione di suolo;
- asportazione di suolo superficiale;
- rilascio inquinanti al suolo;
- modifiche morfologia del terreno;
- produzione di terre e rocce da scavo.

Al fine di eliminare qualsiasi rischio di rilascio accidentale e di interazione con la componente suolo, non saranno utilizzati erbicidi o altre sostanze potenzialmente contaminanti, per inibire la crescita di specie erbacee e arbustive incontrollate.

Pertanto, il rilascio di inquinanti al suolo potrà solo essere correlato a sversamenti accidentali dai mezzi meccanici; si ritiene che tale rischio possa essere efficacemente gestito con l'applicazione delle corrette misure gestionali e di manutenzione dei mezzi.

Alla luce delle precedenti considerazioni si ritiene che il fattore "rilascio di inquinanti al suolo" possa essere trascurato nella valutazione dell'impatto sulla componente in esame.

Per quanto riguarda l'asportazione di suolo superficiale, questo sarà legato alla regolarizzazione delle superfici del piano di posa delle strutture e della viabilità interna necessaria al passaggio di mezzi per la manutenzione.

La realizzazione dell'impianto non richiederà l'esecuzione di interventi tali da comportare sostanziali modificazioni del terreno, in quanto sono state privilegiate soluzioni che minimizzano le operazioni di scavo e riporto, volte a rispettare l'attuale morfologia del sito. Sarà, inoltre, sostanzialmente esclusa qualsiasi interferenza con il sottosuolo in quanto gli scavi più profondi risultano pari a 1,2 mt.

La predisposizione delle aree di intervento e la realizzazione delle platee sulle quali poggeranno le cabine prefabbricate previste non comporteranno sensibili modificazioni della morfologia originaria dei luoghi in quanto si tratta di un'area pressoché pianeggiante.

Per quanto riguarda le modificazioni a carattere temporaneo, lo scavo necessario per l'interramento dei cavidotti comporterà lievi modificazioni della morfologia del terreno, che sarà ripristinata dalle operazioni di rinterro.

Durante l'esecuzione delle opere, il terreno di sedime dovrà essere protetto dall'azione erosiva delle acque superficiali e sotterranee, sia durante le fasi di cantiere che ad opera finita. In particolare, le acque di ruscellamento devono essere regimentate con appositi sistemi di drenaggio, senza alterare il normale deflusso, al fine di garantirne l'allontanamento e il ristagno idrico per evitare che siano intercettate dalle opere in questione. I sistemi di drenaggio devono essere realizzati in maniera tale che gli scarichi delle canalizzazioni confluiscono nel fosso più prossimo o impluvio; evitando l'innescio di processi erosivi in corrispondenza dei punti di scarico. Tali sistemi, inoltre,

devono essere dimensionati in maniera tale da consentirne l'efficienza anche durante i massimi di pioggia previsti.

La produzione di terre e rocce sarà limitata a quantitativi modesti in funzione della tipologia di opere. Come detto il materiale movimentato verrà reimpiegato totalmente all'interno del sito, previa caratterizzazione analitica. La sintesi delle valutazioni per ciascun fattore di impatto nelle diverse fasi di Progetto è schematizzata nelle tabelle che seguono.

Attività/azioni di Progetto	Fattori di impatto	Durata nel tempo	Distribuzione temporale	Reversibilità	Magnitudine	Area di influenza	Sensibilità componente
Regolarizzazione delle superfici e adeguamento viabilità di cantiere	Modifiche morfologia del terreno	breve	discontinua	breve termine	bassa	locale	bassa
Scavo e posa in opera cavidotto	Asportazione di suolo superficiale	breve	discontinua	breve termine	bassa	locale	bassa
	Produzione di terre e rocce da scavo	breve	discontinua	breve termine	bassa	locale	bassa

Tabella 7.6. – Valutazione degli impatti sulle componenti suolo e sottosuolo nella fase di cantiere.

Attività/azioni di Progetto	Fattori di impatto	Durata nel tempo	Distribuzione temporale	Reversibilità	Magnitudine	Area di influenza	Sensibilità componente
Presenza impianto e strutture	Occupazione di suolo	lunga	continua	breve termine	bassa	locale	bassa

Tabella 7.7. – Valutazione degli impatti sulle componenti suolo e sottosuolo nella fase di esercizio.

Attività/azioni di Progetto	Fattori di impatto	Durata nel tempo	Distribuzione temporale	Reversibilità	Magnitudine	Area di influenza	Sensibilità componente
Rimozione impianto e strutture	Occupazione di suolo	breve	discontinua	breve termine	bassa	locale	bassa
Rimozione cavo interrato	Produzione di terre e rocce da scavo	breve	discontinua	breve termine	bassa	locale	bassa

Tabella 7.8. – Valutazione degli impatti sulle componenti suolo e sottosuolo nella fase di fine esercizio.

In fase di costruzione, le attività connesse alla regolarizzazione del piano di campagna saranno di durata stimata in 30 gg. Di conseguenza l'impatto indotto sarà di entità bassa.

La fase di esercizio dell'impianto determinerà un'occupazione permanente di suolo.

L'unica parte di occupazione di suolo è certamente imputabile all'allocazione delle piazzole che ospitano i singoli aerogeneratori.

La valutazione globale dell'impatto viene definita di **basso grado** in relazione alle superfici in gioco e alle caratteristiche specifiche dell'area e del contesto: l'intera area si presenta stabile, senza particolari manifestazioni evidenti di dissesto in atto o prevedibilmente in preparazione.

Nella fase di fine dismissione, la rimozione degli aerogeneratori e delle opere connesse determinerà un **impatto positivo** in termini di occupazione di suolo restituendo l'area all'uso produttivo.

Per tutto quanto considerato, si può affermare che **non sussistono impedimenti di natura Geologica – Geotecnica** alla realizzazione delle opere in progetto: per maggiori dettagli in merito si rimanda alle rispettive relazioni allegate.

7.6. Idrogeologia e caratteri di permeabilità

L'inquadramento idrogeologico è stato sviluppato mediante raccolta degli elementi idrogeologici di base fondata sull'osservazione delle giaciture dei termini litologici, sul loro stato d'alterazione e sui reciproci rapporti stratigrafico – strutturali.

La valutazione qualitativa delle caratteristiche di permeabilità dei singoli litotipi ha consentito di distinguere i seguenti complessi idrogeologici:

- **Complesso dei depositi epiclastici continentali (3);**
- **Complesso sabbioso – conglomeratico (9);**
- **Complesso molassico (11);**
- **Complesso delle evaporiti messiniane (12);**
- **Complesso arenaceo – conglomeratico (13);**
- **Complesso delle successioni arenaceo – calcareo – pelitiche (14);**
- **Complesso argilloso – calcareo delle Unità Sicilidi (36).**

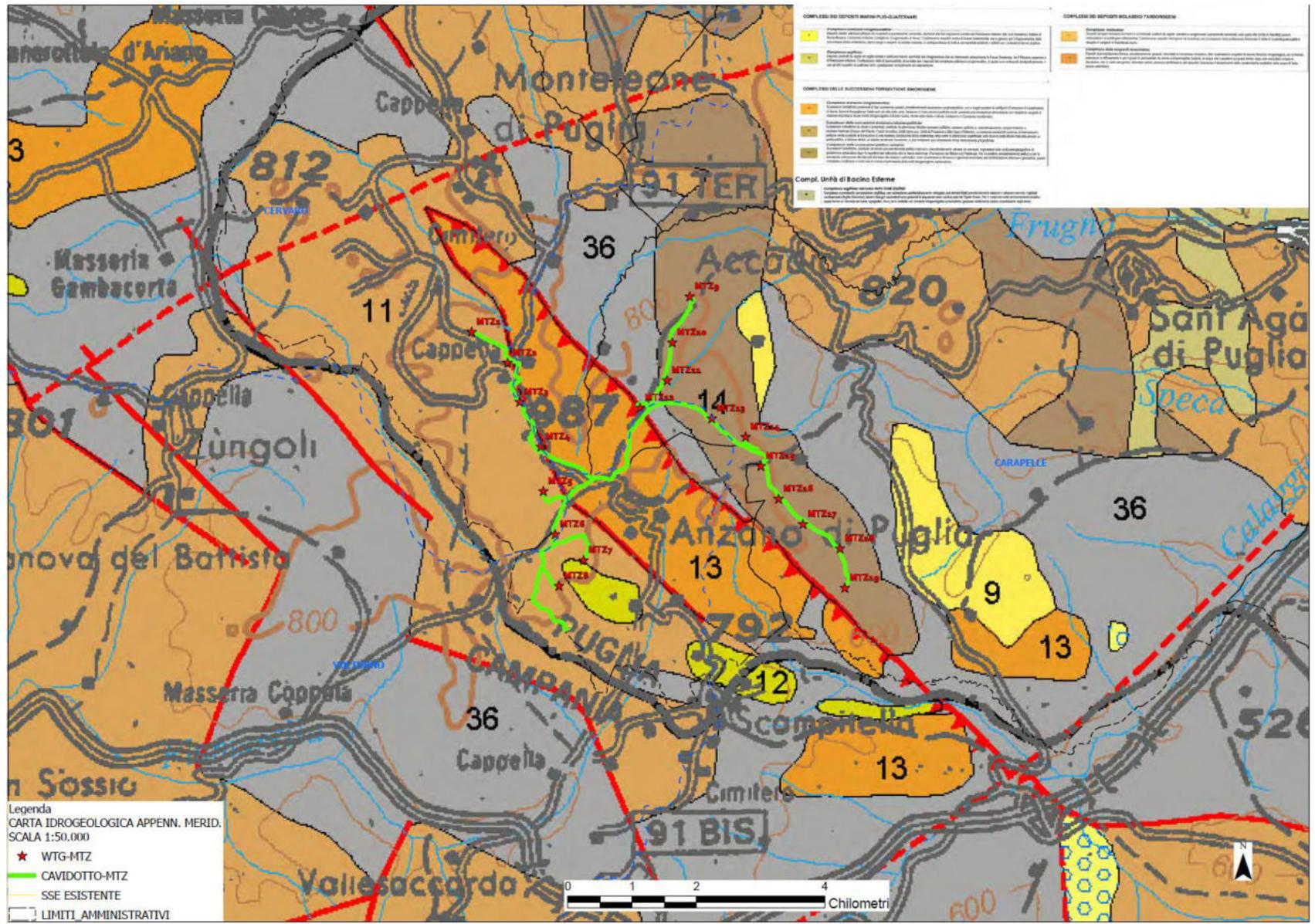


Figura 7.7. – Stralcio Carta Idrogeologica dell'Italia Meridionale: in rosso l'area di progetto.

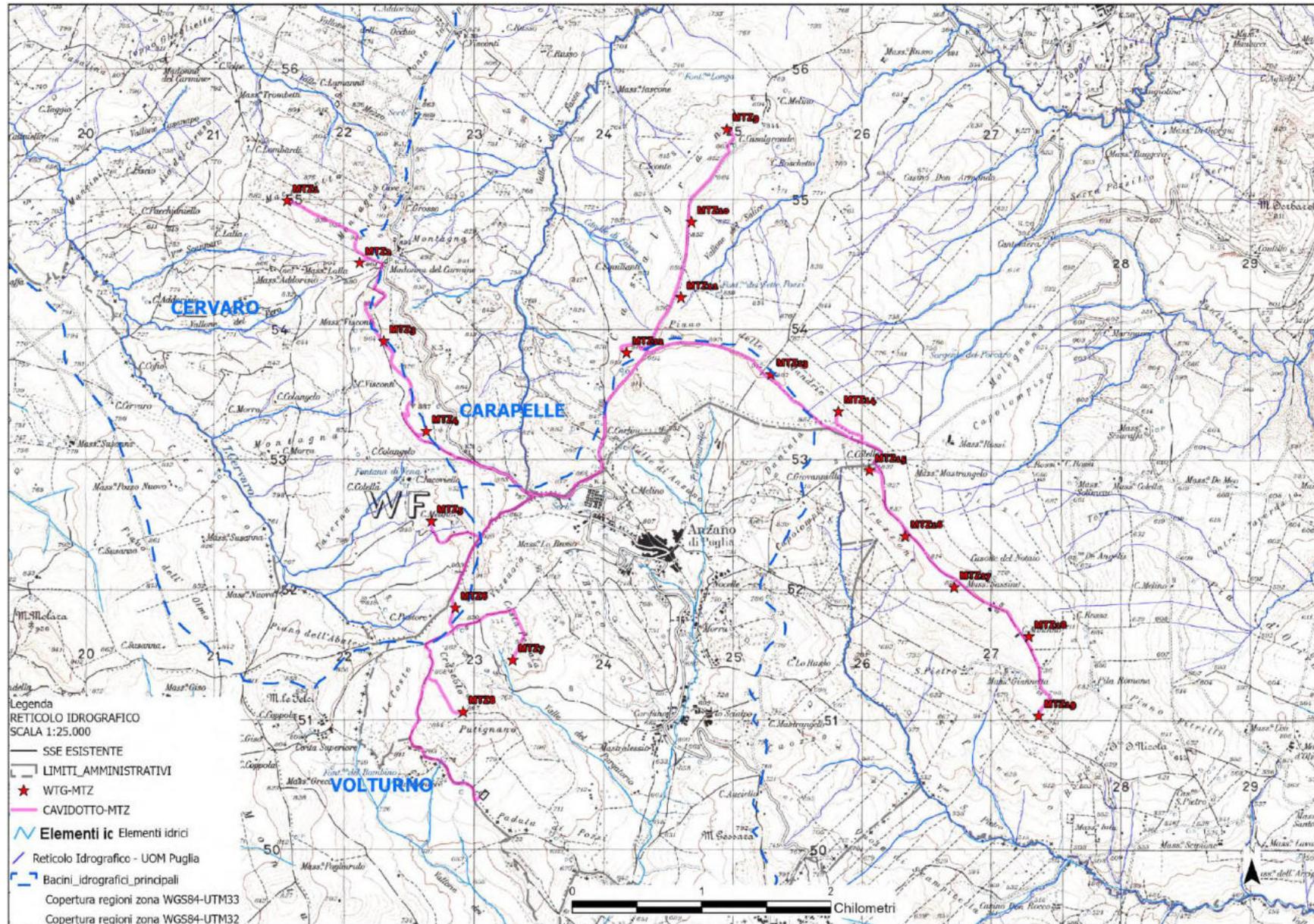


Figura 7.8. – Stralcio Carta del Reticolo Idrografico dell'area di impianto.

7.6.1. Valutazione degli Impatti

A seguito della schematizzazione delle azioni di Progetto e relativi fattori di impatto, sono stati identificati per la componente **acque superficiali** i seguenti fattori:

- alterazione della qualità delle acque superficiali.

Sulla base del quadro presentato nella caratterizzazione ambientale della componente, è possibile affermare che si avranno impatti potenziali **trascurabili** sulla qualità delle acque superficiali sia durante le operazioni di allestimento delle aree di lavoro e di costruzione degli aerogeneratori e delle opere connesse (strade, cavidotti, sottostazione elettrica), sia in fase di dismissione per il ripristino dei siti di installazione degli aerogeneratori e per lo smantellamento di tutte le opere accessorie; saranno **trascurabili** anche gli impatti potenziali sulla risorsa idrica per l'utilizzo di acqua durante le operazioni di costruzione e di ripristino.

Per la matrice **acque sotterranee** nell'analisi preliminare effettuata attraverso la **matrice di Leopold** è stato identificato il seguente fattore di impatto:

- interferenze con l'assetto quantitativo e qualitativo delle acque sotterranee.

In riferimento a quanto evidenziato nella caratterizzazione della componente che prevede la presenza di falda sotterranea a profondità maggiori di quelle di scavo per la posa dei cavidotti (1.2 m), si ritiene che non ci sarà interferenza e di conseguenza alterazione dello stato attuale delle acque sotterranee dal punto di vista qualitativo e quantitativo.

In definitiva, **nessun** impatto potenziale sulla qualità delle acque sotterranee nella fase di costruzione (operazioni di allestimento delle aree di lavoro e di costruzione degli aerogeneratori e delle opere connesse) e nella fase di dismissione (ripristino dei siti di installazione degli aerogeneratori e smantellamento delle opere accessorie).

7.6.2. Conclusioni

Dal punto di vista litologico, il sito è ubicato in corrispondenza delle aree di affioramento di formazioni appartenenti al ciclo deposizionale miocenica del dominio della Catena, principalmente:

- Pp : Puddinghe poligeniche più o meno cementate, con livelli sabbiosi
- bcD (Formazione della Daunia): brecce, brecciole, calcareniti alternanti a marne ed argille di vario colore; argille e marne siltose, calcari pulverulenti, arenarie gialle (Miocene); marginalmente:
- Ps: sabbie ed arenarie con livelli di puddinghe poligeniche ed argille sabbiose (Pliocene);
- Msa : Molasse e sabbie argillose, a luoghi con microfaune del Miocene superiore.

In corrispondenza dei siti indagati è stata rilevata la presenza di depositi terrigeni agrari, sottoforma di copertura superficiale, per spessori medi inferiori o pari a 1,0/2,0 m, per passare poi alle formazioni prevalentemente limo sabbioso-argillose, con intercalazioni di livelli di ghiaie e calcareniti brecciate e/o stratificate, per passare in profondità ad unità litologiche prevalentemente argillose e siltose.

L'assetto generale di stratificazione è parallelo alle coltri plicate e sovrascorse delle coltri appenniniche che si riversano verso NE sulle formazioni di avanfossa bradanica.

Nell'ambito delle profondità di interesse non sono state rilevate vere e proprie falde, trovandoci in presenza di litotipi generalmente impermeabili, ma piuttosto, in corrispondenza di livelli maggiormente sabbiosi e/o ghiaiosi, questi si presentano generalmente in forma satura, o interessati da falde di capacità effimera.

L'intera area si presenta nel complesso stabile, senza particolari manifestazioni evidenti di dissesto in atto o prevedibilmente in preparazione e, dalle indagini esperite, ai sensi delle NTC 2018, i siti possono essere classificati prevalentemente con il tipo C.

In termini di bilancio di occupazione di suolo tra le piazzole di esercizio ed i percorsi stradali, con il nuovo rifacimento e potenziamento del parco eolico, si vedrà complessivamente un bilanciamento in termini areali complessivi, mentre si ottiene una notevole riduzione dei punti di esercizio passando dagli attuali 82 a soli 19.

Per tutto quanto considerato, si può affermare che **non sussistono impedimenti di natura Geologica – Geotecnica alla realizzazione delle opere di progetto.**

7.7. Vegetazione, Flora e Fauna

7.7.1. Vegetazione e Flora

L'area di intervento rientra nell'ambito di paesaggio "Monti Dauni", rappresentato prevalentemente dalla dominante geomorfologica costituita dalla catena montuosa che racchiude la piana del Tavoliere e dalla dominante ambientale costituita dalle estese superfici boscate che ne ricoprono i rilievi. Il Subappennino meridionale presenta una stretta continuità ambientale con la parte settentrionale dell'ambito, col permanere di una naturalità dominata da formazioni boschive e pascolive.

La naturalità occupa circa il 29% dell'intera superficie dell'ambito e appare ancora ben distribuita all'interno dell'intero territorio. Le aree corrispondenti alle figure del Subappennino settentrionale e meridionale racchiudono la gran parte della naturalità con una diminuzione significativa della superficie nella Media Valle del Fortore e soprattutto nell'area della Bassa valle del Fortore. In quest'ultima figura la naturalità appare confinata al corso del fiume Fortore e alle numerose vallette che sfociano lungo la costa adriatica.

È un ambito ricco, rispetto al contesto regionale, di aree boschive che rappresentano circa il 19% della superficie. Sono prevalenti le formazioni di cerro e di roverella governate a ceduo, mentre le faggete risultano sporadiche e relitte. La vegetazione forestale è dominata da *Quercus cerris* in cui penetrano e si associano *Carpinus betulus*, *Carpinus orientalis*, *Cornus sanguinea*, *Rosa canina*, *Hedera helix*, *Crataegus monogyna*, mentre *Quercus pubescens* diviene progressivamente frequente sino a dominante sulle basse e medie pendici.

Le aree a pascolo con formazioni erbacee e arbustive occupano circa il 9% dell'ambito e appaiono distribuite soprattutto nel Subappennino settentrionale e meridionale, dove assumono par-

ticolare interesse le praterie cacuminali che si aprono al di sopra dei boschi di *Quercus cerris* attraverso una stretta fascia ecotonale a *Prunus spinosa* e *Crataegus monogyna* a quote comprese tra 700 e 800 m a seconda dell'esposizione e dell'inclinazione dei pendii.

Le aree umide e le formazioni naturali legati ai torrenti e ai canali rappresentano circa 1,5% della superficie dell'ambito e appaiono diffuse soprattutto nella Bassa Valle del Fortore. Tra la foce del Fortore e del torrente Saccione sono rinvenibili significativi sistemi di aree umide legate. L'attività agricola, di tipo prettamente estensivo è diffusa sull'intero ambito, dove le condizioni orografiche e pedologiche lo consentono, con una forte presenza di seminativi irregolarmente frammisti a tere, seminativi arborati, vigneti e oliveti.

Nella pianura alluvionale della Valle del Fortore la forte pressione antropica esercitata dall'attività agricola intensiva ha determinato una drastica riduzione della vegetazione spontanea nelle aree adiacenti all'alveo nonché la perdita delle aree di pascolo, legate alle attività zootecniche tradizionali ed alla "transumanza", che caratterizzavano gran parte del territorio.

La gestione forestale, che favorisce il ceduo, e gli incendi determinano un impoverimento dei valori ecologici e paesaggistici delle cenosi forestali.

L'intero ambito ospita uno dei poli produttivi di energie rinnovabili da fonte eolica più importanti d'Italia.

Si precisa, infine, che l'area di intervento risulta esterna ad Aree Protette, ai siti della Rete Natura 2000 (pSIC, SIC, ZPS, ZSC), alle aree appartenenti alla Rete Ecologica Regionale per la conservazione della Biodiversità (REB) (PPTR).

7.7.2. Avifauna e Fauna

A questo ambiente è associata una fauna specializzata di grande importanza conservazionistica, tra le quali le più significative sono Lontra (*Lutra lutra*), Lanario (*Falco biarmicus*), Nibbio reale (*Milvus milvus*), Occhione (*Burhinus oediconemus*), Monachella (*Oenanthe hispanica*). Particolare interesse biogeografico assumono il Nono (*Aphanius fasciatus*), l'Alborella meridionale (*Alburnus albidus*), Tritone italico (*Triturus italicus*), l'Ululone appenninico (*Bombina pachypus*), la Raganella italiana (*Hyla intermedia*) tutti endemismi del distretto zoogeografico dell'Italia centro-meridionale.

La struttura ecosistemica-ambientale della Media valle del Fortore e del Subappennino settentrionale è simile per entrambe queste figure territoriali.

Assumono particolare rilievo le formazioni boschive e i sistemi di praterie vegetanti sulle principali vette dell'ambito. Il Lago artificiale di Occhito costituisce un biotopo di rilevante interesse per l'avifauna, soprattutto durante le fasi migratorie (primaverile e autunnale) e di svernamento.

All'intero complesso ambientale, settentrionale e meridionale, del Subappennino Dauno si è associata una fauna tipica delle aree appenniniche tra le quali le più significative sono lupo (*Canis lupus*), Lanario (*Falco biarmicus*), Nibbio reale (*Milvus milvus*), Picchio verde (*Picoides viridis*),

rosso maggiore (*Picus major*) e rosso minore (*Picoides minor*), Tritone italiano (*Triturus italicus*), Ululone appenninico (*Bombina pachypus*), la Raganella italiana (*Hyla intermedia*).

7.7.3. Valutazione degli Impatti

A seguito della schematizzazione delle azioni di Progetto e relativi fattori di impatto, sono stati identificati, per le componenti in esame, i seguenti fattori:

- sfalcio/danneggiamento di vegetazione;
- disturbo alla fauna;
- perdita/modificazione di habitat.

Durante la fase di costruzione dell'impianto e delle opere connesse, i fattori di impatto sopra elencati saranno imputabili alla realizzazione delle attività di preparazione del sito e per l'adeguamento della viabilità interna ai lotti. Le attività di cantiere genereranno inoltre emissioni di rumore che potrebbero arrecare disturbo alla fauna. Tuttavia, tali attività saranno di lieve entità, di durata complessiva contenuta e pertanto l'impatto associato sulla componente faunistica sarà trascurabile in quanto le specie qui presenti sono già largamente abituate al rumore di fondo delle lavorazioni antropiche. Le emissioni acustiche generate dal transito dei mezzi pesanti in ingresso e in uscita dal cantiere per l'approvvigionamento dei materiali, limitati a poche unità al giorno, genereranno anche esse un impatto trascurabile su tutti i taxa considerati. Si segnala inoltre che sarà opportuno rivolgere particolare attenzione al movimento dei mezzi in fase di cantiere per evitare schiacciamenti di anfibi o rettili. Sarà infine opportuno prevedere le attività di preparazione del sito in un periodo compreso tra settembre e marzo per evitare di arrecare disturbo alla fauna nei momenti di massima attività biologica. La tabella che segue riporta la valutazione degli impatti in fase di cantiere.

Attività/azioni di Progetto	Fattori di impatto	Durata nel tempo	Distribuzione temporale	Reversibilità	Magnitudine	Area di influenza	Sensibilità componente
Regolarizzazione delle superfici e adeguamento viabilità	Sfalcio/danneggiamento di vegetazione	breve	discontinua	medio termine	bassa	locale	media
	Perdita/modificazione di habitat	breve	discontinua	medio termine	bassa	locale	bassa
	Disturbo alla fauna	breve	discontinua	breve termine	bassa	locale	bassa

Tabella 7.9. – Valutazione degli impatti sulle componenti vegetazione, fauna, ecosistemi e habitat nella fase di cantiere.

Sulla base di quanto sopra riportato, ed in particolare del ridotto numero di mezzi impiegati giornalmente e di viaggi effettuati, della tempistica di ciascuna attività e della loro breve durata, nonché delle caratteristiche dell'area in cui si inseriranno le indagini, si ritiene che l'impatto sulla componente flora, vegetazione, habitat ed ecosistemi in **fase di cantiere** possa essere considerato **basso**.

Durante la **fase di esercizio** non saranno previsti danneggiamenti né riduzione degli habitat e non sarà previsto disturbo alla fauna riconducibile alle emissioni in atmosfera o alle emissioni di rumore. Infatti, non saranno generate emissioni gassose (a meno di quelle degli autoveicoli per il trasporto delle poche unità di personale di manutenzione e controllo dell'impianto, che possono essere considerati trascurabili), né polveri in atmosfera; in aggiunta la fase di esercizio dell'impianto non comporterà incremento delle emissioni sonore nell'area.

Interferenze **non trascurabili** sono attese in fase di esercizio per l'avifauna a causa della presenza e del funzionamento degli aerogeneratori.

La tabella che segue riporta la valutazione degli impatti in fase di esercizio.

Attività/azioni di Progetto	Fattori di impatto	Durata nel tempo	Distribuzione temporale	Reversibilità	Magnitudine	Area di influenza	Sensibilità componente
Presenza impianto e strutture	avifauna	lunga	lunga	lungo termine	media	locale	media

Tabella 7.10. – Valutazione degli impatti sulle componenti vegetazione, fauna, ecosistemi e habitat nella fase di esercizio.

Durante la **fase di fine dismissione** gli impatti potenziali sulla componente, nonché gli accorgimenti adottabili per la loro minimizzazione, sono assimilabili a quelli già valutati per la fase di cantiere, essendo principalmente legati al transito dei mezzi meccanici e alle attività di scavo superficiale per la rimozione del cavo interrato.

Le caratteristiche in termini di durata, distribuzione temporale, reversibilità, magnitudine, area di influenza, oltre naturalmente alla sensibilità della componente, possono essere considerate analoghe a quelle riportate nella tabella successiva. Inoltre, il ripristino dell'area potrebbe tradursi, in tempi medi, in una ricolonizzazione vegetazionale dell'area probabilmente a macchia bassa. L'impatto sulla componente in fase di fine dismissione viene valutato come **trascurabile**. La tabella che segue riporta la valutazione degli impatti in fase di fine esercizio.

Attività/azioni di Progetto	Fattori di impatto	Durata nel tempo	Distribuzione temporale	Reversibilità	Magnitudine	Area di influenza	Sensibilità componente
Ripristino ambientale dell'area	Sfalcio/ danneggiamento di vegetazione	breve	discontinua	breve termine	bassa	locale	media
	Disturbo alla fauna	breve	discontinua	breve termine	bassa	locale	media
	Perdita/ modificazione di habitat	breve	discontinua	breve termine	bassa	locale	bassa

Tabella 7.11. – Valutazione degli impatti sulle componenti vegetazione, fauna, ecosistemi e habitat nella fase di fine dismissione.

Per quanto riguarda le modifiche dell'habitat, tutti gli studi effettuati sugli impianti esistenti mostrano una buona tollerabilità da parte della fauna locale.

Inoltre, la mancata esistenza di vincoli inerenti alla presenza di Parchi e Riserve, SIC (Siti di Importanza Comunitaria) e ZPS (Zone Di Protezione Speciale), è l'ulteriore dimostrazione che a livello di biocenosi, l'area interessata mostra una certa carenza di specie e quindi l'impianto non rappresenterebbe, visto anche il modello costruttivo, una minaccia per questa.

7.8. Ecosistemi e Habitat

7.8.1. Aspetti generali

Il termine ecosistema, indica l'insieme delle componenti biotiche ed abiotiche di una determinata area, delle loro interazioni e dinamiche evolutive.

La Puglia rientra in quella regione della terra definita come "*bioma mediterraneo*", che corrisponde ad una vasta area geografica il cui clima risulta fortemente influenzato dal bacino del Mediterraneo: della notevole varietà vegetazionale che comprende circa 20.000 specie, ben il 38% sono endemiche.

Situata nella zona centrale del bioma mediterraneo, la Puglia rappresenta un territorio tra i più ricchi da un punto di vista vegetale. Basti pensare che sul totale di 6000 taxa vegetali noti in Italia, ben 2500 (oltre il 41%), sono presenti in Puglia: ha contribuito notevolmente alla ricchezza biologica della regione la sua posizione geografica, che la pone come ponte di unione tra l'oriente e l'occidente.

Rivestono pertanto una scarsa significatività gli ecosistemi del pascolo e del bosco, mentre risultano di un certo interesse l'ecosistema agricolo e quello fluviale e delle aree lacustri rappresentate dall'invaso sul Celone.

Ad eccezione di ristretti lembi di bosco, è pressoché privo di vegetazione selvatica spontanea.

Molto più estesa è, invece, la vegetazione sinantropica a terofite infestanti le colture cereali-cole estive, data da specie caratteristiche come *Stellaria media*, *Chenopodium album*, *Lamium amplexicaule*, *Senecio vulgaris*, *Solanum nigrum*, terofite nitrofile di suoli aridi calpestati in ambienti rurali come *Poa annua*, *Polygonum aviculare*, *Spergularia rubra*, ed emicriptofite nitrofilo-ruderali a macrofite xerofile, spesso spinose, con *Eryngium campestre*, *Eryngium amethystinum*, *Marrubium vulgare*, *Verbascum thapsus*, *Centaurea calcitrapa*, *Dipsacus fullonum*, *Cardus nutans*, *Cardus pycnocephalus*, *Onopordon acanthium*, *Cirsium vulgare*.

In prossimità dell'area interessata dagli interventi realizzativi, la presenza di ecosistemi naturali protetti e/o sottoposti a particolari norme di vigilanza e/o di controllo risulta essere molto limitata. Si rileva, invece, la presenza di formazioni boschive residue e/o di relitti di garighe di piccole entità e dimensioni a valere su piccole aree non poste in coltivo e, tal senso, privi di interventi antropici.

Le rappresentazioni cartografiche ISPRA, così come quelle estratte dal Piano Paesaggistico Territoriale Regionale, di fatto, evidenziano un basso valore ecologico delle superfici interessate, una bassa sensibilità ecologica ed ambientale contrapposta da un valore elevato della pressione antropica.

Si tratta di aree poste in coltivo caratterizzate da sistemi di coltivazioni intensivi di olivo e vite tra le specie arboree e di frumento duro per ciò che concerne le specie erbacee.

La carta degli Habitat e le caratterizzazioni del paesaggio agrario confermano il classamento ecologico ed ambientale evidenziato.

La direttiva 92/43/CEE, meglio nota come "Direttiva Habitat" riporta in un allegato l'elenco degli habitat considerati a rischio e pertanto meritevoli di tutela nell'ambito del territorio comunitario. Al primo gruppo appartengono habitat scarsamente diffusi nell'ambito del territorio comunitario, intrinsecamente fragili e localizzati generalmente in aree soggette a modificazioni di natura antropica. Questi habitat sono quelli che hanno urgente bisogno di interventi finalizzati alla loro tutela. I secondi sono habitat ugualmente rappresentativi della biodiversità del territorio comunitario, sono anch'essi meritevoli di tutela, ma risultano più diffusi e meno a rischio dei precedenti. Per quanto riguarda gli habitat prioritari è stato effettuato un apposito censimento su scala nazionale ad opera della Società Botanica Italiana nel periodo 1994-1997.

Pertanto, per quanto riguarda gli habitat a rischio e meritevoli di tutela è stata riscontrata la presenza in Puglia di 43 habitat della Direttiva 92/43/CEE suddivisi in 13 habitat prioritari e di 30 habitat di interesse comunitario. A questi sono stati aggiunti altri 13 habitat non contemplati dalla Direttiva, ma giudicati comunque meritevoli di tutela almeno a livello nazionale o regionale e definiti "habitat integrativi" per i quali è stato chiesto l'inserimento nei futuri aggiornamenti dell'allegato della Direttiva. Le verifiche di campo confermano la natura agricola degli investimenti colturali a valere sulla componente vegetazionale che, di fatto, caratterizza l'ecosistema territoriale nel quale ricadono le aree che saranno destinate alla realizzazione di parchi eolici.

Le estrapolazioni del PPTR, infine, consolidano gli aspetti e le considerazioni sopra indicate. L'area di riferimento non risulta interessata da aree di particolare pregio naturalistico e/o ambientale. Le interferenze ambientali, conseguenti alla realizzazione degli interventi di costruzione, non presentano particolari aspetti gestionali e, nel dettaglio, in linea con le normali metodiche operative di selvicoltura e/o di agricoltura.

7.8.2. Valutazione degli impatti

La realizzazione dell'Impianto eolico determina la formazione di un nuovo ecosistema antropizzato immerso nella matrice agricola.

In linea di principio la sua realizzazione non determina un peggioramento dello stato ambientale dei luoghi in quanto:

- l'impianto non interferisce con i corridoi ecologici naturali eventualmente presenti;
- l'impianto eolico non interferirà con le normali pratiche agricole sui lotti direttamente adiacenti, quindi non è emersa alcuna limitazione tecnica che impedisca l'installazione del parco eolico;
- utilizzo di aree già sfruttate per impianti eolici riducendo così il consumo di ulteriore suolo;
- opportunità di sfruttare infrastrutture esistenti, quali cavidotti e strade, con minori costi e impatti sul territorio;
- sarà previsto un sistema di raccolta e incanalamento delle acque piovane verso i canali naturali esistenti;
- la gestione del suolo post impianto con la conseguente cura del terreno ne garantisce la normale ripresa della funzione agricola.

Si provvederà, inoltre, ad una rinaturalizzazione delle superfici interessate dalle lavorazioni di progetto: la superficie ripristinata sarà generalmente restituita all'uso agricolo, prevalentemente seminativo, analogo a quello delle aree limitrofe che generalmente sono di proprietà dello stesso soggetto. Per tale ragione la parte più superficiale dell'area ripristinata sarà costituita da terreno agricolo per uno spessore di almeno 50 cm, rinvenente dalla parte di scotico delle aree nuove che saranno impegnate per le piazzole, definite e temporanee, dei nuovi aerogeneratori.

Per quelle aree che non saranno riconvertite all'uso agricolo, ma riconvertire a pascolo, si procederà con la **tecnica culturale dell'inerbimento**, nota anche come pacciamatura viva; tecnica culturale di gestione del suolo a basso impatto ambientale che consiste nel lasciar crescere temporaneamente o permanentemente sul terreno vitato l'erba spontanea (inerbimento spontaneo), o più frequentemente erba seminata (inerbimento controllato), e di controllarne lo sviluppo mediante tre-cinque sfalci annui con apposite macchine.

Ovviamente questa tecnica sarà attuata sulla superficie ripristinata dell'area dismessa su cui sarà stato steso del terreno agricolo opportunamente caratterizzato ai fini del successivo inerbimento. Queste aree saranno riconvertire all'uso di pascolo.

7.9. VALLUTAZIONE DI INCIDENZA AMBIENTALE (V.Inc.A.)

Il presente studio è connesso alla revisione della precedente Rev. 00 del 29/12/2022 emessa nell'ambito dell'iniziale progetto definitivo dell'impianto da sottoporre a VIA al Ministero della Transizione Ecologica e della Sicurezza Energetica (MASE). Il MASE, con propria nota Prot. N. 7504 del 27/06/2023 richiedeva precisazioni e integrazioni al progetto per ottemperare alle quali si è reso necessario una revisione del layout di progetto con riduzione del numero complessivo di aerogeneratori da 28, previsti nell'iniziale progetto definitivo, a 19 previsti nella revisione progettuale della quale fa parte il presente documento.

Tale documento è connesso al Progetto di Rifacimento e Potenziamiento di un Parco Eolico esistente costituito da un gruppo di impianti ricadenti nei Comuni di Monteleone di Puglia, Anzano di Puglia, Sant'Agata di Puglia, tutti in provincia di Foggia, nella Regione Puglia, con opere di connessione che si sviluppano nei medesimi comuni.

Gli impianti esistenti con tensione in MT a 20kV sono attualmente connessi alla rete mediante una sottostazione utente di trasformazione MT/AT situata nel comune di Anzano di Puglia e collegata tramite un breve tratto di linea aerea alle sbarre esistenti della Stazione di Smistamento MF-POWER a 150kV della SE MF-POWER, ubicata nel territorio di Vallesaccarda (AV) al confine con il comune di Anzano di Puglia. Tale SE è inserita mediante raccordi in entra esce sulla linea a 150kV Lacedonia – Flumeri.

L'impianto esistente da dismettere è di proprietà della società **IVPC S.R.L.**

In particolare, l'impianto esistente, di proprietà della società IVPC Srl, è composto in totale da n. 82 aerogeneratori tripala con torre tralicciata, di cui n. 46 modello Vestas V42 e n. 36 modello Vestas V44, tutte di potenza nominale pari a 0,60 MW, per una potenza complessiva di 49,20 MW.

Come sopra riportato, a seguito delle richieste di integrazione del Ministero, si è proceduto a revisionare il layout del progetto di rifacimento.

Pertanto, il nuovo impianto, che sostituirà quello attualmente esistente, sarà costituito da n. 19 aerogeneratori tripala con torre tubolare più moderni, avente un diametro del rotore pari a 158 m e di potenza nominale pari a 6,1 MW, per una potenza complessiva di 115,9 MW. Esso sarà collegato sempre tramite cavidotti interrati, il cui tracciato seguirà principalmente quello dei cavi esistenti, e confluirà nella medesima Sottostazione Terna nel Comune di Anzano di Puglia (FG) per la quale non sarà realizzata alcuna modifica in termini di volumetria e superficie aggiuntiva, ma saranno predisposti adeguamenti dei locali della Sottostazione al fine di conformare le apparecchiature e i trasformatori all'incremento di potenza che sarà immessa in rete e alla nuova tensione che passerà da 20 a 30 kV.

Esso sarà collegato sempre tramite elettrodotti interrati, il cui tracciato seguirà principalmente quello degli elettrodotti esistenti, e confluirà in un ampliamento della esistente Sottostazione Produttore nel Comune di Anzano di Puglia (FG).

L'impianto esistente da dismettere è di proprietà della società IVPC S.r.l., la stessa che ne ha commissionato il progetto di rifacimento e potenziamento.

In sintesi, le principali opere di progetto consisteranno nella:

- Dismissione delle 82 torri eoliche esistenti, di cui n. 46 modello Vestas V42 e n. 36 modello Vestas V44, con potenza unitaria di 600kW per un totale di 49,20 MW.
- Messa in opera di n. 19 aerogeneratori, ciascuno dei quali aventi potenza unitaria di 6,10 MW, per una potenza complessiva di 115,90 MW.
- Sostituzione dei cavidotti esistenti con nuove tipologie di cavi, adeguati ai nuovi aerogeneratori ed alla relativa potenza. I tracciati dei cavidotti interrati di progetto seguiranno per la maggior parte i tracciati di quelli esistenti da dismettere.
- Per la connessione alla RTN del nuovo impianto, si prevede la sostituzione delle apparecchiature elettromeccaniche installate nella esistente medesima Sottostazione con apparecchiature nuove e con tensione lato MT pari a 30 kV. Per la descrizione delle opere da realizzare in Sottostazione, si rimanda agli specifici elaborati progettuali.

In quest'ottica, attraverso la proposta di Rifacimento e Potenziamento dell'Impianto Eolico esistente, la IVPC S.r.l. si pone come obiettivo principale quello di far convergere azioni di miglioramento in ambito territoriale e ambientale, con quelle di incremento della capacità produttiva dell'impianto attraverso la sostituzione dei vecchi aerogeneratori e l'ammodernamento della rete infrastrutturale.

La proposta progettuale si propone quindi di apportare significativi benefici dovuti alla dismissione di strutture ormai obsolete con conseguente diminuzione del carico infrastrutturale in un contesto territoriale già interessato da diversi impianti eolici esistenti.

Dal punto di vista tecnologico, i nuovi aerogeneratori sono molto più potenti e performanti rispetto agli esistenti ed in funzione delle caratteristiche anemologiche dell'area hanno un rendimento maggiore in termini di ore di produzione, oltre ad essere compatibili con il territorio e con i maggiori aspetti di sensibilità ambientale presenti nel contesto di riferimento, come si evince anche dagli studi specialistici elaborati a corredo del progetto.

7.9.1 Descrizione tecnica del progetto

L'opera in oggetto prevede la progettazione definitiva per il rifacimento di un parco eolico che la IVPC s.r.l. intende realizzare nei comuni di di Monteleone di Puglia, Anzano di Puglia, Sant'Agata di Puglia (FG).

Il Parco Eolico esistente è costituito da un gruppo di impianti ricadenti nei medesimi Comuni nella Regione Puglia e le corrispettive opere di connessione. Gli impianti sono attualmente connessi alla rete mediante una sottostazione utente di trasformazione MT/AT.

L'impianto esistente da dismettere è di proprietà della società **IVPC S.r.l.**

In particolare, l'impianto esistente, di proprietà della società IVPC Srl, è composto in totale da n. 82 aerogeneratori tripala con torre tralicciata, di cui n. 46 modello Vestas V42 e n. 36 modello Vestas V44, tutte di potenza nominale pari a 0,60 MW, per una potenza complessiva di 49,20 MW.

Come sopra riportato, a seguito delle richieste di integrazione del Ministero, si è proceduto a revisionare il layout del progetto di rifacimento.

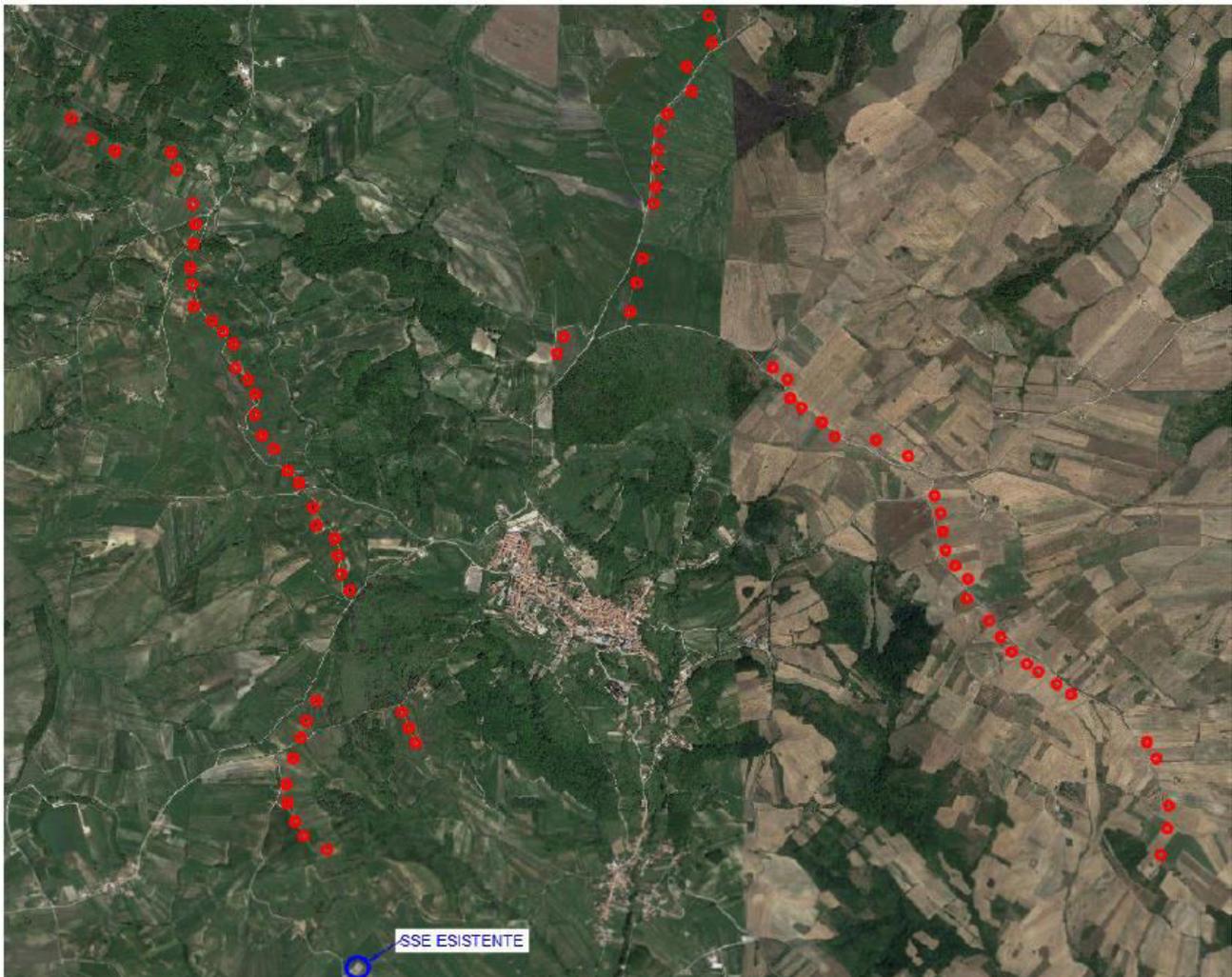


Figura 1. Impianto eolico esistente da dismettere

Il nuovo impianto, che sostituirà quello attualmente esistente, sarà costituito da n. 19 aerogeneratori tripala con torre tubolare più moderni, avente un diametro del rotore pari a 158 m e di potenza nominale pari a 6,1 MW, per una potenza complessiva di 115,9 MW.

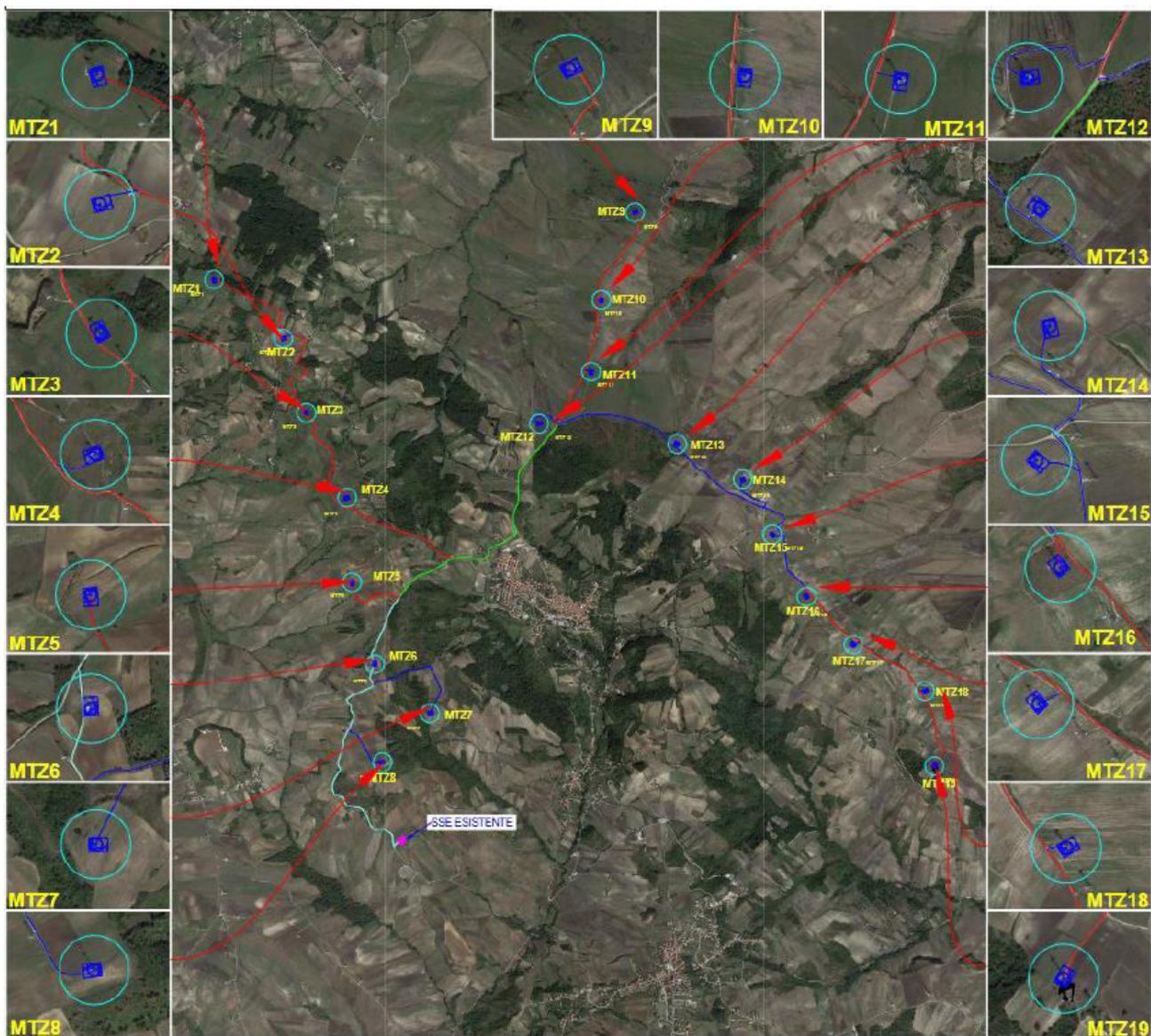


Figura 2. impianto eolico di progetto

Ai fini della maggiore potenza di connessione alla RTN, la IVPC ha richiesto, ottenuto e accettato la Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG), Codice Pratica 202300520 riportata nella Tav. R_26, e uno stralcio riportato in Fig. 8. La soluzione di connessione della nuova maggiore potenza prevede è qui di seguito riportata.

La Soluzione Tecnica Minima Generale per Voi elaborata prevede che la Vs. centrale resti collegata in antenna a 150 kV alla Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV denominata “Vallesaccarda” previa realizzazione:

1. delle opere previste al cluster 1 dell'intervento 519-P di cui al Piano di Sviluppo Terna;
2. di un nuovo elettrodotto 150 kV tra la SE RTN a 150 kV di Vallesaccarda, previ opportuni adeguamenti/ampliamenti, ed una futura SE RTN 380/150 kV da collegare in entra-esce alla linea RTN 380 kV “Troia 380 – Benevento 3”.

Il rifacimento progettuale trova fondamento nei vantaggi che si possono trarre dagli interventi di repowering, come:

- l'ottimizzazione della localizzazione delle nuove turbine grazie alla conoscenza della risorsa eolica acquisita durante la gestione dell'impianto;
- Incremento delle prestazioni a valle dell'intervento con aumenti di performance;
- Riduzione del numero di turbine che consente una riduzione dell'impatto visivo;
- Utilizzo di aree già sfruttate per impianti eolici riducendo così il consumo di ulteriore suolo;
- Opportunità di sfruttare infrastrutture esistenti, quali cavidotti e strade, con minori costi e impatti sul territorio;
- Minore manutenzione e nuove opportunità di lavoro.

Le motivazioni di tale rifacimento sono dovute al fatto che gli attuali aerogeneratori appartengono a modelli ormai non più in produzione e comunque di difficile reperibilità sul mercato, vista anche la tecnologia non avanzata della macchina stessa, ponendo un problema di sostenibilità finanziaria reale dell'iniziativa.

Risulta a questo punto necessaria un'ottimizzazione in termini di aumento della potenza e del rendimento energetico; essa è oggi effettivamente resa possibile grazie all'evoluzione tecnologica di settore che ha consentito di immettere sul mercato aerogeneratori notevolmente più performanti sia in termini di potenza che di energia specifica estratta dalla risorsa vento.

La Società proponente, anche a valle di accurati studi di micrositing, ha individuato una macchina più performante rispetto a quelle attualmente esistenti.

Il criterio nella scelta del nuovo aerogeneratore è stato quello di individuare la macchina presente sul mercato che la migliore tecnologia mette a disposizione, massimizzandone la potenza e le prestazioni energetiche con un miglioramento degli aspetti di inserimento e sostenibilità ambientale e paesaggistica rispetto alla configurazione attuale degli aerogeneratori già installati (impatti: acustico; elettromagnetico; delle matrici ambientali e paesaggistiche, etc.).

La scelta del nuovo aerogeneratore è stata dettata dai seguenti criteri:

1. Evitare la sostanzialità del progetto di rifacimento;
2. Utilizzare l'aerogeneratore più performante e ottimale, tra quelli oggi presenti sul mercato, in relazione all'anemologia del sito.

7.9.1.1. Caratteristiche tecniche aerogeneratore di progetto

La turbina utilizzata il progetto di rifacimento del parco eolico di che trattasi è della GENERAL ELECTRIC tipo GE158 con potenza di 6,1 MW, diametro del rotore di 158 m, altezza di mozzo di 101 m e quindi altezza complessiva al tip di 180 m.

Il modello di turbina scelto è al momento il più performante sul mercato in relazione al sito di installazione in esame.



Figura 3. Aerogeneratore modello GE 158 da 6.1MW in funzione.

La turbina eolica utilizza un sistema di conversione di potenza costituito da un convertitore sul lato del rotore, un DC circuito intermedio e un inverter di potenza lato rete un generatore di induzione e su convertitore a scala ed è quindi in grado di azionare il rotore a velocità variabile mantenendo la potenza in uscita prossima alla potenza nominale anche con alti valori della velocità del vento. La tecnologia presente è finalizzata all'ottimizzazione della velocità del rotore e dell'angolo di inclinazione, utile per massimizzare i valori di potenza. Ciò si traduce in una velocità di rotazione significativamente più bassa per l'aerogeneratore di progetto rispetto a quelli esistenti, con riduzioni anche maggiori nelle condizioni operative di funzionamento a parità di vento, portando benefici agli impatti visivi (riduzione del flickering), acustici (riduzione dell'emissione sonora) e rispetto a possibili interferenze con l'avifauna.

L'altezza della torre sarà di 180 m e tale torre sarà costituita da più tronchi innestati in verticale, di seguito si riporta uno stralcio della scheda tecnica del modello di aerogeneratore di progetto.

Turbine	4.2/4.5/4.8/5.0/5.2/5.3/5.5/5.8/6.1/6.3 - 158
Rated output [MW]	4.2/4.5/4.8/5.0/5.2/5.3/5.5/5.8/6.1/6.3
Rotor diameter [m]	158
Number of blades	3
Swept area [m²]	19607
Rotational direction (viewed from an upwind location)	Clockwise
Maximum speed of the blade tips [m/s]	50Hz - 82.0 m/s 60Hz - 83.6 m/s
Orientation	Upwind
Speed regulation	Pitch control
Aerodynamic brake	Full feathering
Color of outer components	RAL 7035 (light grey) and RAL 7023 (concrete grey, for concrete sections of hybrid tower only)
Reflection degree/Gloss degree Steel tower	30 - 60 gloss units measured at 60° as per ISO 2813
Reflection degree/Gloss degree Rotor blades, Nacelle, Hub	60 - 80 gloss units measured at 60° as per ISO 2813
Reflection degree/Gloss degree Hybrid Tower	Concrete gray (similar RAL 7023); gloss matte

Figura 4a. Stralcio scheda tecnica modello GE 158 da 6.1MW.

Nella figura 4 sono riepilogate le caratteristiche dimensionali significative del modello di macchina: GE 158 da 6,1 MW:

Caratteristiche Dimensionali	GE 158 da 6,1 MW Proposto in progetto
Potenza MW	6,1
Diametro del rotore	158 m
Altezza al mozzo	101 m
Altezza complessiva	180 m
Lunghezza delle blades	77,4 m
Area spazzata	19.607 m ²
Velocità angolare	9,9 giri al minuto

Figura 5. Caratteristiche dimensionali aerogeneratore.

7.9.1.2. Effetto sui corridoi ecologici del progetto

Dal punto di vista degli eventuali impatti sui corridoi ecologici del progetto di rifacimento, è necessario valutare la distanza netta minima libera tra ciascuna coppia di aerogeneratori.

Il riposizionamento degli aerogeneratori, nella presente revisione del layout di progetto, è stato condotto al fine di garantire una distanza tra gli aerogeneratori pari ad almeno $1,7 \cdot D + 200\text{m}$ centrato su ciascuna macchina, così da garantire la sicurezza dell'avifauna.

Il modello dell'aerogeneratore scelto non produce alcun impatto significativo sui corridoi, poiché è sempre rispettata la distanza minima sopra indicata.

Inoltre, come già descritto al paragrafo che precede, esiste un ulteriore effetto benefico a favore dell'avifauna e chiropteri grazie alla sensibile riduzione della velocità di rotazione, che espone a minor rischio di impatto gli eventuali animali che volassero nei dintorni della macchina.

7.9.1.3. Descrizione generale delle lavorazioni previste

La fase di cantiere comprende la quasi totalità delle opere necessarie alla realizzazione di un impianto eolico e per questo costituisce la fase più delicata di tutto il processo. Infatti, nel cantiere sono concentrate l'insieme delle azioni che effettivamente determinano la trasformazione del luogo che ospita l'impianto, sia durante i lavori, sia nel periodo successivo. Le opere di cantiere sono strettamente legate alla taglia e alle dimensioni dell'aerogeneratore impiegato, oltre ovviamente all'estensione delle opere connesse.

Per realizzare l'intera opera sono previste una serie di lavorazioni inerenti la fase di cantiere e per ognuna di esse vengono messe in atto specifiche soluzioni tecniche per ridurre fenomeni di impatto durante l'esecuzione dei lavori e nell'allestimento del cantiere. Al riguardo, per il rifacimento dell'impianto eolico esistente, si sono individuate le seguenti lavorazioni:

- **Opere di dismissione dell'impianto esistente:**

Le opere di dismissione dell'impianto esistente possono essere schematizzate nelle seguenti macrovoci:

- Rimozione delle strutture fuori terra (aerogeneratori e torri);
- Rimozione delle strutture interrato (fondazioni degli aerogeneratori, passaggi stradali cavidotti);
- Ripristino del suolo (piazzole antistanti agli aerogeneratori, strade e tracciato cavidotti).

Gli aerogeneratori sono composti da elementi modulari, quali la torre, la navicella e le eliche, che possono essere disassemblati seguendo un processo inverso a quello del montaggio. Saranno pertanto rimosse prima le eliche, poi la navicella e da ultimo i tralicci in acciaio della torre.

Come durante il montaggio, la dismissione degli aerogeneratori richiede l'impiego di gru e l'impiego di automezzi pesanti per il trasporto dei materiali verso gli impianti di raccolta, di riutilizzo o verso le discariche autorizzate.

Le fondazioni interrato degli aerogeneratori verranno rimosse fino ad una profondità tale da consentire il completo ripristino delle attività agricole (indicativamente 2 metri al di sotto del piano del suolo) e i materiali rimossi saranno smaltiti in discariche autorizzate.

Una volta che tutte le strutture sia fuori terra che interrato sono state rimosse, e che i materiali di risulta sono stati trasportati nei centri di recupero/smaltimento e/o presso le discariche au-

torizzate, si procederà al ripristino dello stato dei luoghi, in particolare le aree delle fondazioni degli aerogeneratori, la zona della sottostazione e le piazzole di servizio in prossimità degli aerogeneratori. In particolare le piazzole di servizio, alla conclusione dell'attività di dismissione, saranno decompattate e ripristinate alle condizioni preesistenti.

- **Lavorazioni di realizzazione delle strade di accesso all'aerogeneratore:**

I tratti di strada di nuova realizzazione di larghezza pari a 4 m, saranno in futuro utilizzate per la manutenzione degli aerogeneratori e verranno realizzate seguendo l'andamento topografico esistente del sito, lungo i confini particellari catastali, cercando di ridurre al minimo gli eventuali movimenti di terra e l'impatto sui terreni di proprietà privata. Il corpo stradale viene realizzato con fondazione in misto cava dello spessore di 40 cm più 20 cm di misto stabilizzato posato su geotessile e compattato fino a raggiungere in ogni punto un valore della densità non minore del 95% di quella massima della prova AASHO modificata ed un valore del modulo di deformazione non minore di 400 Kg/mq. Le modalità di costruzione della viabilità di servizio sono le seguenti:

- Tracciamento stradale: pulizia del terreno consistente nello scoticamento del terreno vegetale;
- Formazione del sottofondo costituito dal terreno naturale o di riporto, sul quale sarà messa in opera la soprastruttura stradale costituita dallo strato di fondazione e dallo strato di finitura;
- Realizzazione dello strato di fondazione: è il primo livello della soprastruttura, ed ha la funzione di distribuire i carichi sul sottofondo ed è costituito da un opportuno misto granulare;
- Realizzazione dello strato di finitura: costituisce lo strato a diretto contatto con le ruote dei veicoli.

- **Lavorazioni di realizzazione delle fondazioni dell'aerogeneratore:**

La fondazione di ogni singolo aerogeneratore sarà costituita da un plinto di fondazione a pianta circolare e forma troncoconica, dal quale si erigerà un piedistallo a forma circolare sul quale troverà alloggiamento la torre di elevazione in acciaio. Il plinto di fondazione in c.a. è costituito da una zattera inferiore e da un piedistallo superiore, sul quale verrà alloggiata la torre di supporto degli aerogeneratori. La zattera inferiore possiede una pianta circolare così come il piedistallo di alloggiamento superiore. Nella figura sottostante si mostrano pianta e sezione architettonica tipo della fondazione descritta sopra.

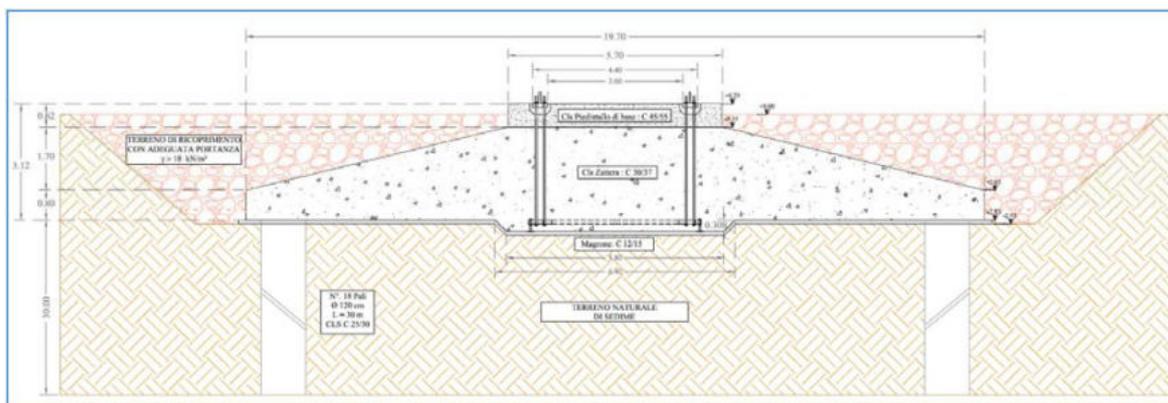


Figura 6. Sezione e Pianta architettonica tipo della fondazione.

- **Lavorazioni di realizzazione della piazzola di montaggio:**

La funzione della piazzola è quella di accogliere i mezzi di sollevamento durante la sola fase di installazione; al termine della quale ogni piazzola cosiddetta temporanea verrà completamente smantellata per il ripristino completo dello stato dei luoghi. La realizzazione della piazzola avverrà secondo le seguenti fasi:

1. Asportazione di un primo strato di terreno vegetale;
2. Eventuale asportazione dello strato inferiore di terreno fino al raggiungimento della quota del piano di posa della massicciata stradale;

3. Compattazione del piano di posa della massicciata;
4. Realizzazione dello strato di fondazione o massicciata di tipo stradale, costituito da misto granulare di pezzatura compresa tra i 4 cm e i 30 cm, che dovrà essere messo in opera in modo tale da ottenere a costipamento avvenuto uno spessore di circa 50-60 cm.

A montaggio ultimato, l'area attorno alla macchina (piazzola definitiva aerogeneratore) sarà mantenuta piana e carrabile, allo scopo di consentire di effettuare le operazioni di controllo e/o manutenzione, mentre la parte eccedente che viene utilizzata nella fase di cantiere verrà ripristinata prevedendo se necessario il riporto di terreno e la semina di specie erbacee.

La piazzola di montaggio sarà di fatto costituita dalla piazzola definitiva delle dimensioni di circa 30x40 m (area di colore blu della **Figura 6**) e piazzola aggiuntiva di montaggio di circa 45x44 m (area di colore verde della **Figura 6**) a queste si aggiungono delle aree per lo stoccaggio delle blade (aree di colore rosso nella **Figura 6**) che a differenza delle prime per le quali verrà realizzato un pacchetto di materiale inerte e misto stabilizzato, per queste sarà effettuato solo uno spianamento in quota del terreno in modo da limitare al minimo indispensabile i movimenti terra. Per rimozione della piazzola temporanea si intende, ovviamente, la rimozione solo di quella aggiuntiva in modo che alla fine dei lavori rimanga la sola piazzola definitiva.

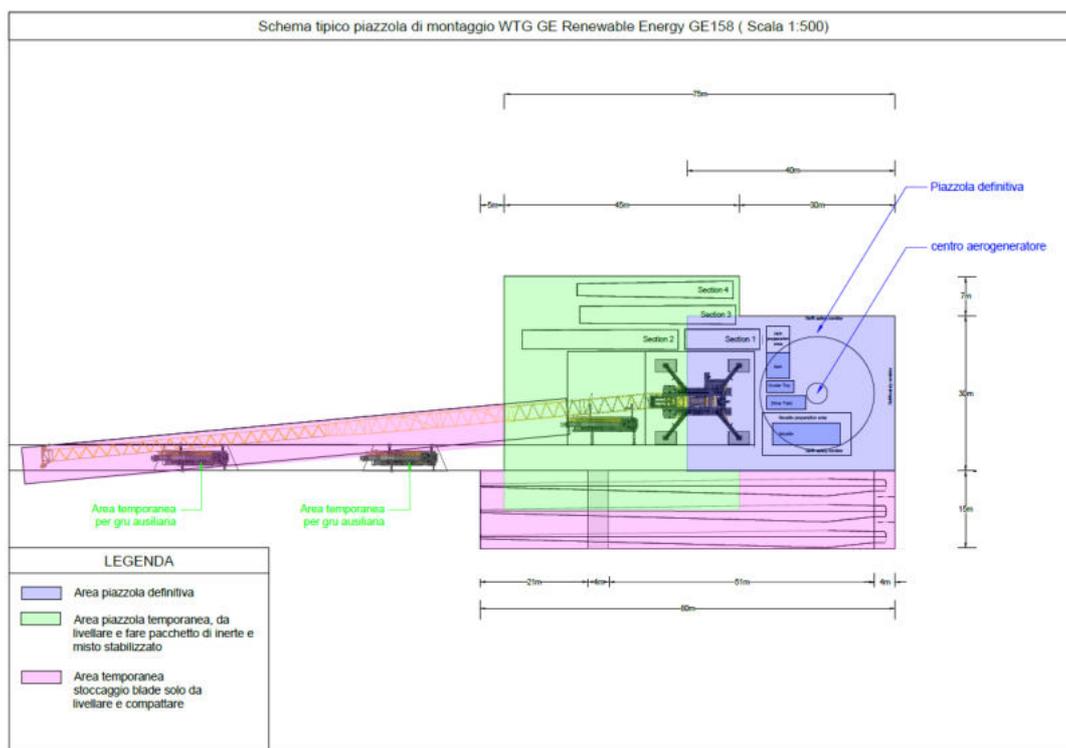


Figura 7. Piazzola di movimentazione standard per una GE 158.



Figura 8. Sistemazione finale di una piazzola-tipo di un aerogeneratore.

- Lavorazioni per l'assemblaggio e/o il montaggio dell'aerogeneratore:

Le opere provvisorie riguardano sia la predisposizione delle aree da utilizzare durante la fase di cantiere come le piazzole per il montaggio delle torri ed il conseguente carico e trasporto del materiale di risulta, sia l'adeguamento e/o la realizzazione di nuova viabilità per giungere alle posizioni di installazione delle torri.

Tali opere saranno utilizzate solo nella fase di cantiere ed in particolare si riassumono in:

- Piazzole temporanee di cantiere per il montaggio delle torri;
- Adeguamento della viabilità esistente (raccordi sugli incroci, allargamenti della sede stradale).

Montate le torri e installate su ciascuna della loro sommità la navicella con il rotore e le pale, si procederà a smantellare le piazzole temporanee di cantiere e gli allargamenti temporanei su strade esistenti e di nuova realizzazione, ripristinando così lo status quo ante ovvero lo stato di progetto definitivo. Nella figura seguente si mostra il montaggio di una torre eolica.



Figura 9. Operazione di montaggio di una torre eolica.

- Lavorazioni per la realizzazione di linee elettriche interrato:

Tutte le linee elettriche MT interne al parco eolico seguiranno il più possibile il tracciato del cavidotto esistente che verrà dismesso e delle strade di accesso, sia esistenti che di nuova realizzazione. I cavi MT utilizzati saranno della tipologia dei 18/30 kV sia per i cavidotti interni al parco eolico sia per le linee dorsali elettriche che partono in uscita dal quadro MT della cabina di raccolta ed arrivano ai quadri MT nei locali tecnici della SSE.

Nella figura sottostante si riporta una sezione tipo di scavo su strada di nuova realizzazione, con individuato anche il cavo in fibra ottica di trasporto dei dati tra gli aerogeneratori e i sistemi di controllo e comando della Cabina Utente. La profondità minima di posa dei cavi MT è pari a 1,30m, misurati tra la generatrice superiore della terna ed il piano campagna, sufficienti ad evitare contatti involontari durante le normali attività agricole.

Essa, tra tutte le tecniche “No dig” è la meno invasiva e consente di eseguire tratte relativamente lunghe. L’impiego di questo tipo di tecnica, nel caso di specie per i cavidotti elettrici, rende possibile l’attraversamento di criticità tipo corsi d’acqua, opere d’arte e altri ostacoli come sottoservizi, senza onerose deviazioni ma soprattutto senza alcuna movimentazione di terra all’interno dell’area critica di particolare interesse come le fasce di rispetto dei corsi d’acqua e delle infrastrutture viarie e ferroviarie. Bastano solo due buche, una all’inizio ed una alla fine del tracciato per far entrare ed uscire la trivella, assieme al cavidotto in PEAD all’interno del quale sarà infilata la terna di cavi MT.

La **Trivellazione Orizzontale Controllata** consiste in due fasi:

- lungo un profilo direzionale prestabilito si effettua la trivellazione pilota di piccolo diametro, seguita da un tubo guida. Il tracciato del foro pilota raggiunge un altissimo grado di precisione, consentendo di conoscere in ogni momento la posizione della testa della trivellazione e di correggerne la direzione automaticamente;
- la seconda fase prevede l’allargamento del foro per permettere l’alloggiamento del cavo elettrico. La posa del cavidotto avviene così a profondità molto superiori a quelle ottenibili con metodi tradizionali, assicurando l’integrità del terreno e garantendo la sicurezza futura per i cavi posti al riparo da ogni possibile erosione.

Generalmente la macchina teleguidata viene posizionata sul piano di campagna ed il foro pilota emette geometricamente una “corda molla” per evitare l’intercettazione dei sottoservizi esistenti e non interessare la sede stradale.

Contestualmente all’allargamento del “foro pilota”, viene effettuata la posa del tubo camicia generalmente in PEAD all’interno del quale verrà posizionato l’elettrodotto MT 20 kV di collegamento tra il parco eolico e la Cabina Utente. Nella seguente figura n. 10, viene rappresentato lo schema di principio della perforazione controllata teleguidata nel caso generale di attraversamento stradale e ferroviario nella sua fase iniziale, utile per realizzare il “foro pilota”.

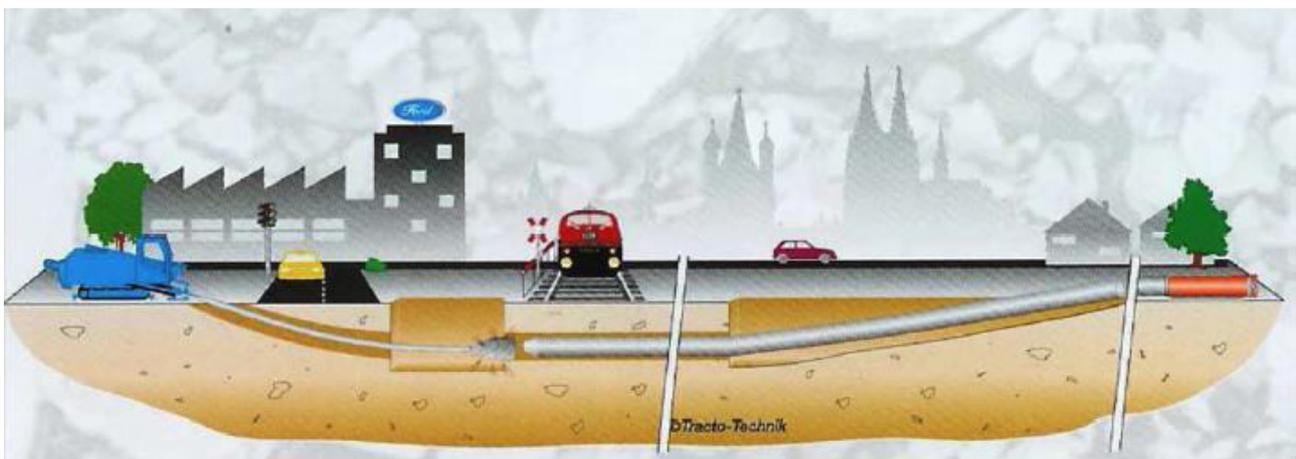


Figura 11. Schema di principio dell’attraversamento in T.O.C.

7.9.2. Caratteristiche ambientali dell'area di progetto

Il sito d'installazione del parco eolico non interessa le aree vincolate RN2000 e nello specifico di seguito si riportano le aree vincolate più vicine a tale areale:

- **SIC Accadia Deliceto (distanza >750m);**
- **ZSC Valle del Cervaro, Bosco dell'Incoronata (distanza >9000m);**
- **ZSC Valle Ofanto – Lago di Capaciotti (distanza >15 km).**

Vista la distanza dalle zone vincolate, l'unica area dove ci possono essere potenziali incidenze negative è quella SIC Accadia Deliceto, in quanto le altre presentano tutte una distanza superiore ai 9km.

Descrizione delle aree protette

7.9.3. SIC Accadia – Deliceto (IT9110033)

Il Sito di Importanza Comunitaria (SIC) "Accadia-Deliceto" (IT9110033), è inserito in un contesto paesaggistico che comprende la catena Subappenninica dei Monti Dauni Meridionali. Il sito si estende su 6821 ha, ed interessa il territorio della Provincia di Foggia, in particolare i Comuni di Accadia, Deliceto, Panni, Sant'Agata di Puglia. E' caratterizzato da 3 habitat di interesse comunitario di cui uno prioritario, e da diverse specie faunistiche inserite negli allegati delle Direttive Europee (Direttiva "Habitat" e Direttiva "Uccelli"). Gli habitat presenti in questo sito, caratterizzati da un'elevata biodiversità, nonché da comunità vegetali e animali esclusive, possono essere soggetti a cambiamenti sia per quel che riguarda gli aspetti flogistico-vegetazionali che per quelli faunistici, che possono essere indotti e accelerati da alcune attività in atto sul territorio, tuttavia attualmente risultano essere in un stato di conservazione buono. Le criticità specifiche che minacciano realmente e/o potenzialmente la conservazione sia di habitat che di specie, emerse in seguito allo Studio Generale ed approfondite nei paragrafi seguenti, hanno permesso di stabilire quali siano gli obiettivi principali da perseguirsi per una buona gestione del SIC. In base a questi è stata pianificata una strategia di gestione che ha portato a stabilire le misure di conservazione da adottare e gli interventi utili alla conservazione degli habitat e delle specie di interesse comunitario presenti nell'area.

7.9.3.1. Aspetti abiotici

7.9.3.1.1. Caratteristiche climatiche

La carta delle Aree climatiche omogenee della Regione Puglia dalla quale risulta che l'area SIC considerata interessa un'area climatica omogenea (Macchia et al., 2000): la 1.

La prima area climatica omogenea (1) è compresa tra le isoterme di 7 e 11°C e comprende i rilievi montuosi del Preappennino Dauno, denominati Monti della Daunia, e l'altopiano del Promontorio Gargano da 600 m s.l.m. ad oltre 800 m s.l.m. di quota. Il complesso montuoso del Preappennino Dauno è allineato in direzione NW-SE e degrada a E, prima in caduta altimetrica rapida e poi dolcemente, nella pianura di Foggia. La vegetazione è dominata da *Quercuscerris* L. in cui penetrano e si associano *Carpinusbetulus* L., *Carpinusorientalis* Miller, *Cornus sanguinea* L., *Rosa canina* L., *Hederahelix* L., *Crataegusmonogyna* Jacq, mentre *Quercus pubescens* Willd diviene progressi-

vamente frequente sino a dominante sulle basse e medie pendici. Una peculiare caratteristica della vegetazione del Preappennino Dauno è la presenza di estese praterie cacuminali che si aprono al di sopra dei boschi di *Q. cerris* attraverso una stretta fascia ecotonale a *Prunus spinosa* L. e *Crataegus monogyna* a quote comprese tra 700 m s.l.m. e 800 m s.l.m. a seconda dell'esposizione e dell'inclinazione dei pendii. La presenza di queste praterie a quote particolarmente basse non sono da ascrivere alla probabile azione antropica data l'estrema carenza di sentieri ma, con molta probabilità, ad una peculiare situazione climatica in cui alle relativamente basse temperature invernali fa seguito un'accentuata e precoce aridità che escluderebbe l'ontogenesi di essenze arboree ed arbustive. La presenza di praterie di origine primaria in Puglia resta comunque da dimostrare sulla base di dati ecologici sperimentali. A quote intorno a 700 m s.l.m. e con esposizione E, *Q. cerris* si associa a *Q. pubescens*, *Euonimuseuropaeus* L., *Corylus avellana* L., *Acer campestre* L., mentre *Fagus sylvatica* L. nel Preappennino Dauno non forma mai fitocenosi pure ma con esemplari isolati o a piccoli gruppi si associa a *Q. cerris*.

7.9.3.1.2. Geologia

Dalla consultazione del Foglio 163 "Lucera" della Carta Geologica d'Italia in scala 1:100.000, emerge che la SIC "Accadia-Deliceto" interessa prevalentemente formazioni geologiche calcareo-organogene, lenti di selce, marne e argille. In particolare si tratta della "Formazione Della Daunia (Miocene) – bcD", un complesso sedimentario prevalentemente clastico di tipo flyshioide che è caratterizzato da una particolare associazione di litotipi: breccie e brecciole calcareo-organogene, a luoghi con lenti di selce, alternanti a marne e argille varicolori. Il complesso abbastanza omogeneo di depositi detriticoorganogeni ricchi di resti di micro e macrofauna di sicura età miocenica commiste ad altre di età più antiche.

7.9.3.1.3. Idrologia

Dal punto di vista idrologico ed idrogeologico nella SIC "Accadia-Deliceto" risulta significativa la presenza di ambienti umidi grazie alla ricchezza di sorgenti che alimentano un fitto reticolo idrografico; si tratta di un'area ricca di sorgenti. Qui nasce il fiume Fortore, che offre ospitalità a specie botaniche importanti ed a specie igrofile come pioppi o salici. Inoltre, la vegetazione idrofila e igrofila richiama molte specie endemiche di anfibi quali l'ululone appenninico (*Bombina pachypus*), la rana italica (*Rana appenninica*), il tritone italico (*Lissotriton italicus*) e il tritone crestato italiano (*Triturus carnifex*).

7.9.3.2. Aspetti biotici

7.9.3.2.1. Habitat

Il Sito ha la sua ragion d'essere nella presenza dell'habitat prioritario delle "Praterie su substrato calcareo con stupenda fioritura di Orchidee" (cod. 6210*), ad esso si affiancano altri habitat prioritari, quali i "Pendii rocciosi calcarei con vegetazione casmofitica" (cod: 8210), le "Gallerie *Salix alba* e *Populus alba*" (cod: 92AO) e i "Praterie secche submediterranee orientali" (cod. 62AO).

Inoltre, nel Sito sono presenti i “Foreste Pannonico-Balcaniche di cerro e rovere” (cod: 91MO) e le “foreste di Quercus ilex and Quercus rotundifolia” (cod: 9340).

Annex I Habitat types					Site assessment				
Code	PF	NP	Cover [ha]	Cave [number]	Data quality	A B C D	A B C		
						Representativity	Relative Surface	Conservation	Global
6210	X		465.98	0.00	P	A	C	A	A
62A0			33.5	0.00	G	A	C	B	B
8210			0.62	0.00	M	B	C	B	B
91M0			503.5	0.00	M	A	C	A	A
92A0			234.24	0.00	P	A	C	A	A
92B0			201.76	0.00	P	A	C	B	A

PF: for the habitat types that can have a non-priority as well as a priority form (6210, 7130, 9430) enter "X" in the column PF to indicate the priority form.
NP: in case that a habitat type no longer exists in the site enter: x (optional)
Cover: decimal values can be entered
Caves: for habitat types 8310, 8330 (caves) enter the number of caves if estimated surface is not available.
Data quality: G = 'Good' (e.g. based on surveys); M = 'Moderate' (e.g. based on partial data with some extrapolation); P = 'Poor' (e.g. rough estimation)

Figura 12. habitat presenti nell'area

L'attività agricola, di tipo prettamente estensivo è diffusa sull'intero territorio con una forte presenza di seminativi irregolarmente frammisti a tare, incolti, fasce inerbite e vaste zone coperte da vegetazione arbustiva ed arborea; scarsamente diffusi risultano i seminativi arborati, i vigneti e gli oliveti. La destinazione colturale dei seminativi è limitata alla coltivazione di cereali, oleaginose e foraggiere.

Habitat 6210: Praterie calcaree secche o semisecche della Festuco-Brometea. Questo habitat è formato da un lato da praterie steppiche o subcontinentali (*Festucetalia valesiaca*) e dall'altro da praterie di regioni più oceaniche e submediterranee (*Brometalia erecti*); in quest'ultimo caso si distingue tra praterie primarie di *Xerobromion* e praterie secondarie (seminaturali) di *Mesobromion* con *Bromus erectus*; questi ultimi si caratterizzano per la loro ricca flora di orchidee. L'abbandono si traduce in sottobosco termofilo con uno stadio intermedio di vegetazione marginale termofila (*Trifolio-Geranietea*). Considerato come habitat prioritario solo su "siti importanti per orchidee", con cui si dovrebbero intendere i siti importanti sulla base di uno o più dei seguenti tre criteri:

- il sito ospita una ricca suite di specie di orchidee
- il sito ospita una popolazione importante di almeno una specie di orchidea considerata poco diffusa sul territorio nazionale
- il sito ospita una o più specie di orchidee considerate rare, rarissime o eccezionali sul territorio nazionale.

Habitat 62A0: Praterie xeriche delle zone submediterranee di Trieste, dell'Istria e della penisola balcanica, dove convivono con praterie steppiche della *Festucetalia valesiaca* (6210), sviluppandosi in aree di minore continentalità rispetto a queste ultime e incorporando una maggiore componente mediterranea. Include le seguenti comunità; - *Carici humilis-Centaureetum rupestris*, *Genisto holopetalae-Caricetum mucronatae*, *Chrysopogono-Centaureetum cristatae* & *Danthonio-Scorzoneretum villosae*.

Habitat 8210: Vegetazione delle fessure delle falesie calcaree, nella regione mediterranea e nella pianura euro-siberiana fino ai livelli alpini, appartenenti essenzialmente agli ordini *Potentilletalia caulescentis* e *Asplenietalia glandulosi*. Si possono identificare due livelli: a) termo e meso

mediterraneo (*Onosmetalia frutescentis*) con *Campanula versicolor*, *Campanula rupestris*, *Inula attica*, *Inula mixta*, *Odontites luskii*; b) montane-oro-mediterranee (*Potentilletalia speciosae*, tra cui *Silenion auriculatae*, *Galion degenii* e *Ramondion nathaliae*). Questo tipo di habitat presenta una grande diversità regionale, con molte specie vegetali endemiche.

Habitat 91MO: Foreste termoxerofile subcontinentali di *Quercus cerris*, *Quercus petraea* o *Quercus frainetto* delle regioni collinari pannoniche e balcaniche settentrionali e di bassa montagna con l'*Acer tataricum* continentale e prive di specie tipicamente submediterranee come *Carpinus orientalis* e *Ruscus aculeatus*. Distribuito generalmente tra 250 e 600 (800) m s.l.m. e sviluppato su substrati vari: calcari, andesiti, basalto, loess, argilla, sabbia, ecc., su suoli leggermente acidi, generalmente di colore bruno intenso.

Habitat 92AO: Boschi ripariali del bacino del Mediterraneo dominati da *Salix alba*, *Salix fragilis* o loro parenti. Foreste fluviali multistrato del Mediterraneo e dell'Eurasia centrale con *Populus* spp., *Ulmus* spp., *Salix* spp., *Alnus* spp., *Acer* spp., *Tamarix* spp., *Juglans regia*, liane. I pioppi alti, *Populus alba*, *Populus caspica*, *Populus euphratica* (*Populus diversifolia*), sono solitamente dominanti in altezza; possono essere assenti o rade in alcune associazioni che sono poi dominate da specie dei generi sopra elencati.

Habitat 934O: Foreste a dominanza di *Quercus ilex* o *Quercus rotundifolia*, spesso, ma non necessariamente, calcicole.

Sottotipi:

pal. 45.31 Lecci mesomediterranei:

Ricche formazioni meso-mediterranee, che penetrano localmente, per lo più in anfratti, nella zona termo-mediterranea. Sono spesso degradati a matorrali arborescenti (Pal. 32.11) e alcuni dei sottotipi elencati non esistono più nello stato forestale completamente sviluppato relativo a Pal. categoria 45; sono stati comunque inseriti, sia per fornire codici appropriati per l'uso in Pal. 32.11, e perché il ripristino potrebbe essere possibile.

pal. 45.32 Lecci supramediterranei:

Formazioni dei livelli sopramediterranei, spesso frammiste a querce caducifoglie, *Acer* spp. o *Ostrya carpinifolia*.

pal. 45.33 Lecceto dell'Aquitania:

Popolamenti isolati a *Quercus ilex* presenti come facies di boschi dunali di pino-leccio.

pal. 45.34 Quercus rotundifolia bosco:

Comunità forestali iberiche formate da *Quercus rotundifolia*. In genere, anche allo stato maturo, meno alte, meno rigogliose e più secche delle foreste completamente sviluppate che possono essere costituite dall'affine *Quercus ilex*, sono peraltro il più delle volte degradate a bosco aperto o addirittura matorrali arborescenti. Specie caratteristiche del sottobosco sono *Arbutus unedo*, *Phillyrea angustifolia*, *Rhamnus alaternus*, *Pistacia terebinthus*, *Rubia peregrina*, *Jasminum fruticans*, *Smilax aspera*, *Lonicera etrusca*, *Lonicera implexa*.

7.9.3.2.2. Fauna

Il Formulario Standard ufficiale del sito IT9110003 “Monte Cornacchia - Bosco Faeto” nella tabella 3.2, contrariamente alla flora, riporta un elevato numero di specie inserite nell’Allegato II della Direttiva 92/43/CEE.

Il Sito riveste un ruolo di particolare importanza per la conservazione di una specie di anfibio anuro, l’ululone appenninico, per cui il Sito stesso probabilmente rappresenta una delle ultime stazioni dell’Appennino Dauno. Analogamente per altre due specie di anfibi urodela (tritone crestato e tritone italico) la conservazione delle popolazioni presenti nel Sito rappresenta un elemento di priorità conservazionistica nella strategia di tutela delle specie nell’ambito subregionale. Per quanto riguarda gli uccelli, l’importanza del Sito si inserisce in una più complessa rete di aree boscate intramezzate da coltivi tradizionali e pascoli che fa dell’Appennino meridionale la roccaforte della popolazione di due specie di rapaci con abitudini alimentari mediamente necrofile, quali il Nibbio reale e il Nibbio bruno.

Per i mammiferi l’area nell’ultimo ventennio ha acquistato un ruolo centrale nella conservazione del predatore per antonomasia, il lupo, ma anche per un più piccolo ed elusivo mustelide, la puzzola.

Species	Population in the site										Site assessment			
	Code	Scientific Name	S	NP	T	Size		Unit	Cat.	D.qual.	A B C D	A B C	Iso.	Glo.
						Min	Max				Pop.			
B	A267	<i>Alcedo arvensis</i>			r				C	DD	C	B	C	B
B	A229	<i>Alcedo atthis</i>			r				V	DD	C	B	C	C
A	1337	<i>Bombina orientalis</i>			p				C	DD	C	A	C	A
B	A224	<i>Cacrosternus mucronatus</i>			r				P	DD	C	B	C	B
B	A208	<i>Culebra astoribus</i>			r				P	DD	C	B	B	B
R	1279	<i>Elaphe quatuordecimlineata</i>			p				C	DD	C	B	C	A
B	A225	<i>Fasciolaria albicincta</i>			c				P	DD	C	A	A	A
B	A198	<i>Lacerta agilis</i>			r				R	DD	C	B	C	B
B	A162	<i>Hemiscaphiophis naxosensis</i>			r				R	DD	C	B	C	C
B	A873	<i>Moloch marmoratus</i>			r				P	DD	C	B	C	B
B	A874	<i>Moloch marmoratus</i>			p	2	2			0	C	B	B	B
B	A135	<i>Ninia diademata</i>			w				P	DD	C	A	A	A
P	1883	<i>Opisaurus monticola</i>			w				P	DD	C	C	B	B
B	A119	<i>Urosaurus turanus</i>			r				P	DD	C	B	C	B
A	1187	<i>Triturus cristatus</i>			p				P	DD	C	B	B	B
B	A289	<i>Triturus cristatus</i>			p				C	DD	C	B	C	A
B	A389	<i>Triturus cristatus</i>			w				P	DD	C	A	A	A
B	A389	<i>Triturus cristatus</i>			w				P	DD	C	A	A	A

Groups: A = Amphibians, B = Birds, F = Fish, I = Invertebrates, M = Mammals, P = Plants, R = Reptiles
 S: in case that the data on species are sensitive and therefore have to be blocked for any public access enter: yes
 NP: in case that a species is no longer present in the site enter: x (optional)
 Type: p = permanent, r = reproducing, c = concentration, w = wintering (for plant and non-migratory species use permanent)
 Unit: i = individuals, p = pairs or other units according to the Standard list of population units and codes in accordance with Article 12 and 17 reporting (see [this annex part 2](#))
 Abundance categories (Cat.): C = common, R = rare, V = very rare, P = present - to fill if data are deficient (DD) or in addition to population size information
 Data quality: G = Good (e.g. based on surveys), M = Moderate (e.g. based on partial data with some extrapolation), P = Poor (e.g. rough estimation), VP = Very poor (use this category only, if not even a rough estimation of the population size can be made, in this case the fields for population size can remain empty, but the field "Abundance categories" has to be filled in)

Come altre specie importanti presenti nel sito, nella Tabella 3.3 del Formulario sono altre specie tra cui: *Acer neapolitanum*, *Alyssoides sinuata*, *Anacamptis pyramidalis*, *Bufo bufo*, *Coluber viridiflavus*, *Dactylorhiza maculata*, *Lacerta bilineata*, *Ophrys sphecodes*, *Orchis morio*, *Orchis purpurea*, *Podarcis muralis*, *Rana italica*, SERAPIAS VOMERACEA (BURM.) BRIQ.

Il Formulario non include, invece, specie di invertebrati.

7.9.3.2.3. Criticità

Il piano di gestione analizza i fattori di minaccia che interferiscono con la conservazione del sito. L’analisi delle minacce e delle criticità che possono arrecare disturbo agli habitat e alle specie floristiche e faunistiche di interesse comunitario è finalizzata all’individuazione di obiettivi e di strategie perseguibili. Le linee gestionali, gli interventi e la loro organizzazione secondo un piano d’azione consentiranno infatti di affrontare le minacce, in modo da diminuirne, e se possibile eliminarne, il grado di incidenza che esse hanno sul sito. Tale piano a riguardo, riporta presenza degli impianti eolici produce impatti negativi diretti sulla fauna, in particolare sugli uccelli che possono

entrare in collisione con le pale eoliche o con il rotore. Questa minaccia riguarda principalmente i veleggiatori (sia i piccoli falconiformi che i grandi rapaci), ma anche passeriformi, chiropteri ed invertebrati. È evidente che la stima del tasso di mortalità dovuto alla presenza degli impianti eolici è di difficile determinazione, poiché risulta difficoltoso recuperare le carcasse che possono essere spostate o consumate da specie opportuniste quali volpi, cani randagi, ecc.

Sicuramente vista l'altezza piuttosto rilevante delle pale (180m) si sottolinea che la principale criticità sia diretta che indiretta per l'avifauna con particolare riferimento ai veleggiatori con maggiore apertura alare dovuta principalmente o dallo schianto degli stessi lungo il pilone della pala oppure dalla collisione in volo durante la rotazione delle stesse. Si precisa però, che a riguardo sono state utilizzate delle macchine di ultima generazione che consentono sia di produrre una maggiore quantità di energia ma al contempo, grazie alla sensibile riduzione della velocità di rotazione, consentono di avere una minore probabilità di rischio di impatto gli eventuali animali che volassero nei dintorni della macchina rispetto alle macchine attuali.

7.9.4. Analisi e valutazione dei potenziali effetti del progetto sui siti RN2000

L'analisi e la valutazione delle interferenze del progetto in esame è stata effettuata in riferimento al sito SIC IT9110003 "Accadia - Deliceto", in quanto gli altri siti Rete Natura più prossimi alle aree di progetto si collocano ad una distanza superiore ai 9 km. Tale distanza, vista l'orografia del territorio e la natura del progetto (Revamping), fa sì che gli effetti/ricadute delle azioni di progetto siano nulle/trascurabili. Ciò è facilmente spiegabile vista la scelta progettuale di sostituire le oramai vecchie pale con aerogeneratori di nuova generazione che limitando la velocità di rotazione e producendo una maggiore quantità di energia riducendo sia l'attuale impatto paesaggistico e effetto selva sia garantiscono la probabilità di collisione degli uccelli con le pale.

La valutazione delle interferenze è stata effettuata considerando le due fasi principali del progetto stesso:

- la fase di cantiere/dismissione vecchio impianto;
- la fase di esercizio.

7.9.4.1. Suolo

Gli effetti su tale componente sono valutati in relazione alle potenziali alterazioni delle caratteristiche chimico-fisiche e geomorfologiche del suolo, ma anche come possibile modificazione dell'utilizzo del suolo a seguito della realizzazione degli interventi e, quindi sulle interferenze che queste potenziali alterazioni e modificazioni possono determinare nei siti della RN2000.

7.9.4.1.1. Fase di cantiere

Occupazione di suolo: Sia le opere di progetto che le piste di accesso alle aree di cantiere non si sviluppano all'interno della SIC in esame. Considerando il potenziale impatto sulla componente suolo derivante dalla deposizione di polveri ed inquinanti prodotti dai mezzi e dagli impianti di cantiere, si evidenzia come la distanza delle opere dalla SIC sia sempre superiore ai 750 metri e che le operazioni avranno una durata temporanea e saranno svolte da macchine omologate alla normative di settore.

Pertanto **non si rilevano interferenze significative.**

Modifiche dello stato di fatto morfologico: Le opere di progetto e le piste di accesso si sviluppano fuori dalla SIC in esame e quindi non si hanno modifiche morfologiche dell'area.

Pertanto **non si rilevano interferenze significative.**

7.9.4.1.2. Fase di esercizio

Occupazione di suolo: come già evidenziato nella fase di cantiere, le opere di progetto ricadono fuori dalla SIC.

Pertanto **non si rilevano interferenze significative.**

7.9.4.1.3. Riepilogo interferenze sulla componente suolo rispetto ai siti RN2000

Interferenze	Componenti biotiche coinvolte	Componenti abiotiche coinvolte	Connessioni ecologiche interessate	Significatività	Incidenza (Intensità)
<i>Fase di Cantiere</i>					
Occupazione	vegetazione, fauna	suolo	nessuna	nessuna	nessuna
Occupazione	vegetazione, fauna	suolo	nessuna	nessuna	nessuna
<i>Fase di Esercizio</i>					
Occupazione	vegetazione, fauna	suolo	nessuna	nessuna	nessuna

7.9.4.2. Acqua

Gli effetti sull'ambiente idrico sono valutati sia in termini di potenziali alterazioni delle caratteristiche chimico-fisiche delle acque superficiali e sotterranee presenti nell'intorno dell'area di progetto, sia come possibile alterazione del deflusso naturale delle acque a seguito della realizzazione degli interventi. In particolare, sono analizzati i rapporti che la componente ha con habitat e specie legate esplicitamente all'ambiente idrico nei siti della RN2000 limitrofi all'area di intervento.

7.9.4.2.1. Fase di Cantiere

Prelievo di Acque: La realizzazione delle strutture di fondazione, prevista per gli interventi in progetto, non prevede il prelievo di acque.

Scarichi Idrici: Non sono previsti scarichi idrici nell'ambiente circostante durante le attività di cantiere.

Modifica della matrice "Acqua" Ponendosi al di fuori del perimetro della SIC in esame, le opere di progetto non definiranno alcun impatto sulla matrice "Acqua" anche considerando il fatto che durante le attività di cantiere non sono previsti approvvigionamenti (il cemento necessario alla realizzazione delle fondazioni per la realizzazione degli interventi, verrà approntato sul luogo di utilizzo già pronto per l'uso).

Il rischio legato allo sversamento di sostanze inquinanti stoccate ed utilizzate in fase di cantiere risulterà minimizzato dall'adozione di adeguati accorgimenti finalizzati allo stoccaggio di tali sostanze in assoluta sicurezza.

7.9.4.2.2. Fase di esercizio

Prelievo di Acque Non sono previsti consumi idrici in fase di esercizio.

Pertanto, **non sono ravvisabili interferenze sui siti della RN2000.**

Modifica del drenaggio Ponendosi al di fuori del perimetro della SIC in esame, le opere di progetto non apporteranno alcuna modifica al drenaggio (ciclo delle acque, impermeabilizzazione del suolo, ecc..) attualmente in essere all'interno del Sito Rete Natura in esame.

Pertanto, **non sono ravvisabili interferenze significative sui siti della RN2000.**

Scarichi Idrici Non sono previsti scarichi idrici nell'ambiente circostante e, pertanto, **non sono ravvisabili interferenze sui siti della RN2000.**

7.9.4.2.3. Riepilogo interferenze sulla componente acqua rispetto ai siti RN2000

Interferenze	Componenti biotiche coinvolte	Componenti abiotiche coinvolte	connessioni ecologiche interessate	Significatività	Incidenza (Intensità)
<i>Fase di Cantiere</i>					
Approvvigionamenti idrici	vegetazione, fauna	suolo	nessuna	nessuna	nessuna
Scarichi idrici	vegetazione, fauna	suolo	nessuna	nessuna	nessuna
Scarichi accidentali	vegetazione, fauna	acqua, suolo	nessuna	nessuna	nessuna
<i>Fase di Esercizio</i>					
prelievo di acque	vegetazione, fauna	acqua	nessuna	nessuna	nessuna
modifica del drenaggio	vegetazione, fauna	acqua	nessuna	nessuna	nessuna
scarichi idrici	vegetazione, fauna	acqua	nessuna	nessuna	nessuna

7.9.4.3. Aria

Viene valutata la possibile alterazione della qualità dell'aria nella zona interessata dall'intervento a seguito della realizzazione del progetto e quindi le interferenze indirette che potrebbero verificarsi sulle componenti biologiche (in particolare habitat di interesse comunitario e habitat di specie) della RN2000.

7.9.4.3.1. Fase di Cantiere

Emissioni di polveri

Durante la fase di cantiere l'emissione di polveri è generalmente dovuta a:

- polverizzazione ed abrasione delle superfici, causate da mezzi in movimento durante la movimentazione di terra e materiali;
- trascinarsi delle particelle di polvere, dovuto all'azione del vento sui cumuli di materiale incoerente (cumuli di inerti da costruzione, etc.);
- azione meccanica su materiali incoerenti e scavi con l'utilizzo di escavatori, ecc;
- trasporto involontario di fango attaccato alle ruote degli autocarri.

Data la natura del sito e delle opere previste, si escludono effetti di rilievo sulle aree circostanti, dovuti alla dispersione delle polveri durante la realizzazione degli interventi previsti. Infatti le polveri aerodisperse durante la fase di cantiere, visti gli accorgimenti di buona pratica che saranno adottati, sono paragonabili, come ordine di grandezza, ma di entità inferiore, a quelle normalmente provocate dalle lavorazioni agricole. Oltretutto, se si considera che le attività di cantiere sono temporanee e di ridotta durata, se ne deduce che le interferenze sui siti della RN2000 dovute alle emissioni di polveri sono **non significative**.

Anche il numero di automezzi coinvolto nella fase di cantiere e di dismissione è esiguo e limitato nel tempo e determina emissioni di entità trascurabile e non rilevanti per la qualità dell'aria.

Tale considerazione associata alla distanza alla quale si collocano le aree di lavorazione rispetto alle aree della SIC in esame, fa sì che le emissioni di macro inquinanti da mezzi da lavoro durante le operazioni di cantiere possano essere considerate come una fonte di inquinamento atmosferico **non significativa** sui siti della RN2000.

7.9.4.3.2. Fase di Esercizio

Considerata la natura delle opere di progetto, in fase di esercizio, si esclude qualsiasi pressione/impatto sulla matrice biodiversità.

7.9.4.3.3. Riepilogo interferenze sulla componente aria rispetto ai siti RN2000

Interferenze	Componenti biotiche coinvolte	componenti abiotiche coinvolte	connessioni ecologiche interessate	Significatività	Incidenza (Intensità)
<i>Fase di Cantiere</i>					
Emissioni di polveri	vegetazione, fauna	aria	nessuna	non significativa	nessuna
Emissioni macro inquinanti da mezzi	vegetazione, fauna	aria	nessuna	non significativa	nessuna
<i>Fase di esercizio</i>					
-	vegetazione, fauna	suolo	nessuna	nessuna	nessuna

7.9.4.4. Rumore

Sono valutati i potenziali effetti di rumore e di vibrazioni generati durante gli interventi sulla componente faunistica propria dei siti della RN2000.

7.9.4.4.1. Fase di cantiere

Il rumore prodotto in fase di cantiere è relativo sia alle macchine operatrici sia ai mezzi atti al trasporto delle terre.

Gli animali rispondono all'inquinamento acustico alterando gli schemi di attività, come ad esempio mediante un aumento della frequenza cardiaca e un aumento della produzione degli ormoni dello stress (Algers et al., 1978). In animali da laboratorio sottoposti a forti rumori, questi effetti appaiono a valori compresi tra 85 e 89 dB (tuttavia, questi livelli non saranno raggiunti al di fuori delle aree di lavoro). Questi valori sono anche superati dove vi è un traffico intenso. In aggiunta agli effetti dannosi alla salute, possono verificarsi occasionalmente anche problemi di comunicazione. A volte gli animali si abituano all'aumento dei livelli di rumore e quindi ritornano alle loro normali attività (Bomford& O'Brien, 1990), ma le specie di uccelli e di altri animali selvatici che comunicano usando segnali audio possono essere influenzate dalla vicinanza delle sorgenti di rumore. Il comportamento riproduttivo abituale di altre specie può essere influenzato da eccessivi livelli di rumore, come è stato studiato in alcune specie di anfibi (Barrass, 1985). Anche se gli effetti del disturbo da rumore sono più difficili da misurare rispetto ad altri tipi di inquinamento, come nell'inquinamento atmosferico, il disturbo acustico è considerato una delle principali cause di inquinamento ambientale in Europa (Vangent&Rietveld, 1993; Lines et al., 1994). Anche se le ricerche sono state effettuate considerando soglie critiche di disturbo rispetto a specifiche sorgenti, le specie con le seguenti caratteristiche dovrebbero essere considerate tra le più vulnerabili al disturbo (Hill et al., 1992): grandi dimensioni, lunga durata della vita, tasso riproduttivo relativamente basso; soprattutto specialiste di habitat particolari, come ambienti aperti (es. zone umide) o chiusi (es. foreste); rare, con popolazioni concentrate in poche regioni chiave. I livelli sonori indotti saranno infatti inferiori rispetto a quelli di fondo naturale presenti durante il periodo diurno all'interno dell'area SIC e, pertanto, tali da non alterare il clima acustico ivi presente. Le emissioni sonore indotte dalle attività di cantiere per la realizzazione degli interventi in progetto, oltre a non essere presenti durante il periodo notturno, sono quindi tali da non comportare variazioni nella qualità ambientale della SIC più prossima e conseguentemente disturbi al ciclo funzionale della fauna (quali ad esempio la riproduzione).

7.9.4.4.2. Fase di esercizio

Dalle considerazioni ed elaborazioni sopra esposte, si può concludere che il clima acustico previsto dall'installazione/esercizio dell'impianto eolico con n.19 aerogeneratori GE158 da 6.1 MW, con altezza hub pari a 101 m, presso i ricettori esaminati non supera i valori limite assoluti previsti. Per quanto concerne il criterio differenziale in ambiente abitativo è stato mostrato che durante il periodo Diurno e Notturno tale criterio (ove applicabile) risulta rispettato su tutti i ricettori.

In conclusione, è possibile ritenere che **la messa in esercizio dell'impianto eolico oggetto del presente studio non procuri un'alterazione del clima acustico.**

7.9.4.5. Inquinamento luminoso

Sono valutati i potenziali effetti derivanti dall'illuminazione generati durante gli interventi sulla componente flora/faunistica propria dei siti della RN2000.

7.9.4.5.1. Fase di cantiere

Nella fase di realizzazione del cantiere l'impatto dovuto alla presenza di fonti luminose sarà nullo in quanto le attività verranno effettuate durante le ore diurne. Tale assunzione associata al fatto che tutte le aree di cantiere saranno poste al di fuori del perimetro della SIC in esame, permettono di affermare che le emissioni luminose durante le operazioni di cantiere possono essere considerate come una fonte di inquinamento **non significativa** sui siti della RN2000.

7.9.4.5.2. Fase di esercizio

Le opere di progetto non prevedono un incremento del sistema di illuminazione già in essere (in riferimento ai vecchi aerogeneratori) ma bensì una riduzione di tale inquinamento dovuto alla riduzione del numero di pale.

Per tale motivo **non sono ravvisabili interferenze significative** sui siti della RN2000

7.9.4.6. Habitat e vegetazione

Sono stati valutati i possibili effetti diretti sulle comunità vegetali, queste ultime intese anche come habitat sia di specie di interesse comunitario che di interesse conservazionistico sulla base dei Formulari Standard.

7.9.4.6.1. Fase di esercizio

Tutte le opere in progetto e le piste di cantiere sono esterne a siti appartenenti alla RN2000. I siti della RN2000 non saranno quindi direttamente interferiti dalle azioni di cantiere. Non è quindi possibile riconoscere una perdita diretta di habitat di interesse comunitario (che non sono presenti esternamente all'area SIC) e di specie sia di interesse comunitario che di interesse conservazionistico. Si ricorda infine come non siano state rilevate presenti specie floristiche di interesse comunitario o conservazionistico nell'Area di progetto. Pertanto non sono ravvisabili interferenze significative sui siti della RN2000.

7.9.4.6.2. Fase di cantiere

Come evidenziato nella precedente fase di cantiere si sottolinea come le opere di progetto siano collocate tutte al di fuori del perimetro della SIC. Pertanto, non sono ravvisabili interferenze sui siti della RN2000.

7.9.4.7. Fauna

Il presente Paragrafo analizza i potenziali impatti del Progetto sulla componente fauna. L'analisi prende i seguenti impatti legati alle diverse fasi di Progetto, ovvero di costruzione ed esercizio.

7.9.4.7.1. Fase di costruzione:

- diminuzione della capacità di accoglienza degli habitat (aumento del disturbo antropico da parte dei mezzi di cantiere);
- collisioni con mezzi di cantiere;
- Minore libertà di movimento della fauna (dovute a piste, piazzole);
- Modifica/variazione degli ecosistemi sito-specifici, le azioni di cantiere indurranno un cambiamento degli ecosistemi posti in corrispondenza dalle aree cantierizzate.

L'aumento del disturbo antropico legato alle operazioni di cantiere interesserà aree attualmente dedicate alla agricoltura con una bassa vocazionalità faunistica. L'incidenza negativa di maggior rilievo consiste nel rumore e nella presenza dei mezzi meccanici che saranno impiegati per l'approntamento delle aree di Progetto, per il trasporto in sito degli aerogeneratori.

7.9.4.7.2. Fase di esercizio:

- Sottrazione di habitat a vocazionalità faunistica, cambiamento permanente di habitat e/o ecosistemi a vocazionalità faunistica elevata
- Urto dell'avifauna contro gli aerogeneratori, probabilità di urto dell'avifauna contro le pale degli aerogeneratori che però essendo in numero inferiore allo stato attuale e avendo una velocità di rotazione più basse riducono la probabilità di collisioni.

Al fine di rilevare le possibili collisioni di uccelli con gli aerogeneratori, si realizzerà un rilevamento periodico (mensile), per monitorare il numero di incidenti avvenuti.

In tal caso, si dovranno annotare le seguenti informazioni: specie, luogo esatto della localizzazione, possibile aerogeneratore responsabile. Nel caso di ritrovamento di qualche uccello ferito e con possibilità di recupero, si trasporterà urgentemente ad un centro specializzato.

7.9.5. Alternative progettuali

7.9.5.1. Alternativa o

L'analisi ambientale dell'alternativa o (nessuna opera realizzata rilasciando le vecchie WTG già presenti) porta a concludere che, ove venisse perseguita, non si genererebbero gli impatti/interferenze ambientali stimati nel presente documento.

Questi ultimi, come è emerso nel corso della presente trattazione, sono per la maggior parte di magnitudo “**bassa-non significativa**” ad esclusione dell'impatto sulla componente visiva che, inevitabilmente, sarà perturbata dalla presenza dell'impianto eolico in esame che presenta dimensioni maggiori rispetto a quello attuale. Di pari passo però riduce l'impatto paesaggistico in quanto verranno dismessi diversi aerogeneratori .

Di contro però, in caso di non realizzazione delle opere, non verrebbe ad innescarsi quel processo virtuoso, cui tutti gli strumenti programmatori europei, nazionali e regionali tendono, ovvero all'aumento della produzione energetica da fonti rinnovabili: inoltre, l'area in esame è estremamente vocata allo sfruttamento dell'energia solare, vista la presenza di impianti già in produzione presenti nelle vicinanze.

Come ampiamente dibattuto, l'area di progetto non rientra in aree protette Rete Natura 2000 anche se è prossima alle suddette aree.

In sostanza sarà possibile sfruttare correttamente le risorse del territorio e apportare contemporaneamente sia un beneficio ambientale (in misura delle minori emissioni di CO₂) sia un beneficio al fabbisogno elettrico della Regione Puglia. La mancata realizzazione dell'opera in esame inficerebbe in maniera significativa la programmazione energetica regionale tesa ad un ricorso sempre maggiore alle fonti energetiche rinnovabili disponibili a livello locale e, data la “Bassa” magnitudo degli impatti stimati, non sarebbe configurabile come una situazione di significativo miglioramento ambientale.

7.9.6. Conclusioni

La Società IVPC S.R.L, attraverso la proposta di Rifacimento e Potenziamento dell'Impianto Eolico esistente, si pone come obiettivo principale quello di far convergere azioni di miglioramento in ambito territoriale e ambientale, con quelle di incremento della capacità produttiva dell'impianto attraverso la sostituzione dei vecchi aerogeneratori e l'ammodernamento della rete infrastrutturale.

La metodologia adottata per la redazione del presente Studio segue le indicazioni della legislazione di settore. Il livello di approfondimento dei singoli aspetti trattati è stato dettato dalla significatività attribuita agli impatti previsti in conseguenza della realizzazione del Progetto.

Il Progetto si inserisce in un contesto che impegna gli esperti del settore allo scopo di raggiungere un costo di produzione dell'energia da eolico che eguaglia quello dell'energia prodotta dalle fonti convenzionali indicando questo obiettivo come “grid parity”. Tale obiettivo segna un traguardo importante per lo sviluppo autonomo dell'eolico come fonte di energia realmente alternativa alle fonti inquinanti fonti fossili.

Nel presente elaborato, accanto ad una descrizione qualitativa della tipologia delle opere, delle ragioni per le quali esse sono necessarie, dei vincoli riguardanti l'ubicazione, delle alternative prese in esame, compresa l'alternativa zero, si è cercato di individuare in maniera qualitativa la natura, l'entità e la tipologia dei potenziali impatti da queste generate sull'ambiente circostante inteso nella sua più ampia accezione. Per tutte le componenti ambientali considerate è stata effettuata una stima delle potenziali interferenze, sia positive che negative, nella fase di cantiere/dismissione impianto esistente e fase d'esercizio, con la descrizione delle misure previste per evitare, ridurre e se possibile compensare gli eventuali impatti negativi.

In conclusione si ritiene che l'impianto di progetto non comporterà impatti significativi sulle componenti salute pubblica, aria, fattori climatici ed acque superficiali, che piuttosto potranno godere dei vantaggi dovuti alla produzione di energia senza emissioni in atmosfera e nel suolo.

L'occupazione del suolo sarà minima e limitata alle sole aree strettamente necessarie alla gestione dell'impianto; le pratiche agricole potranno continuare fino alla base delle torri e potranno essere agevolate dalle piste di impianto che potranno essere utilizzate dai conduttori dei fondi.

Dal punto di vista paesaggistico si può ritenere che le interferenze fra l'opera e l'ambiente individuate confrontando gli elaborati progettuali e la situazione ambientale del sito sono riconducibili essenzialmente all'impatto visivo degli aerogeneratori.

L'impianto di progetto sarà sicuramente visibile da alcuni punti del territorio, ma in questo caso, data la dimensione dell'impianto, la presenza di altre torri, le particolari condizioni di visibilità degli aerogeneratori, si può affermare che tale condizione non determinerà un impatto di tipo negativo.

Si ritiene, infatti, che la disposizione degli aerogeneratori non altererà le visuali di pregio né la percezione "da e verso" i principali fulcri visivi.

Rispetto alle installazioni presenti in zona, dalle analisi condotte è stato possibile constatare che la compresenza dell'impianto di progetto con gli impianti esistenti non genererà significativi effetti di cumulo.

In definitiva, per quanto discusso, si ritiene che l'impianto di progetto risulta sostenibile rispetto ai caratteri ambientali e paesaggistici dell'ambito entro cui si inserisce.

7.10. Effetti Acustici

Le emissioni acustiche dei generatori eolici sono di natura principalmente aerodinamica a cui si aggiungono anche quelli emessi dal moltiplicatore di giri e dall'alternatore.

In merito alla realizzazione del presente progetto eolico costituito da n. 19 turbine da 6,1 MW ciascuna, è stato effettuato un apposito studio per valutare l'entità dell'impatto acustico nel contesto paesaggistico di riferimento.

L'area su cui sorgerà il parco eolico oggetto del presente studio può essere suddivisa in due settori, in quanto affianca per lati opposti il centro abitato di Anzano (FG). Si individua ad ovest del centro abitato il Settore 1 composto da n. 12 aerogeneratori, mentre ad est del centro abitato il Settore 2 con n.16 aerogeneratori.

Il Settore 1 è inserito in un'area prettamente agricola attraversata dalle seguenti viabilità stradali:

- SP 136bis, SC Civita, e numerosi tratturi di collegamento tra i vari terreni agricoli.

Il Settore 2, anch'esso caratterizzato da terreni agricoli coltivati e non, si sviluppa ad ovest della SP 100.

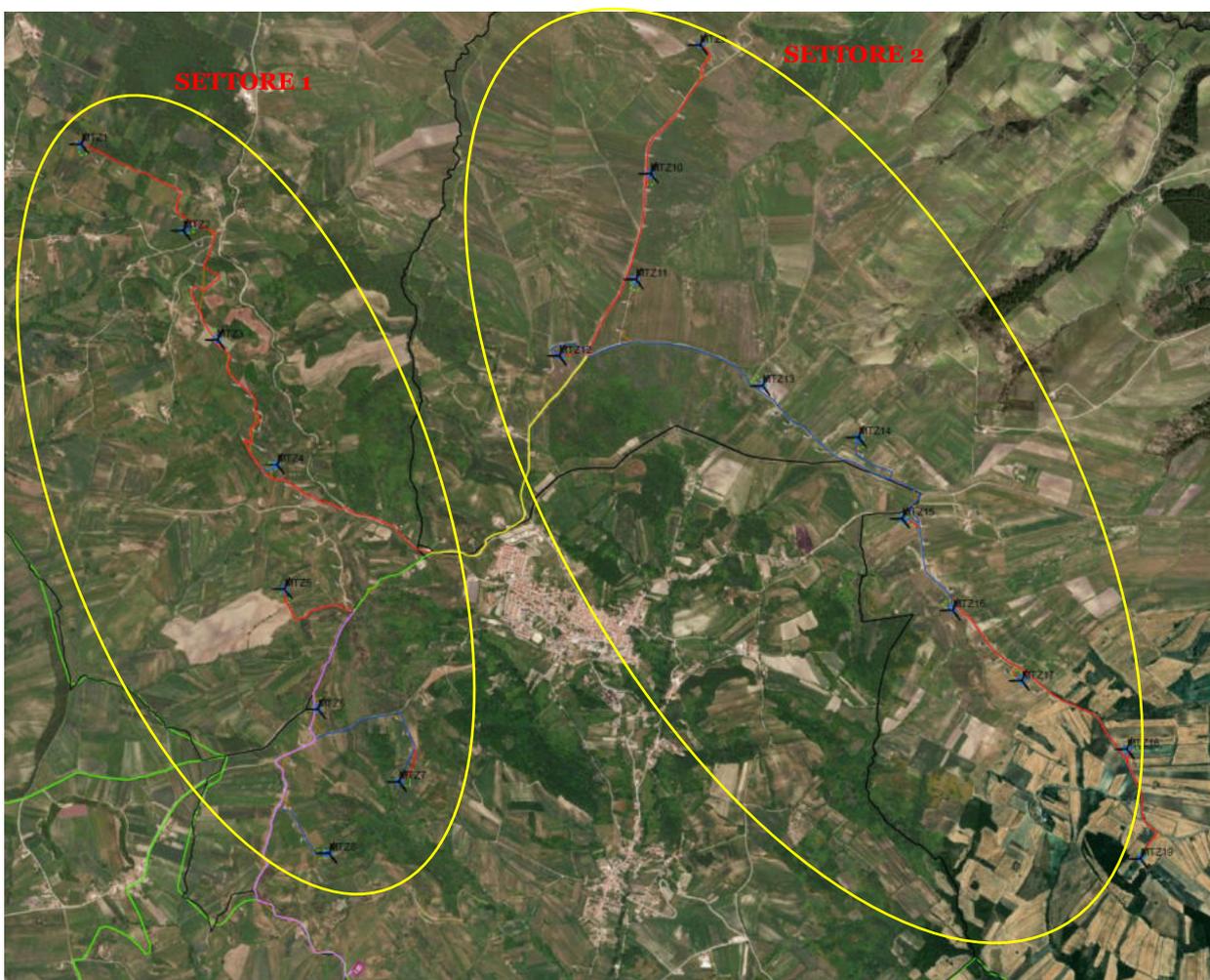


Figura 7.9. – Identificazione Settori di analisi.

Sotto l'aspetto orografico l'area in esame presenta una superficie in quota variabile da 671 m a 869 m slm, mentre sotto l'aspetto urbanistico tutta la zona è agricola, con presenza di attività agricole di piccole e medie dimensioni e strade di collegamento di varia intensità, che si possono distinguere in:

- Traffico veicolare locale di bassa intensità per le strade più interne di accesso ai poderi da parte dei proprietari;
- Traffico veicolare di media intensità, che caratterizza le strade provinciali di collegamento tra i principali centri abitati;

I comuni di Anzano di Puglia, Monteleone e Sant'Agata di Puglia, ad oggi, non sono dotati di una zonizzazione acustica del proprio territorio così come previsto dall'art. 6, comma 1, della legge 26 ottobre 1995, n. 447 "Legge quadro sull'inquinamento acustico" e dall'art. 8, comma 2, della

Legge Regionale n.3 del 12 febbraio 2002 “Norme di indirizzo per il contenimento e la riduzione dell’inquinamento acustico”.

Pertanto, per quanto riguarda i valori limite di immissione da tenere in considerazione per la valutazione dell’inquinamento acustico, ai sensi dell’art. 15 della L. 447/1995 si applicano le disposizioni contenute nel D.P.C.M. 01 marzo 1991 così come aggiornato e modificato dal D.P.C.M. 14 novembre 1997:

Zonizzazione	Limite Diurno Leq (A)	Limite Notturno Leq (A)
Tutto il territorio	70	60
Zona A (D. M. 1444/68) (*)	65	55
Zona B (D. M. 1444/68) (*)	60	50
Zona esclusivamente industriale	70	70

Tabella 7.12. – Limiti massimi di esposizione al rumore.

Ma nell’ottica di una futura zonizzazione acustica del territorio da part e dell’amministrazione comunale come richiesto dalla Legge 26 ottobre 1995, n. 447, si provvederà ad individuare la Classe acustica che caratterizzerebbe l’area di interesse, e nel caso di limiti più restrittivi rispetto a quelli precedentemente evidenziati, considerare questi come limiti assoluti.

Si riporta di seguito l’individuazione della classe acustica che meglio si adatta all’area di studio:

<p>CLASSE I - aree particolarmente protette: rientrano in questa classe le aree nelle quali la quiete rappresenta un elemento di base per la loro utilizzazione: aree ospedaliere, scolastiche, aree destinate al riposo ed allo svago, aree residenziali rurali, aree di particolare interesse urbanistico, parchi pubblici, ecc.</p>
<p>CLASSE II - aree destinate ad uso prevalentemente residenziale: rientrano in questa classe le aree urbane interessate prevalentemente da traffico veicolare locale, con bassa densità di popolazione, con limitata presenza di attività commerciali ed assenza di attività industriali e artigianali</p>
<p>CLASSE III - aree di tipo misto: rientrano in questa classe le aree urbane interessate da traffico veicolare locale o di attraversamento, con media densità di popolazione, con presenza di attività commerciali, uffici con limitata presenza di attività artigianali e con assenza di attività industriali; aree rurali interessate da attività che impiegano macchine operatrici</p>
<p>CLASSE IV - aree di intensa attività umana: rientrano in questa classe le aree urbane interessate da intenso traffico veicolare, con alta densità di popolazione, con elevata presenza di attività commerciali e uffici, con presenza di attività artigianali; le aree in prossimità di strade di grande comunicazione e di linee ferroviarie; le aree portuali, le aree con limitata presenza di piccole industrie.</p>
<p>CLASSE V - aree prevalentemente industriali: rientrano in questa classe le aree interessate da insediamenti industriali e con scarsità di abitazioni.</p>
<p>CLASSE VI - aree esclusivamente industriali: rientrano in questa classe le aree esclusivamente interessate da attività industriali e prive di insediamenti abitativi</p>

Tabella 7.13. – Estratto da Tabella A “Classificazione del territorio comunale (art. 1)” del D.P.C.M. 14 novembre 1997.

classi di destinazione d'uso del territorio	tempi di riferimento	
	diurno (06.00-22.00)	notturno (22.00-06.00)
I aree particolarmente protette	50	40
II aree prevalentemente residenziali	55	45
III aree di tipo misto	60	50
IV aree di intensa attività umana	65	55
V aree prevalentemente industriali	70	60
VI aree esclusivamente industriali	70	70

Tabella 7.14. – Estratto da Tabella C “Valori limite assoluti di immissione – Leq in dB (A) (art. 3)” del D.P.C.M. 14 novembre 1997.

Negli estratti sopra riportati è stata evidenziata la **classe acustica III**, i cui limiti acustici assoluti sono **60** dB (A) in diurno e **50** dB (A) in notturno, che caratterizzerebbe acusticamente i ricettori rientranti nell’area di studio. Essendo questi ultimi maggiormente restrittivi rispetto a quelli relativi alla tabella 7.12., saranno considerati i limiti assoluti di rispetto per l’analisi dell’impatto acustico.

Inoltre, la Legge n. 447/1995 definisce anche i valori limite differenziali, determinati con riferimento alla differenza tra il livello equivalente di rumore ambientale ed il rumore residuo, che sono definiti dall’art. 4 del D.P.C.M. del 14 Novembre 1997, così come sotto citato:

- **Comma 1:** “I valori limite differenziali di immissione, definiti all’art. 2, comma 3, lettera b), della legge 26 ottobre 1995, n. 447, sono: 5 dB per il periodo diurno e 3 dB per il periodo notturno, all’interno degli ambienti abitativi”;
- **Comma 2:** “Le disposizioni di cui al comma precedente non si applicano nei seguenti casi, in quanto ogni effetto del rumore è da ritenersi trascurabile:
 - a)** se il rumore misurato a finestre aperte sia inferiore a 50 dB(A) durante il periodo diurno e 40 dB(A) durante il periodo notturno;
 - b)** se il livello del rumore ambientale misurato a finestre chiuse sia inferiore a 35 dB(A) durante il periodo diurno e 25 dB(A) durante il periodo notturno”.

L’area oggetto dell’indagine fonometrica e dello studio previsionale dell’impatto acustico è tipicamente rurale. Le sorgenti sonore che attualmente caratterizzano la zona sono le sporadiche attività agricole ivi presenti, il traffico da queste indotto e le strade che l’attraversano.

Le emissioni sonore dovute alle attività agricole sono poco rilevanti in particolare modo perché discontinue e pertanto non così incisive da poter determinare un aumento del livello di pressione sonora equivalente globale. Le strade che interessano la zona sono quasi esclusivamente tratturi interni di collegamento tra i vari terreni, spesso dissestate e poco praticabili, che confluiscono sulla SP136bis situata prevalentemente lungo il Settore 1 e pertanto contribuisce al clima acustico della zona. Il rumore presente nella zona è pertanto quasi esclusivamente dovuto al rumore di fondo del vento, dalla fauna presente, e dalla sorgente stradale “SP136bis”.

Per quanto concerne le sorgenti di rumore prodotte dall’esercizio dell’impianto, esse sarebbero rappresentate esclusivamente dagli aerogeneratori, in quanto il traffico indotto da un impianto eolico è ininfluenza ai fini delle emissioni acustiche.

Ai sensi della Deliberazione della Giunta Regionale 23 ottobre 2012, n.2122, è stato eseguito nell'area di studio l'analisi del possibile impatto acustico cumulativo prodotto dal sommarsi degli aerogeneratori previsti a progetto con gli impianti FER già esistenti e/o attualmente autorizzati (provvisi di titolo di VIA).

Come da allegato tecnico al DGR, nel caso di valutazione di impatti acustici cumulativi di impianti eolici si ritiene "congrua un'area oggetto di valutazione data dall'involuppo dei cerchi di raggio pari a 3000 metri e di centro coincidente con ciascuno degli aerogeneratori appartenenti al parco eolico oggetto di valutazione".

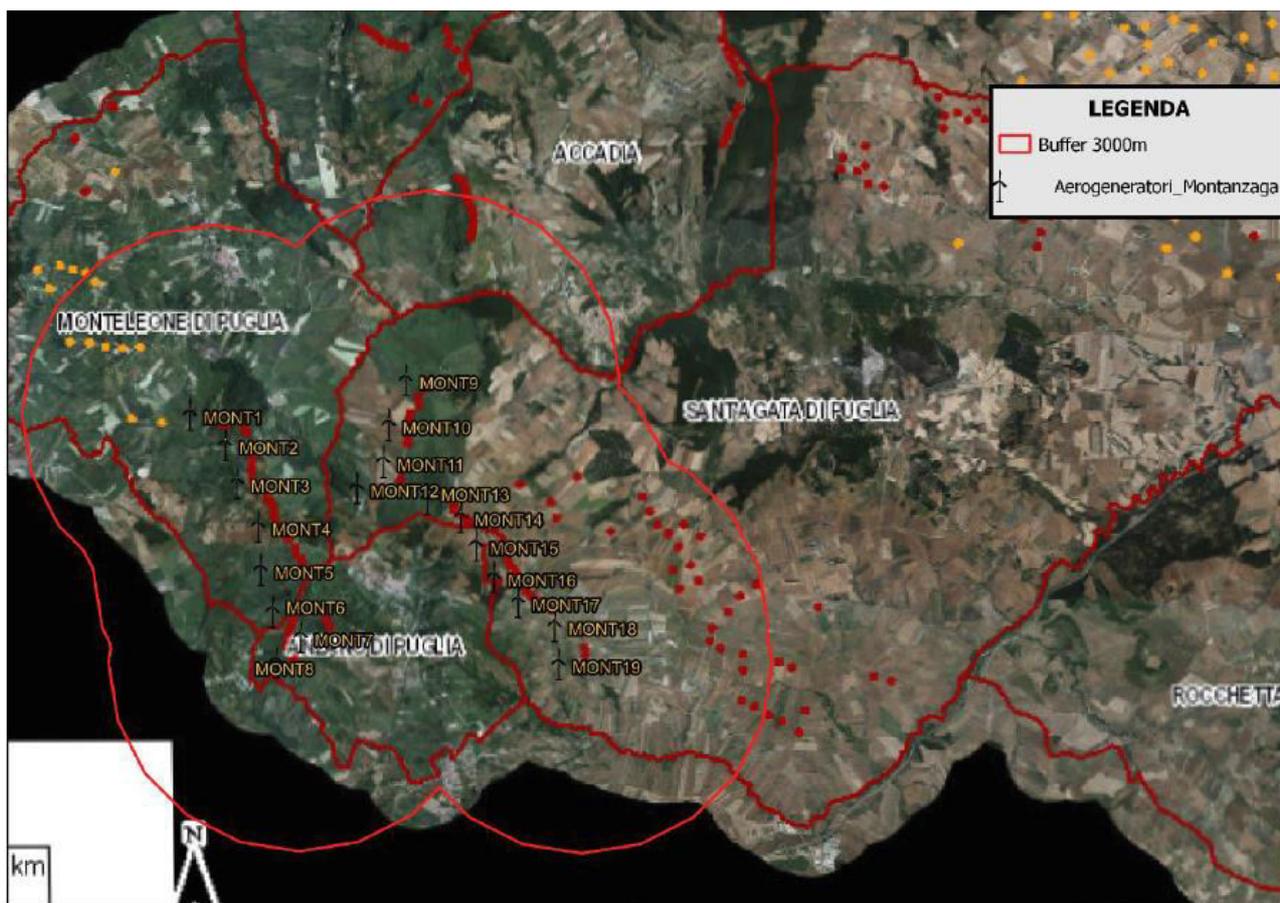


Figura 7.10. – Individuazione dell’impianto in progetto in visione cumulativa (Sit Puglia).

La realizzazione di un buffer di 3000 metri rispetto all'area di impianto riscontra la presenza di n.2 impianti eolici esistenti :

Codice pratica regione Puglia	Tipo di impianto	Impianto autorizzato o con parere ambientale	Impianto in esercizio	Distanza aerogeneratore più prossimo da linea perimetrale impianto esistente/autorizzato
E/134/07	EOLICO	X	X	780 m
E/UVIA/A015/1_1999	EOLICO	X	X	2280 m

Tabella 7.15. – Impianti eolici presenti nell’area buffer di 3000 m.

Da esperienze sul campo, simulazioni acustiche e considerazioni tecniche relative all'immissione sonora delle pale eoliche in ambiente, si ritiene che la pressione sonora dovuta all'esercizio di una pale eolica non influisca in maniera rilevante sulla componente ambientale ad una distanza superiore ai 500 metri, in quanto a tale distanza la componente sonora eolica non è distinguibile dal rumore residuo. L'impatto cumulativo dovuto agli impianti eolici esistenti è già intrinseco nel rumore residuo che si andrà a misurare su ciascun ricettore.

I ricettori sono stati individuati nell'area più prossima agli aerogeneratori, ad una distanza di 500 m, riportata in giallo nella successiva figura 7.11., con un ulteriore fascia di sicurezza di 100 m individuata in arancione per includere i ricettori più prossimi.

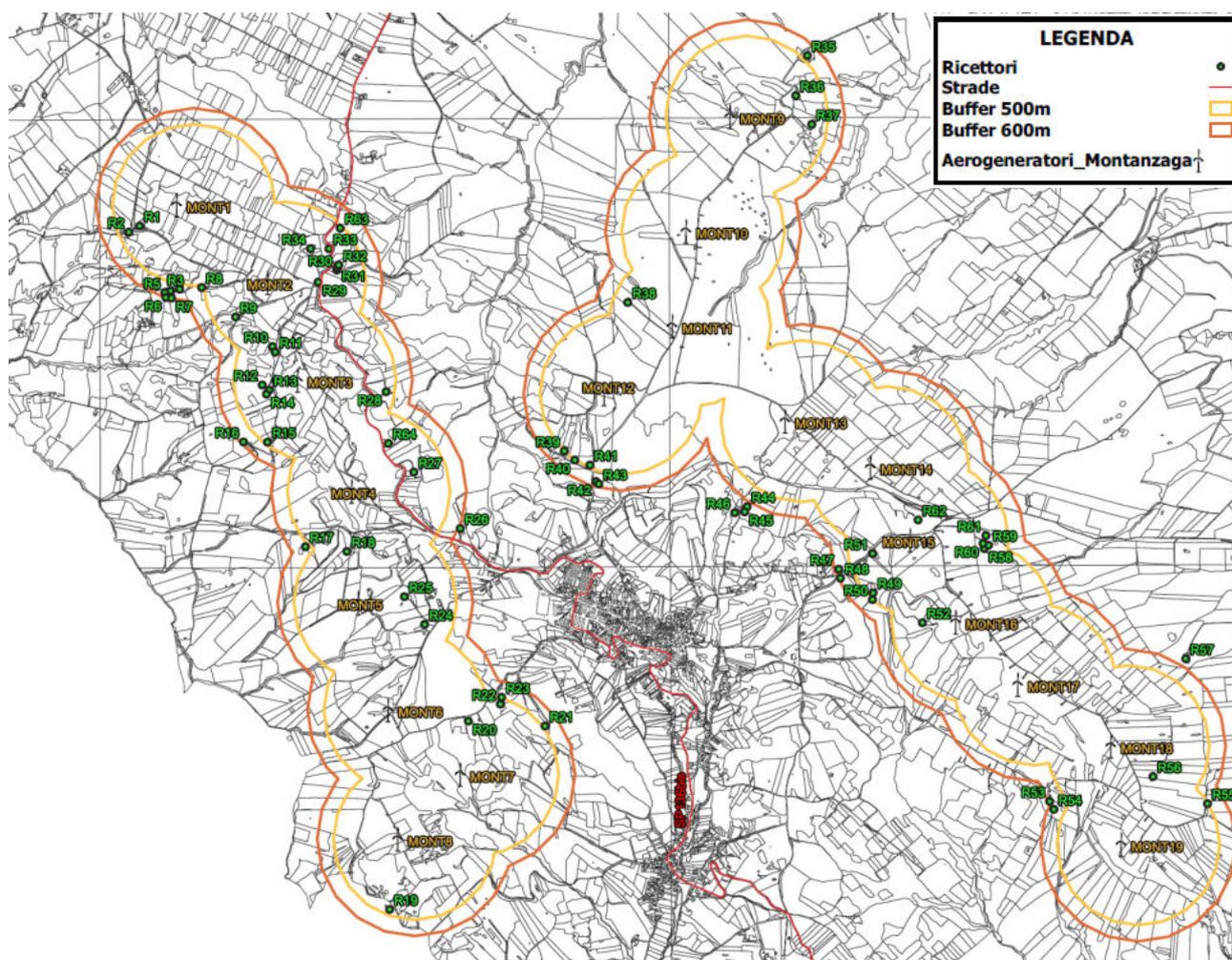


Figura 7.11. – Individuazione dei ricettori e loro area di influenza su base CTR.

Ogni ricettore individuato nell'area di influenza in esame è stato analizzato per stabilirne l'effettiva associazione al termine "ricettore acustico", associato generalmente ad un ambiente abitativo o comunque frequentato per più di 4 ore al giorno.

I ricettori, individuati, sono stati divisi in "abitabili e/o agibili" (per cui si effettuerà la verifica del rispetto dei limiti sia assoluti che differenziali) e "non abitabili e/o non agibili" (per cui si effettuerà solamente la verifica dei limiti assoluti).

Per la definizione del clima acustico ex ante in diurno e in notturno sui ricettori, suddivisi eventualmente in gruppi omogenei, è stata programmata ed eseguita una campagna di rilievi, di modo da rilevare il clima ambientale.

Di seguito vengono riportate graficamente le postazioni di misura in prossimità di ciascun ricettore o gruppo omogeneo:

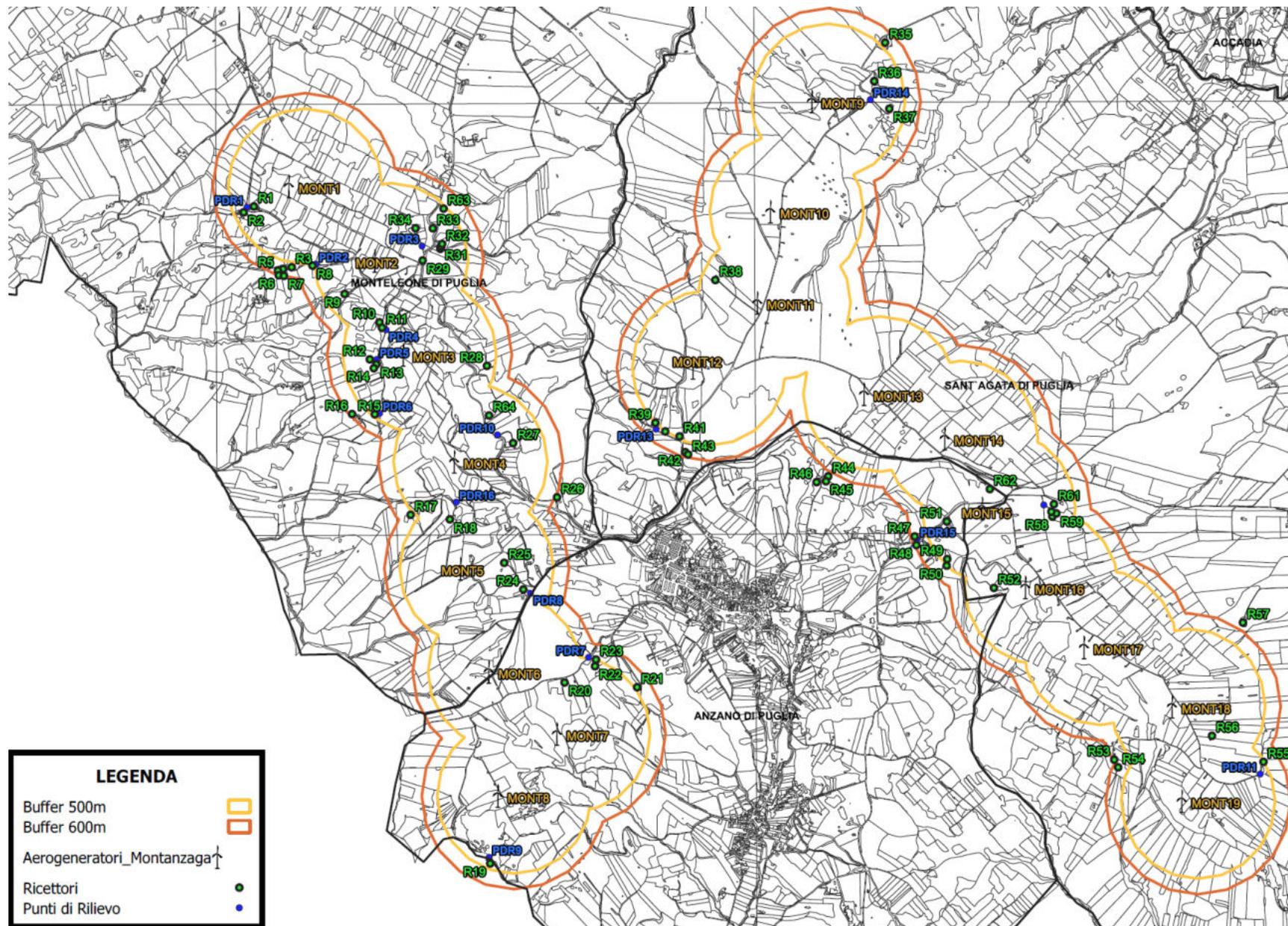


Figura 7.12. – Stralcio elaborato R_20.E1 – Individuazione punti di rilievo su base CTR.

Le considerazioni che sono emerse dall'analisi dei risultati dei rilievi sono le seguenti:

- il clima acustico è spesso disturbato da elementi che caratterizzano l'area e la sua localizzazione, come il traffico sporadico sulle strade rurali di accesso, la presenza di animali e l'attività umana (pressoché agricola) degli occupanti dovuto agli spostamenti con autovetture, mezzi agricoli, ecc.;
- i ricettori più prossimi alle strade principali sono principalmente influenzati dalla componente di rumore stradale;
- il clima acustico in notturno, escluse le sorgenti di rumore dovute alle attività svolte durante le ore diurne e all'impianto esistente oggetto di interesse è pressoché omogeneo su tutta l'area, con dovuta attenuazione della sorgente sonora stradale ove presente.

Con i risultati dei rilievi eseguiti per ciascun singolo ricettore, sono stati definiti i valori del rumore di fondo per ognuno di questi nel periodo diurno, relativamente al valore di velocità del vento misurato.

La rumorosità residuale è stata misurata a terra (circa 1,5 -2 m) e sono relativi alla velocità del vento misurato con un anemometro a pari quota. Ma il fenomeno ventoso influenza, all'aumentare della velocità, la rumorosità residuale, misurata su ciascun singolo ricettore, e questo è un elemento di difficoltà contestuale alla valutazione delle ricadute acustiche di un impianto eolico, che a sua volta deve essere valutato nelle diverse configurazioni di funzionamento al variare del valore del vento al mozzo, e alla relativa quota.

7.10.1. Rumore in fase di cantierizzazione

Per una completa analisi dell'impatto acustico e per adempiere appieno alla legge quadro sull'inquinamento acustico 447/95, è necessario valutare la rumorosità prodotta in fase di cantiere e valutare anche in tale circostanza il rispetto dei valori limite.

Dal punto di vista normativo l'attività di cantiere per la realizzazione delle opere oggetto di questo studio può essere inquadrata ed assimilata come attività rumorosa temporanea.

La Legge Regionale n. 3/2002 stabilisce, al comma 3 dell'art. 17, che le emissioni sonore, in termini di livello continuo equivalente di pressione sonora ponderato (A) [LAeq] misurato in facciata dell'edificio più esposto, non possono superare i 70 dB(A).

L'art. 6, comma 1, lettera h) della Legge 26 ottobre 1995, n. 447, così come la Legge Regionale n. 3 del 12 febbraio 2002 individuano quale competenza dei comuni l'autorizzazione, anche in deroga ai valori limite d'immissione, per lo svolgimento di attività temporanee, nel rispetto delle prescrizioni indicate dal comune stesso.

Nell'analisi del rumore in fase di cantiere, che risulterà attivo solamente durante le normali ore lavorative diurne, si sono considerate le condizioni maggiormente critiche relative alla fase di costruzione delle opere civili ed alla fase di montaggio e realizzazione delle aree attrezzate previste dal progetto.

Per ogni aerogeneratore si prevedono le seguenti attività:

- scavo
- sistemazione della messa a terra
- posizionamento e preparazione delle armature per fondazione
- messa in opera fondazione a pali e getto di cls
- preparazione della piazzola
- montaggio delle componenti (torre, navicella e rotore)
- sistemazione interna elettrica ed elettronica.

Si ipotizza una distribuzione spaziale ed uniforme delle sorgenti all'interno della perimetrazione del cantiere (ipotesi cautelativa) in genere identificabile con l'area all'intorno della posizione della torre, di una centinaia di metri.

Per semplificare la trattazione si è supposto un utilizzo contemporaneo delle macchine di movimentazione e sollevamento, e delle attrezzature portatili nelle tre fasi di cantierizzazione principali ossia di realizzazione delle opere civili e montaggio delle strutture, calcolando il livello medio a distanze predefinite, ossia 100m, 200m e 300m dal centro del cantiere.

Per quanto concerne la realizzazione del cavidotto di collegamento in MT e AT lo scavo, la posa dei cavi elettrici e la ricopertura avvengono in rapida successione con una velocità media di avanzamento stimabile in circa 80/100 metri al giorno. Si tratta pertanto di un vero e proprio cantiere stradale, il cui tracciato segue quello delle strade presenti, limitando l'interferenza nei lotti agricoli il più possibile.

Anche in questo caso i limiti da rispettare sono quelli previsti dall'art. 17 della legge n. 3/2002: i risultati sono al di sotto dei limiti di legge.

7.10.2. Conclusioni

Dalle considerazioni ed elaborazioni sopra esposte, si può concludere che il clima acustico previsto dall'installazione/esercizio dell'impianto eolico con n.19 aerogeneratori GE1 58 da 6.1 MW, con altezza hub pari a 101 m, presso i ricettori esaminati non supera i valori limite assoluti previsti.

Per quanto concerne il criterio differenziale in ambiente abitativo, **durante il periodo Diurno e Notturno tale criterio (ove applicabile) risulta rispettato su tutti i ricettori.**

Da quanto sopra riportato, si ritiene che **l'impianto in progetto non procuri un'alterazione del clima acustico significativa.**

Per maggiori approfondimenti, si rimanda alla "Relazione Previsionale di Impatto Acustico" allegata al progetto.

7.11. Effetti Elettromagnetici

Il livello di emissioni elettromagnetiche deve essere conforme con la legislazione di riferimento che fissa i valori limite di esposizione, i valori di attenzione e gli obiettivi di qualità:

- ❖ Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici n.36 del 2001, il D.P.C.M. dell'8 luglio 2003: "Fissazione dei limiti di

esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti”;

- ❖ D.M. 29 Maggio 2008 “Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti”;
- ❖ Legge Regionale n. 25 del 09.10.08 “Norme in materia di autorizzazione alla costruzione ed esercizio di linee e impianti elettrici con tensione non superiore a 150.000 Volt”.

Limiti previsti	Valore efficace di intensità di CAMPO ELETTRICO E (kV/m)	Valore efficace di intensità di CAMPO MAGNETICO B (μT)
Limite di esposizione	5	100
Valore si attenzione (24 ore di esposizione)	-	10
Obbiettivo di qualità (progettazione nuovi elettrodotti)	-	3

Tabella 7.16. – Limiti di esposizione di cui all’art.3 del DPCM 8 luglio 2003.

Nella fase di cantierizzazione e di dismissione dell’impianto, poiché le apparecchiature sono disalimentate, non vi sono campi elettromagnetici e quindi non vi è esposizione: i possibili rischi sono limitati alla sola fase di esercizio.

In particolare si focalizza l’attenzione sulla eventuale produzione di campi elettrici e magnetici generati alla frequenza di 50 Hz, coincidente con la frequenza di esercizio della rete di distribuzione nazionale, dovuti esclusivamente alla generazione, trasmissione ed alla distribuzione ed uso dell’energia elettrica prodotta dall’impianto eolico.

Tutti i cavi interrati sono schermati nei riguardi del campo elettrico, che pertanto risulta pressoché **nullo** in ogni punto circostante all’impianto.

In merito al campo magnetico circostante un elettrodotto, le grandezze che ne determinano l’intensità sono principalmente:

- Distanza dalle sorgenti (conduttori);
- Intensità delle sorgenti (correnti di linea);
- Disposizione e distanza tra sorgenti (distanza mutua tra i conduttori di fase);
- Presenza di sorgenti compensatrici;
- Suddivisione delle sorgenti (terne multiple);

I metodi di controllo del campo magnetico si basano principalmente sulla riduzione della distanza tra le fasi, sull’installazione di circuiti addizionali (spire) nei quali circolano correnti di

schermo, sull'utilizzazione di circuiti in doppia terna a fasi incrociate e sull'utilizzazione di linee in cavo.

I valori di campo magnetico risultano notevolmente abbattuti mediante interrimento degli elettrodotti i quali saranno posti a circa 1,35 m di profondità.

L'analisi è stata compiuta sugli elettrodotti interrati che costituiscono la linea interna al Parco e le linee dorsali, che per la loro posizione lungo strade esistenti e al di sotto di terreni agricoli potenzialmente frequentati dalla popolazione costituiscono fattore di potenziale rischio.

L'indagine del campo magnetico generato all'interno e nelle immediate vicinanze delle cabine di trasformazione bT/MT e della SSE esula dagli scopi della stessa, trattandosi di siti interclusi alla libera circolazione e nei quali il tempo di permanenza degli addetti ai lavori è tale da non costituire significativo rischio per la salute.

All'interno del Parco e lungo la dorsale sono individuabili complessivamente 4 tipologie di posa per gli elettrodotti: da una a quattro terne affiancate, secondo il tratto.

L'esplorazione previsionale del campo magnetico generato dalle configurazioni impiantistiche tipo è stata effettuata lungo una linea di esplorazione rettilinea, della lunghezza di 10 m, trasversale rispetto alla terne e situata ad una quota di 1,5 m al di sopra del piano di campagna.

In tutti i casi indagati il campo di induzione magnetica, riferita agli elettrodotti MT, si mantiene ben al di sotto del limite dei $3\mu\text{T}$ dell'obiettivo di qualità.

Nel caso dell'elettrodotto AT, caricato cautelativamente alla massima corrente ammissibile dal cavo, il limite di $3\mu\text{T}$ si supera solo in una fascia di circa 4m, a livello del suolo, lungo il percorso del cavo che, come detto, sarà situato in aree di competenza Terna e Produttori e pertanto non soggette a permanenza prolungata di esseri umani.

In tutte le configurazioni analizzate, il valore dell'induzione magnetica è inferiore al limite dell'attuale previsione normativa di $3\mu\text{T}$.

Pertanto tutte le configurazioni impiantistiche e di conseguenza l'intero impianto è tale da rispettare **gli obiettivi di qualità** di cui al DPCM 8 luglio 2003.

Tale affermazione, inoltre, è confermata nella apposita relazione specialistica degli impatti elettromagnetici allegata al progetto.

7.12. Paesaggio

La ricchezza del patrimonio e dei paesaggi culturali di un territorio, rappresentano l'espressione della sua identità e rivestono un'importanza universale.

Gli impianti eolici possono divenire degli strumenti in grado di invertire la tendenza all'abbandono e al degrado di talune aree territoriali.

Un insieme di interventi che, oltre a consentire di moderare, compensare od annullare le interferenze cagionate, possono dare luogo ad un processo di miglioramento tale da supportare lo sviluppo del patrimonio ambientale, culturale e paesaggistico in favore delle "generazioni future"

In un tale scenario, diventa di fondamentale importanza ripristinare la connettività attraverso il paesaggio, ossia la possibilità per gli organismi di spostarsi tra porzioni di habitat idoneo. Tale

obiettivo è raggiungibile tramite un aumento generalizzato della permeabilità del paesaggio ai movimenti, congiuntamente, tramite l'implementazione di una rete ecologica, le aree interessate ed il territorio di riferimento.

È indispensabile un approccio creativo nell'ambito di un contesto strategico integrato finalizzato, per l'appunto, alla tutela e, per quanto possibile, alla valorizzazione del paesaggio e del patrimonio naturale presente nelle aree di riferimento e, ovviamente, nella buffer delle zone di prossimità.

La connettività di un paesaggio dipende dalla distribuzione dei diversi habitat ma anche dalle caratteristiche intrinseche a ciascuna specie. Dalle caratteristiche ecologiche e comportamentali ed ancora dalle scale spaziali con le quali "utilizza" il paesaggio. Ogni specie "legge" il paesaggio nel modo che le è peculiare. La scelta degli interventi tiene conto del contesto ecologico di riferimento e, nel dettaglio, mira alla definizione di un habitat integrato ed in equilibrio con le esigenze di più specie.

Il contesto territoriale presenta una articolazione morfologica caratterizzata da zone piane che tendono ad ampi terrazzi per poi spingersi gradualmente alle propaggini collinari dall'appennino dauno.

L'area interessata dal progetto del parco eolico ricade nella regione geografica storica "*Subbappennino (1° livello)*", ambito di paesaggio "*2. Monti Dauni*" e figura territoriale "*2.4 I Monti Dauni meridionali*".

Come indicato chiaramente nella Scheda del PPTR dedicata, l'ambito dei Monti Dauni è rappresentato prevalentemente dalla dominante geomorfologica costituita dalla catena montuosa che racchiude la piana del Tavoliere e dalla dominante ambientale costituita dalle estese superfici boscate che ne ricoprono i rilievi.

La morfologia è tipicamente collinare-montagnosa, modellata da movimenti di massa favoriti dalla natura dei terreni affioranti, dalla sismicità dell'area e dall'acclività dei luoghi, talora accentuati a seguito dell'intenso disboscamento e dissodamento dei terreni effettuati soprattutto nell'Ottocento.

Dal punto di vista dell'idrografia superficiale, l'ambito è caratterizzato dalla presenza di reticoli idrografici ben sviluppati con corsi d'acqua che, nella maggior parte dei casi, hanno origine dalle zone sommitali dei rilievi appenninici. I fenomeni di sollevamento tettonico che hanno portato alla formazione delle principali vette (*M. Cornacchia* 1151 m; *M. Crispiano* 1105 m; *Monte S. Vito* 1015 m) hanno infatti nel contempo favorito l'azione erosiva di numerosi corsi d'acqua, tutti con orientazione prevalente verso NE, con conseguente formazione di valli più o meno incise.

Tra i corsi d'acqua appartenenti a questo ambito rientrano quasi tutti quelli di maggiore estensione del territorio pugliese. Tra questi in particolare sono da citare il *Fiume Fortore* e il *Torrente Saccione*, che sfociano in prossimità del limite amministrativo con la regione Molise, nonché i *Torrenti Candelaro*, *Cervaro* e *Carapelle*, che attraversano la piana del Tavoliere, prima di sfocia-

re in Adriatico nel Golfo di Manfredonia. Il regime idrologico di questi corsi d'acqua è tipicamente torrentizio, caratterizzato da prolungati periodi di magra, ai quali si associano brevi ma intensi eventi di piena, soprattutto nel periodo autunno-invernale.

La naturalità occupa circa il 29% dell'intera superficie dell'ambito e appare ancora ben distribuita all'interno dell'intero territorio. Le aree corrispondenti alle figure del Subappennino settentrionale e meridionale racchiudono la gran parte della naturalità con una diminuzione significativa della superficie nella Media Valle del Fortore e soprattutto nell'area della Bassa valle del Fortore. In quest'ultima figura la naturalità appare confinata al corso del fiume Fortore e alle numerose vallate che sfociano lungo la costa adriatica. È un ambito ricco, rispetto al contesto regionale, di aree boschive che rappresentano circa il 19% della superficie. Sono prevalenti le formazioni di cerro e di roverella governate a ceduo, mentre le faggete risultano sporadiche e relitte

L'attività agricola, di tipo prettamente estensivo è diffusa sull'intero ambito, dove le condizioni orografiche e pedologiche lo consentono, con una forte presenza di seminativi irregolarmente frammisti a tare, seminativi arborati, vigneti e oliveti.

I lunghi processi di abbandono che hanno caratterizzato questi territori, le opere di disboscamento e l'aumento in alcuni casi del traffico pesante, hanno accentuato fenomeni di dissesto idrogeologico che in alcuni casi hanno cancellato lunghi tratti stradali. L'iniziale carattere di episodicità degli impianti eolici è stato sostituito da una maggiore estensione del fenomeno che si è imposto, contrapponendosi visibilmente alle invarianti territoriali di lungo periodo e divenendo la più rilevante criticità dell'ambito in analisi. I consistenti processi di migrazione della popolazione che hanno caratterizzato questi territori hanno portato in alcuni casi al rilevante fenomeno di abbandono di piccoli centri.

Forte è l'alterazione delle visuali determinata dalla presenza di impianti FER.

7.12.1. Valutazione degli Impatti

L'impatto sul paesaggio è di gran lunga il maggiore tra gli impatti di un impianto eolico. Questo, poi, può essere più o meno significativo a seconda del sito in cui si localizza un impianto, del numero degli aerogeneratori che lo costituiscono, della conformazione (layout) planimetrica dell'impianto, dell'altezza delle strutture, sui colori e materiali utilizzati e sulla velocità di rotazione del rotore.

Indubbiamente, il disegno e il numero degli aerogeneratori incidono in maniera preponderante sull'impatto sul paesaggio.

L'inserimento di un'infrastruttura nel paesaggio determina sempre l'instaurarsi di nuove interazioni e relazioni paesaggistiche, sia percettive che di fruizione, con il contesto.

Nel caso in esame, l'impegno paesaggistico è determinato esclusivamente dalle torri eoliche ed è essenzialmente di tipo visivo, ritenendosi trascurabile l'occupazione di suolo, dal momento che a cantiere ultimato e completata la fase di ripristino, le superfici necessarie per la fase di esercizio risulteranno molto ridotte.

Pertanto l'analisi percettiva diventa un elemento essenziale di valutazione di impatto paesaggistico.

È evidente, a tal proposito, che il rilievo delle opere va commisurato ai caratteri dell'ambito ove le stesse si inseriscono e in particolare va tenuto ben presente il grado di infrastrutturazione dell'area.

È utile ribadire come l'ambito paesaggistico in esame sia tuttora interessato da un processo evolutivo molto forte che ne sta cambiando giorno per giorno le peculiarità e i caratteri distintivi.

È infatti evidente come negli ultimi decenni l'area abbia subito un importante processo di "arricchimento" delle reti infrastrutturali e impiantistiche, e come nuove attività si aggiungono alle attività agricole tradizionali, che hanno dominato in passato in maniera esclusiva il paesaggio.

Resta comunque importante non presupporre che in un luogo così fortemente antropizzato e caratterizzato dalla presenza di opere analoghe, aggiungere altro non abbia alcun peso; sicuramente però si può dire che in un tale paesaggio la realizzazione in oggetto ha una capacità di alterazione certamente poco significativa, soprattutto per ciò che riguarda l'impatto cumulativo con impianti analoghi.

È evidente, quindi, che nel caso degli impianti eolici, costituiti da strutture che si sviluppano essenzialmente in altezza, si rileva un'interazione con il paesaggio, soprattutto nella sua componente visuale.

Tuttavia, per definire in dettaglio e misurare il grado d'interferenza che tali impianti possono provocare sulla componente paesaggistica, è opportuno definire in modo oggettivo l'insieme degli elementi che costituiscono il paesaggio e le interazioni che si possono sviluppare tra le componenti e le opere progettuali che s'intendono realizzare.

La visibilità degli aerogeneratori rappresenta un fattore di impatto che non sempre va considerato di segno negativo; si ritiene che la disposizione degli aerogeneratori, così come proposta, ben si adatti all'orografia e possa determinare un nuovo segno identitario per un territorio che risulta marcato e caratterizzato dalla presenza del vento.

Per tale motivo, i criteri di progettazione del layout per l'impianto in questione sono ricaduti non solo sull'ottimizzazione della risorsa eolica presente in zona, ma su una gestione ottimale delle viste e di armonizzazione con l'orografia e con i segni rilevati.

Il rifacimento progettuale trova fondamento nei vantaggi che si possono trarre dagli interventi di repowering, come:

- Ottimizzazione della localizzazione delle nuove turbine grazie alla conoscenza della risorsa eolica acquisita durante la gestione dell'impianto;
- Incremento delle prestazioni a valle dell'intervento con aumenti di performance;
- Riduzione del numero di turbine che consente una riduzione dell'impatto visivo;
- Utilizzo di aree già sfruttate per impianti eolici riducendo così il consumo di ulteriore suolo;

- Opportunità di sfruttare infrastrutture esistenti, quali cavidotti e strade, con minori costi e impatti sul territorio;
- Minore manutenzione e nuove opportunità di lavoro.

Durante la fase di realizzazione dell'impianto, gli unici impatti rilevabili sono legati al transito dei mezzi pesanti, all'installazione di prefabbricati temporanei e degli aerogeneratori:

Attività/azioni di Progetto	Fattori di impatto	Durata nel tempo	Distribuzione temporale	Reversibilità	Magnitudine	Area di influenza	Sensibilità componente
Transito mezzi pesanti	Intrusione visiva	breve	discontinua	a breve termine	bassa	locale	bassa
Installazione aerogeneratori	Intrusione visiva	breve	discontinua	a breve termine	bassa	locale	bassa
Installazione prefabbricati	Intrusione visiva	breve	discontinua	a breve termine	bassa	locale	bassa

Tabella 7.17. – Valutazione degli impatti sulla componente paesaggio nella fase di cantiere.

La potenziale alterazione della percezione visiva può essere considerata di **livello basso**.

Diversamente, nella fase di esercizio del parco eolico, la presenza delle torri eoliche nel contesto paesaggistico in esame diviene elemento imprescindibile per la valutazione degli impatti, ovvero:

Attività/azioni di Progetto	Fattori di impatto	Durata nel tempo	Distribuzione temporale	Reversibilità	Magnitudine	Area di influenza	Sensibilità componente
Presenza impianto e strutture	Intrusione visiva	lunga	continua	breve termine	media	locale	media

Tabella 7.18. – Valutazione degli impatti sulla componente paesaggio nella fase di esercizio.

L'impianto si inserisce in un contesto agricolo fortemente modificato dalla presenza di parchi eolici esistenti o in fase di autorizzazione e realizzazione: gli impatti sono non trascurabili ma non verrà compromessa l'attuale visione paesaggistica del contesto.

Nella fase di fine dismissione, la rimozione delle strutture e degli aerogeneratori determinerà un **impatto positivo** di bassa entità in termini di assenza di intrusione visiva.

7.13. Effetto Shadow-Flickering

Con il termine Shadow-Flickering (letteralmente ombreggiamento intermittente) si intende lo studio di quante volte durante un anno il cerchio descritto dalle pale in movimento del rotore di una turbina eolica, visto dalla finestra di una costruzione, è in linea con il sole. Questo particolare evento crea, quindi, le premesse per il manifestarsi di sfarfallii e di ombre sulle costruzioni più

prossime al parco o alla singola turbina. Tale effetto può essere più o meno pronunciato a seconda dell'intensità del contrasto luce/ombra presente e della distanza delle turbine dalle costruzioni.

Lo studio è stato compiuto per valutare l'impatto generato dall'ombra derivante dalla futura installazione di un impianto di Rifacimento e Potenziamento di un Parco Eolico esistente sito nei comuni di Monteleone di Puglia, Anzano di Puglia e Sant'Agata di Puglia, tutti in provincia di Foggia.

Il nuovo impianto, che sostituirà quello attualmente esistente, sarà costituito da n. 19 aerogeneratori tripala con torre tubolare, avente altezza al mozzo pari a 101 m e un diametro del rotore pari a 158 m, ciascuno di potenza nominale pari a 6,1 MW, per una potenza complessiva di 115,90 MW.

La valutazione tecnica è eseguita con l'ausilio di un software di simulazione specifico per la progettazione degli impianti eolici WIND PRO®, costituito da un insieme di moduli di elaborazione orientati alla simulazione di una serie di aspetti che caratterizzano le diverse fasi progettuali. Il modulo "SHADOW" è quello specifico per la valutazione dell'evoluzione dell'ombra e del flickering.

Una progettazione attenta è comunque fondamentale per evitare questo spiacevole fenomeno semplicemente prevedendo il luogo di incidenza dell'ombra e disponendo le turbine in maniera tale che l'ombra sulle zone sensibili non superi un certo numero di ore all'anno.

Il grafico in figura 7.13. riporta l'evoluzione annuale dell'ombra di una turbina considerando il caso peggiore di pale sempre in rotazione intorno al mozzo, e orientate sempre ortogonalmente al sole durante la sua evoluzione giornaliera.

Come è evidente dal grafico e dalla legenda, le ore annue di ombra sono sempre minori con l'aumentare della distanza dal pilone secondo una particolare geometria dettata dalla posizione geografica; da osservare che l'ombra arriva a proiettarsi anche sino ad una distanza di 1 km, anche se solo per pochi minuti all'anno.

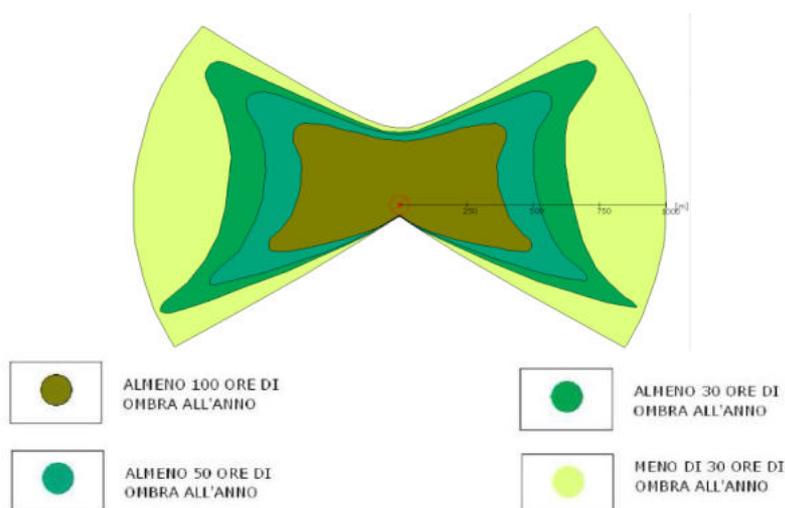


Figura 7.13. – Evoluzione annuale tipo dell'ombra di una pala.

Considerati i pochi precedenti esistenti (Germania) e le ipotesi così penalizzanti con cui è stato ottenuto tale grafico, è stata effettuata una sovrapposizione sull'impianto della parte più interna del grafico ovvero dell'area **che supera le 100 ore all'anno di ombra dei punti di installazione, intendendo questo come limite da non superarsi: inoltre, si fa riferimento anche ad una condizione più restrittiva di 30 ore/anno.**

L'analisi di shadow-flickering di cui al presente studio è stata elaborata per specifici 83 recettori che circondano l'impianto; tuttavia alcune strutture inserite nel modello di simulazione potrebbero essere ruderi non abitati e sostanzialmente privi di caratteristiche minime di abitabilità o agibilità.

Nella procedura "Worst case" il fenomeno di shadow-flickering viene calcolato non tenendo conto di una serie di fattori, i cui dati allo stato dell'arte per il sito in questione non sono disponibili.

Se fossero considerati tali fattori si potrebbe calcolare il fenomeno di shadow/flickering con la metodologia ("real case"), che secondo altri casi simili, comporterebbe la riduzione del fenomeno ad 1/3 dei valori. Cautelativamente si assume, per effetto di tali fattori, una riduzione del fenomeno del flickering di 1/2. Per maggiori dettagli, si rimanda alla relazione allegata al presente progetto.

Dalle simulazioni effettuate si evince che gli aerogeneratori di progetto generano maggiormente il fenomeno di shadow/flickering sui seguenti recettori considerando solo quelli di categoria catastale abitativa in quanto più interessanti per il fenomeno (categoria catastale "A" e con più di 30 ore/anno nel "Real Case"):

- Quelli con più di 100 ore/anno: R3, R18, R24
- Quelli con più di 30 ore/anno e fino a 100: R7, R8, R11, R14, R15, R17, R25, R27, R35, R44, R49, R53, R88; R131, R201, R233.

Da considerare che per i recettori **R18** ed **R24** si supera di pochissimo il valore di 100 ore/anno; pertanto, si può asserire sostanzialmente che per tutti i recettori citati il numero di ore è inferiore a 100 ad eccezione del recettore **R3** per il quale si hanno 159,07 ore/anno. Per tutti gli altri recettori non citati sopra la durata dell'ombra è inferiore a 30 ore/anno. Con questa considerazione il riepilogo diventa il seguente:

- Quelli con più di 100 ore/anno: R3
- Quelli con più di 30 ore/anno e fino a 100: R7, R8, R11, R14, R15, R17, R18, R24, R25, R27, R35, R44, R49, R53, R88; R131, R201, R233

Il fenomeno dell'ombreggiamento interessa marginalmente tratti di strade comunali e/o private per un numero di ore all'anno molto limitato e peraltro solo per alcuni tratti. E' da evidenziare tuttavia che occorre tener conto della possibile presenza di vegetazione capace di offrire un effetto "barriera" ai recettori e/o alle strade limitrofe. Inoltre, la percezione dell'impianto dalla strada risulterebbe essere "in movimento" e quindi legata alla breve permanenza delle automobili in transito, per cui il fastidio indotto sarebbe temporalmente molto limitato.

I risultati ottenuti dall'elaborazione evidenziano, nel "Real Case", che le turbine di progetto generano effetti di shadow/flickering sui recettori più sensibili (classificati abitativi) **i cui impatti risultano essere nulli o comunque inferiori alle 30 ore/anno per la maggior parte dei recettori individuati. Per gli altri, il valore calcolato è superato; tuttavia analizzando ciascuno di essi si rileva che la situazione reale di fatto li vede già ampiamente o in buona parte circondati di essenze arbustive di altofusto tali per cui il fenomeno di shadow/flickering su essi è ampiamente limitato. Ci si riserva comunque, in fase di progettazione esecutiva, di eseguire opportune verifiche e misurazioni per valutare con i proprietari la necessità di ampliare le fasce arbustive in modo da limitare ulteriormente o addirittura azzerare il fenomeno (ipotesi di condizione di ottemperanza post progetto esecutivo).**

In ogni caso è comunque da rimarcare l'effetto di sovrastima dovuto al grado di cautela utilizzato per la simulazione che non tiene in conto di tutte le possibili fonti di attenuazione dell'effetto cui ogni recettore è (o può essere) soggetto quali presenza di alberi, ostacoli, siepi e quant'altro possa attenuare il fenomeno dell'evoluzione giornaliera dell'ombra.

Per la viabilità, il fenomeno dell'ombreggiamento interessa marginalmente solo alcuni tratti di strade comunali e/o private. È da evidenziare tuttavia che occorre tener conto della possibile presenza di vegetazione lungo tale viabilità tale da limitare l'effetto. Inoltre, la percezione dell'impianto dalla strada risulterebbe essere "in movimento" e quindi legata alla breve permanenza delle automobili in transito, per cui il fastidio indotto sarebbe temporalmente molto limitato.

Di seguito, la "*Shadow Map*" che evidenzia le aree soggette ad ombreggiamento:

Nel presente studio si è inteso affrontare il problema non solo semplicemente dal punto di vista cinematico del modello aerogeneratore-terreno circostante, ma anche dinamico prendendo in considerazione anche le forze di attrito viscoso dovuto al movimento nell'aria del corpo, nonché le azioni aero-fluido-dinamiche ; si è pertanto utilizzato un modello che tenesse conto di queste azioni, precisando che per le azioni aerodinamiche, data la loro particolare complessità, si sono dovute fare necessariamente delle ipotesi semplificative, ma comunque a favore della sicurezza, come sarà meglio dettagliato in seguito. In quest'ottica, data l'impossibilità di conoscere compiutamente le condizioni al contorno del problema, l'approccio adottato alla valutazione della gittata massima deve necessariamente ricondursi ad alcune ipotesi rappresentative, ormai universalmente adottate nella letteratura e studi di questo settore, facendo riferimento a tre eventi esemplificativi:

1. Rottura (distacco) dell'intera pala;
2. Rottura di un frammento di pala corrispondente agli ultimi suoi 10 m verso la punta;
3. Rottura del frammento di pala corrispondente agli ultimi suoi 5 m verso la punta.

Di tali casi, **il primo costituisce senz'altro quello probabilisticamente più rilevante** in ragione della discontinuità strutturale costituita dalla giunzione della pala alla flangia del mozzo a mezzo di collegamenti a vite, ed in effetti statisticamente più riscontrato.

I calcoli della gittata massima degli elementi rotanti in caso di rottura vengono eseguiti per una velocità di rotazione di 10 giri/min ($Rpm_{max} = 10$ giri/min).

Al fine di valutare anche la gittata massima alle condizioni di minima velocità di rotazione del rotore, nell'ambito delle possibilità operative di regolazione della macchina, viene effettuato il calcolo anche per una velocità di rotazione di 6,5 giri/min ($Rpm_{min} = 6,5$ giri/min).

Nella tabella riepilogativa seguente si mostrano i risultati ottenuti nei tre casi di studio: rottura dell'intera pala, rottura di un frammento di pala distante 10 m dalla punta della pala e rottura di un frammento di pala distante 5 m dalla punta della pala:

CASI DI STUDIO	Gittata con velocità di rotazione di 10 giri/min	Gittata con velocità di rotazione di 6,5 giri/min
<i>Rottura dell'intera pala</i>	225 m	170 m
<i>Rottura di un frammento distante 10 m dalla punta della pala</i>	285 m	230 m
<i>Rottura di un frammento distante 5 m dalla punta della pala</i>	275 m	225 m

Tabella 7.19. – Riepilogo delle simulazioni effettuate.

Il massimo valore di gittata calcolato tra tutti i casi considerati è pari a **285 m e 230 m**, per il frammento di 10 m rispettivamente per le velocità di rotazione del rotore di 10 e 6,5 giri/min.

Tali valori devono essere confrontati con le distanze dei recettori individuati.

7.14.1. Distanze dai principali elementi sensibili dell'area

Si riportano qui di seguito le distanze minime dai principali elementi urbanistici e infrastrutturali presenti nell'area di ubicazione del parco eolico:

Elementi sensibili	Distanze minime
Centro abitato di Monteleone di Puglia	2300 m
Centro abitato di Zungoli	4900 m
Centro abitato di Scampitella	2500 m
Centro abitato di Anzano di Puglia	1050 m
Centro abitato di Accadia	2500m
S.P. 136bis	180 m

Tab. 9. Elenco elementi urbanistici e infrastrutturali sensibili nell'area del parco eolico. In arancione, è stato evidenziato l'unico elemento situato ad una distanza critica inferiore alla massima gittata della macchina: la Strada Provinciale "SP136bis". Tale distanza interessa il più vicino aerogeneratore MTZ4.

Oltre ai suddetti elementi, nell'area del parco eolico sono presenti altri recettori significativi potenzialmente interessati dagli impatti attesi dalla realizzazione del parco eolico. I ricettori sono elencati nella Tab. 10 (pagg. 27, 28 e 29 della "Relazione di calcolo sulla gittata massima degli elementi rotanti e analisi di impatto sui recettori") nella quale sono riportate anche le distanze di ciascuno di essi da ciascuno dei 12 aerogeneratori del parco eolico in progetto.

Si precisa che i ricettori e la loro denominazione sono i medesimi analizzati anche nello Studio dell'Ombra giornaliera e nello studio acustico.

Dalla lettura della Tab. 10 si desume che la distanza inferiore alla gittata massima di **285 m** si registra per i seguenti recettori:

- ❖ **Recettore R3 distante 243m dall'aerogeneratore MTZ02**
- ❖ **Recettore R4 distante 264m dall'aerogeneratore MTZ02**
- ❖ **Recettore R14 distante 200m dall'aerogeneratore MTZ02**
- ❖ **Recettore R22 distante 283m dall'aerogeneratore MTZ03**
- ❖ **Recettore R28 distante 177m dall'aerogeneratore MTZ05**
- ❖ **Recettore R61 distante 1333m dall'aerogeneratore MTZ15**

In riferimento alla minima velocità di rotazione dell'aerogeneratore, pari a 6,5 giri/min, per la quale la gittata massima è di **230 m**, la situazione è invece la seguente:

- ❖ **Recettore R14 distante 200m dall'aerogeneratore MTZ02**
- ❖ **Recettore R28 distante 177m dall'aerogeneratore MTZ05**
- ❖ **Recettore R61 distante 1333m dall'aerogeneratore MTZ15**

Da rilevare che i recettori:

1. R3 ed R4 sono di categoria catastale rispettivamente A4 e C2;
2. R14 è una piccola cappella di campagna;

3. R22 di categoria A4;
4. R28 di categoria C2;
5. R61 è un edificio diruto.

Al fine di rendere compatibili gli aerogeneratori con tali recettori rispetto alle condizioni di sicurezza riferite alla gittata degli elementi rotanti in caso di guasto, si potrà comunque procedere impostando le loro modalità operative in modo da essere parzializzati in termini di velocità di rotazione del rotore, o proprio fermati quando il piano di rotazione si trova allineato verso il recettore critico.

Per consentire un adeguato margine di sicurezza, la parzializzazione/fermo dell'aerogeneratore sarà effettuata quando il piano di rotazione si trova all'interno del cono di lancio avente bisettrice allineato con il recettore e generatrici ruotate di un angolo +/- gradi rispetto alla bisettrice stessa. In altri termini si tratterà di limitare la velocità del rotore al minimo di 6,5 giri/min per i recettori R7 ed R8; mentre per il recettore R19, in tale cono, la macchina dovrà essere fermata.

Tenendo conto di tutte queste valutazioni, in definitiva l'unico recettore sensibile situato all'interno del possibile cono di lancio è la Strada Provinciale "SP136bis", oltre, ovviamente, a quelle vicinali e/o di servizio del parco eolico.

Tuttavia, alla luce delle considerazioni probabilistiche riportate nella parte iniziale della presente relazione, in ordine alla probabilità di accadimento dell'evento accidentale di rottura della pala, e del fattore di contemporaneità relativo alla presenza, nelle medesime circostanze di tempo e di luogo, di esseri umani in transito sui recettori anzidetti, **si ritiene che sussistano condizioni di sicurezza adeguate rispetto a tutti gli aerogeneratori, del tutto comparabili alla presenza occasionale di esseri umani in qualsiasi punto del terreno circostante agli stessi aerogeneratori, come agricoltori che vi lavorino da presso.** Peraltro, è da considerare che tutti gli aerogeneratori sono stati ubicati in aree considerate idonee per legge per effetto della esistenza nella medesima area di un impianto eolico oggetto di dismissione per il rifacimento; ciò ai sensi dell'art. 20 comma 8 p.to 1 del D. Lgs. 199/21.

7.14.2. Conclusioni

Non sono presenti nelle vicinanze degli aerogeneratori, ed in particolare entro la distanza di 285 m, pari alla gittata massima degli elementi rotanti in caso di rottura, insediamenti abitativi e lavorativi a carattere continuativo, tali da poter essere interessati dagli elementi lanciati in caso di rottura.; ciò ad eccezione dei recettori R3, R4, R14, R22, R28, R61, i quali tuttavia sono resi compatibili con gli aerogeneratori vicini, MTZO2, MTZO3, MTZO5, MTZ15, effettuando una parzializzazione delle loro modalità operative, o addirittura fermando la macchina, nel cono di proiezione orientato verso i relativi recettori, in modo da limitare la gittata massima per i recettori R3, R4 ed R22 e azzerarla per gli R14 ed R28.

Il recettore R61 è un edificio diruto per cui ad oggi esiste compatibilità con il relativo aerogeneratore vicino MTZ15; tuttavia, quant'anche questi edifici dovesse in un futuro essere ristrutturati

turato per consentire attività antropiche, è comunque possibile renderlo compatibile con l'aerogeneratore interessato, MTZ15, effettuando una parzializzazione delle loro modalità operative, fermando la macchina, nel cono di proiezione orientato verso tale recettore, in modo da azzerare la gittata massima.

Gli unici elementi sensibili, pertanto, restano le strade situate nei dintorni degli aerogeneratori. Tuttavia, l'accadimento di fenomeni quali colpi di fulmine o urti accidentali che possono determinare l'eventuale distacco della pala o suoi frammenti determina un valore di rischio molto basso, reso ancora più basso dal fattore di contemporaneità.

Come descritto in narrativa, la probabilità di impatto tra un frammento di pala ed un oggetto situato tra 200 ed i 500m (come nel caso delle strade ricadenti nella zona di possibile impatto) è compresa tra 1×10^{-5} e 1×10^{-6} eventi per anno, rientrando nella classificazione di evento estremamente remoto, collegato ad un rischio associato classificabile - mediante matrice di rischio- "minimo". A solo titolo di paragone, la possibilità di un edificio di essere colpito da un fulmine è collocabile tra $\{1 \times 10^{-3}$ e $1 \times 10^{-4}\}$ ⁸, pertanto di almeno un ordine di grandezza superiore.

In conclusione, pur essendo la rottura accidentale di una pala o di parte di essa un evento altamente improbabile, la gittata massima dell'elemento rotante nel caso in cui pur tuttavia tale fenomeno dovesse accadere, risulta essere inferiore alla distanza degli aerogeneratori dagli elementi sensibili più vicini presenti nell'area.

Per maggiori dettagli, si rimanda alla relazione "Analisi degli effetti della rottura degli organi rotanti" allegata al presente progetto.

8. MISURE DI PREVENZIONE E MITIGAZIONE

8.1. Premessa

Gli interventi di "mitigazione", visti nel loro complesso, connessi con la costruzione dell'impianto eolico consistono in una serie di interventi volti a ridurre l'impatto sulle diverse matrici ambientali analizzate nei capitoli precedenti.

Le "Opere di Mitigazione Ambientale" nell'ambito dei piani di sviluppo dei sistemi di produzione di energia fonti rinnovabili, hanno lo scopo di ridurre e compensare le interferenze cagionate dalla componente abiotica degli impianti. Le opere di mitigazione previste, tenuto conto delle peculiarità territoriali e delle caratteristiche in capo alle diverse componenti analizzate, risultano in linea con le specifiche ambientali.

Gli interventi, in definitiva e per la gran parte, risultano tra di loro connessi nell'ambito di un sistema in grado di dare luogo ad una rete ecologica in grado moderare ed equilibrare le interferenze cagionate, ognuno per la propria parte, dagli impianti eolici sulle diverse componenti.

8.2. Misure di prevenzione e mitigazione in fase di cantiere

Durante la fase di cantiere verrà garantita la continuità della viabilità esistente, permettendo, al contempo, lo svolgimento delle pratiche agricole sulle aree confinanti a quelle interessate dai lavori.

Al termine dei lavori, verrà garantito il ripristino morfologico, la stabilizzazione e l'inerbimento di tutte le aree soggette a movimenti di terra. Si provvederà al ripristino della viabilità pubblica e privata, utilizzata ed eventualmente danneggiata in seguito alle lavorazioni.

Sulle aree di cantiere verrà effettuato un monitoraggio per assicurare l'assenza di rifiuti e residui, provvedendo, qualora necessario, all'apposito smaltimento.

8.2.1. Emissioni in atmosfera

Al fine di ridurre le emissioni in atmosfera verranno adottate le seguenti misure di mitigazione e prevenzione:

- i mezzi di cantiere saranno sottoposti, a cura di ciascun appaltatore, a regolare manutenzione come da libretto d'uso e manutenzione;
- nel caso di carico e/o scarico di materiali o rifiuti, ogni autista limiterà le emissioni di gas di scarico degli automezzi, evitando di mantenere acceso il motore inutilmente;
- manutenzioni periodiche e regolari delle apparecchiature contenenti gas ad effetto serra (impianti di condizionamento e refrigerazione delle baracche di cantiere), avvalendosi di personale abilitato.

Al fine di ridurre il sollevamento polveri derivante dalle attività di cantiere, verranno adottate le seguenti misure di mitigazione e prevenzione:

- circolazione degli automezzi a bassa velocità per evitare il sollevamento di polveri;
- nella stagione secca, eventuale bagnatura con acqua delle strade e dei cumuli di scavo stoccati, per evitare la dispersione di polveri;
- lavaggio delle ruote dei mezzi pesanti, prima dell'immissione sulla viabilità pubblica, per limitare il sollevamento e la dispersione di polveri, con approntamento di specifiche aree di lavaggio ruote.

8.2.2. Emissioni di rumore

Al fine della mitigazione dell'impatto acustico in fase di cantiere sono previste le seguenti azioni:

- il rispetto degli orari imposti dai regolamenti comunali e dalle normative vigenti per lo svolgimento delle attività rumorose;
- la riduzione dei tempi di esecuzione delle attività rumorose utilizzando eventualmente più attrezzature e più personale per periodi brevi;
- la scelta di attrezzature meno rumorose e insonorizzate rispetto a quelle che producono livelli sonori molto elevati (ad es. apparecchiature dotate di silenziatori);
- attenta manutenzione dei mezzi e delle attrezzature (eliminare gli attriti attraverso periodiche operazioni di lubrificazione, sostituire i pezzi usurati e che lasciano giochi, serrare le giunzioni, porre attenzione alla bilanciatura delle parti rotanti delle apparecchiature per evitare vibrazioni eccessive, verificare la tenuta dei pannelli di chiu-

sura dei motori), prevedendo una specifica procedura di manutenzione programmata per i macchinari e le attrezzature;

- divieto di utilizzo in cantiere dei macchinari senza opportuna dichiarazione CE di conformità e l'indicazione del livello di potenza sonora garantito, secondo quanto stabilito dal D. lgs. 262/02.

8.2.3. Misure durante la movimentazione e la manipolazione di sostanze chimiche

L'attività di cantiere può comportare l'utilizzo di prodotti chimici sia per l'esecuzione delle attività direttamente connesse alla realizzazione dell'opera, opere di cantiere (acceleranti e ritardanti di presa, disarmanti, prodotti vernicianti), sia per le attività trasversali, attività di officina, manutenzione e pulizia mezzi d'opera (oli idraulici, sbloccanti, detergenti, prodotti vernicianti, ecc.).

Prima di iniziare la fase di cantiere, al fine di minimizzare gli impatti, la Società Proponente si occuperà di:

- verificare l'elenco di tutti i prodotti chimici che si prevede di utilizzare;
- valutare le schede di sicurezza degli stessi e verificare che il loro utilizzo sia compatibile con i requisiti di sicurezza sul lavoro e di compatibilità con le componenti ambientali;
- valutare eventuali possibili alternative di prodotti caratterizzati da rischi più accettabili;
- in funzione delle fasi di rischio, delle caratteristiche chimico – fisiche del prodotto e delle modalità operative di utilizzo, individuare l'area più idonea al loro deposito (ad esempio in caso di prodotti che tendano a formare gas, evitare il deposito in zona soggetta a forte insolazione);
- nell'area di deposito, verificare con regolarità l'integrità dei contenitori e l'assenza di dispersioni.

Inoltre, durante la movimentazione e manipolazione dei prodotti chimici, la Società Proponente si accerterà che:

- si evitino percorsi accidentati per presenza di lavori di sistemazione stradale e/o scavi;
- i contenitori siano integri e dotati di tappo di chiusura;
- i mezzi di movimentazione siano idonei e/o dotati di pianale adeguatamente attrezzato;
- i contenitori siano accuratamente fissati ai veicoli in modo da non rischiare la caduta anche in caso di urto o frenata;
- si adotti una condotta di guida particolarmente attenta e con velocità commisurata al tipo di carico e alle condizioni di viabilità presenti in cantiere;
- vengano indossati, se previsti, gli idonei Dispositivi di Protezione Individuale (DPI);
- gli imballi vuoti siano ritirati dai luoghi di lavorazione e trasportati nelle apposite aree di deposito temporaneo;
- i prodotti siano utilizzati solo per gli usi previsti e solo nelle aree previste.

8.2.4. Misure di prevenzione per escludere il rischio di contaminazione di suolo e sottosuolo

La Società Proponente prevedrà che le attività quali manutenzione e ricovero mezzi e attività varie di officina, nonché depositi di prodotti chimici o combustibili liquidi, siano effettuate in aree pavimentate e coperte, dotate di opportuna pendenza che convogli eventuali sversamenti in pozzetti ciechi a tenuta.

Analogamente, sia in fase di cantiere che in fase di esercizio dell'opera, sarà individuata un'adeguata area adibita ad operazioni di deposito temporaneo di rifiuti; gli stessi saranno raccolti in appositi contenitori consoni alla tipologia stessa di rifiuto e alle relative eventuali caratteristiche di pericolo.

8.2.5. Flora, fauna ed ecosistemi

Al fine di prevenire e mitigare eventuali impatti sulle componenti, saranno previste le seguenti azioni:

- minimizzare le modifiche dell'habitat;
- contenere i tempi di costruzione (alla relazione tecnica di progetto è allegato un cronoprogramma di massima della fase di realizzazione dell'impianto);
- ridurre l'utilizzo delle nuove strade realizzate a servizio degli impianti (chiusura al pubblico passaggio ad esclusione dei proprietari) ed impiego delle stesse per le attività di manutenzione delle turbine;
- utilizzo di aerogeneratori con torri tubolari, con bassa velocità di rotazione delle pale e privi di tiranti;
- ripristino della vegetazione eliminata e restituzione alle condizioni iniziali delle aree interessate dall'opera non più necessarie alla fase di esercizio (piste, aree di cantiere e di stoccaggio dei materiali);
- utilizzo di accorgimenti, nella colorazione delle pale, tali da aumentare la percezione del rischio da parte dell'avifauna;
- interrimento o isolamento per il trasporto dell'energia sulle linee elettriche a bassa o media tensione;
- impiegare tutti gli accorgimenti tecnici possibili per ridurre il più possibile la dispersione di polveri nel sito e nelle aree circostanti.

8.3. Misure di mitigazione in fase di esercizio

Durante l'esercizio dell'impianto le pratiche agricole potranno continuare indisturbate fino alla base degli aerogeneratori. Le uniche aree sottratte all'agricoltura saranno le piazzole di esercizio, l'ingombro della base della torre, l'area occupata dalla sottostazione, e le piste d'impianto che, allo stesso tempo, potranno essere utilizzate dai conduttori dei fondi per lo svolgimento delle attività agricole.

Gli oli esausti derivanti dal funzionamento dell'impianto eolico verranno adeguatamente trattati e smaltiti secondo le norme di legge.

Le strade di impianto e le piazzole di esercizio non avranno finitura con manto bituminoso e saranno realizzate con massicciata Mac Adam dello stesso colore delle strade brecciate esistenti, in modo da favorire il migliore inserimento delle infrastrutture di servizio. L'ingombro delle stesse sarà limitato al minimo indispensabile per la gestione dell'impianto.

I cavidotti MT saranno tutti interrati al margine delle strade d'impianto o lungo la viabilità esistente.

L'ubicazione dei cavidotti e la profondità di posa, a circa 1,2m dal piano campagna, non impedirà lo svolgimento delle pratiche agricole, anche nel caso si dovessero attraversare i terreni, permettendo anche le arature profonde. Lo sviluppo interrato dei cablaggi non sarà ulteriore motivo di impatto sulla componente fauna.

Le aree d'impianto non verranno recitate in modo da non rendere l'intervento un elemento di discontinuità del paesaggio agrario.

8.3.1 Contenimento delle emissioni sonore ed elettromagnetiche

La fase di esercizio dell'impianto eolico comporterà unicamente emissioni limitatamente al funzionamento dei macchinari elettrici, progettati e realizzati nel rispetto dei più recenti standard normativi ed il cui alloggiamento è previsto all'interno di apposite cabine tali da attenuare ulteriormente il livello di pressione sonora in prossimità della sorgente stessa: dagli studi effettuati in merito alla realizzazione del progetto, le emissioni rientrano nei parametri stabiliti dai limiti di legge.

Allo stato attuale non risulta pertanto necessario prevedere l'impiego di misure di mitigazione: specifiche indagini verranno comunque effettuate a valle della messa in esercizio dell'impianto, al fine di valutare il rispetto dei valori limite applicabili.

8.3.2. Contenimento dell'impatto visivo

La Società Proponente metterà in atto tutte le misure necessarie per ridurre al minimo l'impatto visivo del cantiere, prevedendo in particolare:

- ove possibile, vanno assecondate le geometrie consuete del territorio in modo che non si frammentino e dividono disegni territoriali consolidati;
- l'interramento delle linee elettriche di collegamento alla RTN;
- ove possibile, deve essere considerata la singolarità e diversità di ogni paesaggio;
- la viabilità di servizio non dovrà essere finita con pavimentazione stradale bituminosa, ma dovrà essere resa transitabile esclusivamente con materiali drenanti naturali;
- utilizzare soluzioni cromatiche neutre e di vernici antiriflettenti, qualora disponibili;
- prevedere l'assenza di cabine di trasformazione a base palo (fatta eccezione per le cabine di smistamento del parco eolico), utilizzando tubolari al fine di evitare zone cementate che possono invece essere sostituite da prato, erba, ecc.;

- preferire gruppi omogenei di turbine piuttosto che macchine individuali disseminate sul territorio perché più facilmente percepibili come un insieme nuovo;
- al fine di mitigare l'effetto selva, assumere una distanza minima tra le macchine pari ad almeno 3 diametri tra aerogeneratori disposti sulla stessa fila;
- una corretta segnalazione cromatica degli aerogeneratori al fine di creare un progetto di paesaggio che contribuisca alla sicurezza del volo a bassa quota producendo un benefico effetto anche per l'avifauna diminuendo l'effetto "*motion smear*".

9. PROGRAMMA DI MONITORAGGIO AMBIENTALE (P.M.A.)

9.1 Introduzione

Lo scopo del Programma di Monitoraggio Ambientale consiste nel garantire il compimento delle azioni e misure protettive e correttive contenute nello Studio di Impatto Ambientale, ossia:

- a. sorvegliare le attività affinché si realizzino secondo quanto previsto dal progetto;*
- b. verificare l'efficacia delle misure di protezione ambientale che si propongono.*

Il Monitoraggio Ambientale ha lo scopo di:

- verificare la conformità alle previsioni di impatto individuate nel S.I.A. per quanto attiene le fasi di costruzione e di esercizio dell'opera;
- correlare gli stati ante operam, in corso d'opera e post operam, al fine di valutare l'evolversi della situazione ambientale;
- garantire, durante la costruzione, il controllo della situazione ambientale, al fine di rilevare eventuali situazioni non previste e/o criticità ambientali e di predisporre ed attuare tempestivamente le necessarie azioni correttive;
- verificare l'efficacia delle misure di mitigazione;
- fornire gli elementi di verifica necessari per la corretta esecuzione delle procedure di monitoraggio;
- effettuare, nelle fasi di costruzione e di esercizio, gli opportuni controlli sull'esatto adempimento dei contenuti, e delle eventuali prescrizioni e raccomandazioni formulate nel provvedimento di compatibilità ambientale.

Conseguentemente agli obiettivi del Monitoraggio Ambientale, il Piano deve soddisfare i seguenti requisiti:

- individuare parametri ed indicatori facilmente misurabili ed affidabili, nonché rappresentativi delle varie situazioni ambientali;
- definire la scelta del numero, delle tipologie e della distribuzione territoriale delle stazioni di misura in modo rappresentativo;
- indicare le modalità di rilevamento e l'uso della strumentazione necessaria;
- prevedere l'utilizzo di metodologie validate e di comprovato rigore tecnico-scientifico;
- definire la frequenza delle misure per ognuna delle componenti da monitorare;
- contenere la programmazione dettagliata delle attività di monitoraggio e definirne gli strumenti;
- prevedere il coordinamento delle attività di monitoraggio con quelle degli Enti territoriali ed ambientali.

Per maggiori dettagli si rimanda all'apposito "*Piano di Monitoraggio Ambientale*" allegato al progetto.

10. ALTERNATIVA ZERO

L'analisi ambientale dell'alternativa 0 (nessuna opera realizzata) porta a concludere che, ove venisse perseguita, non si genererebbero gli impatti ambientali stimati nel presente documento.

Questi ultimi, come è emerso nel corso della presente trattazione, sono per la maggior parte di magnitudo "bassa" ad esclusione dell'impatto sulla componente visiva che, inevitabilmente, sarà perturbata dalla presenza dell'impianto eolico in esame.

Di contro però, in caso di non realizzazione delle opere, non verrebbe ad innescarsi quel processo virtuoso, cui tutti gli strumenti programmatori europei, nazionali e regionali tendono, ovvero all'aumento della produzione energetica da fonti rinnovabili: inoltre, l'area in esame è estremamente vocata allo sfruttamento dell'energia solare, vista la presenza di impianti già in produzione presenti nelle vicinanze.

Come ampiamente dibattuto, l'area di progetto è priva di vincoli ambientali di rilievo quali SIC, ZPS, zone naturali, parchi regionali e nazionali.

In sostanza sarà possibile sfruttare correttamente le risorse del territorio e apportare contemporaneamente sia un beneficio ambientale (in misura delle minori emissioni di CO₂) sia un beneficio al fabbisogno elettrico della Regione Puglia. La mancata realizzazione dell'opera in esame inficerebbe in maniera significativa la programmazione energetica regionale tesa ad un ricorso sempre maggiore alle fonti energetiche rinnovabili disponibili a livello locale e, data la "Bassa" magnitudo degli impatti stimati, non sarebbe configurabile come una situazione di significativo miglioramento ambientale.

11. CONCLUSIONI

La Società IVPC S.R.L., attraverso la proposta di Rifacimento e Potenziamento dell’Impianto Eolico esistente, si pone come obiettivo principale quello di far convergere azioni di miglioramento in ambito territoriale e ambientale, con quelle di incremento della capacità produttiva dell’impianto attraverso la sostituzione dei vecchi aerogeneratori e l’ammodernamento della rete infrastrutturale.

Questa relazione costituisce la revisione della precedente Rev. 00 del 09/09/2022 emessa nell’ambito dell’iniziale progetto definitivo dell’impianto da sottoporre a VIA al Ministero della Transizione Ecologica e della Sicurezza Energetica (MASE). Il MASE, con propria nota Prot. N. 7504 del 27/06/2023 richiedeva precisazioni e integrazioni al progetto; per ottemperare alle quali si è reso necessario una revisione del layout di progetto con riduzione del numero complessivo di aerogeneratori da 28, previsti nell’iniziale progetto definitivo, a 19 previsti nella revisione progettuale della quale fa parte il presente documento.

La metodologia adottata per la redazione del presente Studio segue le indicazioni della legislazione di settore richiamata nei precedenti paragrafi. Il livello di approfondimento dei singoli aspetti trattati è stato dettato dalla significatività attribuita agli impatti previsti in conseguenza della realizzazione del Progetto.

Il Progetto si inserisce in un contesto che impegna gli esperti del settore allo scopo di raggiungere un costo di produzione dell’energia da eolico che eguaglia quello dell’energia prodotta dalle fonti convenzionali indicando questo obiettivo come “*grid parity*”. Tale obiettivo segna un traguardo importante per lo sviluppo autonomo dell’eolico come fonte di energia realmente alternativa alle fonti inquinanti fonti fossili.

Nel presente Studio, accanto ad una descrizione qualitativa della tipologia delle opere, delle ragioni per le quali esse sono necessarie, dei vincoli riguardanti l’ubicazione, delle alternative prese in esame, compresa l’alternativa zero, si è cercato di individuare in maniera quali-quantitativa la natura, l’entità e la tipologia dei potenziali impatti da queste generate sull’ambiente circostante inteso nella sua più ampia accezione. Per tutte le componenti ambientali considerate è stata effettuata una stima delle potenziali interferenze, sia positive che negative, nella fase di cantiere, d’esercizio e di dismissione, con la descrizione delle misure previste per evitare, ridurre e se possibile compensare gli eventuali impatti negativi.

Lo Studio ha pertanto inizialmente valutato quali caratteristiche del Progetto possano costituire elementi di interferenza sulle diverse componenti ambientali e si è quindi proceduto con l’analisi della qualità delle componenti ambientali interferite e con la valutazione degli impatti, distinguendone la significatività e approfondendo lo studio in base ad essa.

L’analisi della qualità delle componenti ambientali interferite e la valutazione degli impatti sulle medesime è stata effettuata prendendo in considerazione le caratteristiche del territorio nel quale è collocato il Progetto.

Sono stati affrontati gli aspetti programmatico-ambientali e descritti con maggior dettaglio possibile le singole attività per fornire tutti gli elementi necessari agli enti preposti per poter esprimere il parere in merito alla V.I.A. del Progetto.

Il contesto generale in cui si inserisce l'impianto eolico presenta le caratteristiche di un'area antropizzata per la presenza di numerose attività agricole e di impianti FER esistenti e/o di nuova realizzazione.

L'analisi degli impatti ha sottolineato come in virtù della durata e tipologia delle attività gli impatti siano trascurabili o bassi per specifiche componenti, in ogni caso mitigabili con accorgimenti progettuali.

Nella tabella che segue (Tab. 11.1.), vengono sintetizzate le principali interazioni con l'ambiente potenzialmente generate nella fase di *cantiere/commissioning* e nella *fase di esercizio*, e vengono individuate le componenti ambientali interessate la cui analisi è stata approfondita nel Quadro di Riferimento Ambientale del presente studio.

Parametro di interazione		Tipo di Interazione e componenti/fattori ambientali potenzialmente interessati	Fase
Emissioni in atmosfera	Emissione di gas di scarico dei mezzi di cantiere e sollevamento polveri da aree di cantiere.	Diretta: Atmosfera Indiretta: Assetto antropico- salute pubblica	Cantiere/decommissioning
	Mancate emissioni di inquinanti (CO ₂ , NO _x , SO ₂) e risparmio di combustibile		Esercizio
Scarichi idrici	Impiego di bagni chimici, nessuna produzione di scarichi idrici	Diretta: Ambiente idrico	Cantiere/decommissioning
	Scarico acque meteoriche		Esercizio
Produzione e rifiuti	Rifiuti da attività di scavo e altre tipologie di rifiuti da cantiere	Diretta: Suolo e sottosuolo Diretta: Assetto antropico- infrastrutture (movimentazione rifiuti prodotti)	Cantiere/decommissioning
	Rifiuti da attività di manutenzione e gestione dell'impianto eolico	Indiretta: Suolo e sottosuolo Diretta: Assetto antropico- infrastrutture (movimentazione rifiuti prodotti)	Esercizio

Parametro di Interazione		Tipo di Interazione e componenti/fattori ambientali potenzialmente interessati	Fase
Emissioni sonore	Emissione di rumore connesso con l'utilizzo dei macchinari nelle diverse fasi di realizzazione	Diretta: Ambiente fisico Diretta: Fauna Indiretta: Assetto antropico-salute pubblica	Cantiere/ decommissioning
	Emissioni di rumore apparecchiature elettriche, cabine, elettrodotto		Esercizio
Emissioni elettromagnetiche	---	---	Cantiere/ decommissioning
	Presenza di sorgenti di CEM (cavidotti, cabine, elettrodotto)	Diretta: Ambiente fisico Indiretta: Assetto antropico-salute pubblica	Esercizio
Uso di risorse	Prelievi idrici per usi civili, attività di cantiere	Diretta: Ambiente idrico	Cantiere/ decommissioning Esercizio
	Uso di energia elettrica, combustibili	Diretta: assetto antropico-aspetti socio economici	Cantiere/ decommissioning
	Uso di combustibile per mezzi di cantiere	Indiretta: atmosfera	Esercizio
	Consumi di sostanze per attività di cantiere	Indiretta: assetto antropico-aspetti socio economici	Cantiere/ decommissioning
	Consumi di sostanze per attività di manutenzione e gestione impianto	Indiretta: assetto antropico-aspetti socio economici	Esercizio
	Occupazione temporanea di suolo con aree di cantiere	Diretta: Suolo e sottosuolo, Flora Indiretta: Fauna, ecosistemi	Cantiere/ decommissioning
	Occupazione di suolo e sottosuolo aerogeneratori, viabilità di servizio, cabine	Diretta: Suolo e sottosuolo, Flora Indiretta: Fauna, ecosistemi	Esercizio
Effetti sul contesto socio-economico	Addetti impiegati nelle attività di cantiere	Diretta: assetto antropico-aspetti socio economici	Cantiere/ decommissioning
	Sviluppo delle energie rinnovabili Addetti attività di gestione e manutenzione impianto	Diretta: assetto antropico- aspetti socio-economici/salute pubblica (mancate emissioni inquinanti)	Esercizio
Impatto visivo	Volumetrie e ingombro delle strutture di cantiere	Diretta: Paesaggio	Cantiere/ decommissioning
	Inserimento strutture di Progetto	Diretta: Paesaggio	Esercizio

Tabella 11.1. – Sintesi delle interazioni di Progetto in fase di cantiere/decommissioning e di esercizio.

Come già specificato in precedenza, la valutazione relativa alla fase di cantiere/commissioning è da intendersi cautelativamente rappresentativa anche della fase di *decommissioning*.

In conclusione si ritiene che l'impianto di progetto non comporterà impatti significativi sulle componenti salute pubblica, aria, fattori climatici ed acque superficiali, che piuttosto potranno godere dei vantaggi dovuti alla produzione di energia senza emissioni in atmosfera e nel suolo.

L'occupazione del suolo sarà minima e limitata alle sole aree strettamente necessarie alla gestione dell'impianto; le pratiche agricole potranno continuare fino alla base delle torri e potranno essere agevolate dalle piste di impianto che potranno essere utilizzate dai conduttori dei fondi.

L'impianto andrà a modificare in qualche modo gli equilibri attualmente esistenti allontanando semmai la fauna più sensibile dalla zona solo durante la fase di cantiere. È da sottolineare che l'intensa attività agricola, così come è stata condotta negli anni a dietro, ha compromesso il patrimonio naturalistico ed ambientale dell'area già da molti decenni, causando un impatto ambientale negativo di notevolissima gravità. Comunque alla chiusura del cantiere, come già verificatosi altrove, si assisterà ad una graduale riconquista del territorio da parte della fauna, con differenti velocità a seconda del grado di adattabilità delle varie specie.

Dal punto di vista paesaggistico si può ritenere che le interferenze fra l'opera e l'ambiente individuate confrontando gli elaborati progettuali e la situazione ambientale del sito sono riconducibili essenzialmente all'impatto visivo degli aerogeneratori.

L'impianto di progetto sarà sicuramente visibile da alcuni punti del territorio, ma in questo caso, data la dimensione dell'impianto, la presenza di altre torri, le particolari condizioni di visibilità degli aerogeneratori, si può affermare che tale condizione non determinerà un impatto di tipo negativo.

Si ritiene, infatti, che la disposizione degli aerogeneratori non altererà le visuali di pregio né la percezione "da e verso" i principali fulcri visivi.

Rispetto alle installazioni presenti in zona, dalle analisi condotte è stato possibile constatare che la compresenza dell'impianto di progetto con gli impianti esistenti non genererà significativi effetti di cumulo.

In definitiva, per quanto discusso, si ritiene che **l'impianto di progetto risulta sostenibile** rispetto ai caratteri ambientali e paesaggistici dell'ambito entro cui si inserisce.