



Comune di :  
**Alberona**



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](mailto:ivpc@pec.ivpc.com)

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

P.IVA: 01895480646  
*Infelix*



OPERA

**PROGETTO PER IL RIFACIMENTO E POTENZIAMENTO  
DI UN PARCO EOLICO ESISTENTE NEL COMUNE DI ALBERONA**

OGGETTO

TITOLO ELABORATO :

**Studio Fattibilità Ambientale**

DATA : Settembre 2022

N°/CODICE ELABORATO :

**SIA\_01**

SCALA :

Tipologia: R D/R (disegno/relazione)

Formato: A4

Lingua : ITALIANO

I TECNICI

Progettazione generale  
e progettazione elettrica  
Coordinamento progetto



**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](mailto:info@studiomezzina.net) | web: [www.studiomezzina.net](http://www.studiomezzina.net)



Consulenza  
archeologica



**NOSTOI s.r.l.**  
**Dott.ssa Maria Grazia Liseno**  
Tel. 0972.081259 | Fax 0972.83694  
E-Mail: [mgliseno@nostoisr.it](mailto:mgliseno@nostoisr.it)

Consulenza idraulica  
geologica  
e geotecnica

**Dott. Nazario Di Lella**  
Tel./Fax 0882.991704 | cell. 328 3250902  
E-Mail: [geol.dilella@gmail.com](mailto:geol.dilella@gmail.com)

Consulenza  
strutturale



**Ing. Tommaso Monaco**  
Tel. 0885.429850 | Fax 0885.090485  
E-Mail: [ing.tommaso@studiotecnicomonaco.it](mailto:ing.tommaso@studiotecnicomonaco.it)

Consulenza  
topografica

**Geom. Matteo Occhiochiuso**  
Tel. 328 5615292  
E-Mail: [matteo.occhiochiuso@virgilio.it](mailto:matteo.occhiochiuso@virgilio.it)

Consulenza  
acustica



**Ing. Antonio Falcone**  
Tel. 0884.534378 | Fax. 0884.534378  
E-Mail: [antonio.falcone@studiofalcone.eu](mailto:antonio.falcone@studiofalcone.eu)

Consulenza Analisi paesaggistica  
e studio di impatto ambientale

**Dott. Agr. Pasquale Fausto Milano**  
Tel. 3478880757  
E-Mail: [milpaf@gmail.com](mailto:milpaf@gmail.com)

00

Settembre 2022

Emissione progetto definitivo

xxxxxxx

IVPC s.r.l.

N° REVISIONE

DATA

OGGETTO DELLA REVISIONE

ELABORAZIONE

APPROVAZIONE

1.	INTRODUZIONE.....	5
2.	OBIETTIVI DEL SIA.....	9
3.	IL PANORAMA ENERGETICO .....	10
<b>3.1.</b>	<b>LO SCENARIO MONDIALE.....</b>	10
<b>3.2.</b>	<b>LO SCENARIO EUROPEO .....</b>	14
<b>3.3.</b>	<b>LO SCENARIO NAZIONALE.....</b>	18
<b>3.4.</b>	<b>LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI (FER) .....</b>	21
3.4.1.	Le fonti rinnovabili in Europa.....	21
3.4.2.	Le fonti rinnovabili in Italia.....	23
3.4.3.	Le fonti energetiche in Puglia .....	25
3.4.4.	L'energia eolica .....	28
3.4.5.	L'Eolico in Europa.....	29
3.4.6.	Lo sviluppo dell'eolico in Italia.....	30
3.4.6.1	Impianti eolici: i dati al 2019 .....	31
4.	GLI STRUMENTI DI RIFERIMENTO PER IL SETTORE ENERGETICO E ambientale .....	35
<b>4.1.</b>	<b>NORMATIVA ENERGETICA.....</b>	35
4.1.1.	IL PIANO ENERGETICO NAZIONALE .....	35
4.1.2.	PIANO DI AZIONE ANNUALE SULL'EFFICIENZA ENERGETICA.....	36
<b>4.1.3.</b>	<b>PIANO NAZIONALE DI RIPRESA E RESILIENZA – PNRR.....</b>	37
<b>4.1.3.1.</b>	<b>Assi strategici e priorità trasversali .....</b>	37
<b>4.1.3.2.</b>	<b>Missioni e componenti del Piano.....</b>	38
<b>4.1.3.3.</b>	<b>Risorse del Piano e allocazione a missioni e componenti .....</b>	40
4.1.4.	NORMATIVA REGIONALE.....	40
<b>4.2.</b>	<b>NORMATIVA AMBIENTALE .....</b>	41
4.2.1.	Normativa Comunitaria .....	41
4.2.2.	Normativa Nazionale .....	42
4.2.3.	Normativa Regionale .....	45
<b>4.3.</b>	<b>Linee Guida per l'Autorizzazione degli Impianti da Fonti Rinnovabili e L.R. n.24 del 30/12/2010.....</b>	45
5.	QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO.....	50

5.1. Inquadramento dell'area interessata dall'intervento.....	50
<b>5.2. Il Piano Paesistico Territoriale Regionale (PPTR) .....</b>	<b>50</b>
5.2.1 Ambiti e Figure.....	56
5.2.2 Figura Territoriale 2.2 “La Media Valle del Fortore” .....	60
5.2.3 Figura Territoriale 2.3 “I Monti Dauni Settentrionali” .....	61
5.2.4 Verifica compatibilità progetto PPTR.....	62
5.3. Il Piano di Assetto Idrogeologico (PAI) .....	72
5.3.1 Verifica compatibilità progetto PAI .....	73
5.4. Aree Naturali Protette .....	74
5.4.1 Verifica di compatibilità del progetto .....	76
5.5. Piano Faunistico Venatorio .....	77
5.5.1 Verifica di compatibilità del progetto .....	79
5.6. Piano Tutela delle Acque (PTA) .....	79
5.6.1 Verifica di compatibilità del progetto .....	80
5.7. Piano Regionale di Qualità dell'Aria (PRQA).....	81
5.7.1 Verifica di compatibilità del progetto.....	83
5.8. Aree Non Idonee .....	84
5.8.1 Verifica di compatibilità del Progetto .....	85
5.9. Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) .....	86
5.10. Aree percorse dal fuoco .....	87
5.10.1 Verifica di compatibilità del Progetto.....	88
5.11 Piano Urbanistico Generale (PUG) del comune di Alberona (FG).....	89
5.14 Considerazioni finali .....	91
<b>6. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE .....</b>	<b>92</b>
<b>6.1 Premessa .....</b>	<b>92</b>
<b>6.2 Motivi e criteri del progetto di rifacimento.....</b>	<b>94</b>
<b>6.3 Caratteristiche tecniche aerogeneratore di progetto .....</b>	<b>94</b>
<b>6.4 Effetto sui corridoi ecologici del progetto di rifacimento .....</b>	<b>96</b>
<b>6.5 Descrizione generale delle lavorazioni previste .....</b>	<b>97</b>
<b>7. QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE.....</b>	<b>104</b>

<b>7.1. Premessa</b> .....	104
<b>7.2. Inquadramento generale dell'area di studio</b> .....	105
<b>7.3. Metodologia di valutazione degli impatti</b> .....	108
<b>7.4. Atmosfera e Clima</b> .....	112
7.4.1. Caratterizzazione meteoclimatica.....	113
7.4.2. Valutazione degli Impatti.....	115
<b>7.5. Suolo e sottosuolo</b> .....	116
7.5.1 Inquadramento Geologico.....	116
7.5.1.1 Geologia di dettaglio dell'area di interesse .....	117
7.5.2 Geomorfologia.....	118
7.5.3 Sismicità.....	120
7.5.4 Valutazione degli Impatti.....	121
<b>7.6. Ambiente idrico: idrografia e idrogeologia</b> .....	123
7.6.1. Valutazione degli Impatti .....	125
<b>7.7. Vegetazione, Flora e Fauna</b> .....	125
7.7.1. Vegetazione e Flora.....	125
7.7.2. Avifauna e Fauna.....	126
7.7.3. Valutazione degli Impatti.....	127
<b>7.8. Ecosistemi e Habitat</b> .....	129
7.8.1. Aspetti generali.....	129
7.8.2. Valutazione degli impatti.....	131
<b>7.9. Effetti Acustici</b> .....	131
<b>7.10. Effetti Elettromagnetici</b> .....	136
<b>7.11. Paesaggio</b> .....	137
7.11.1. Valutazione degli Impatti .....	139
<b>7.12. Effetto Shadow Flickering</b> .....	141
<b>7.13 Effetto rottura organi rotanti</b> .....	143
<b>8. MISURE DI PREVENZIONE E MITIGAZIONE</b> .....	145
<b>8.1. Premessa</b> .....	145
<b>8.2. Misure di prevenzione e mitigazione in fase di cantiere</b> .....	145

8.2.1. Emissioni in atmosfera .....	145
8.2.2. Emissioni di rumore .....	146
8.2.3. Misure durante la movimentazione e la manipolazione di sostanze chimiche .....	146
8.2.4. Misure di prevenzione per escludere il rischio di contaminazione di suolo e sottosuolo.	147
8.2.5. Flora, fauna ed ecosistemi .....	147
<b>8.3. Misure di mitigazione in fase di esercizio .....</b>	<b>148</b>
8.3.1 Contenimento delle emissioni sonore ed elettromagnetiche.....	148
8.3.2. Contenimento dell’impatto visivo .....	149
9. PROGRAMMA DI MONITORAGGIO AMBIENTALE (P.M.A.).....	149
<b>9.1 Introduzione .....</b>	<b>149</b>
<b>9.2 Fase di costruzione .....</b>	<b>150</b>
<b>9.2.1 Controllo delle emissioni di polveri .....</b>	<b>150</b>
<b>9.2.2 Controllo delle influenze sui suoli .....</b>	<b>151</b>
<b>9.2.3 Controllo delle influenze sulla fauna .....</b>	<b>151</b>
<b>9.3 Presentazione del rapporto sullo sviluppo del P.M.A. ....</b>	<b>152</b>
10. ALTERNATIVA ZERO .....	152
11. CONCLUSIONI.....	153

## 1. INTRODUZIONE

Il presente studio è connesso al Progetto di Rifacimento e Potenziamento di un Parco Eolico esistente costituito da un gruppo di impianti ricadenti nel Comune di Alberona, in provincia di Foggia, nella Regione Puglia, con opere di connessione che si sviluppano nei medesimi comune. Gli impianti sono attualmente connessi alla rete mediante una sottostazione utente di trasformazione MT/AT situata nel comune di Alberona.

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. 60 aerogeneratori tripala con torre tralicciata, di cui n. 48 modello Vestas V42 e n. 12 modello Vestas V44, tutte di potenza nominale pari a 0,60 MW, per una potenza complessiva di 36,00 MW.

Il nuovo impianto, che sostituirà quello attualmente esistente, sarà costituito da n.18 aerogeneratori tripala con torre tubolare, avente un diametro del rotore pari a 136 m, potenza nominale pari a 4,2 MW, per una potenza complessiva di 75,60 MW.

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 Alberona (FG).

In sintesi, le principali opere di progetto consisteranno nella:

- **Dismissione delle 60 torri eoliche esistenti**, di cui n. 48 modello Vestas V42 e n. 12 modello Vestas V44, con potenza unitaria di **600kW** per un totale di **36,00 MW**;
- **Messa in opera di n. 18 aerogeneratori**, ciascuno dei quali aventi potenza unitaria di **4,20 MW**, per una potenza complessiva di **75,60 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.

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.

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;

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 aero generatori, 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” ( $h_2$ ) raggiungibile dall'estremità delle pale si intende il prodotto tra l'altezza massima dal suolo ( $h_1$ ) raggiungibile dall'estremità delle pale dell'aerogeneratore già esistente e il rapporto tra i diametri del rotore del nuovo aerogeneratore ( $d_2$ ) e dell'aerogeneratore esistente ( $d_1$ ):  $h_2=h_1*(d_2/d_1)$

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  $n_1*2/3$  e  $n_1*d_1/(d_2-d_1)$  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 “Alberona A” che collega le 6 turbine esistenti;
- Direttrice denominata “Alberona B” che collega le 5 turbine esistenti;

- Direttrice denominata “Alberona C” che collega le 18 turbine esistenti;
- Direttrice denominata “Alberona D” che collega le 14 turbine esistenti;
- Direttrice denominata “Alberona E” che collega le 17 turbine esistenti.

Stando ai dettami degli impianti dislocati si è constatato che la superficie del nuovo impianto soddisfa abbondantemente il requisito di essere al massimo pari alla superficie autorizzata più una tolleranza complessiva del 20 per cento e che la lunghezza della direttrice del progetto non sia maggiore della direttrice esistente più una tolleranza pari al 20 per cento come mostra la Tabella 1.1. seguente:

Settore di progetto	lunghezze direttrici Impianto				superficie impianto			
	esistente [km]	esistente + 20% [km]	Progetto [km]	VERIFICA	esistente [m <sup>2</sup> ]	esistente + 20% [m <sup>2</sup> ]	Progetto [m <sup>2</sup> ]	VERIFICA
Alberona A	412	494,40	411,00	OK	13773	16528	0	OK
Alberona B	835	1002,00	542,00	OK	45896	55075	0	OK
Alberona C	1812	2174,40	1658,00	OK	148466	178159	114083	OK
Alberona D	859	1030,80	827,00	OK	309346	371215	185926	OK
Alberona E	1545	1854,00	1633,00	OK	122005	146406	145741	OK

Tabella 1.1. – Verifica ai sensi dell’art.32, comma 1, 3-bis del D.L. 31 maggio 2021, n. 77 e ss.mm.ii.

Contemperando le esigenze tecniche con quelle normative, si è pertanto operata una riduzione del numero di macchine da 60 a 18, individuando come modello sostitutivo l’aerogeneratore della VESTAS modello V136 da 4,2MW, con diametro del rotore pari a 136m ed altezza di mozzo pari a 84m, con altezza massima pertanto pari a 152m.

Quanto alla riduzione minima del numero di aerogeneratori le formule di verifica utilizzate sono le seguenti:

$$N_2 < n_1 \frac{2}{3}$$

$$N_2 < n_1 \frac{d_1}{(d_2 - d_1)}$$

Si è proceduto quindi a calcolare l’effettiva riduzione minima del numero di aerogeneratori sui diversi settori di impianto con il seguente risultato:

Settore di progetto	diametro rotore [m]		altezza di TIP [m]			Numero macchine			Potenza complessiva [MW]	
	esistente	Progetto	esistente	Limite VNS	Progetto	esistente	Limite VNS	Progetto	esistente	Progetto
Alberona A	42,67	136,00	71,33	227,00	152,00	6,00	2,00	2,00	3,60	8,40
Alberona B	42,80	136,00	71,40	226,00	152,00	5,00	2,00	2,00	3,00	8,40
Alberona C	42,44	136,00	71,22	228,00	152,00	18,00	8,00	5,00	10,80	21,00
Alberona D	42,29	136,00	71,14	228,00	152,00	14,00	6,00	4,00	8,40	16,80
Alberona E	42,35	136,00	71,18	228,00	152,00	17,00	7,00	5,00	10,20	21,00
Alberona						60	25	18	36	75,6

Note:

**Limite VNS:** limiti ammessi dalla normativa vigente per i rifacimenti impianti eolici

Tabella 1.2. – Verifica ai sensi del D.L. 31 maggio 2021, n. 77 e ss.mm.ii.

Tale requisito viene soddisfatto in quanto il valore limite degli aerogeneratori da poter installare è superiore al numero degli aerogeneratori di progetto.

Quanto all'altezza massima la normativa prevede che l'altezza di TIP degli aerogeneratori di progetto non deve essere maggiore ai valori generati dall'espressione seguente:

$$H_2 = H_1 \frac{d_2}{d_1}$$

Per il valore del TIP di progetto si è considerato il valore di **152 m** che risulta essere abbondantemente inferiore al valore di verifica.

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

Tale SIA 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 nel Comune interessato.

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

- Relazione Geologica;
- Relazione Idrologica e Idraulica;
- Relazione Archeologica;
- Relazione Tecnica Specialistica sull'Impatto Elettromagnetico;
- Relazione previsionale sull'Impatto Acustico;

## **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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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.

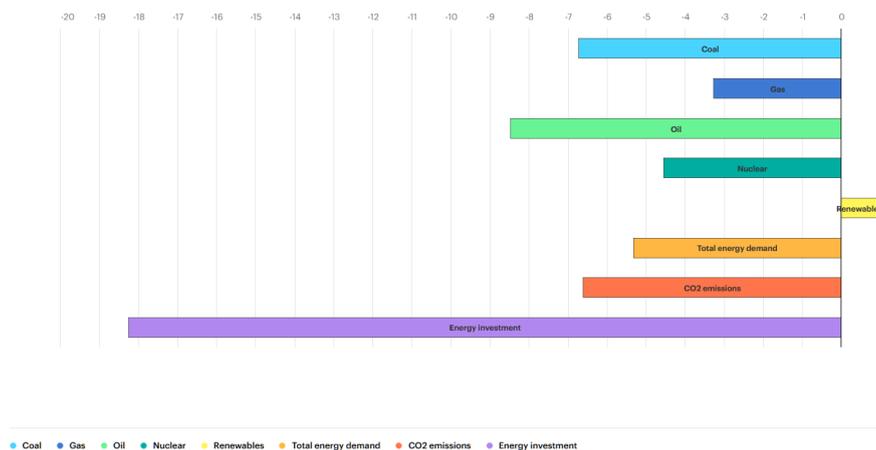


Figura 3.1. – Indicatori chiave per la stima della domanda di energia, delle emissioni di CO2 e degli investimenti, 2020 rispetto al 2019 – Fonte IEA.

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 necessario 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.

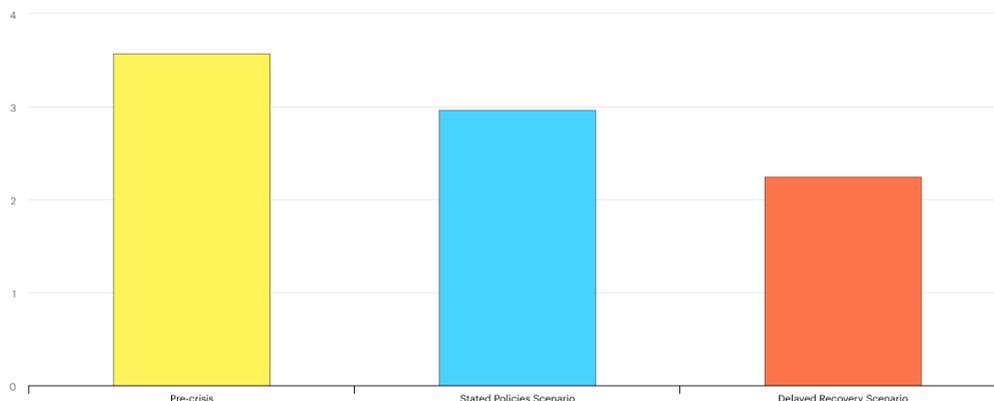


Figura 3.2. – Crescita media annua del PIL per scenario – Fonte IEA.

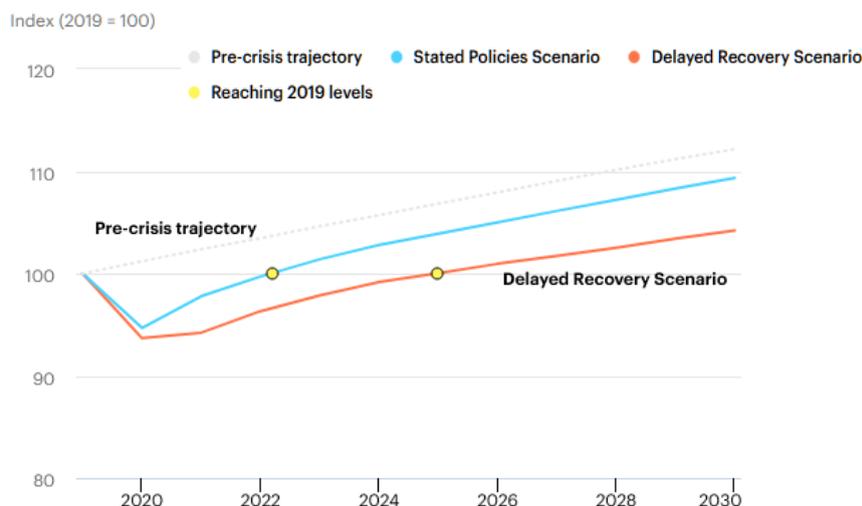


Figura 3.3. – Crescita della domanda globale di energia primaria per scenario – Fonte IEA.

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.

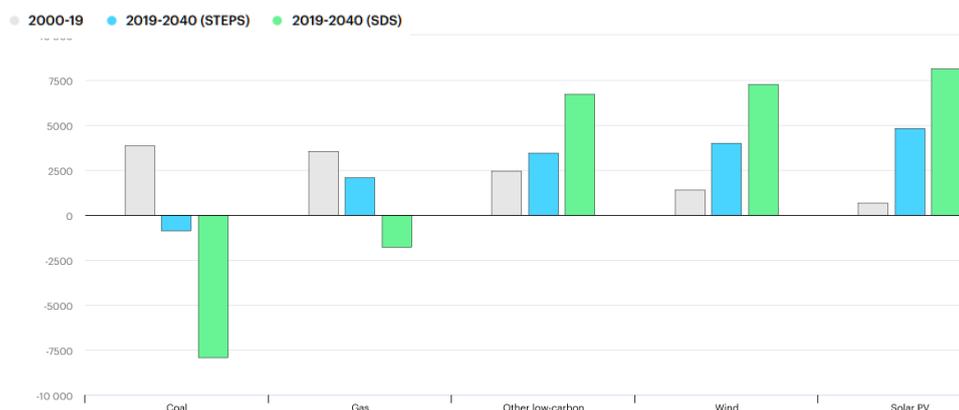


Figura 3.4. – Variazione della produzione globale di elettricità per fonte e scenario - Fonte IEA.

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.

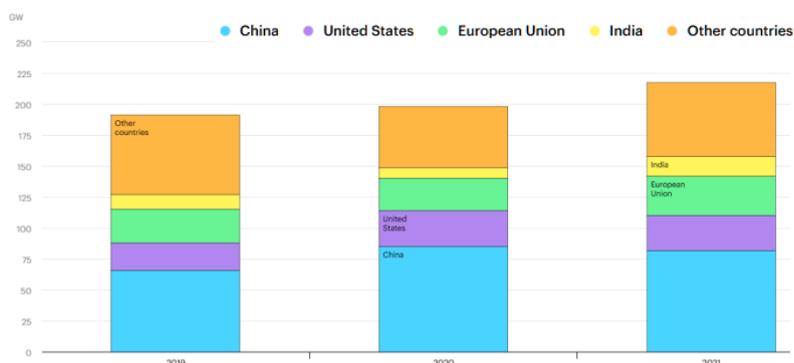


Figura 3.5. – Aumento capacità energia rinnovabile per paese/regione 2019-2021 – Fonte IEA.

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 rispetto 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 CO<sub>2</sub> legata all'utilizzo di combustibili fossili è il Carbon Capture and Storage (CCS). Con questa tecnologia, la CO<sub>2</sub> 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.

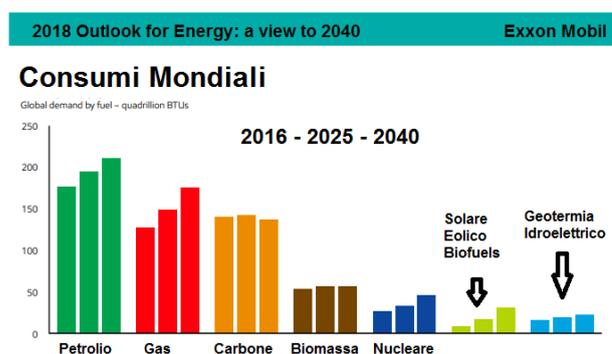


Figura 3.6. – Consumi mondiali di energia.

### 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.

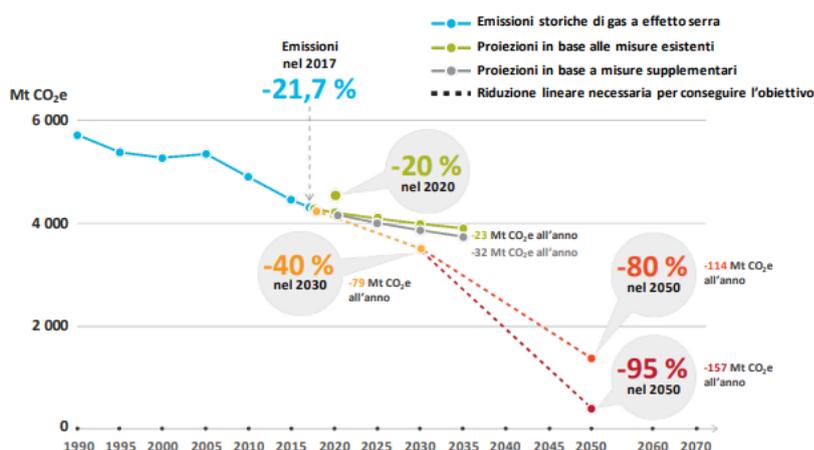


Figura 3.7. – Trends emissioni di gas serra sulla base della relazione sull'inventario UE del 2019.

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%.

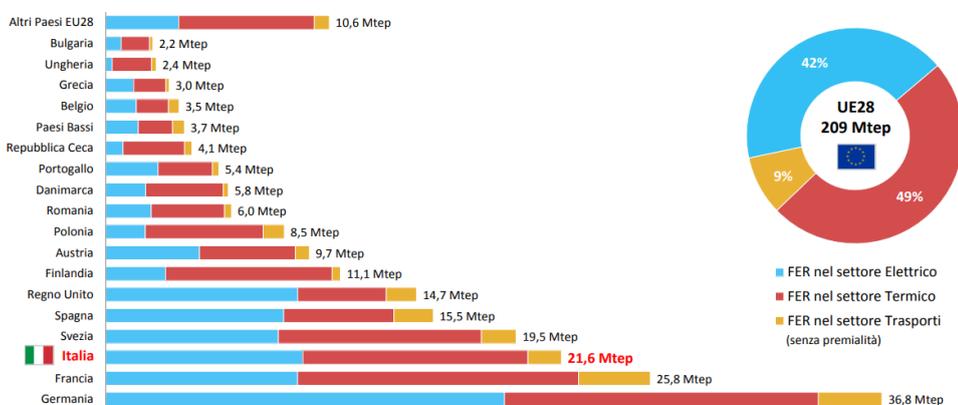


Figura 3.8. – Composizione dei consumi di energia FER: settori Elettrico, Termico e Trasporti.

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

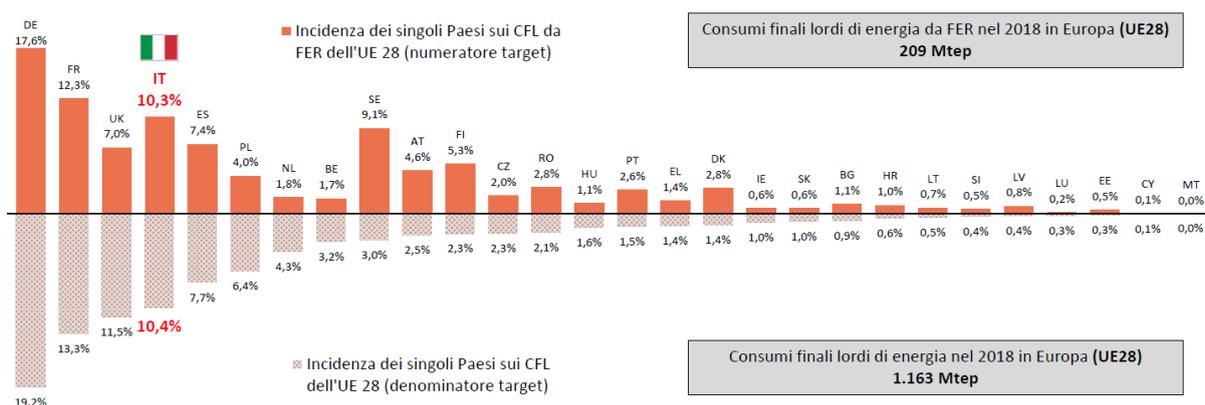


Figura 3.9. – Contributo dei Paesi UE ai consumi complessivi di energia nel 2018 – Fonte GSE.

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:

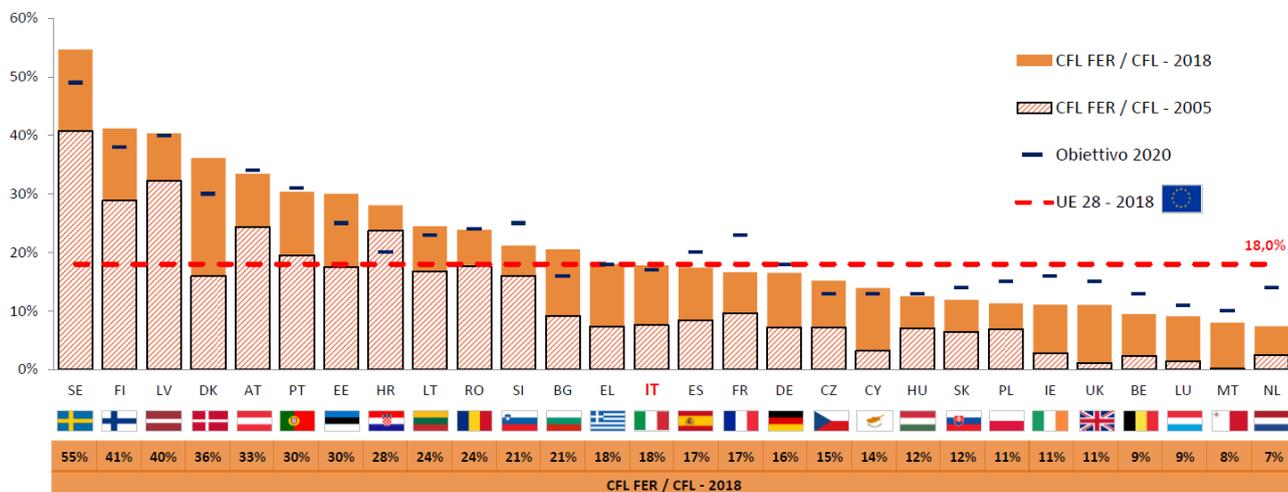


Figura 3.10. – Quota FER sui consumi complessivi – Dati 2018 e obiettivi al 2020 – Fonte GSE.

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.

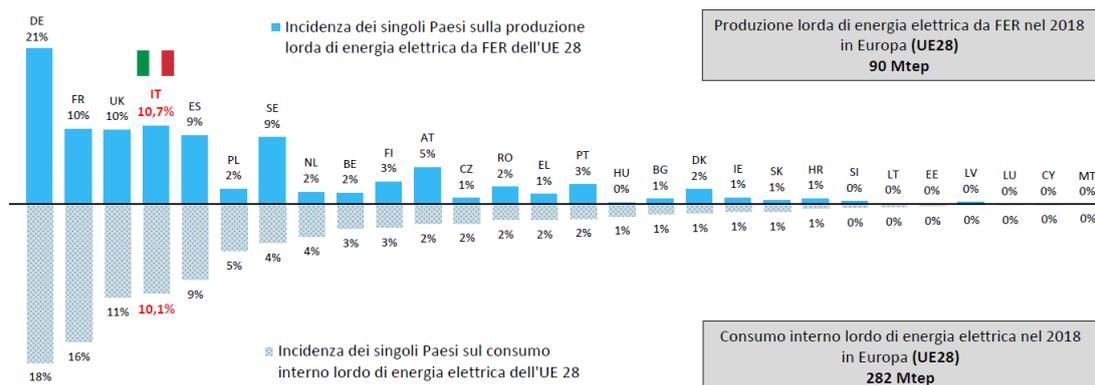


Figura 3.11. – Contributi Paesi UE ai consumi di energia nel settore elettrico nel 2018 – Fonte GSE.

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

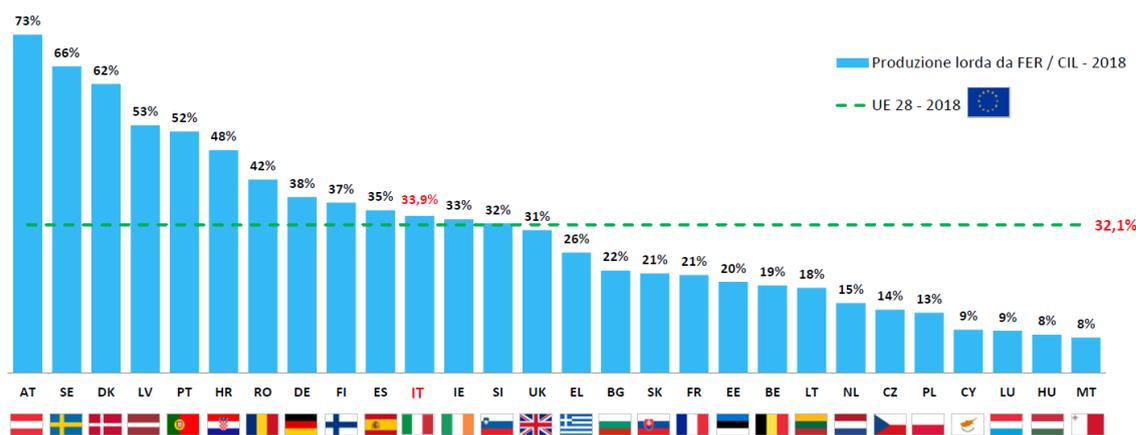


Figura 3.12. – Quota FER sul totale dei consumi del settore elettrico – Anno 2018 – Fonte GSE

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.

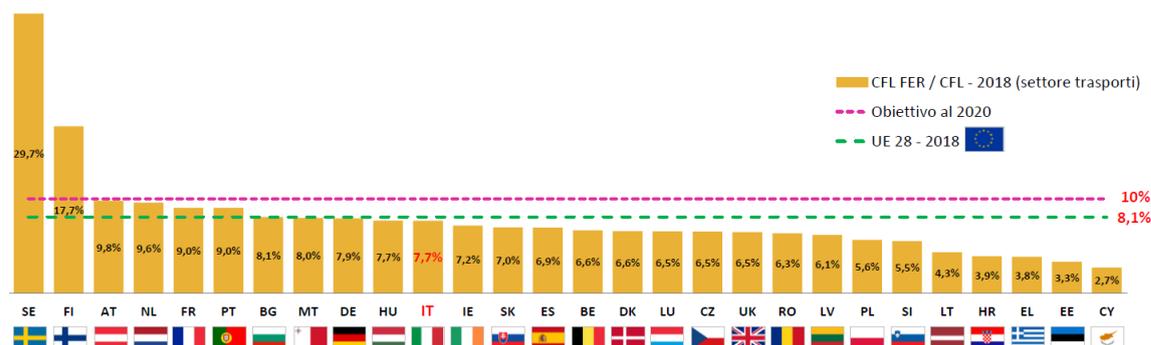


Figura 3.13. – Quota FER sul totale dei consumi del settore trasporti riferiti al 2018 – Fonte GSE.

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)
<b>Energie rinnovabili (FER)</b>		
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)
<b>Efficienza energetica</b>		
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)
<b>Emissioni gas serra</b>		
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		
<b>Interconnettività elettrica</b>		
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 CO<sub>2</sub> 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.

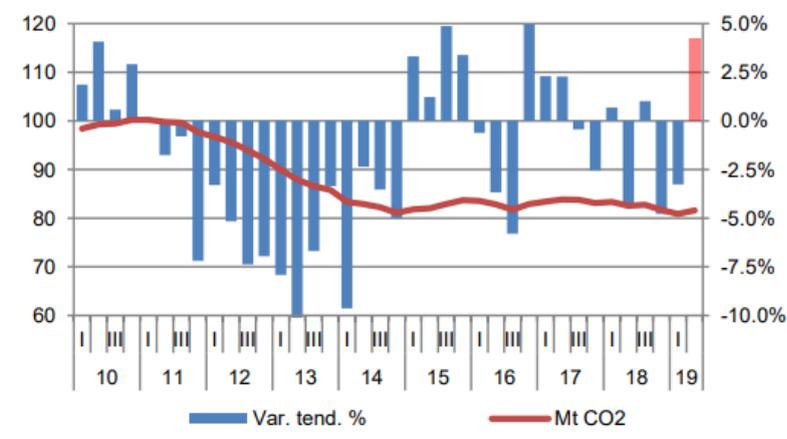


Figura 3.14. – Emissioni di CO<sub>2</sub> e variazione tendenziale.

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).

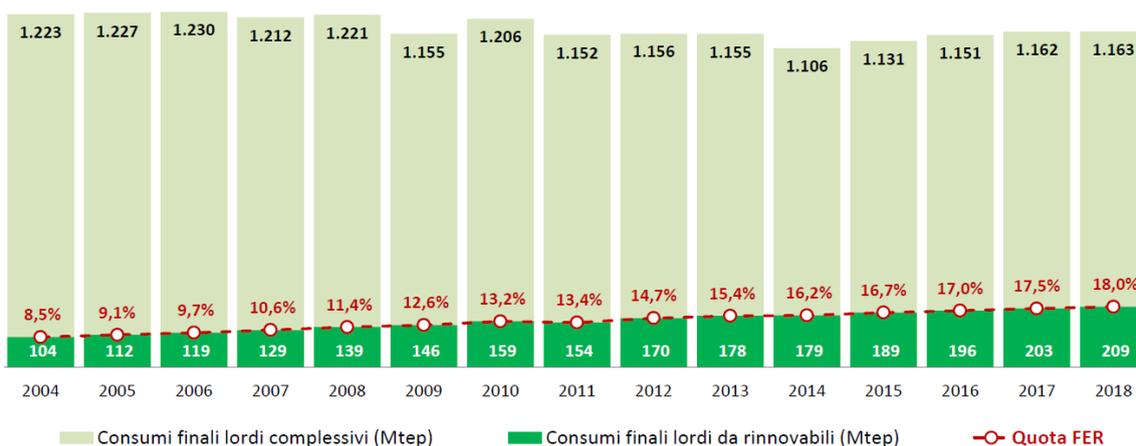


Figura 3.15. – Andamento FER e consumi complessivi in Europa – Fonte GSE.

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.

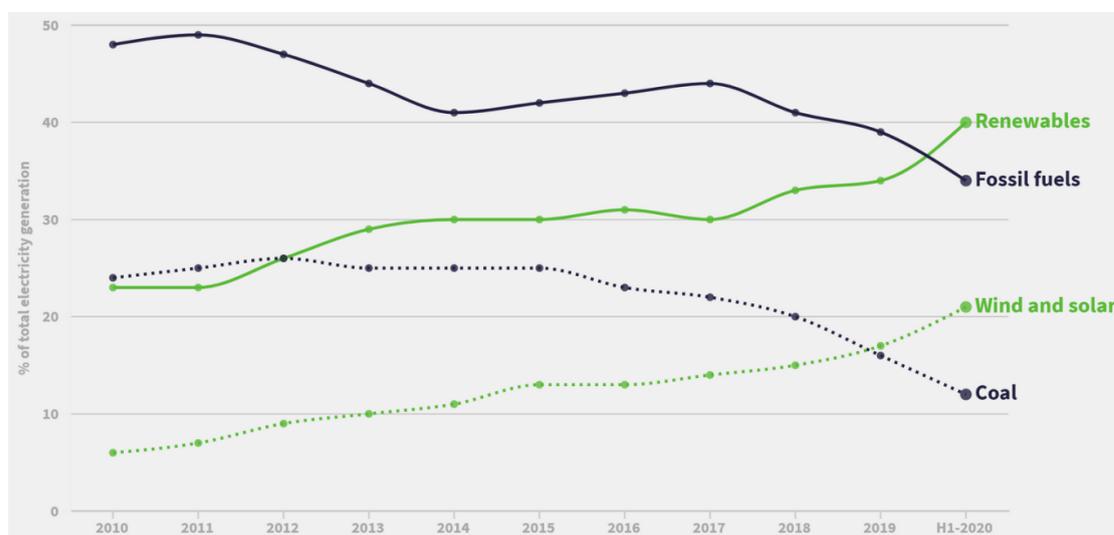


Figura 3.16. – Variazione produzione energetica 2010 – 2020.

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%.

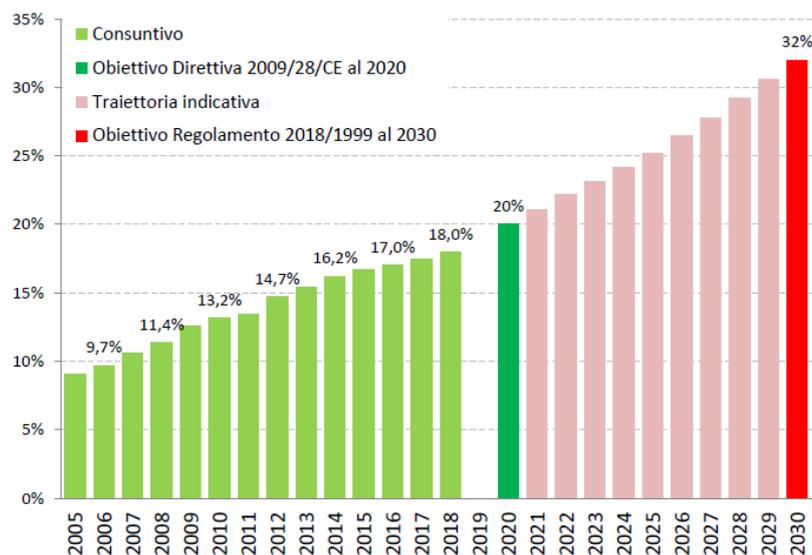


Figura 3.17. – Traiettoria quota FER sui consumi complessivi di energia al 2020 e al 2030 in UE.

### 3.4.2. Le fonti rinnovabili in Italia

Nei 15 anni compresi tra il 2004 e il 2018 la potenza efficiente lorda degli impianti FER installati in Italia è aumentata da 20.091 MW a 54.301 MW, con una variazione complessiva di 34.210 MW e un tasso di crescita medio annuo pari al 7%; gli anni caratterizzati da incrementi maggiori di potenza sono il 2011 e il 2012. La potenza installata complessiva degli impianti entrati in esercizio nel corso del 2018 è pari a 1.042 MW; si tratta di un incremento poco superiore a quello registrato nel 2017 rispetto al 2016 (+1.001 MW).

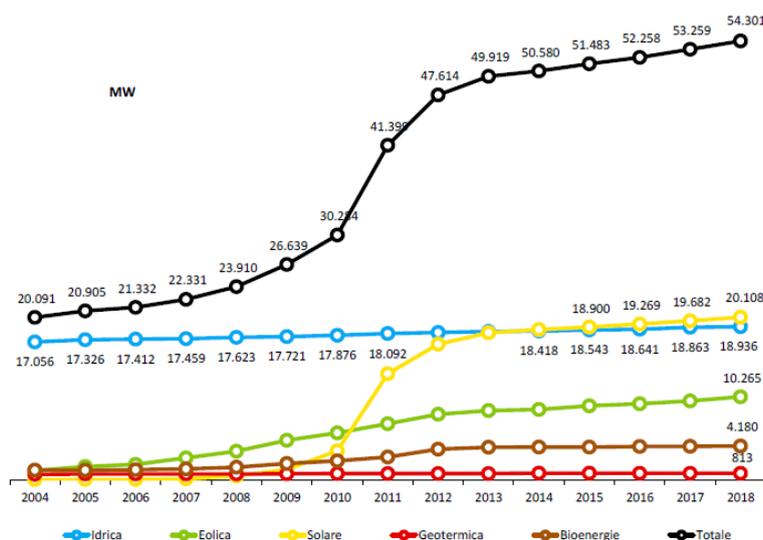


Figura 3.18. – Potenza installata degli impianti di produzione elettrica alimentati da FER – Fonte: elaborazioni GSE su dati Terna e GSE.

Ammonta a 114,6 miliardi di chilowattora la generazione da fonti rinnovabili elettriche nel 2019 in Italia, a fronte di una domanda elettrica nazionale di 316,6 TWh. Si tratta appena di 1,4 TWh verdi in più rispetto al 2018 (+1,3%), anche se, in termini assoluti, è il massimo di sempre. Con una domanda sul 2018 in leggerissima discesa (-0,6%), nel 2019 le rinnovabili hanno coperto il 35,9% della richiesta di elettricità nazionale, mentre hanno costituito il 40,4% della produzione elettrica interna, esattamente come nel 2018. Nel grafico la quota delle rinnovabili sulla domanda elettrica dal 2014 al 2019: il dato del 2019 è inferiore solo al 2014.

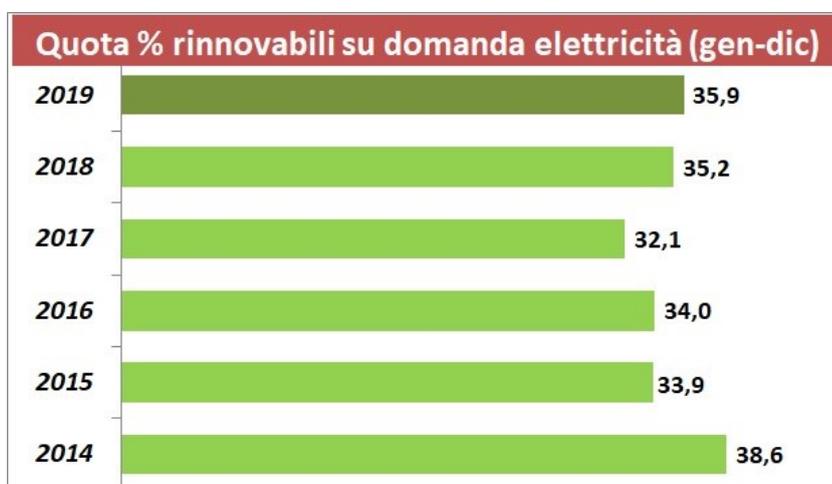


Figura 3.19. – Quota Energie Rinnovabili sulla domanda elettrica.

Tra le rinnovabili si registra un calo dell'idroelettrico del 5,9%, rispetto al 2018 (-2,9 TWh), più che compensato dalla crescita di eolico (+14,3%) e fotovoltaico (+9,3%) che insieme generano 4,5 TWh in più rispetto al 2018. Insieme eolico e fotovoltaico producono nel 2019 quasi 44,4 TWh, contro i 39,8 TWh del 2018. Nel 2019 l'eolico soddisfa il 6,3% della domanda elettrica italiana, mentre il FV arriva al 7,6%. Per entrambe le fonti è il livello più alto di sempre. Insieme coprono così il 13,9% della domanda (nel 2018 erano, insieme, al 12,4%). Qui l'andamento della generazione da eolico e FV dal 2014; da allora la produzione delle fonti è cresciuta di 7,5 TWh/anno.

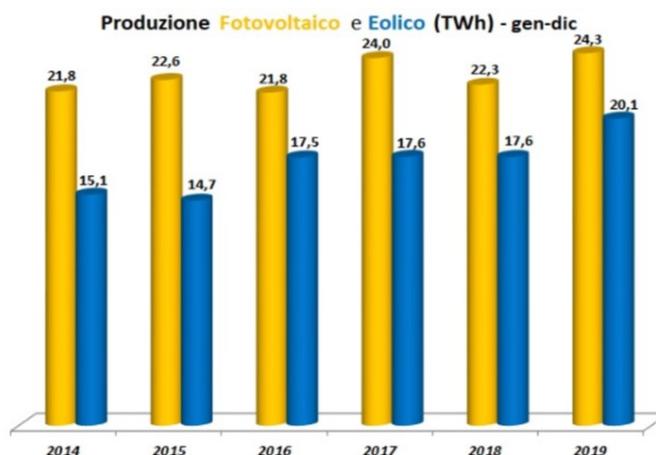


Figura 3.20. – Andamento della produzione di Fotovoltaico ed Eolico.

In leggero aumento nel 2019 la generazione da termoelettrico (+1,3%), con poco più di 2,4 TWh in più generati sul 2018. Le importazioni si riducono del 6,8%, con un saldo con l'estero di poco più di 38 TWh (-13,1% sul 2018). Nel 2019 la massima richiesta di elettricità mensile si è avuta a luglio con 31,2 TWh. Su base territoriale lo scorso anno la variazione percentuale del fabbisogno di elettricità è stata pari a -1,9% complessivamente nella zona Nord, a +0,3% al Centro, +2,1% al Sud e -0,8% nelle Isole. Nel 2019 la percentuale dell'idroelettrico sul totale della generazione da rinnovabili è risultata pari al 41% (grafico seguente), mentre era al 44,1% nel 2018.

Seguono il fotovoltaico (21,2% contro il 19,7% del 2018), l'eolico con il 17,5% (era al 15,5% nel 2018), la bioenergia (15,3%) e la geotermia (5%).

Quota di ciascuna fonte sul totale rinnovabili (gen-dic 2019)

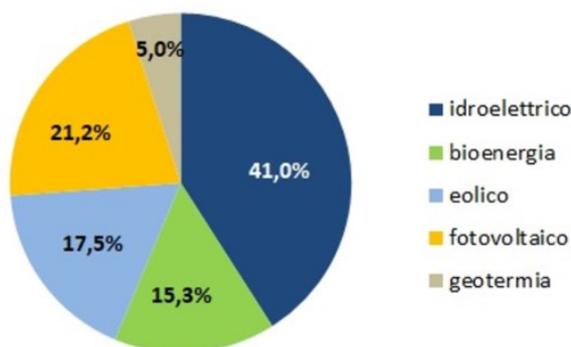


Figura 3.21. – Quota Fonti Energetiche sul totale.

### 3.4.3. 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
<b>Totale</b>	<b>5.527,7</b>	<b>7.465,4</b>	<b>12.993,1</b>	<b>5.505,9</b>	<b>7.132,3</b>	<b>12.638,0</b>

Tabella 3.2. – 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
<b>Province</b>		
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
<b>PUGLIA</b>	<b>12.993,1</b>	<b>12.638,0</b>
di cui fonti rinnovabili	<b>5.527,7</b>	<b>5.505,9</b>

Tabella 3.3. – 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	Produzione Lorda			Produzione Netta		
	Fonte rinnovabile	Fonte tradizionale	Totale	Fonte rinnovabile	Fonte tradizionale	Totale
Tipologia Impianto						
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
<b>TOTALE</b>	<b>9.540,8</b>	<b>20.348,9</b>	<b>29.889,8</b>	<b>9.343,7</b>	<b>19.197,6</b>	<b>28.541,2</b>

Tabella 3.4. – 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.

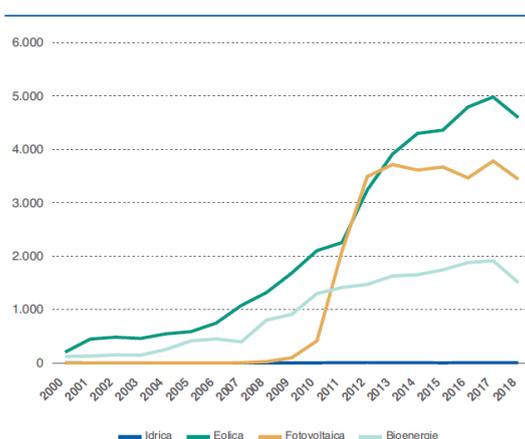


Figura 3.22. – Serie storica produzione lorda rinnovabile per fonte, Anni 2000 -2018 (GWh) – Fonte: Dati Terna.

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
<b>Province</b>			
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
<b>Puglia</b>	<b>29.889,8</b>	<b>1.348,5</b>	<b>28.541,2</b>

Tabella 3.5. – Produzione di energia elettrica per provincia – Anno 2018 – Fonte: Dati Terna.



### **3.4.4.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 CO<sub>2</sub> 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.

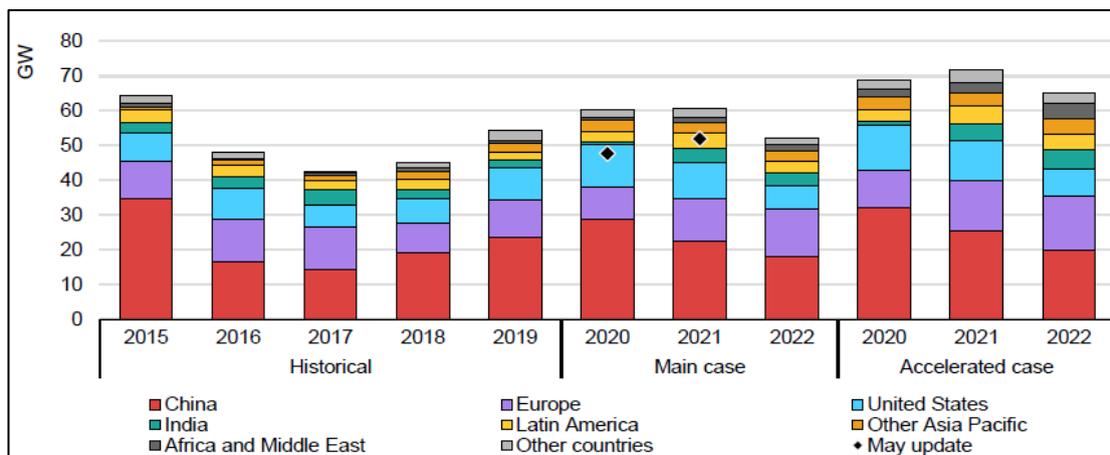


Figura 3.24. – Aumenti della capacità eolica onshore netta per Paese/Regione – Fonte IEA.

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.

### 3.4.5. 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.

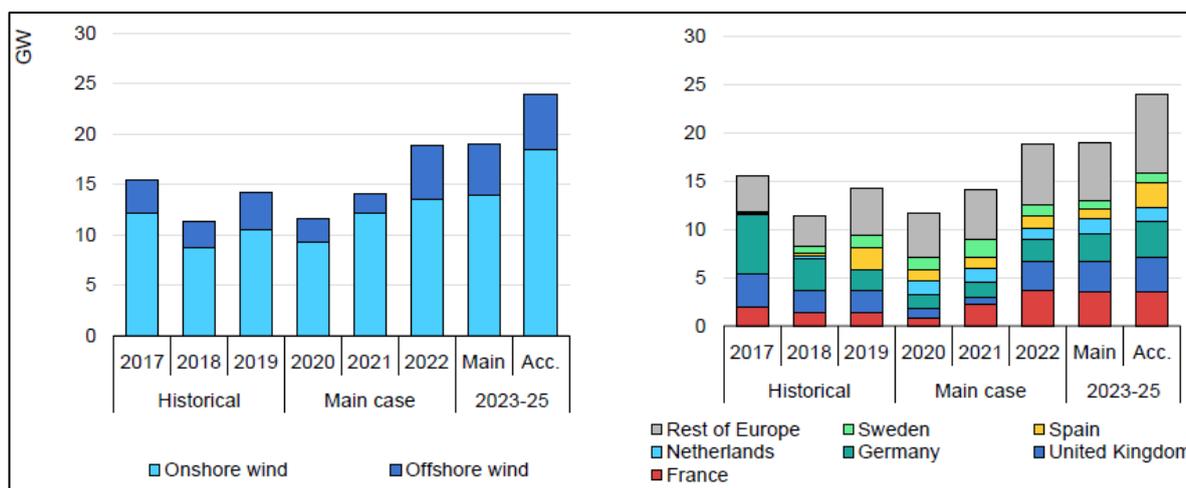


Figura 3.25. – Aumenti della capacità eolica in Europa 2017-2022: aumenti annui medi 2023-2025 per tecnologia (a sinistra) e Paese (a destra) – Fonte IEA.

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.

### 3.4.6. 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 CO<sub>2</sub>).

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.

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

Tabella 3.7. – 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).

<b>Classi di potenza (MW)</b>	<b>2018</b>		<b>2019</b>		<b>2019 / 2018 Variazione %</b>	
	<b>n°</b>	<b>MW</b>	<b>n°</b>	<b>MW</b>	<b>n°</b>	<b>MW</b>
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
<b>Totale</b>	<b>5.642</b>	<b>10.264,7</b>	<b>5.644</b>	<b>10.714,8</b>	<b>0,0</b>	<b>4,4</b>

Tabella 3.8. – 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.

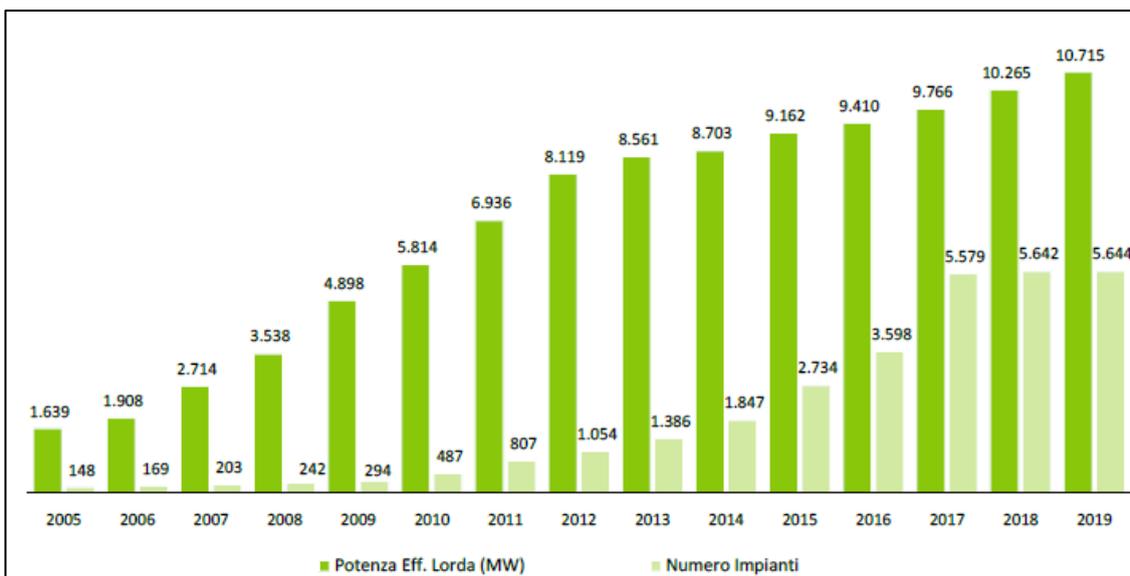


Figura 3.26. – Numero impianti e Potenza Lorda (MW) 2005/2019 – Fonte elaborazione GSE su dati Terna.

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.

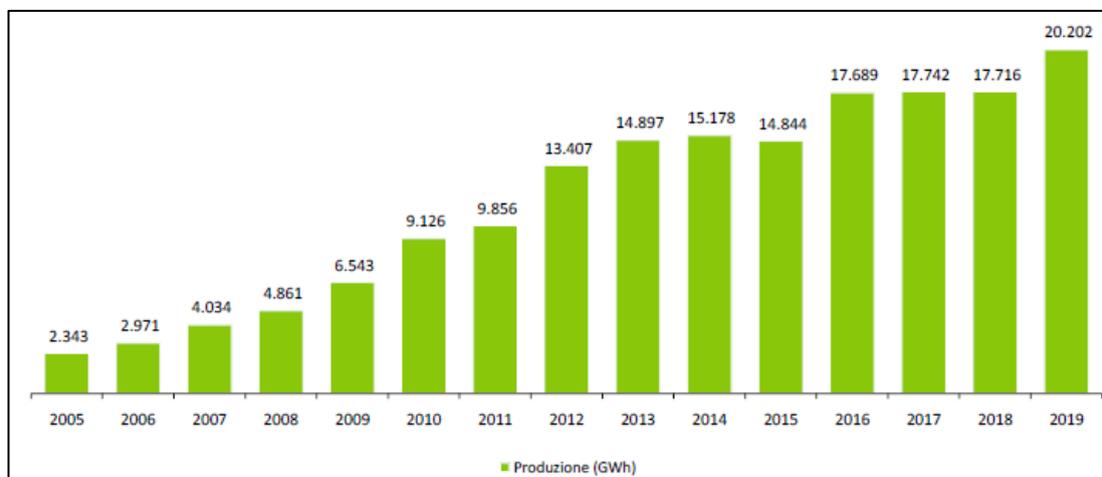


Figura 3.27. – Produzione eolica (GWh) – Fonte Terna.

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 3.9. – 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
<b>ITALIA</b>	<b>5.642</b>	<b>10.264,7</b>	<b>5.644</b>	<b>10.714,8</b>	<b>0,0</b>	<b>4,4</b>

Tabella 3.10. – 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
<b>Totale</b>	<b>5,45</b>	<b>1,38</b>	<b>1,47</b>	<b>5,23</b>	<b>1,97</b>	<b>15,50</b>	<b>20,05</b>

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.

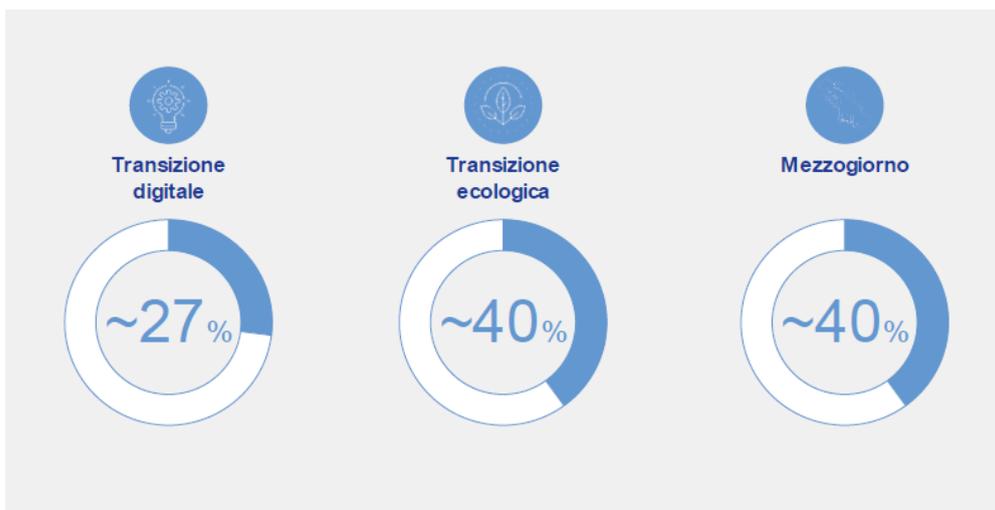


Figura 4.1. – Allocazione delle risorse RRF ad assi strategici (percentuale su totale RRF) – Fonte Eurostat.

#### 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.

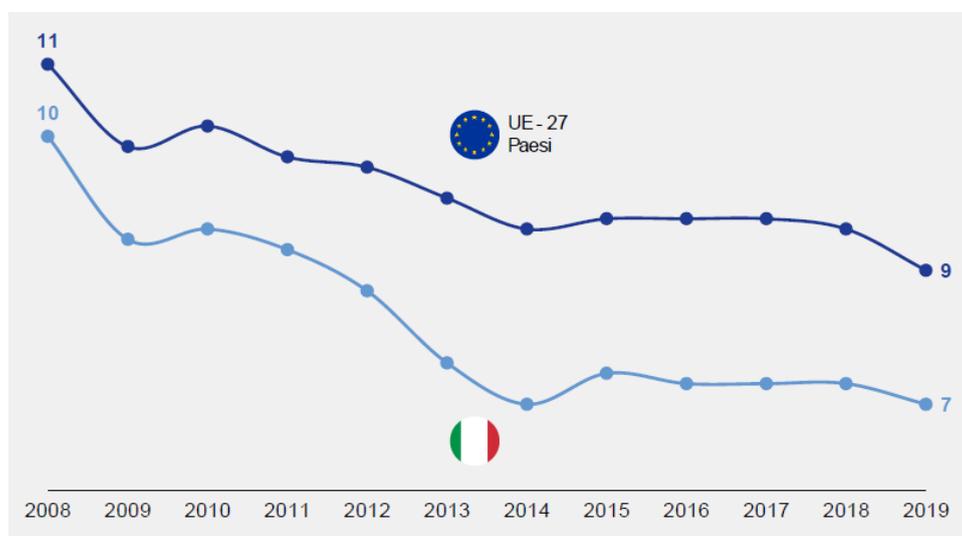


Figura 4.2. – Emissioni di gas clima-alteranti pro capite – Italia e UE (tonnellate/anno) – Fonte Eurostat.

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.

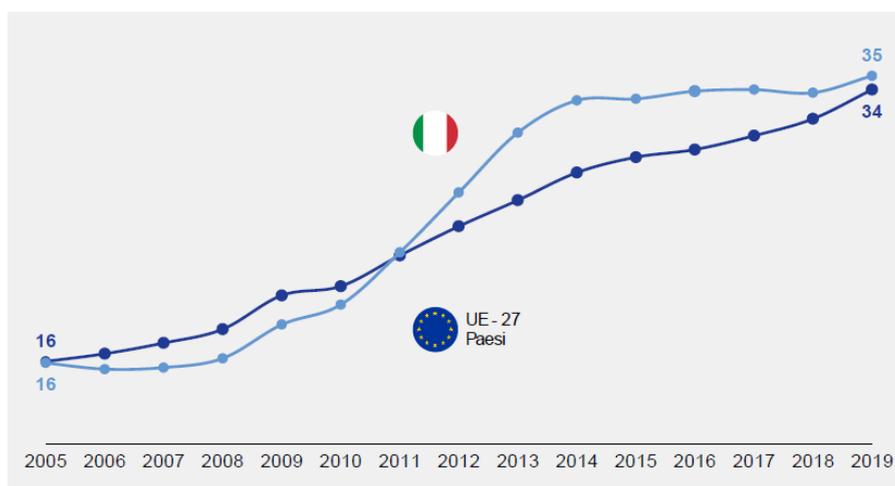


Figura 4.3. – Quota percentuale delle fonti rinnovabili sulla produzione di energia elettrica – Fonte Eurostat.

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 CO<sub>2</sub>.

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.

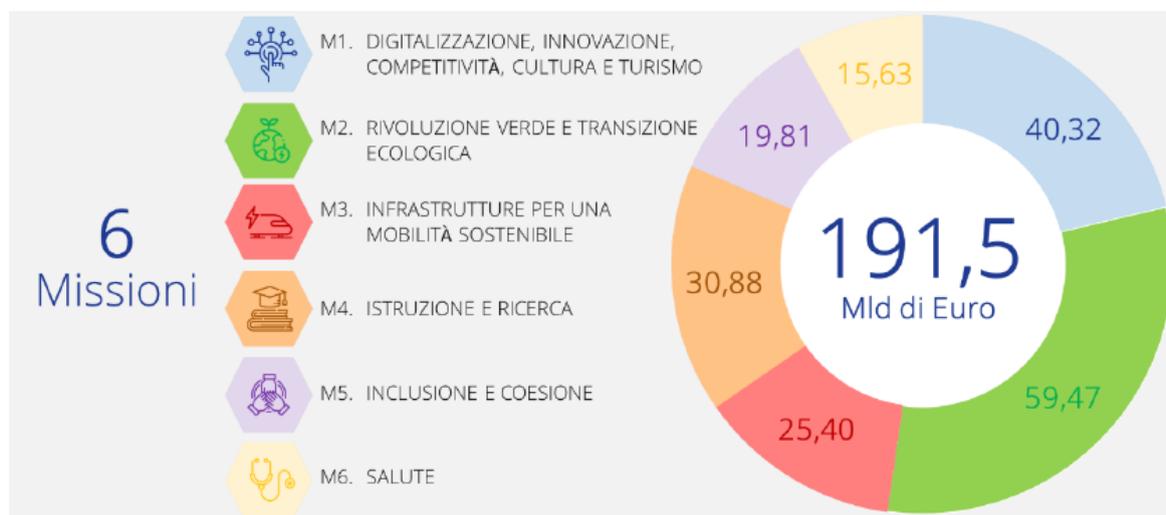


Figura 4.4. – Allocazione delle risorse RRF a Missioni.

#### **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. 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.

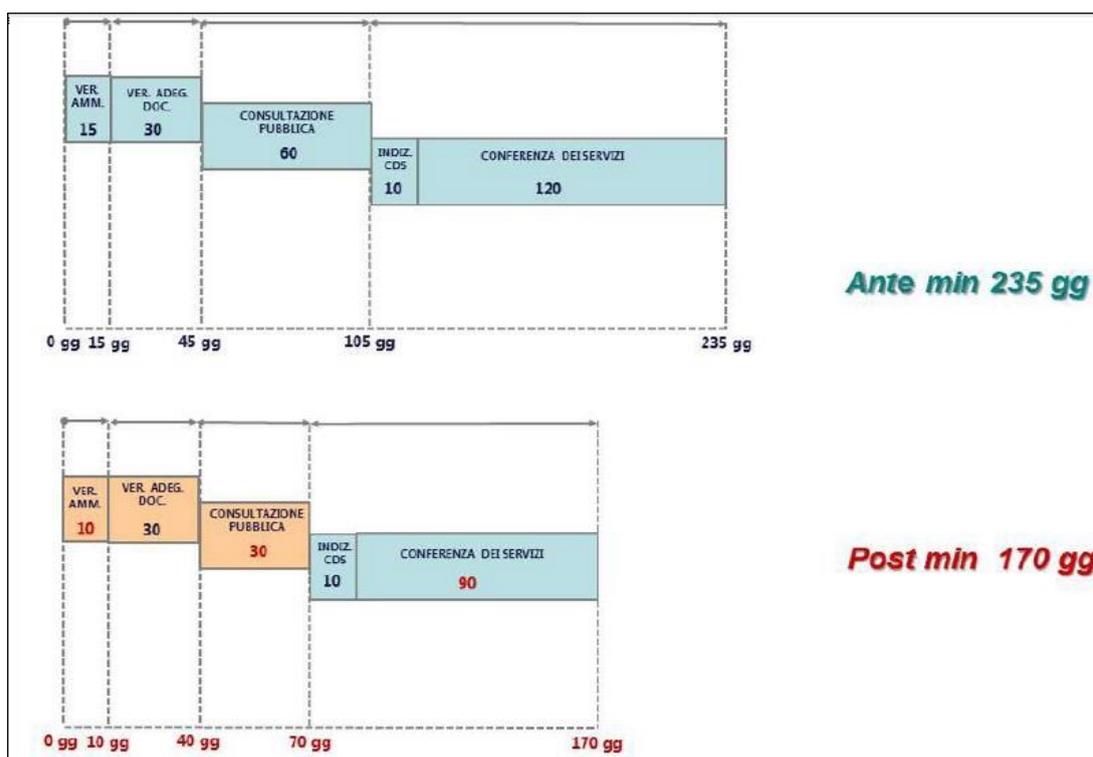


Figura 4.5. – Provvedimento Unico in Materia Ambientale (art.27-bis D. Lgs.152/2006) – Tempistiche minime ante e post D.L. 76/2020.

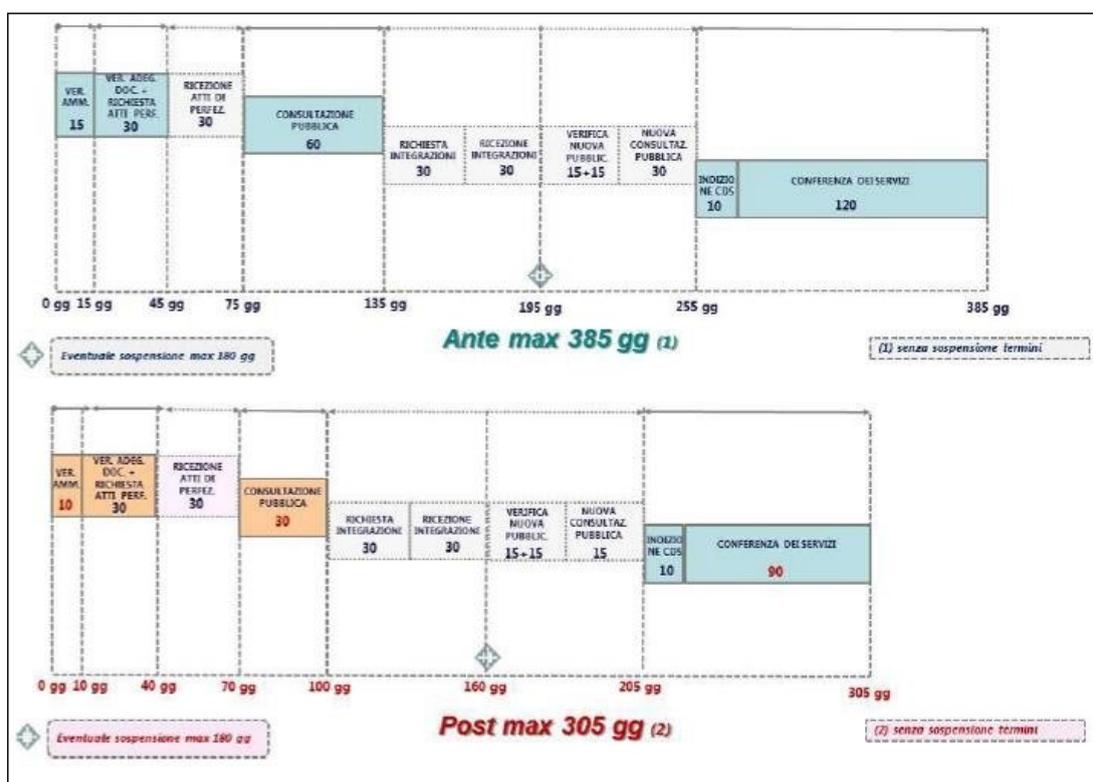


Figura 4.6. – Provvedimento Unico in Materia Ambientale (art.27-bis D.Lgs.152/2006) – Tempistiche massime ante e post D.L. 76/2020.

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 il territorio comunale di Alberona (FG) che fa parte della Comunità montana "*Sub-Appennino Dauno Settentrionale*".

L'agro del Comune di Alberona si estende per un territorio avente una superficie di circa 49,75 kmq: esso comprende anche alcune case sparse e la località di "*Ischia-Mezzana*".

Il territorio disegna un profilo geometrico irregolare, con variazioni altimetriche molto accentuate, che vanno da un minimo di 201 metri sul livello del mare a un massimo di 1.029 metri.

Il comune di Alberona (FG) si estende a ovest di Foggia, sui monti della Daunia, presso le pendici del monte Civetta, a confine con la campana provincia di Benevento, tra i comuni di Volturara Appula, Volturino, Lucera, Biccari, Roseto Valfortore e San Bartolomeo in Galdo (BN)

L'area ove è prevista l'installazione degli aerogeneratori si colloca a est del territorio comunale di Alberona in prossimità del confine con la Regione Campania in un contesto agricolo il cui intorno è già caratterizzato dalla presenza di altri impianti eolici esistenti ed in iter autorizzativo.

L'area è facilmente raggiungibile grazie al sistema viario esistente.

Essa risulta trovarsi al centro di un reticolo viario costituito da strade provinciali ("*SP135*", "*SP130*", "*SP133*", "*SP134*") e raggiungibile attraverso la "*SS369*" ad est dell'area di progetto e dalla "*SS17*" a nord-nord-ovest della stessa.

### 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 cogenza 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 paesistici esistenti ma altresì di valorizzazione di questi paesaggi, di recupero e riqualificazione dei paesaggi compromessi, di realizzazione di nuovi valori paesistici.

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 pia-

nificazione 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*

- 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 caratteristi-

che 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)*",

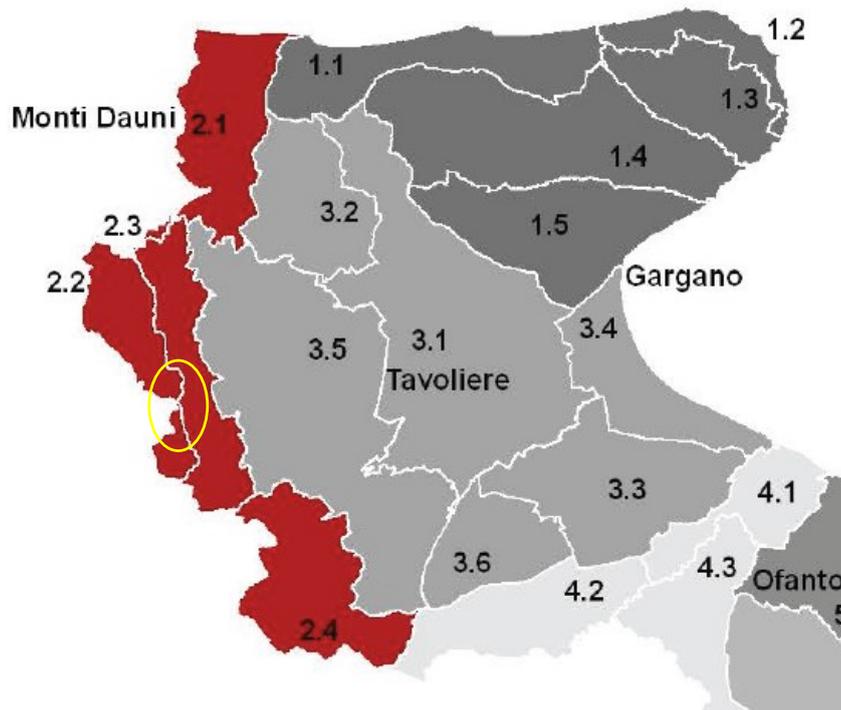


Figura 5.1. – Regione geografica storica “Subappennino (1° livello)”: in giallo l’area di progetto.

**Ambito di paesaggio 2. “Monti Dauni”**

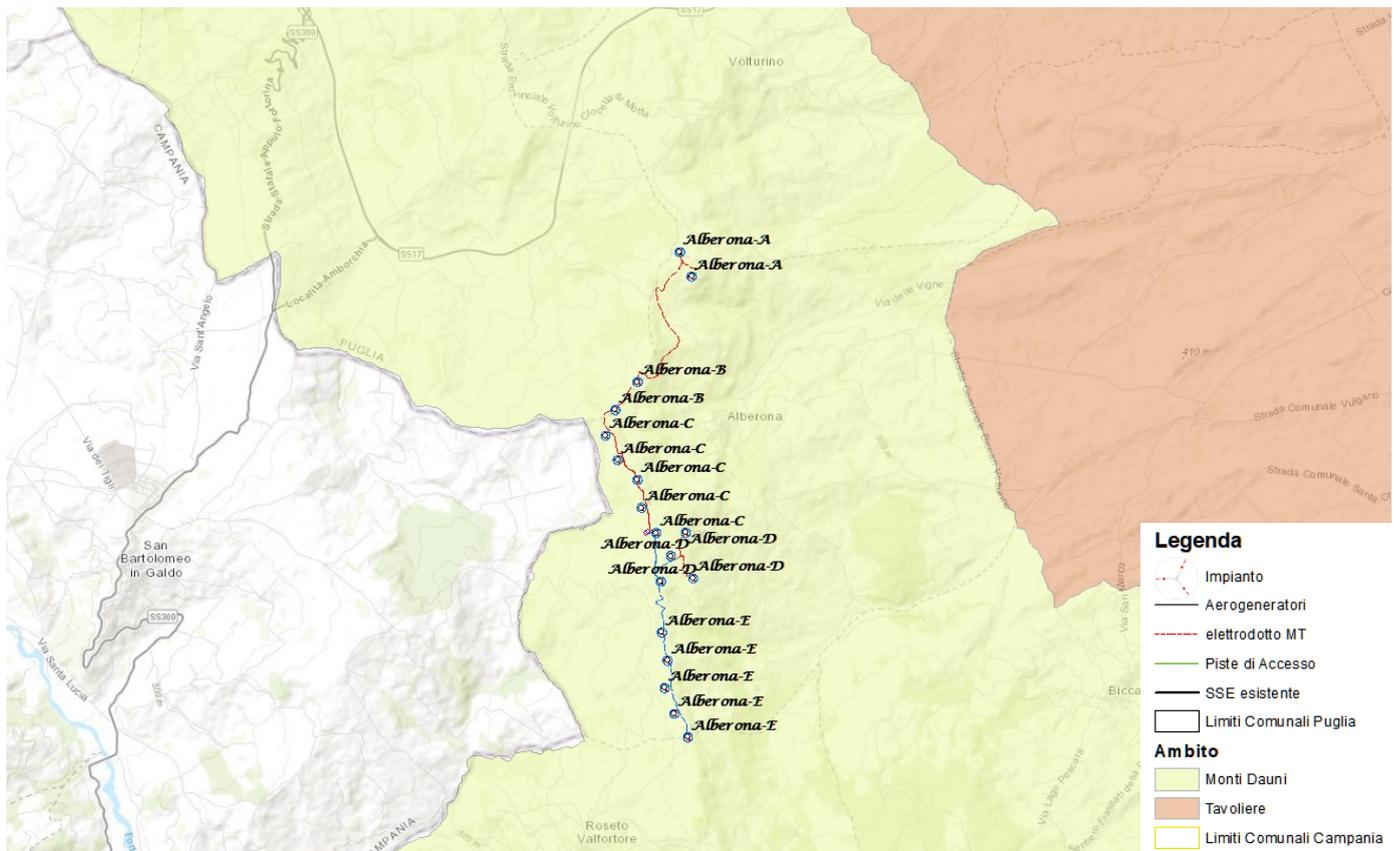


Figura 5.2. – Ambito di Paesaggio 2. “Monti Dauni”: dettaglio area di progetto.

Figure territoriali 2.2 “La Media Valle del Fortore” e 2.3 “I Monti Dauni Settentrionali”.

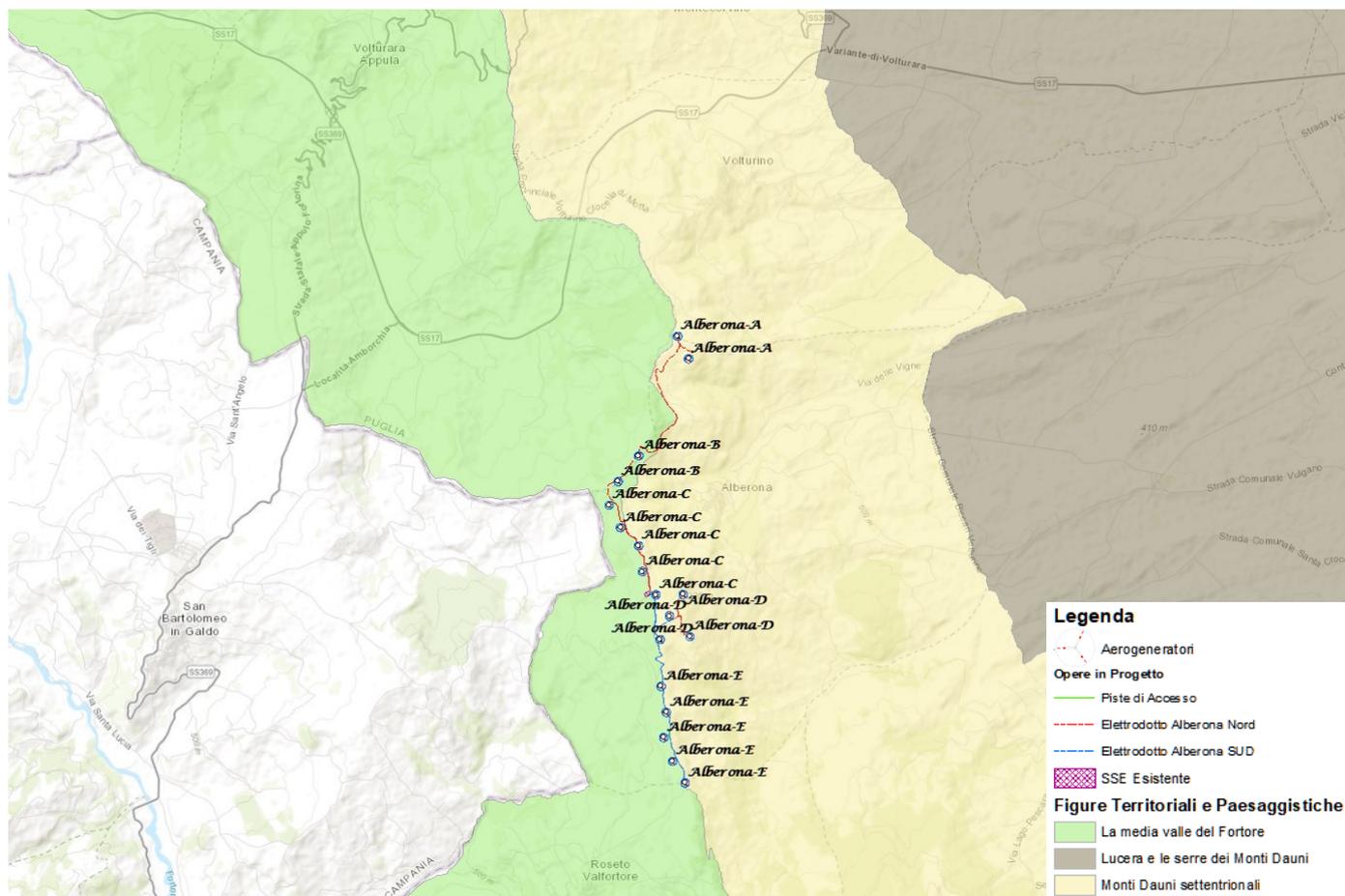


Figura 5.3. – Figure territoriali 2.2 e 2.3: dettaglio area di progetto.

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 interpodereale 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 settentrionale 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 la 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 s.l.m. 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 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 tabelle, 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, Casavecchio di Puglia, Castelnuovo della Daunia, Pietra Montecorvino, Motta Montecorvino, 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 2.2 "La Media Valle del Fortore"**

La figura territoriale è al confine con il territorio del Molise e rappresenta il collegamento tra questa regione e i centri del subappennino che si affacciano sul Tavoliere (I Monti Dauni settentrionali). Il confine tra queste due figure corre lungo i crinali da nord a sud. Il lago artificiale di *Occhito* è posto invece sul confine regionale: sorto alla fine degli anni '50 del novecento è oggi un luogo ricco di interesse sia dal punto di vista paesaggistico che naturalistico, perché è diventato l'habitat naturale di centinaia di esemplari di

flora e fauna, oltre ad avere condizionato una parte dell'insediamento recente che si confronta con questa nuova importante presenza. Nell'area delimitata dalla figura territoriale sono ampie le macchie boscate, in un mosaico fitto con il seminativo. Questo è presente anche in luoghi a forte acclività.

I centri urbani sono di ridotte dimensioni, come Carlantino, Celenza Val Fortore, San Marco la Cato-la, Volturara: stanno alti sui crinali e sono collegati da strade tortuose che si snodano lungo percorsi di notevole suggestione paesaggistica. Nel territorio aperto prevale la dimensione rurale piuttosto che naturalistica, con la presenza di rade masserie.

#### *Trasformazioni in atto e vulnerabilità della figura territoriale*

L'elemento più connotante è da rintracciarsi nella natura rurale e boschiva, con un assetto dei centri e dell'organizzazione del territorio aperto che si può definire tradizionale. Questi elementi presentano criticità per i fenomeni di abbandono, con la contraddizione della sobria disposizione dei centri su crinale, che tendono a essere intaccati da episodi di edilizia non coerente specie ai margini. La presenza della diga d'Occhito ha trasformato in gran parte l'assetto territoriale della figura verso ovest, e la criticità qui è dovuta all'addensarsi di episodi di edificazione in affaccio alla recente area del lago.

#### **5.2.3 Figura Territoriale 2.3 "I Monti Dauni Settentrionali"**

Questa figura afferisce (insieme alla figura territoriale di Lucera, dell'ambito del Tavoliere) al morfotipo territoriale 20, "*Il sistema a ventaglio di Lucera*", ovvero a quel sistema di strade a ventaglio lungo i versanti dei Monti Dauni nord occidentale che, partendo dalla cerniera di Lucera, interconnettono i centri collinari in posizione ribassata alla linea di crinale. Un crinale pressoché continuo separa la figura territoriale dal sistema della media valle del Fortore.

La sua struttura è caratterizzata da valli poco incise e ampie, generate da torrenti a carattere prevalentemente stagionale, che si alternano a versanti allungati in direzione nord-ovest/sud-est, sui quali si attestano, in corrispondenza del crinale, gli insediamenti principali affacciati direttamente sulla grande piana del Tavoliere.

A nord si accentrano i nuclei di Casalnuovo Monterotaro, Casavecchio di Puglia, Castelnuovo della Daunia, che definiscono per prossimità un sistema riconoscibile attestato sui crinali, mentre poco più a sud il sistema delle strade a ventaglio che si diparte da Lucera intercetta i centri di Pietra Montecorvino, Motta Montecorvino, Volturino, Alberona, Biccari, Faeto, Castelluccio Valmaggiore, rafforzandone le relazioni con le città del Tavoliere.

In questa figura le estese coperture di seminativo del Tavoliere si frammentano salendo verso ovest mentre le aree boscate attraverso la struttura delle serre penetrano a est verso la piana.

#### *Trasformazioni in atto e vulnerabilità della figura territoriale*

I processi di abbandono che coinvolgono i Monti Dauni hanno indebolito sia il rapporto di lunga durata che gli stessi centri mantenevano con l'immediato intorno (orti, frutteti, una netta separazione dei tessuti urbani densi dalla campagna di prossimità) sia con l'intorno più ampio (il mosaico di macchie boschive, seminativo).

L'iniziale carattere di episodicità degli impianti eolici è stato sostituito da una maggiore estensione del fenomeno: proprio in questa figura, in posizione di quinta scenica rispetto al Tavoliere, gli impianti assumono un carattere immanente, contrapponendosi visibilmente alle invarianti territoriali di lungo periodo e divenendo una delle più rilevanti criticità.

#### 5.2.4 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, l'area totale dell'impianto, compreso il tracciato del cavidotto, non interessano siti di tal genere ma **rientrano all'interno del buffer di protezione pari a 5 Km.**

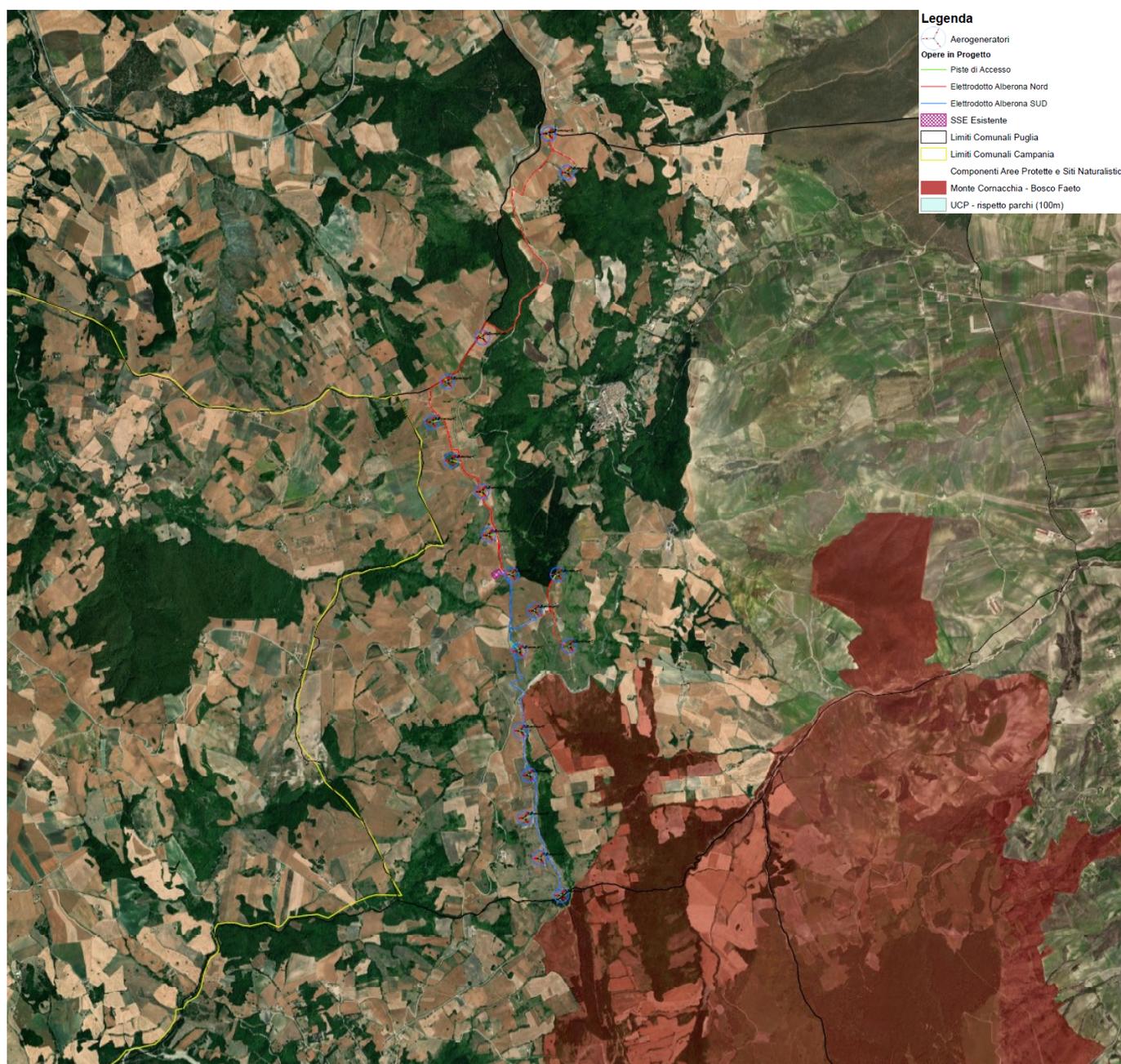


Figura 5.4. – Stralcio Carta della Struttura ecosistemica e ambientale – Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici.

Dalla carta delle componenti botanico-vegetazionali di seguito riportata, si evince che alcuni aerogeneratori e parte del tracciato del cavidotto interessano la componente denominata “UCP – Aree di rispetto dei boschi (100m)”, la componente denominata “UCP – Prati e Pascoli Naturali”.

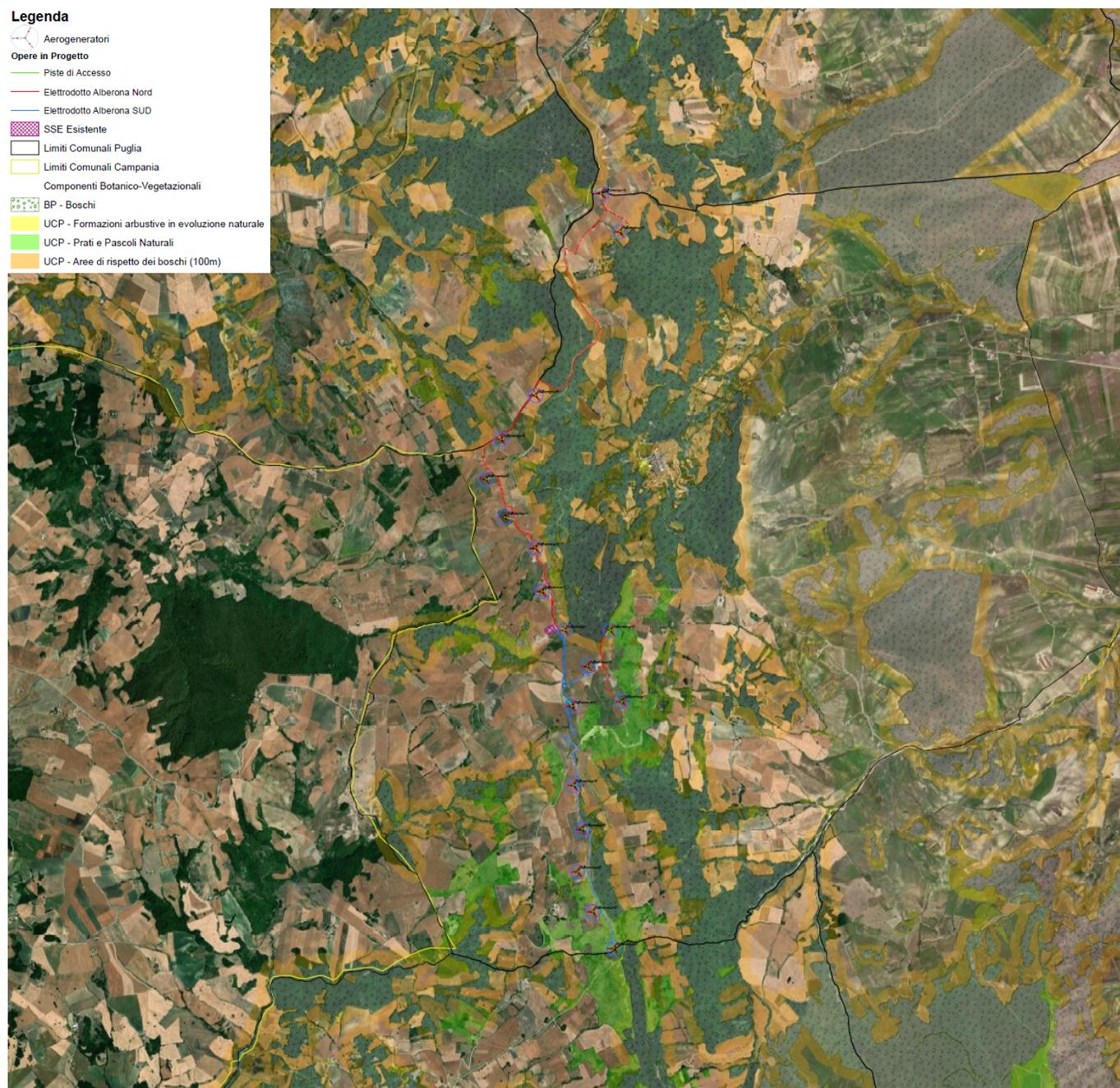


Figura 5.5. – Stralcio Carta della Struttura ecosistemico-ambientale – Componenti botanico-vegetazionali.

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



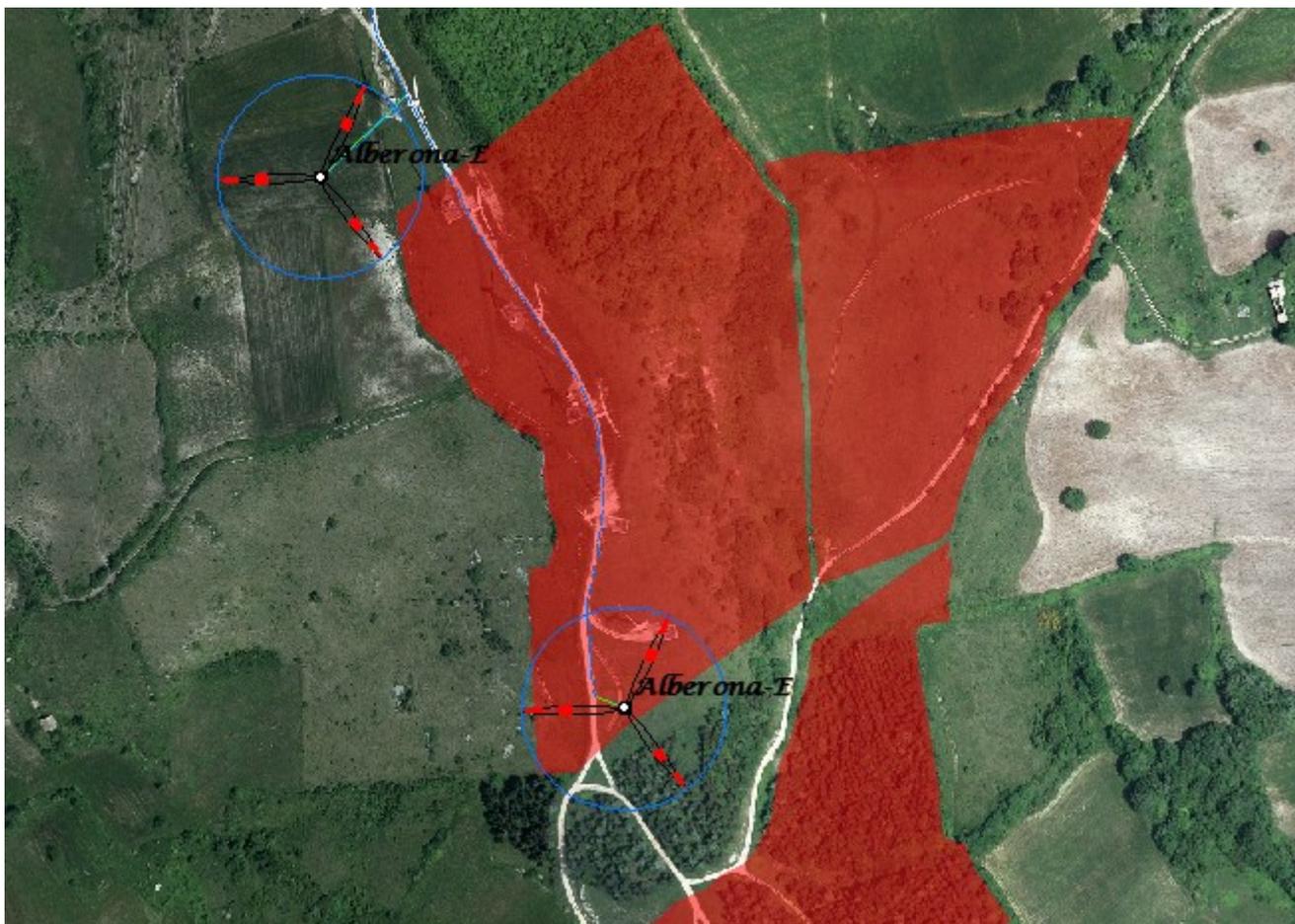


Figura 5.7. – Stralcio Carta della Struttura antropica e storico-culturale – Componenti culturali e insediative.

Il cavidotto e l'ultimo aerogeneratore interferiscono con il Bene Paesaggistico Demani "ACQUASALSA - MOLIGNANA" e "POZZILLO".

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

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, e **medio** in prossimità di aree con presenza di dati che testimoniano contesti di rilevanza archeologica (o le dirette prossimità).

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

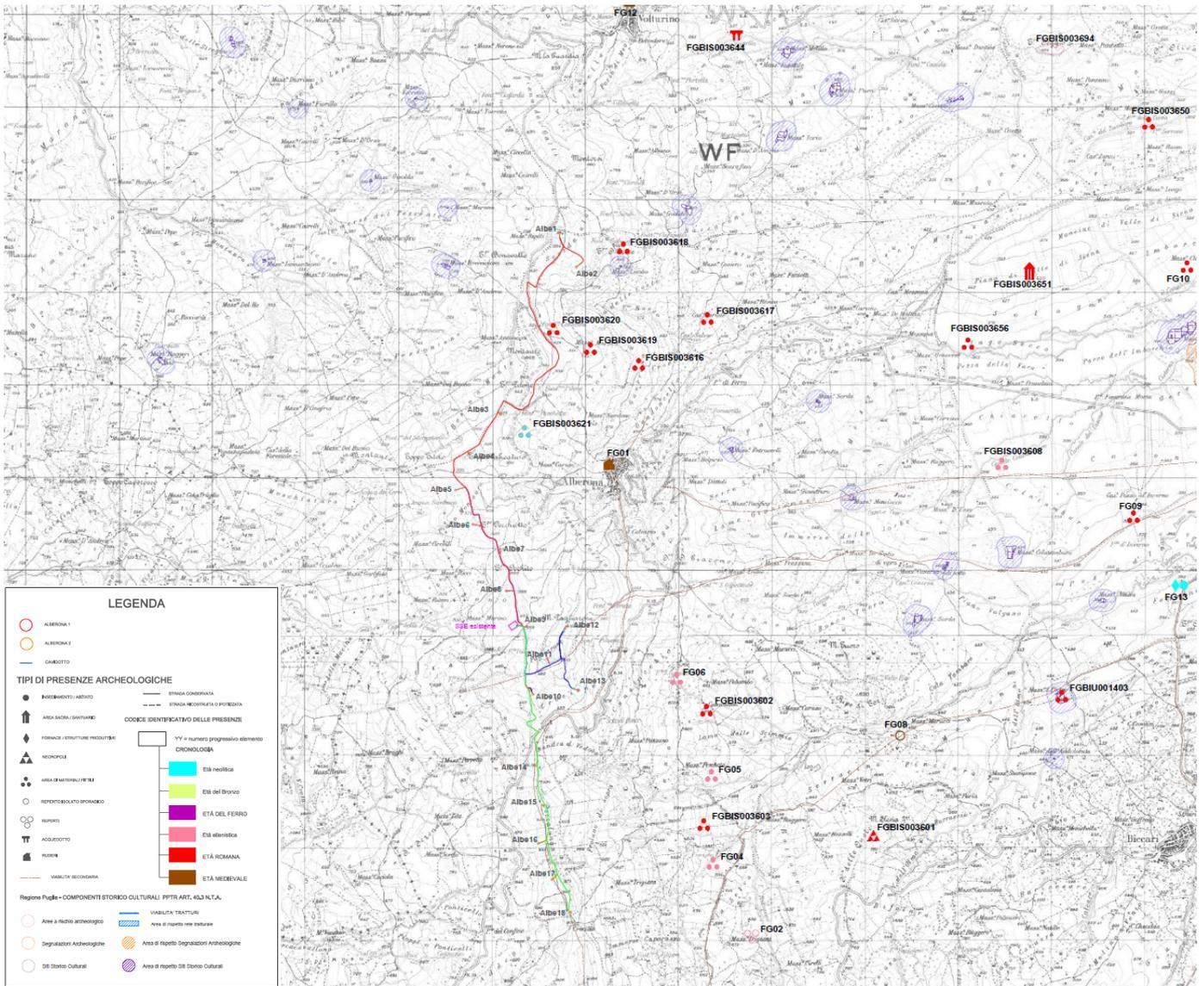


Figura 5.8. – Stralcio Carta delle Presenze Archeologiche.

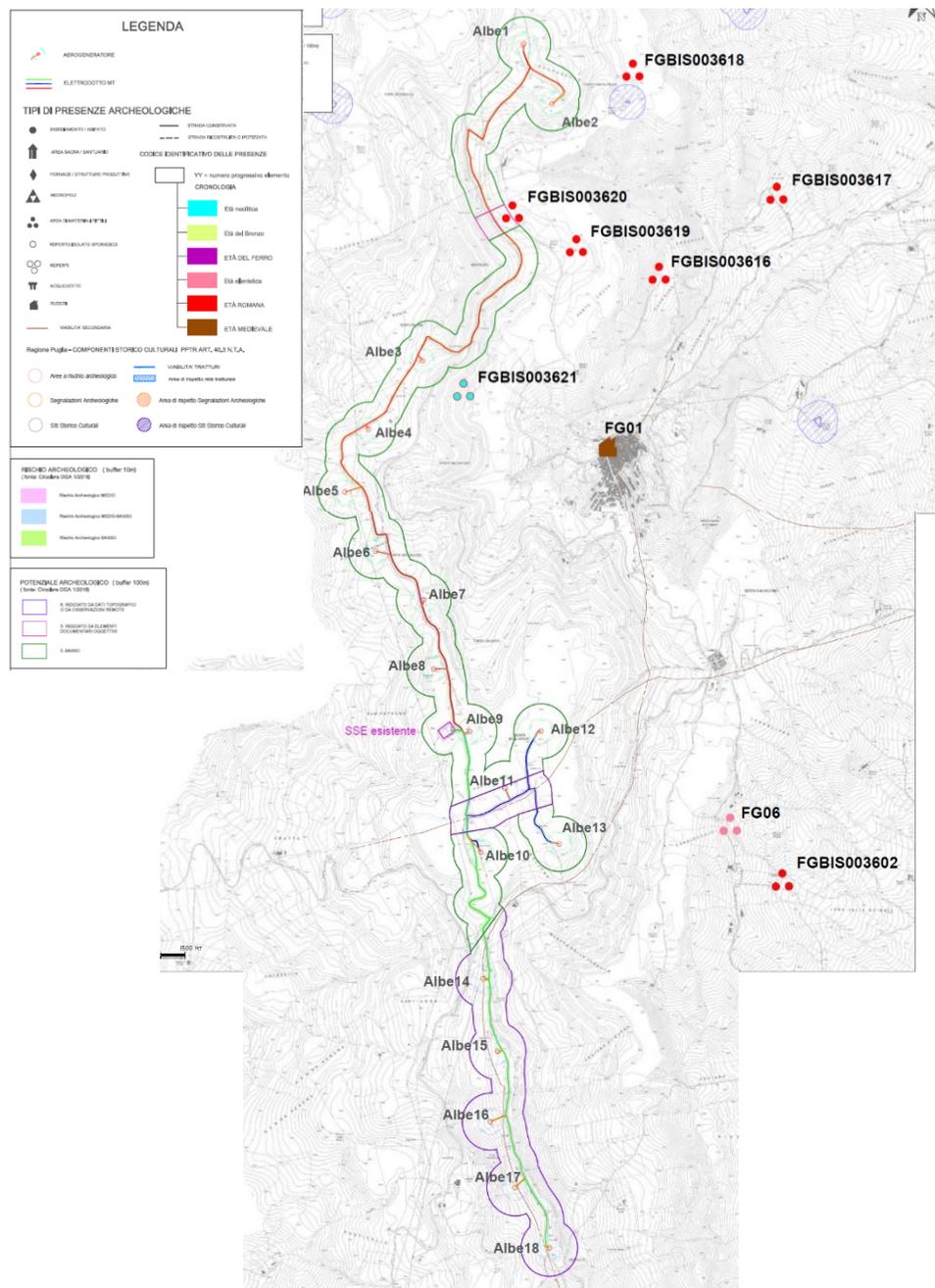


Figura 5.9. – Stralci Carta del Rischio Archeologico.

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%”.

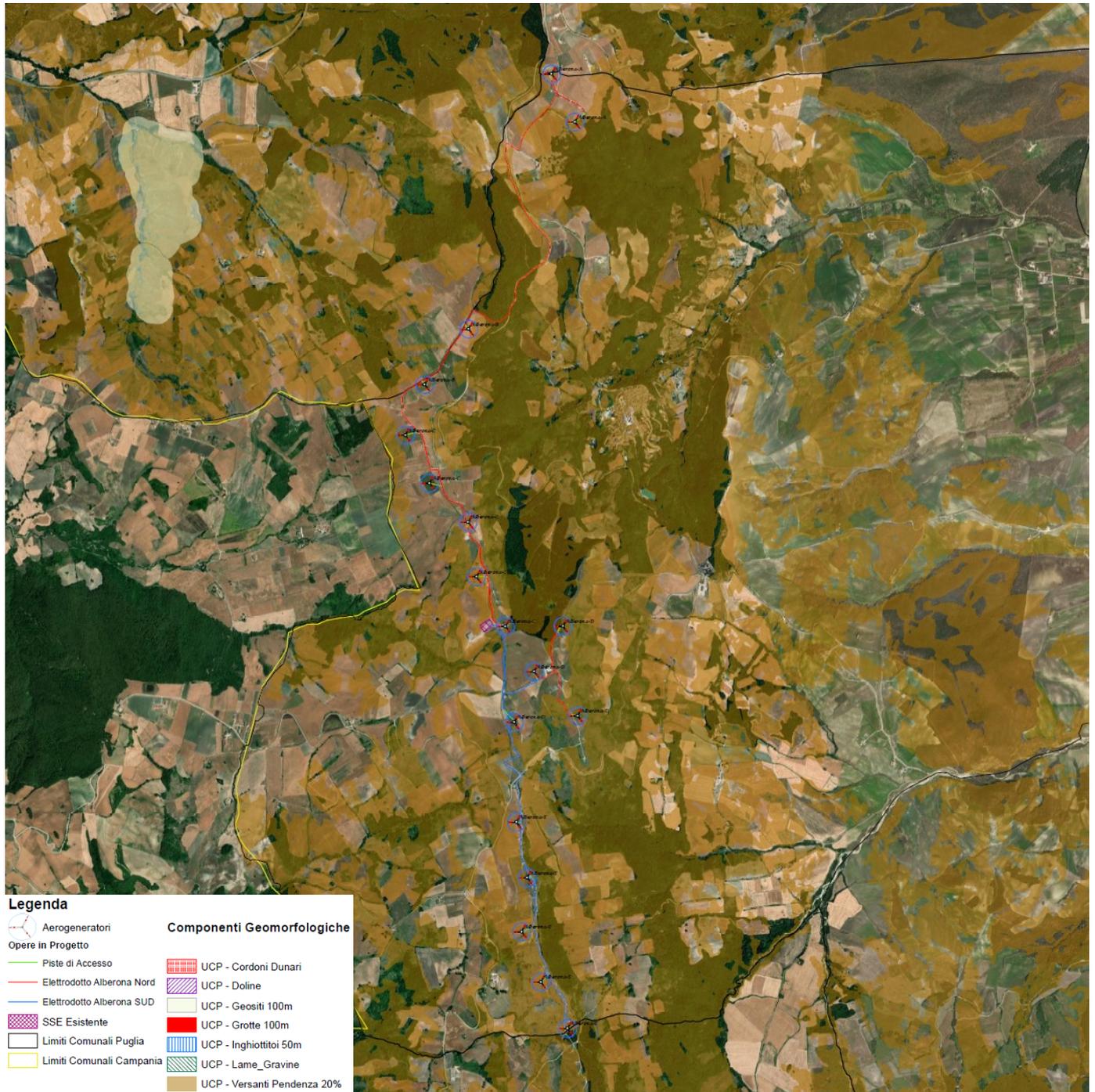


Figura 5.10. – Stralcio Carta della Struttura Idrogeomorfologica – Componenti geomorfologiche.

L’immagine seguente mostra le interferenze dell’area di progetto in merito alle componenti idrologiche:

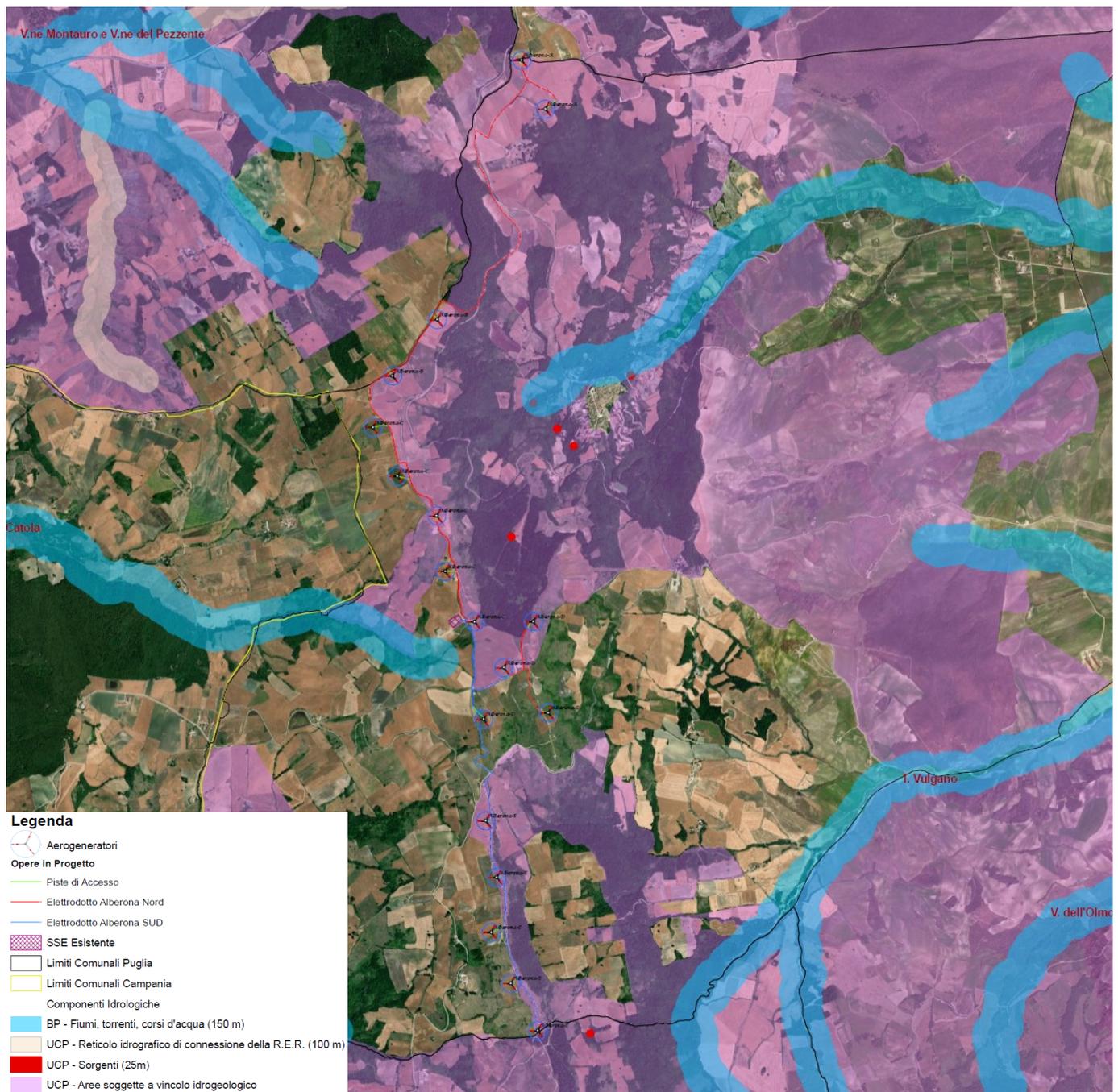


Figura 5.11. – Stralcio Carta della Struttura Idrogeomorfologica – Componenti idrologiche.

L'interferenza dell'area sede degli aerogeneratori e parte del tracciato del cavidotto interessa 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:

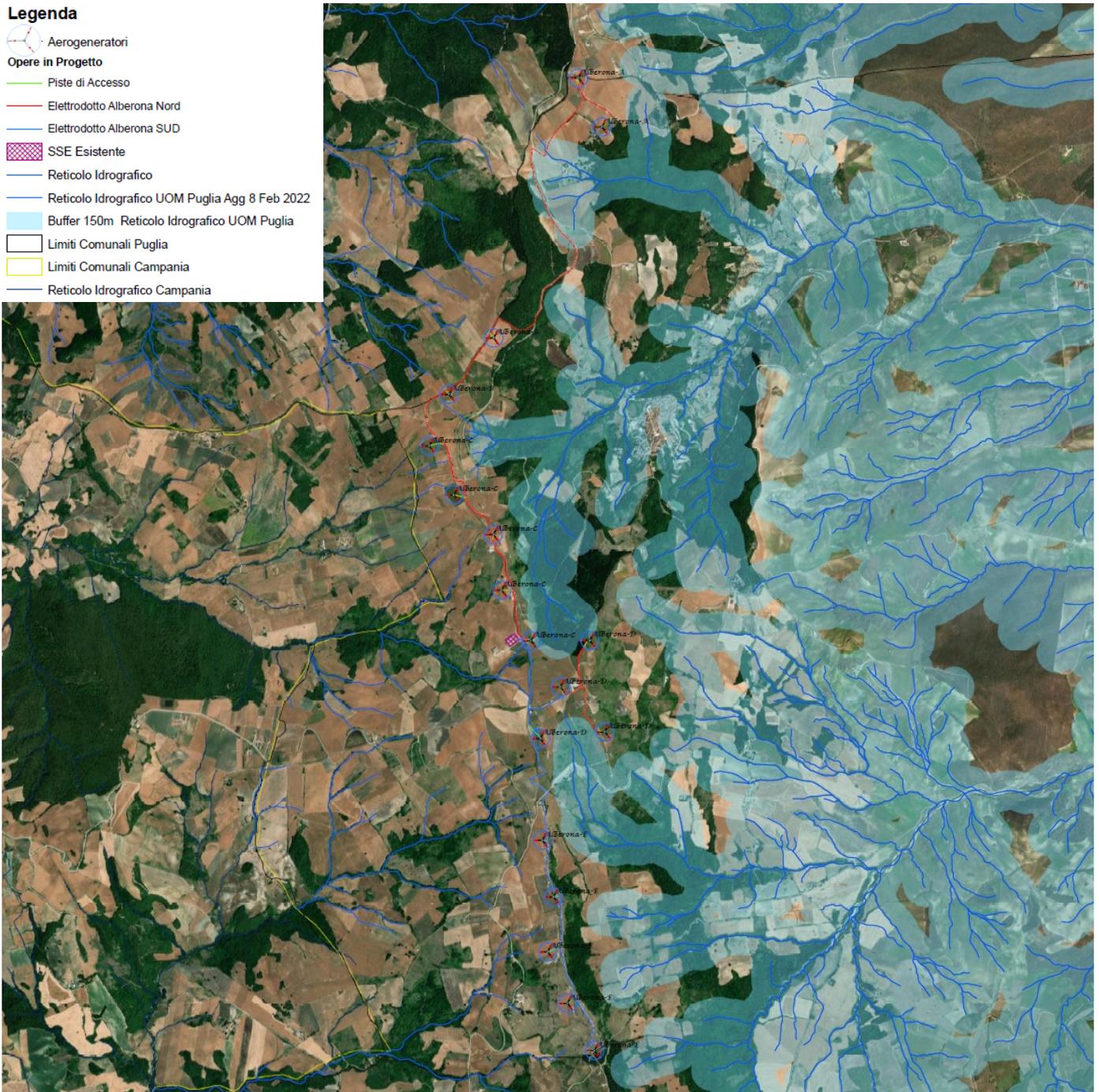


Figura 5.12. – Stralcio Carta del Reticolo Idrografico (agg. Febbraio 2022 UOM PUGLIA).

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 si evince che alcune parti del tracciato del cavidotto interessano la componente “UCP – Strade a Valenza Paesaggistica” denominata “*appennino: strade delle serre*”.

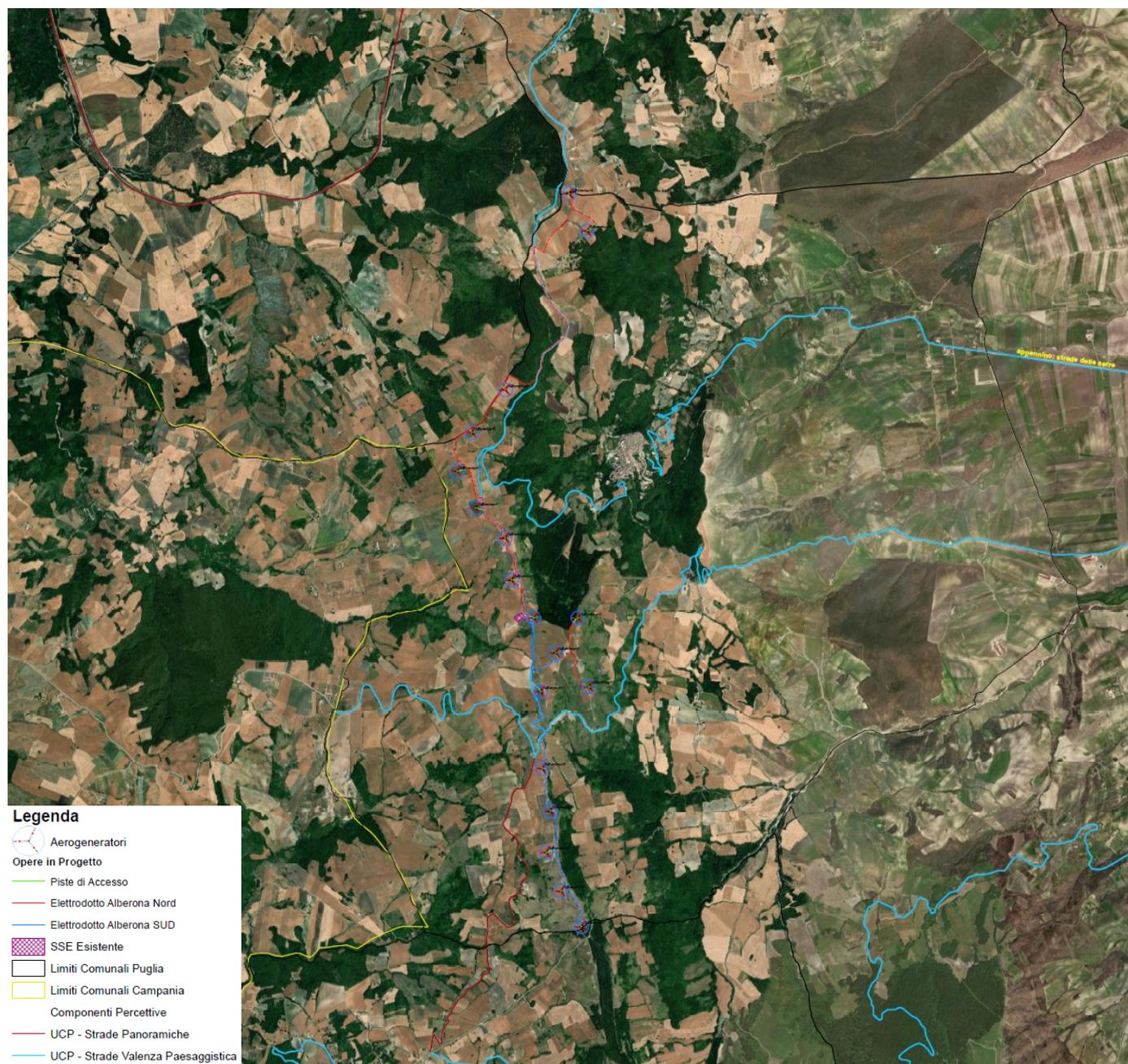


Figura 5.13. – Stralcio Carta della Struttura antropica e storico-culturale – Componenti dei valori percettivi.

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 dell'elettrodotto MT è rimasto lo stesso del vecchio impianto mentre sono state modificate, anche se di poco, le posizioni delle torri eoliche.

### 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.

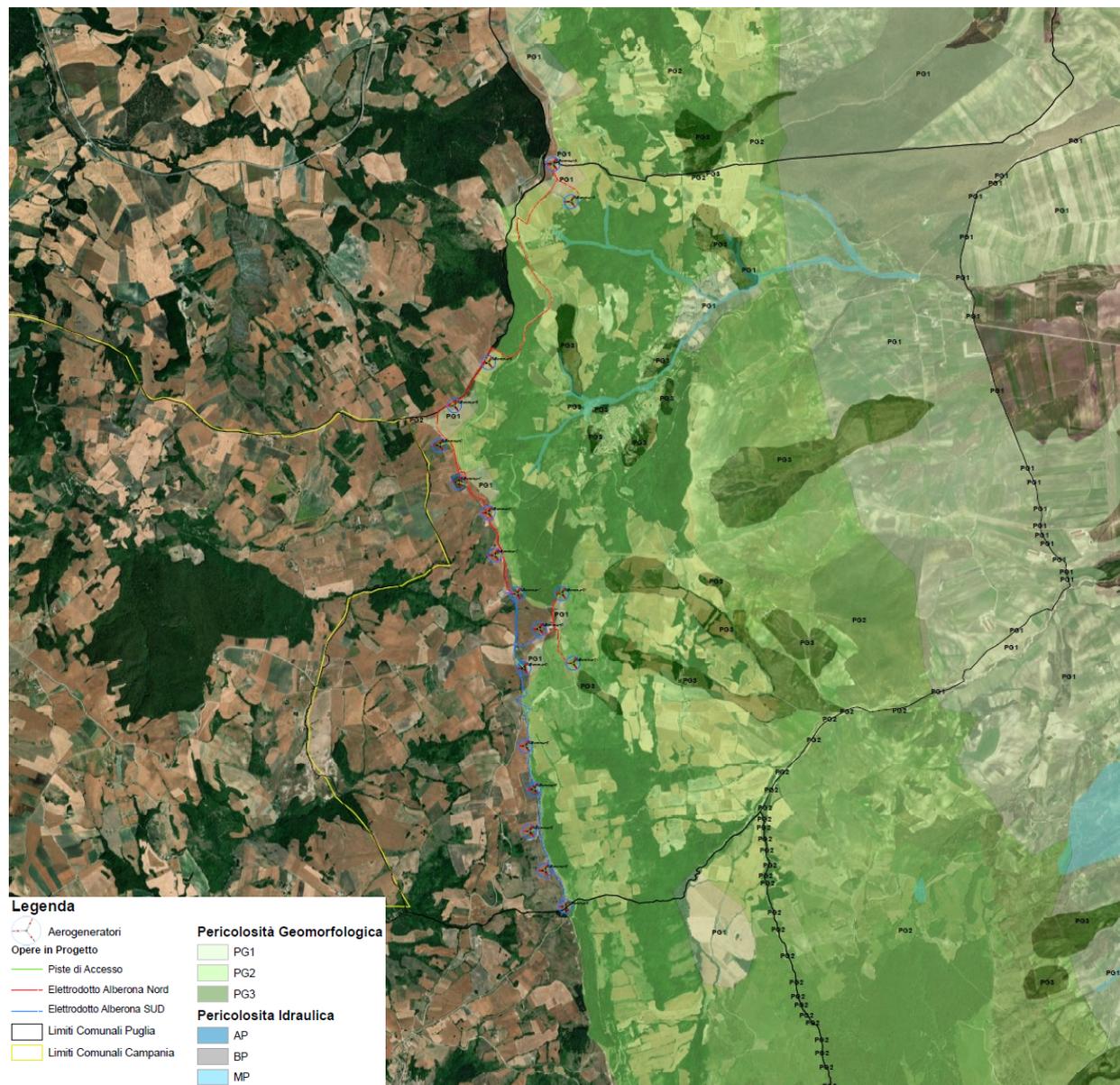


Figura 5.14. – Inquadramento dell'area d'intervento su PAI – Pericolosità idraulica.

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 totale dell'impianto, compreso il tracciato del cavidotto, non interessano siti di tal genere ma **rientrano all'interno del buffer di protezione pari a 5 Km** stabilito per tutti i 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](http://www.sit.puglia.it).

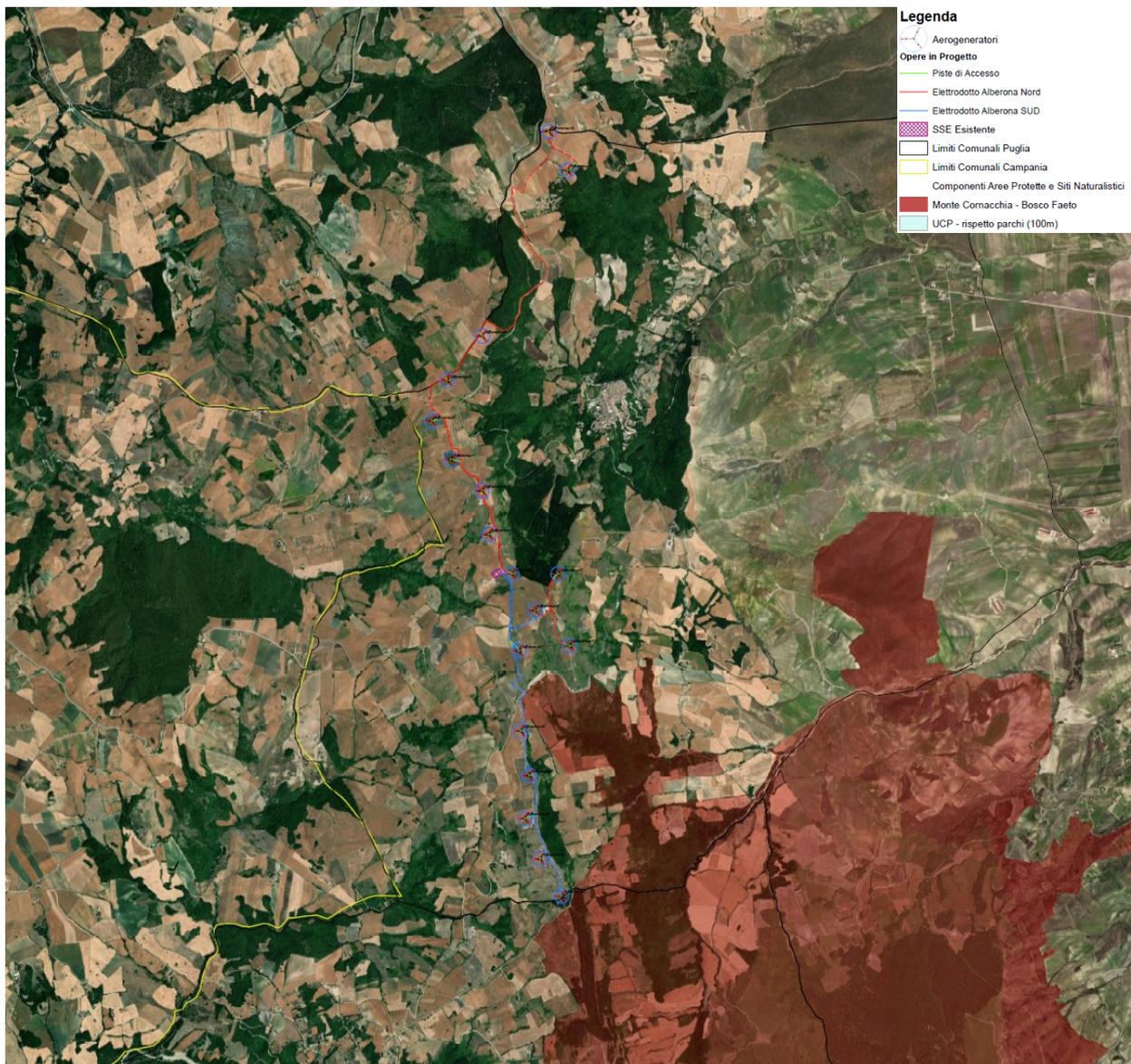


Figura 5.15. – Inquadramento generale Aree Naturali Protette.

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 ma in prossimità del loro Buffer di protezione.**

### **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, alcuni aerogeneratori e parti del tracciato del cavidotto ricadono all'interno di alcuna dell'area istituita dal Piano Faunistico Venatorio denominata 6 – “Zona di ripopolamento e cattura CD711652 Monte Pagliarone”.

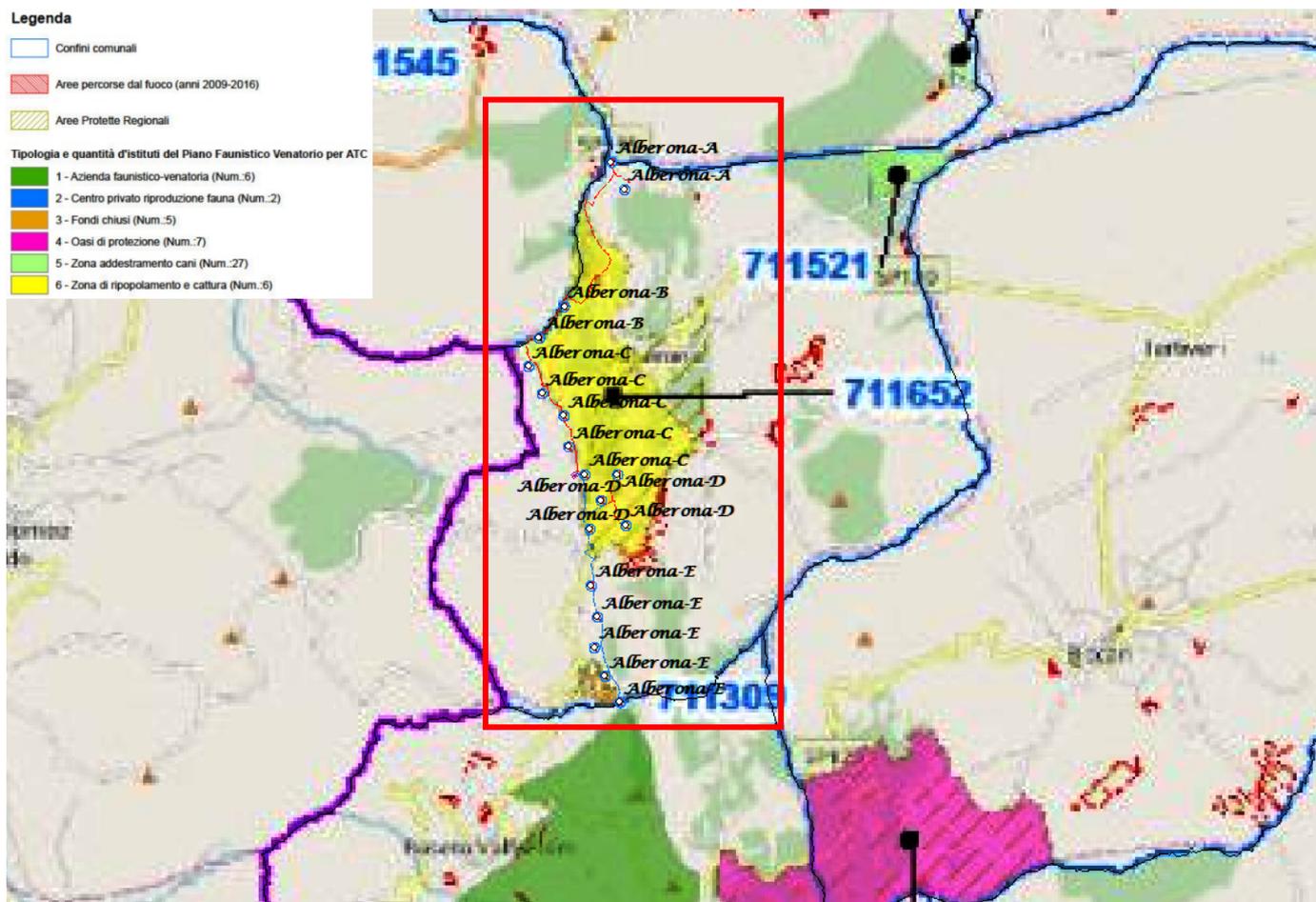


Figura 5.16. – Stralcio Piano Faunistico Venatorio – Ambito Territoriale di Caccia “Capitanata”: in rosso l’area di progetto.

### 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.

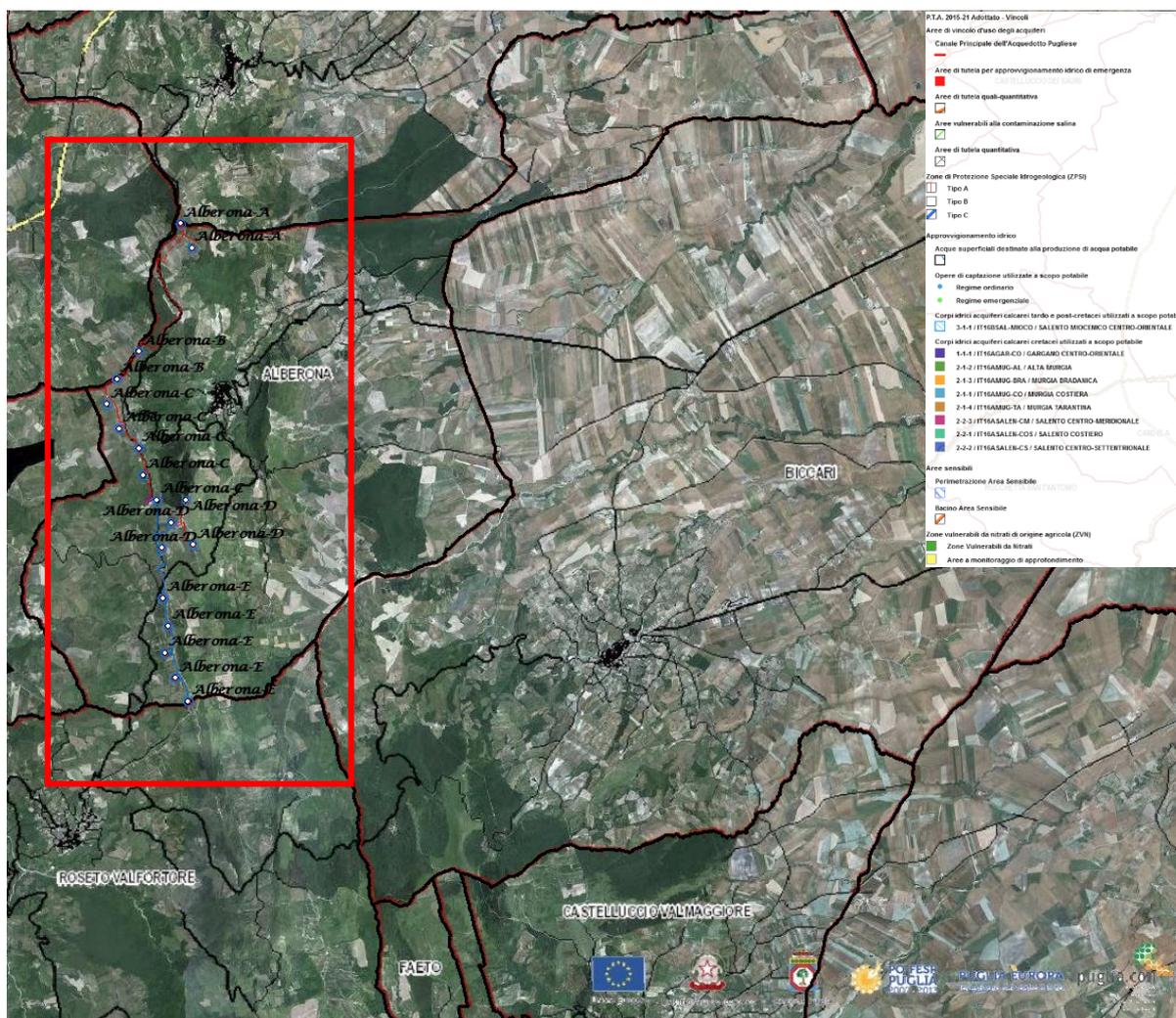


Figura 5.17. – Stralcio Piano di Tutela delle Acque: Fonte <http://webapps.sit.puglia.it/freewebapps/ConsultaPubbPTA2019/>.

Come si evince dalla figura precedente, il sito (in rosso) non ricade 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.

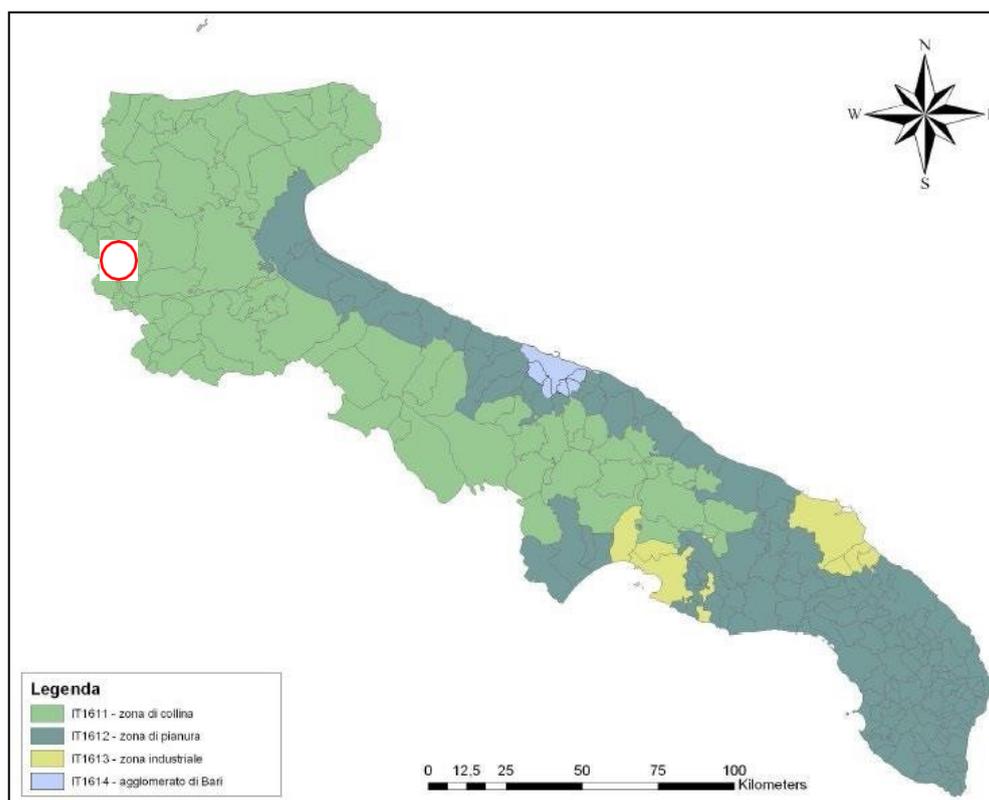


Figura 5.18. – Zonizzazione del territorio regionale: in rosso l'area di progetto.

L'area di progetto dell'impianto eolico e dell'impianto di rete per la connessione ricade nel comune di Alberona (FG). In tale zona, 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;
- SO<sub>2</sub>, NO<sub>2</sub>, 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.

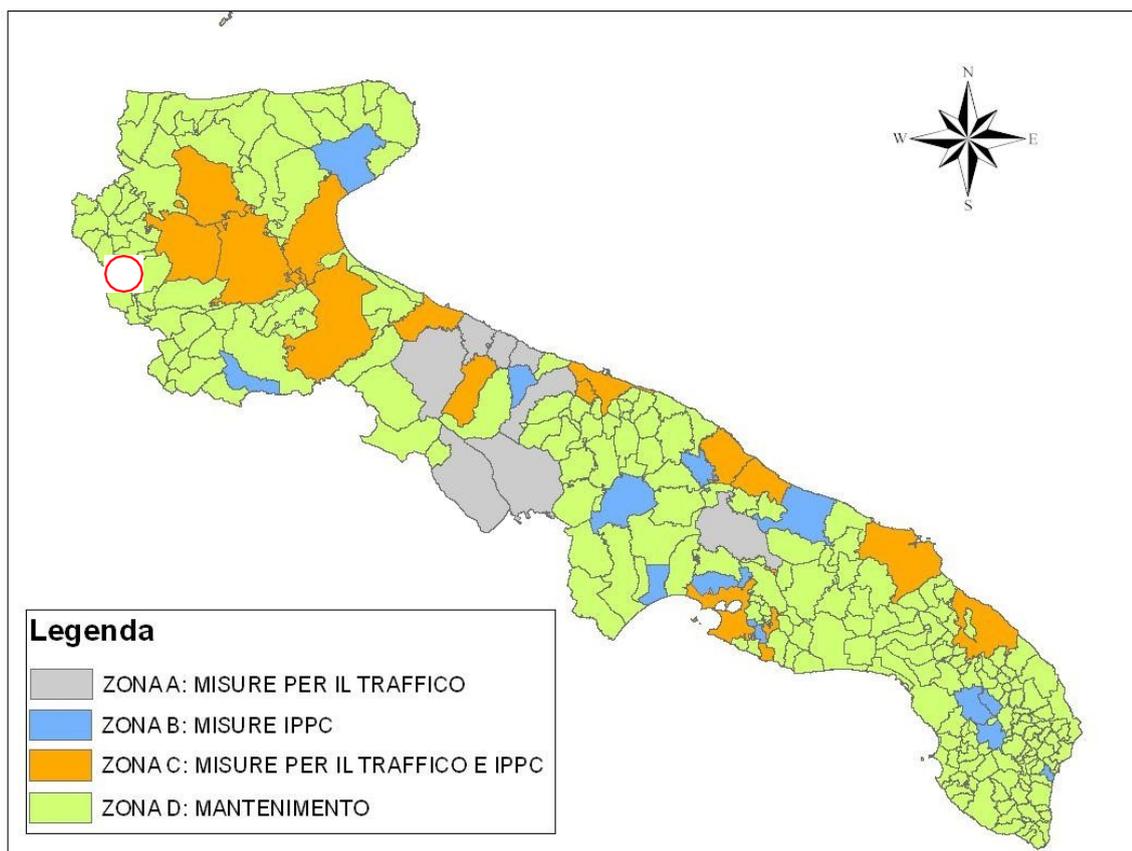


Figura 5.19. – Localizzazione dell'area dell'Impianto sulla Zonizzazione operata ai sensi del D. Lgs. 155/10.

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 instal-

lazione 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 5.20. è visibile l’inquadramento del nuovo Impianto di Produzione Eolica 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: si aggiunge, inoltre, che il futuro impianto eolico rientra in tutto il suo sviluppo nella Zona I.B.A. denominata 126 “Monti della Daunia”.

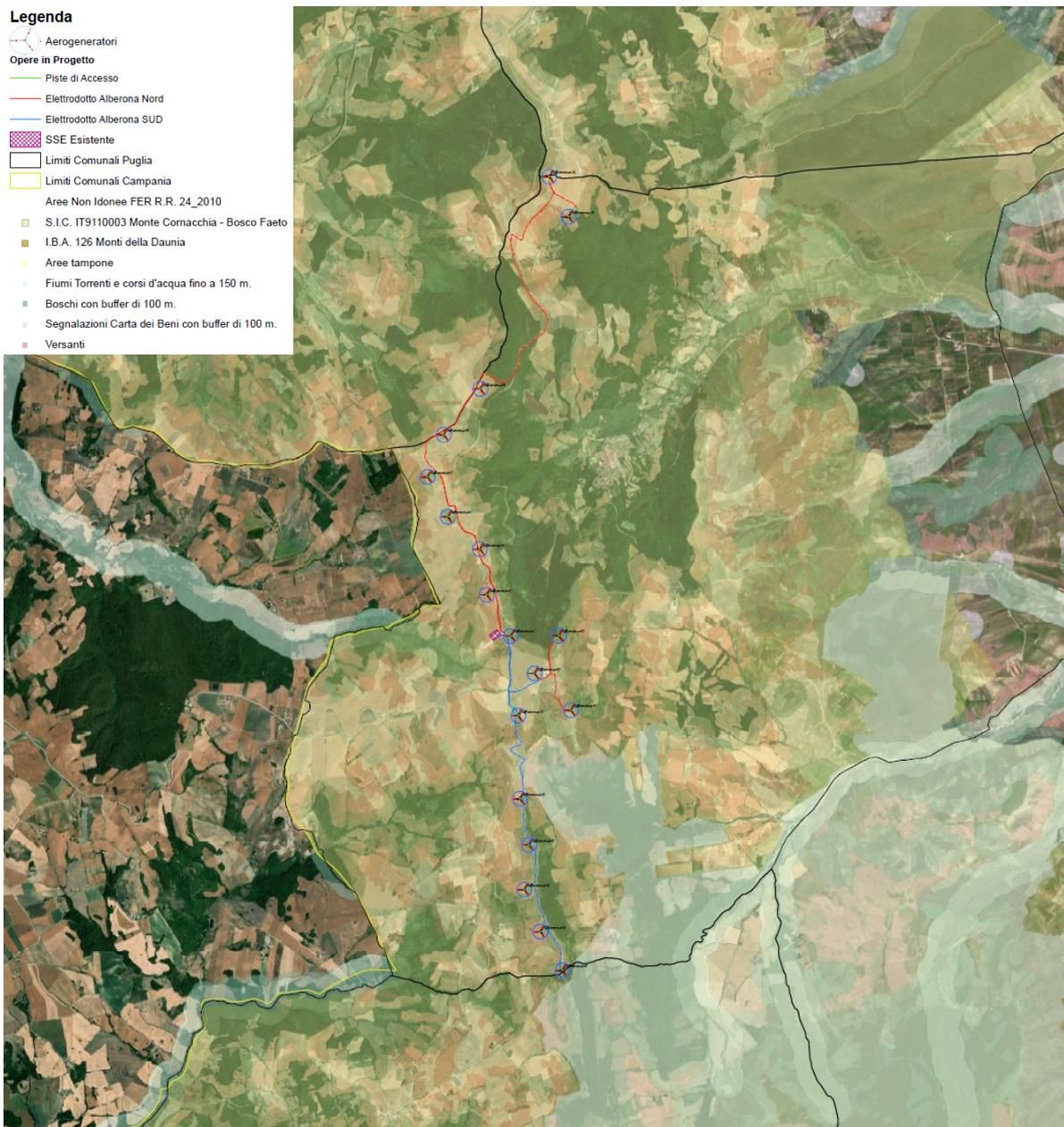


Figura 5.20. – Stralcio Carta Aree non Idonee FER R.R. 24\_2010.

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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>.

#### **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															
n. 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	Alberona	FG	DCC n. 26 del 21/12/08	DCC n. 34 del 04/08/10	DCC n. 35 del 28/09/11	DCC n. 21 del 31/03/2012			103,1267	1.3752	2.7928	0,0000	0,0078	3,7821	Aggiornato al 2011
2	Alberona	FG													Dati non pervenuti
3	Arazzo di Puglia	FG	DCC n. 12 del 27/09/09	DCC n. 34 del 20/12/10	DCC n. 39 del 30/11/2011	DCC n. 9 del 03/04/2012			21,1807	2,8981	0,0000	9,3206	34,5879		Aggiornato al 2011
4	Azzurra	FG													Dati non pervenuti
5	Bosco Salsano	FG							87,7548	87,8547	19,2489	88,3162	19,8054	0,1284	Dati non pervenuti
6	Bosari	FG	DCC n. 93 del 20/06/10	DGC n. 128 del 22/09/11	DGC n. 137 del 13/10/11				18,4108	0,8007		2,5006	23,7002	0,0573	Aggiornato al 2010
7	Bovino	FG							51,2541	2,8848	107,3172	112,7277	62,8015	1,8667	Dati non pervenuti
8	Castelluccio Gargano	FG							890,5415	3,1000	17,2187	301,3438	28,2311	1,8906	Dati non pervenuti
9	Caricola	FG			DGC n. 10 del 19/02/12	DGC n. 187 del 19/12/2013	DGC n. 187 del 19/12/2013	DGC n. 89 del 07/07/2014			2,2757	0,3026			Aggiornato al 2013
10	Carapelle	FG													Dati non pervenuti
11	Carantino	FG	Det. N. 33 del 20/03/2010	Det. N. 34 del 20/03/2010	Det. N. 34 del 11/03/11		Det. Dir. N. 280 del 18/12/2013		73,1190	0,1889	0,4558		2,0854	0,5072	Aggiornato al 2013
12	Carpieno	FG							7,2834	1,4107	13,4174	1,1284			Dati non pervenuti
13	Casamunoro Montemarano	FG	DCC n. 48 del 20/11/10	DCC n. 48 del 20/11/10	DCC n. 5 del 03/03/12	DCC n. 5 del 04/03/2012			8,1782	2,4711	4,4208	10,7401	24,5418	8,8888	Aggiornato al 2011 Provvisoria 2012
14	Casavento di Puglia	FG							0,5602				0,9442		Dati non pervenuti
15	Castelluccio Del Saut	FG			DGC n. 86 del 23/09/11	DGC n. 140 del 12/12/2012		DGC n. 128 del 17/11/2014			18,8724	21,3334		1,1327	Aggiornato al 2013
16	Castelluccio Valmaggiore	FG	Nota n.05503 del 10/12/10	Nota n.05503 del 10/12/10			DGC n. 72 del 07/10/2013	DGC n. 55 del 22/09/2014	18,2032		2,5556		5,0979		Aggiornato al 2013
17	Castelluccio della Umbra	FG							11,1584		11,2729	0,2650			Dati non pervenuti
18	Celestina Valfortore	FG							59,4743	0,5331	4,0703	4,4723	31,4939	15,3300	Dati non pervenuti
19	Celle Di San Vito	FG							19,8929	1,2174		2,4197	184,7325		Dati non pervenuti
20	Cerignola	FG							7,7330	1,0778		80,6050			Dati non pervenuti
21	Cesina	FG	DGC n. 58 del 09/06/2013	DGC n. 58 del 09/06/2013		DGC n. 48 del 09/09/2013	DGC n. 39 del 18/05/2014		2,1811	12,9103		3,1396	25,1511	0,2043	Aggiornato al 2012
22	Dall'alto	FG	DGC n. 223 del 21/12/09	DGC n. 141 del 22/09/11	DGC n. 141 del 22/09/11				0,2148	2,9599	0,8240	2,3027			Aggiornato al 2010
23	Diardi	FG	DGC n. 271 del 21/12/10	DGC n. 217 del 21/12/10			DGC n. 39 del 13/05/2014	DGC n. 39 del 13/05/2014	4,4008	5,2709		0,1114	13,2219	1,2064	Aggiornato al 2012
24	Foggia	FG							28,2006	12,1075	0,3704			27,2028	Dati non pervenuti
25	Ischella	FG							8,1169	5,9441	9,7897	0,9443			Dati non pervenuti
26	Isore Tremù	FG													Dati non pervenuti
27	Lucera	FG				Det. Dir. N. 518 del 28/07/2013			32,8790	5,2394	25,6780	24,1131			Aggiornato al 2010 del 2011 del 2012 del 2013 del 2014 del 2015 del 2016 del 2017 del 2018 del 2019 del 2020 del 2021 del 2022 del 2023
28	Lucera	FG	DGC n. 121 del 07/05/10						2,8744		18,1887	12,3919	32,8672	2,3763	Aggiornato al 2009
29	Marone	FG							5,6881	0,2851	4,4962	4,8911	1,8628	2,8418	Dati non pervenuti
30	Mattinata	FG	DCC n. 84 del 19/11/09		DCC n. 48 del 21/10/11				19,8887		1,9552	132,3324		10,1940	Aggiornato al 2010
31	Monte Sant'angelo	FG	DCC n. 93 del 09/11/09	DCC n. 18 del 27/07/2011	DCC n. 53 del 30/11/2011	DCC n. 58 del 20/11/2012	DCC n. 8 del 23/02/2015		39,6377	6,8939	0,1663	5,2038	75,1131	1,1310	Aggiornato al 2012
32	Montebasse di Puglia	FG							1,5972						Dati non pervenuti
33	Monteonevoso	FG							7,1183	0,7715	0,3462	2,3681	2,7892		Dati non pervenuti
34	Ordona	FG													Dati non pervenuti
35	Ordona di Puglia	FG	DGC n. 86 del 07/12/12	DGC n. 86 del 07/12/2012	DGC n. 86 del 07/12/2012	DGC n. 86 del 07/12/2012			46,7059	12,7189	27,8764	73,2165	170,0778		Aggiornato al 2011
36	Oria Nuovo	FG													Dati non pervenuti
37	Panni	FG							12,7789	22,8748		68,4305	33,0371		Dati non pervenuti
38	Peschici	FG							0,0780		1,3001	0,4022	31,2865	1,0395	Aggiornato provvisoria del 2007 al 2011
39	Pietramontecorvino	FG							5,1252		0,9459	10,8939	1,4507	7,2519	Dati non pervenuti
40	Poggio Imperiale	FG	DGC n. 55 del 27/06/2012						0,5122			0,1112			Aggiornato al 2008
41	Rignano Garganico	FG							8,0088		1,0679	2,5195	3,3570		Dati non pervenuti
42	Rocchetta Sant'Antonio	FG	DCC n. 53 del 30/12/2011		DCC n. 53 del 30/12/2011				10,8411		0,1818				Aggiornato al 2010
43	Rofri Garganico	FG	DGC n. 142 del 08/11/2012				0,5407	0,2200		1,0286		Aggiornato al 2011			
44	Roseto Valfortore	FG	DGC n. 134 del 12/10/11			5,6881		4,4962	4,8911	1,8628	2,8418	Dati non pervenuti			
45	San Severo Biondo	FG	DGC n. 138 del 02/05/10	DGC n. 33 del 04/02/10	DGC n. 27 del 21/07/2011	DGC n. 270 del 27/12/2012			37,5566	129,0953	98,1173	171,7881	93,2210	64,0009	Aggiornato al 2011 provvisoria 2012 2013
46	San Marco in Lamis	FG	DGC n. 132 del 20/08/09	DGC n. 283 del 21/11/2012	DGC n. 283 del 21/11/2012	DGC n. 283 del 21/11/2012	DGC n. 47 del 10/03/2014		47,6276	158,8338	74,1488	3,9621	106,8022		Aggiornato al 2012
47	San Marco La Capota	FG							5,4452		5,7223	21,1881	20,3713	2,9431	Dati non pervenuti
48	San Paolo di Lividate	FG							28,0706				50,1330	5,1365	Dati non pervenuti
49	San Severo	FG													Dati non pervenuti
50	San Nicola Garganico	FG	DGC n. 129 del 21/10/10	DGC n. 129 del 21/10/10	DGC n. 71 Del 28/09/11	DGC n. 86 del 18/10/2012	DGC n. 17 del 12/03/2014		46,0098	64,3645	42,4039	28,7744	32,2082	0,8304	Aggiornato al 2012
51	Sant'Agata di Puglia	FG							33,0293	18,5073	8,1847	40,4325	28,9001		Dati non pervenuti
52	Santarcangelo	FG							39,3797		0,1847	0,5914	19,9845	4,8099	Dati non pervenuti
53	Sommariva	FG													Dati non pervenuti
54	Sommatino	FG													Dati non pervenuti
55	Tornatore	FG	DGC n. 17 del 09/02/10				DGC n. 138 del 01/10/2013		4,6209				5,5000		Aggiornato al 2012
56	Troia	FG							3,0034					0,4187	Dati non pervenuti
57	Vicoli del Gargano	FG	DCC n. 11 del 27/04/10	DCC n. 17 del 27/04/10	DCC n. 25 del 04/07/11	DCC n. 42 del 30/10/2013	DCC n. 57 del 30/08/2013	DCC n. 47 del 01/10/2014	3,2387	0,5473	7,4054	82,8077	33,8441	0,2830	Aggiornato al 2013
58	Vieste	FG	DCC n. 15 del 28/01/2010	DCC n. 108 del 06/09/10	DCC n. 49 del 22/03/2012	DCC n. 183 del 08/10/2012	DCC n. 81 del 04/06/2014	DCC n. 192 del 20/12/2014	5,9177	0,9785	11,1834	15,0416	138,0609	8,7303	Aggiornato al 2013
59	Vulturna Appula	FG							1,9788		1,7013	1,0140			Dati non pervenuti
60	Vulturno	FG							0,7433	0,4323	1,4846	0,8954	3,1421	0,3241	Dati non pervenuti
61	Zapponea	FG													Dati non pervenuti

■ 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 il comune di Alberona (FG), la precedente tabella 5.1. mostra come i dati non siano aggiornati attuali ma datati 2013.

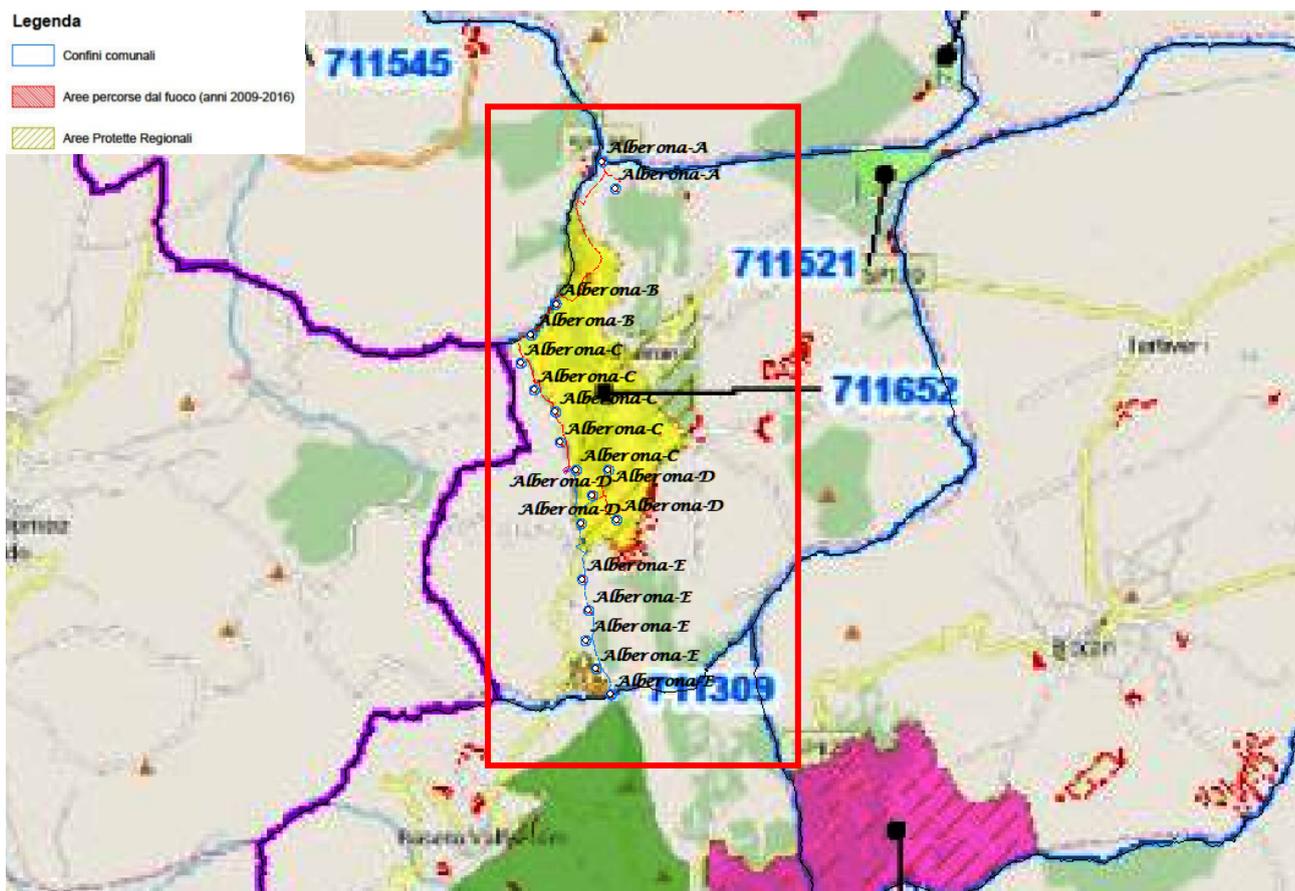


Figura 5.21. – Stralcio Piano Faunistico Venatorio – Aree Percorse dal Fuoco: in verde l'area di progetto.

### 5.11 Piano Urbanistico Generale (PUG) del comune di Alberona (FG)

L'Amministrazione Comunale di Alberona per disciplinare l'attività edilizia nel proprio territorio, in ottemperanza agli artt. 14, 15 e 16 della L.R. 31 maggio 1980 n. 56 ed artt. 9 e 11 della L.R. 27 luglio 2001 n. 20, ha determinato gli obiettivi, i criteri di impostazione, i modi ed i tempi per la formazione del nuovo strumento urbanistico: il Piano Urbanistico Generale.

Il P. di F., predisposto ai sensi dell'art. 34 della Legge n. 1150/42, adottato con delibera di C.C. n. 22/73 e successivamente approvato con D.P.G.R. n. 2385/74, ha previsto la tipizzazione di alcune aree a prevalente funzione residenziale, classificate rispettivamente in zone omogenee **A - Ba - Bc - C**; di un'area da riservare ad attività produttive di tipo artigianale, classificate in zona omogenea **D**; di aree riservate ad attrezzature turistiche classificate in zona omogenea **D'**, di aree da destinarsi a servizi, viabilità ed attrezzature pubbliche, classificate in zona omogenea **F**, di altre riservate alle zone agricole, estese a tutto il territorio comunale non tipizzato, classificate in zona omogenea **E**, e dell'individuazione dell'area per la realizzazione del nuovo macello comunale.

Il progetto del P.U.G. di Alberona si identifica in previsioni di zonizzazione e previsioni di localizzazione, così come indicato dall'art. 7 della L. 1150/42 modificato dall'art. 1 della L. 1187/68.

L'area di progetto del futuro parco eolico è localizzata nella **Zona omogenea "E" agricola** che individua l'intero territorio comunale ad esclusione del centro abitato, e risulta così distinta:

- **sottozona “E”**, caratterizzata dalla estesa presenza di suolo agrario, è destinata prevalentemente ad usi agricoli e boschivi (si rimanda all’art. 20 delle N.T.A.);
- **sottozona “Er”**, trattasi di area agricola speciale, in cui vige il vincolo di inedificabilità (si rimanda all’art. 20 delle N.T.A.).

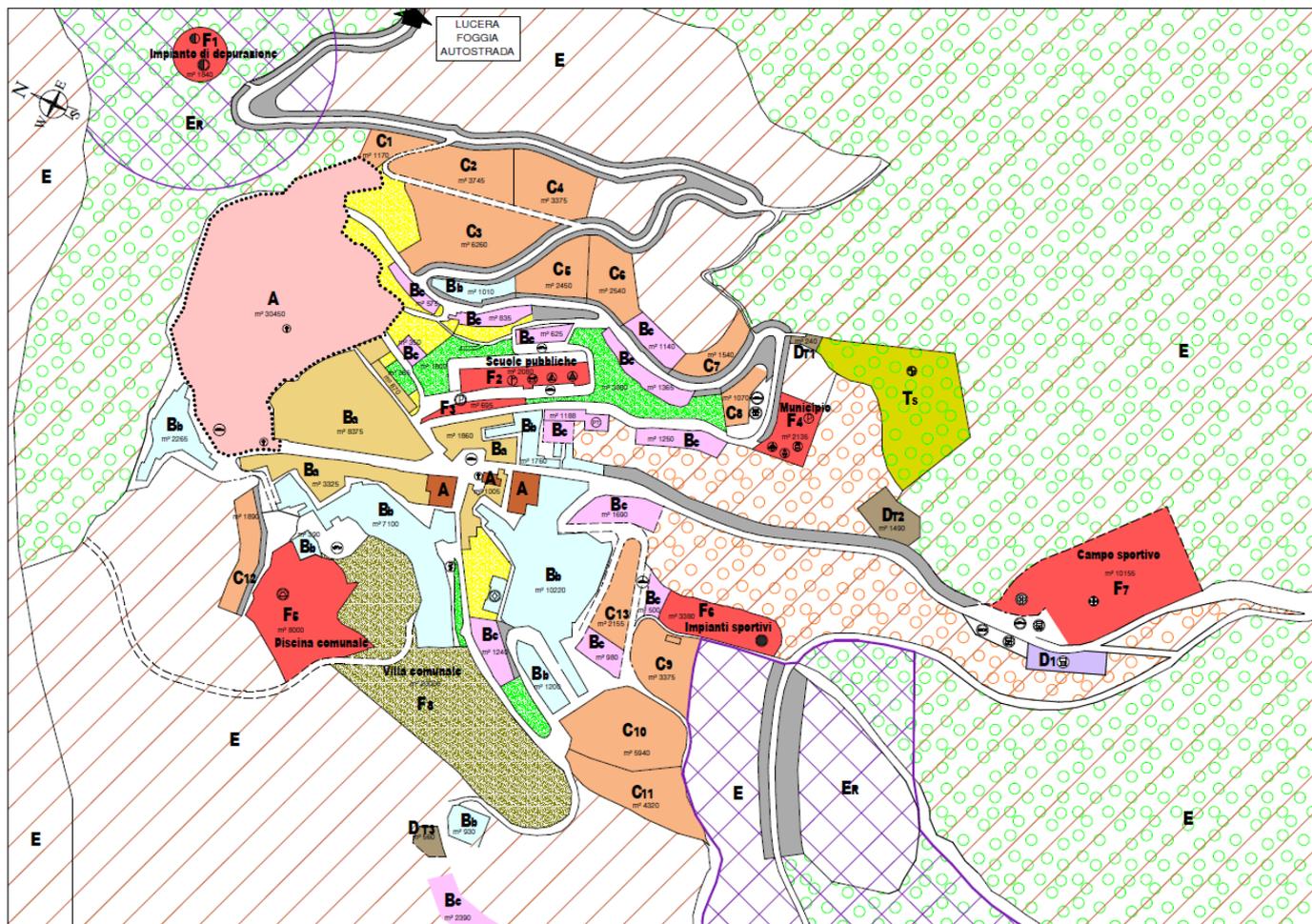
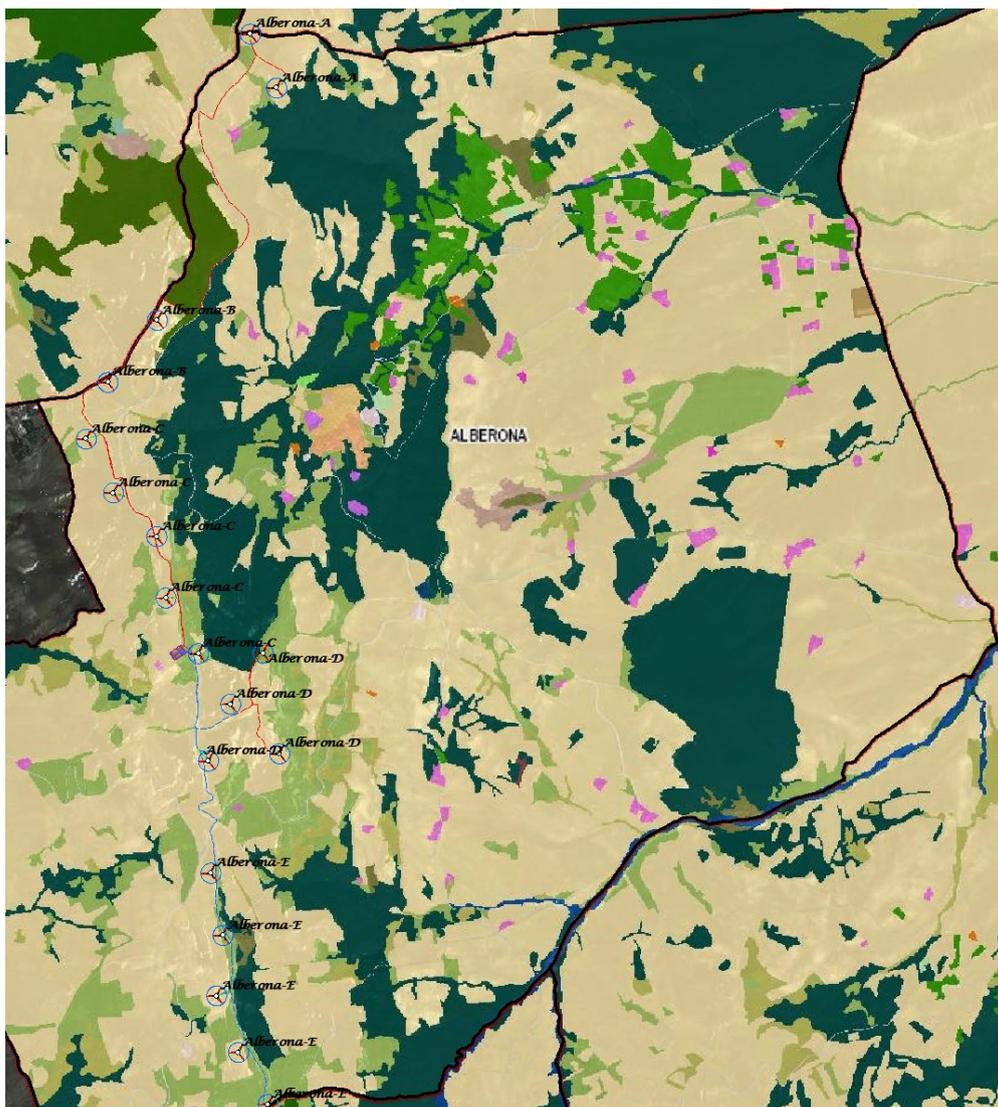


Figura 5.22. – Stralcio elaborato “23 Individuazione – Tipizzazione – Quantizzazione Zone Omogenee e Standard Urbani.



5.23. – Webgis SIT Puglia – Uso del suolo 2011 area sede del futuro impianto eolico.

#### 5.14 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 Alberona (FG).

Il Parco Eolico esistente è costituito da un gruppo di impianti ricadenti nel Comune di Alberona (FG), nella Regione Puglia, con opere di connessione che si sviluppano nel medesimo comune. Gli impianti sono attualmente connessi alla rete mediante una sottostazione utente di trasformazione MT/AT situata nel comune di Alberona.

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. 60 aerogeneratori tripala con torre tralicciata, di cui n. 48 modello Vestas V42 e n. 12 modello Vestas V44, tutte di potenza nominale pari a 0,60 MW, per una potenza complessiva di 36,00 MW.



Figura 6.1. – Impianto eolico esistente da dismettere.

Il nuovo impianto, che sostituirà quello attualmente esistente, sarà costituito da n. 18 aerogeneratori tripala con torre tubolare, avente un diametro del rotore pari a 136 m, potenza nominale pari a 4,2 MW, per una potenza complessiva di 75,60 MW.

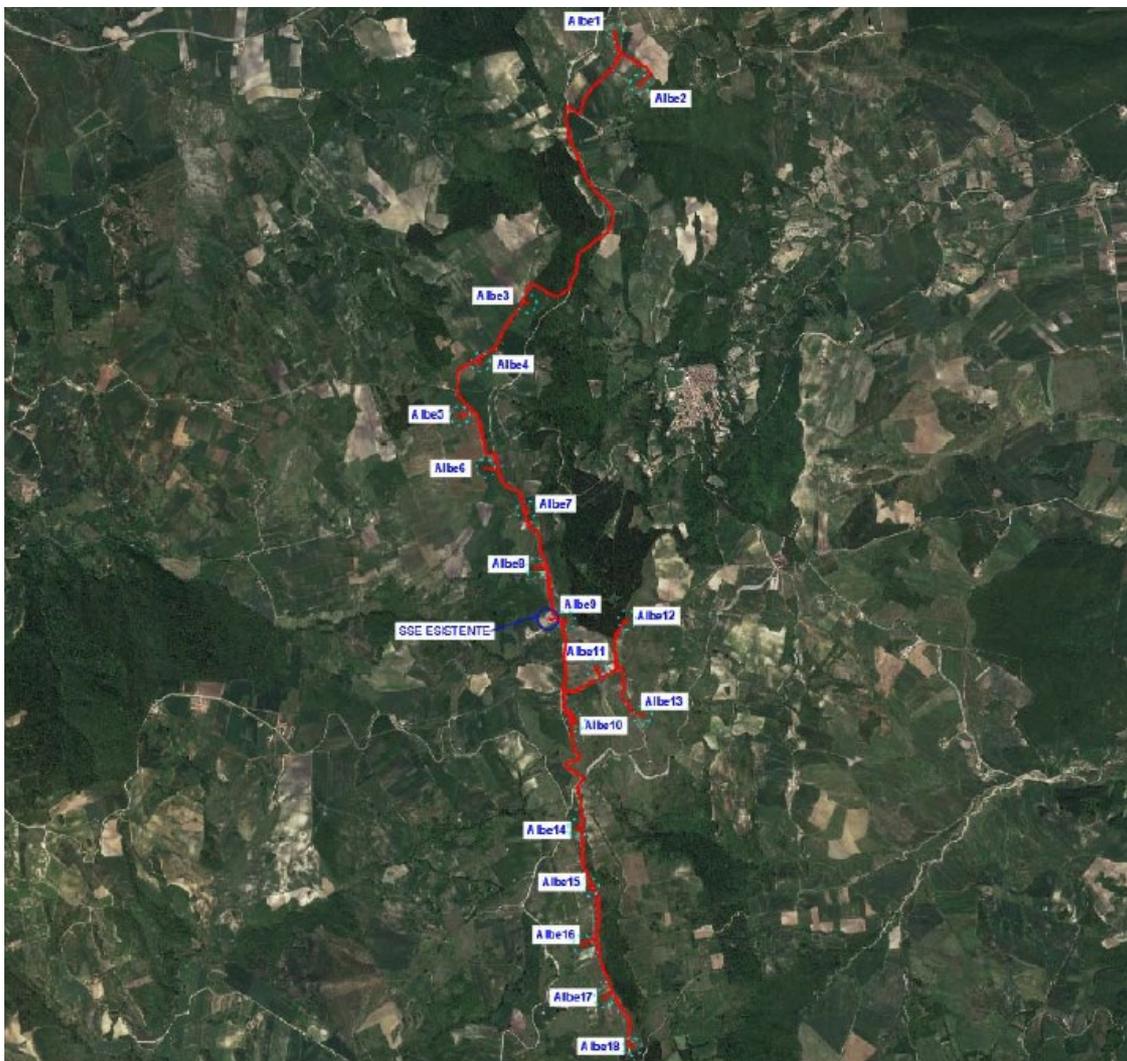


Figura 6.2. – Impianto eolico di progetto.

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. 48 modello Vestas V42 e n. 12 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 del progetto di rifacimento;
2. Utilizzare l'aerogeneratore più performante e ottimale, tra quelli oggi presenti sul mercato, in relazione all'anemologia del sito.

## **6.3 Caratteristiche tecniche aerogeneratore di progetto**

L'aerogeneratore di progetto scelto per il rifacimento del parco eolico ha una potenza nominale di 4,2 MW ed è del tipo Vestas V136 con altezza al mozzo pari a 84 m. La turbina eolica utilizza un sistema di alimentazione basato su 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. Dunque, 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.



Figura 6.3. – Aerogeneratore VESTAS V136 in esercizio.

L'altezza della torre sarà di 152 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.

## V136-4.2 MW™ IEC IIB/IEC S Facts & figures

<b>POWER REGULATION</b>	Pitch regulated with variable speed	<b>HUB DIMENSIONS</b>	Max. transport height 3.8 m Max. transport width 3.8 m Max. transport length 5.5 m
<b>OPERATING DATA</b>	Rated power 4,000 kW/4,200 kW Cut-in wind speed 3 m/s Cut-out wind speed 25 m/s Re-cut-in wind speed 23 m/s Wind class IEC IIB/IEC S Standard operating temperature range from -20°C to +45°C with de-rating above 30°C (4,000 kW) <small>*Subject to different temperature options</small>	<b>BLADE DIMENSIONS</b>	Length 66.7 m Max. chord 4.1 m Max. weight per unit for transportation 70 metric tonnes
<b>SOUND POWER</b>	Maximum 103.9 dB(A) <small>*Sound Optimised modes dependent on site and country</small>	<b>TURBINE OPTIONS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- High Wind Operation</li> <li>- 4.2 MW Power Optimised Mode (site specific)</li> <li>- Load Optimised Modes down to 3.6 MW</li> <li>- Condition Monitoring System</li> <li>- Service Personnel Lift</li> <li>- Vestas Ice Detection</li> <li>- Low Temperature Operation to -30°C</li> <li>- Fire Suppression</li> <li>- Shadow detection</li> <li>- Increased Cut-in</li> <li>- Aviation Lights</li> <li>- Aviation Markings on the Blades</li> <li>- Vestas IntelliLight*</li> </ul>
<b>ROTOR</b>	Rotor diameter 136 m Swept area 14,527 m <sup>2</sup> Air brake full blade feathering with 3 pitch cylinders	<b>ANNUAL ENERGY PRODUCTION</b>	<p>Assumptions: On wind turbine, 1.00% availability (9% losses &amp; factor=2, Standard air density = 1.225, wind speed at hub height</p>
<b>ELECTRICAL</b>	Frequency 50/60 Hz Converter full scale		
<b>GEARBOX</b>	Type two planetary stages and one helical stage		
<b>TOWER</b>	Hub heights Site and country specific		
<b>NACELLE DIMENSIONS</b>	Height for transport 3.4 m Height installed (incl. CoolerTop*) 6.9 m Length 12.8 m Width 4.2 m		

Figura 6.4. – Stralcio scheda tecnica modello VESTAS V136.

Nella tabella 6.1. sono riepilogati le caratteristiche dimensionali significative del modello di macchina: Vestas V136 da 4,2 MW:

Caratteristiche Dimensionali	Vestas V136 Proposto in progetto
Potenza MW	4,2
Diametro del rotore	136 m
Altezza al mozzo	84 m
Altezza complessiva	152 m
Lunghezza delle blades	66,7 m
Area spazzata	14.527 m <sup>2</sup>
Velocità operativa del rotore a regime	10,8 rpm

Tabella 6.1. – Caratteristiche dimensionali aerogeneratore.

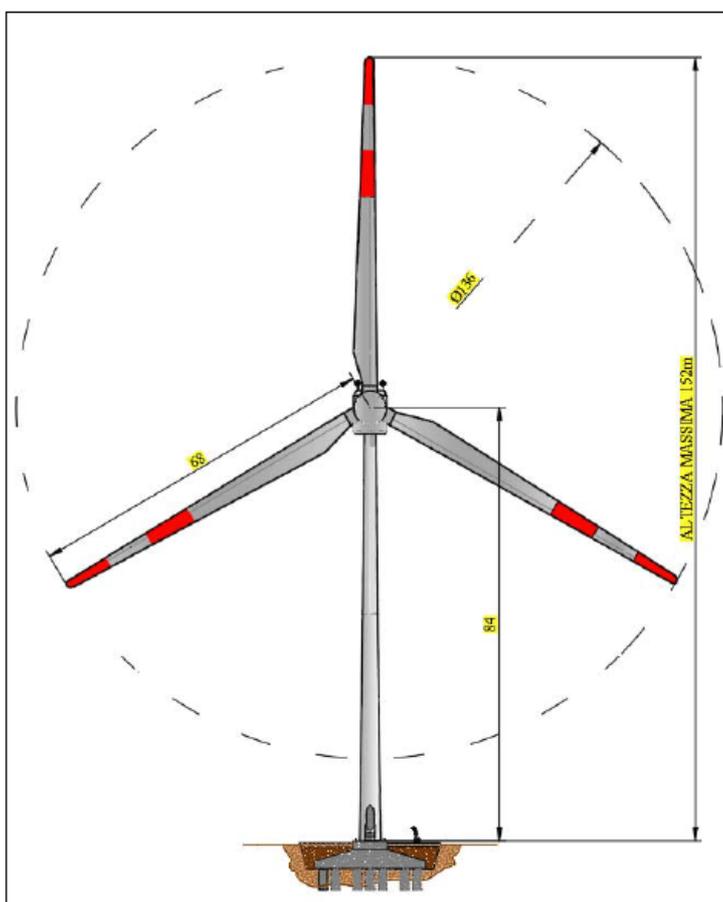


Figura 6.5. – Caratteristiche dimensionali: Prospetto aerogeneratore VESTAS V136.

#### 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 netta minima libera tra ciascuna coppia di aerogeneratori.

Nella figura a pagina seguente sono indicati graficamente il limite dei 3 diametri, centrato su ciascuna macchina:

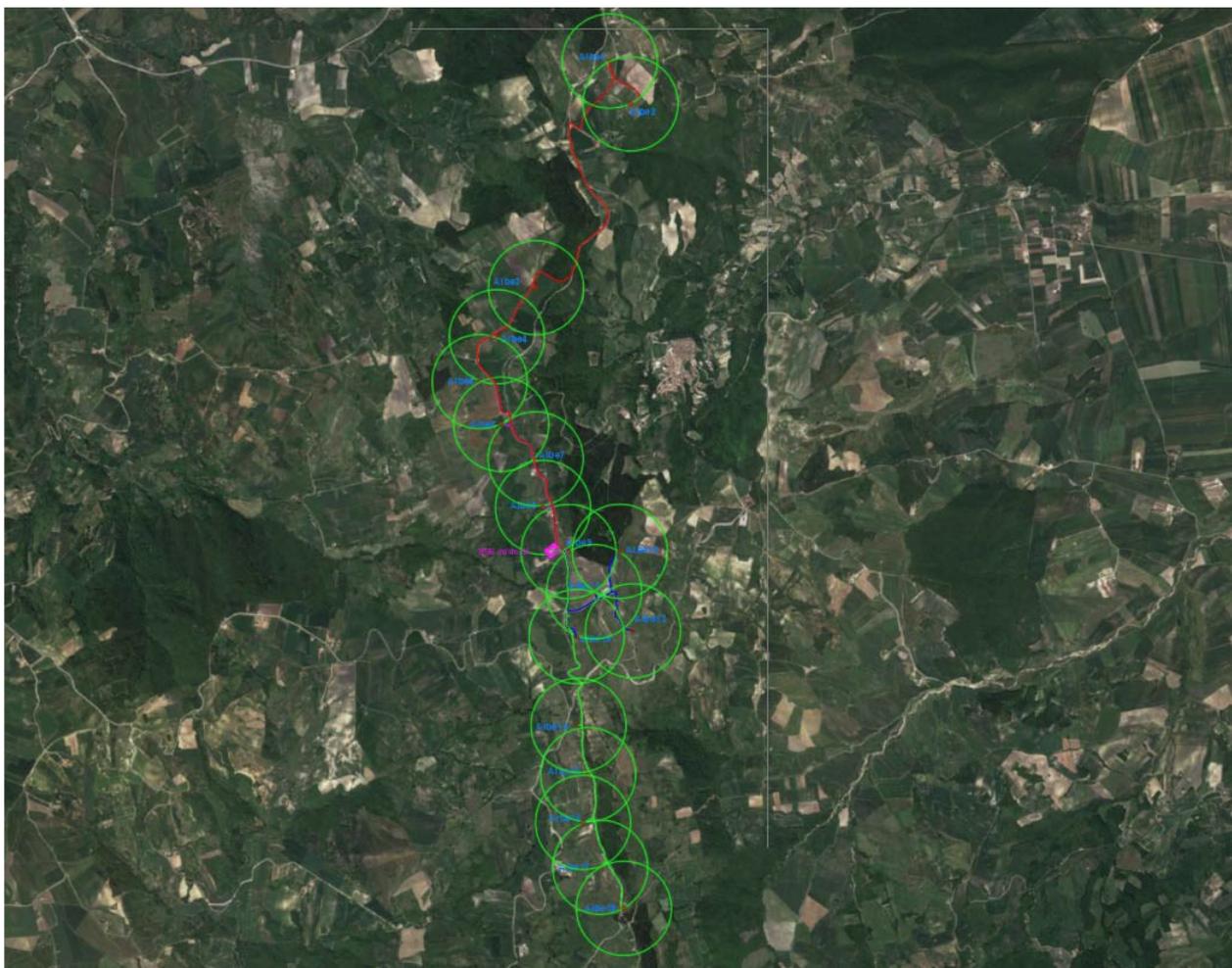


Figura 6.6. – Confronto delle interdistanze tra coppie di aerogeneratori: i cerchi con centro sulle coordinate degli aerogeneratori hanno raggio pari a 3 volte il diametro del rotore.

Il modello dell'aerogeneratore scelto non produce alcun impatto significativo sui corridoi, poiché è sempre rispettato il parametro minimo del 3 diametri.

Inoltre, come già descritto al paragrafo che precede, esiste un ulteriore effetto benefico a favore dell'avifauna e chiroterteri grazie alla sensibile riduzione della velocità di rotazione, che espone a 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 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 interraste (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 interraste 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 interraste 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.

### - **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 sovrastruttura, 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.

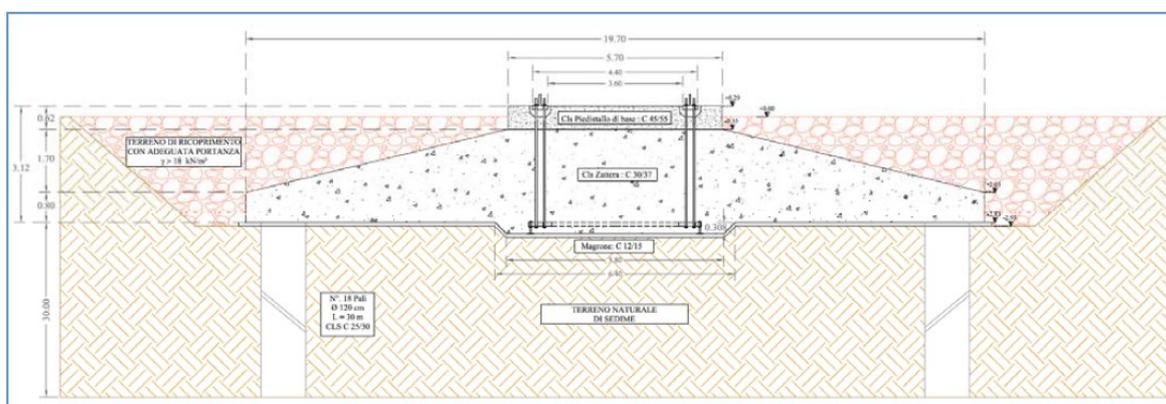


Figura 6.7. – Sezione e Pianta architettonica tipo della fondazione.

- **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.

Nella figura seguente si mostrano le aree standard necessarie per il montaggio della torre eolica in questione.

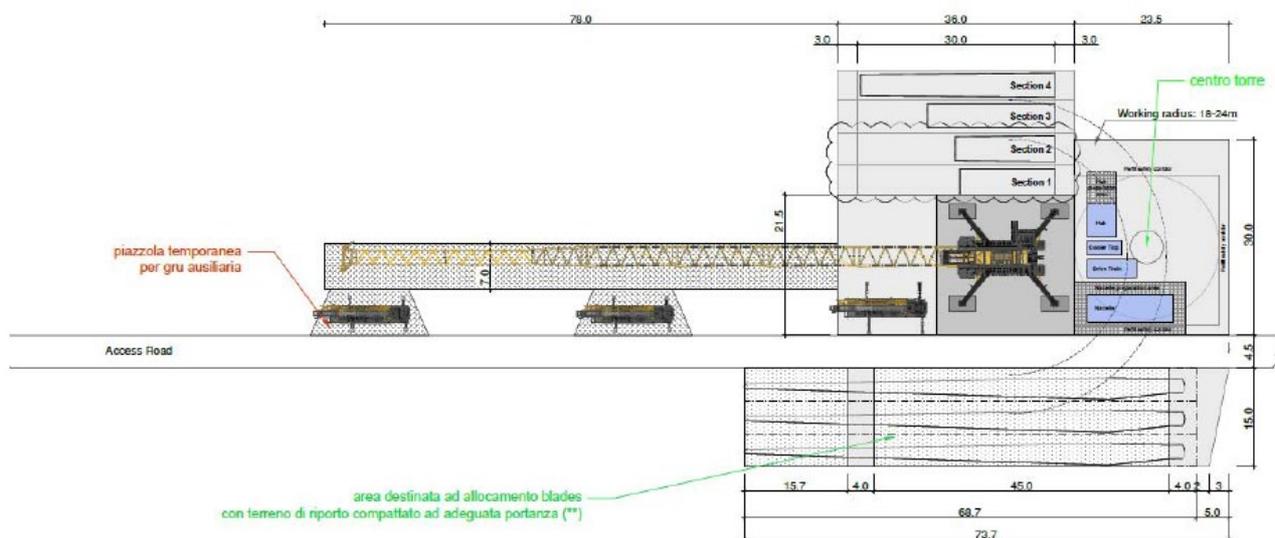


Figura 6.8. – Piazzola di movimentazione standard per una Vestas V136.



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 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 dello 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 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.

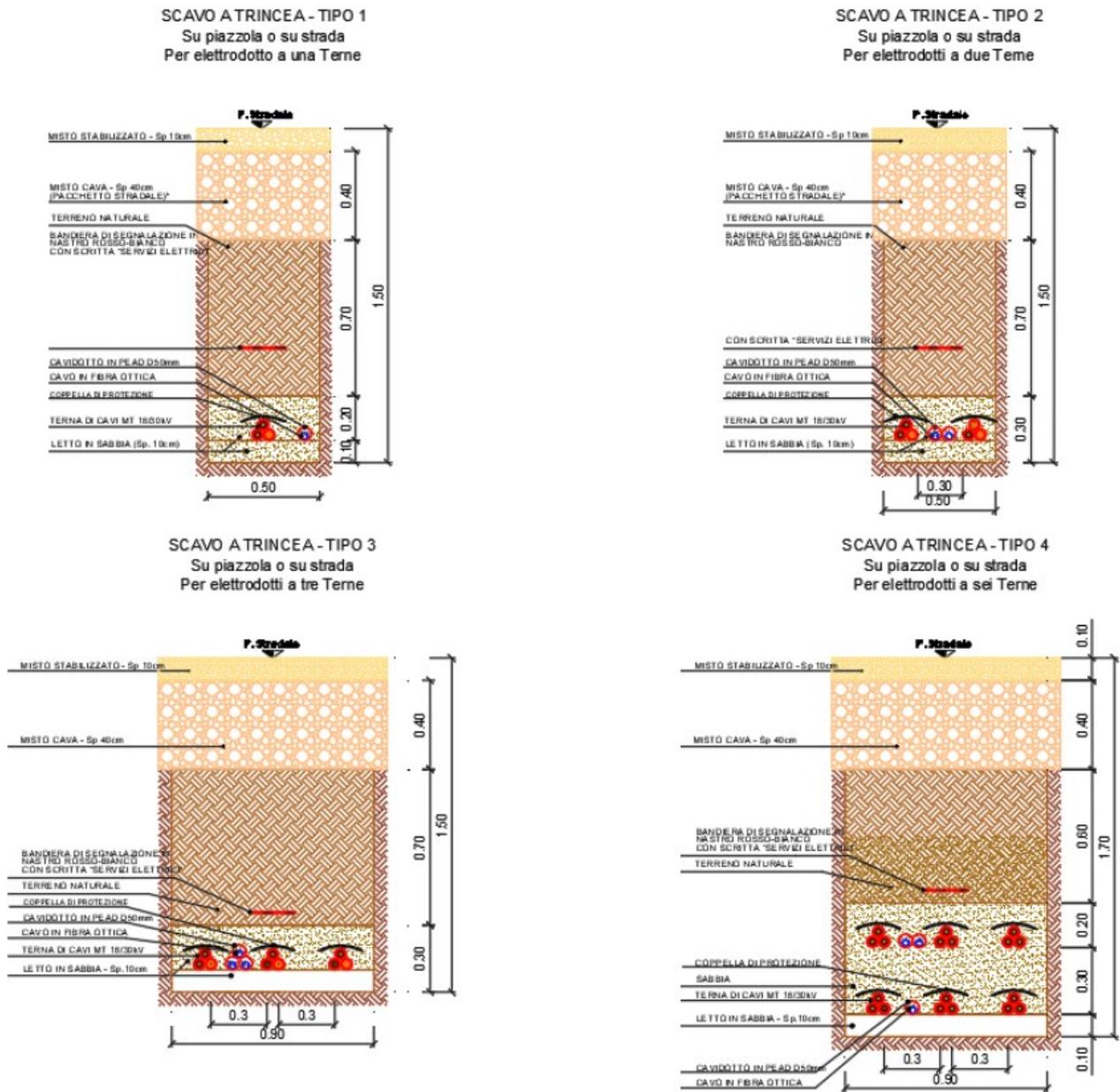


Figura 6.11. – Sezioni tipologiche di posa cavidotti in scavo a trincea.

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).

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 1:20.000, è illustrato in figura 7.2.

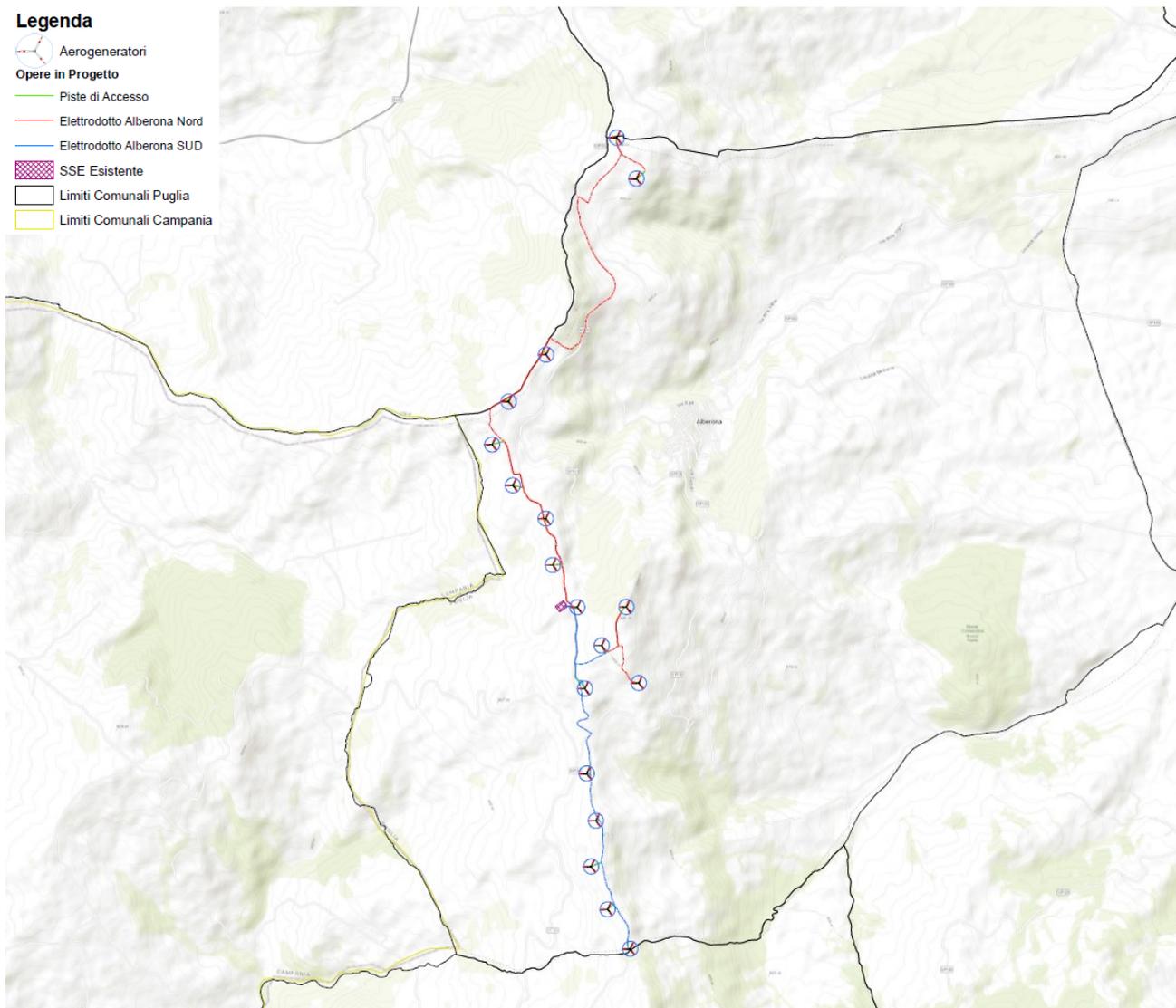


Figura 7.2. – Inquadramento locale area di progetto.

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.

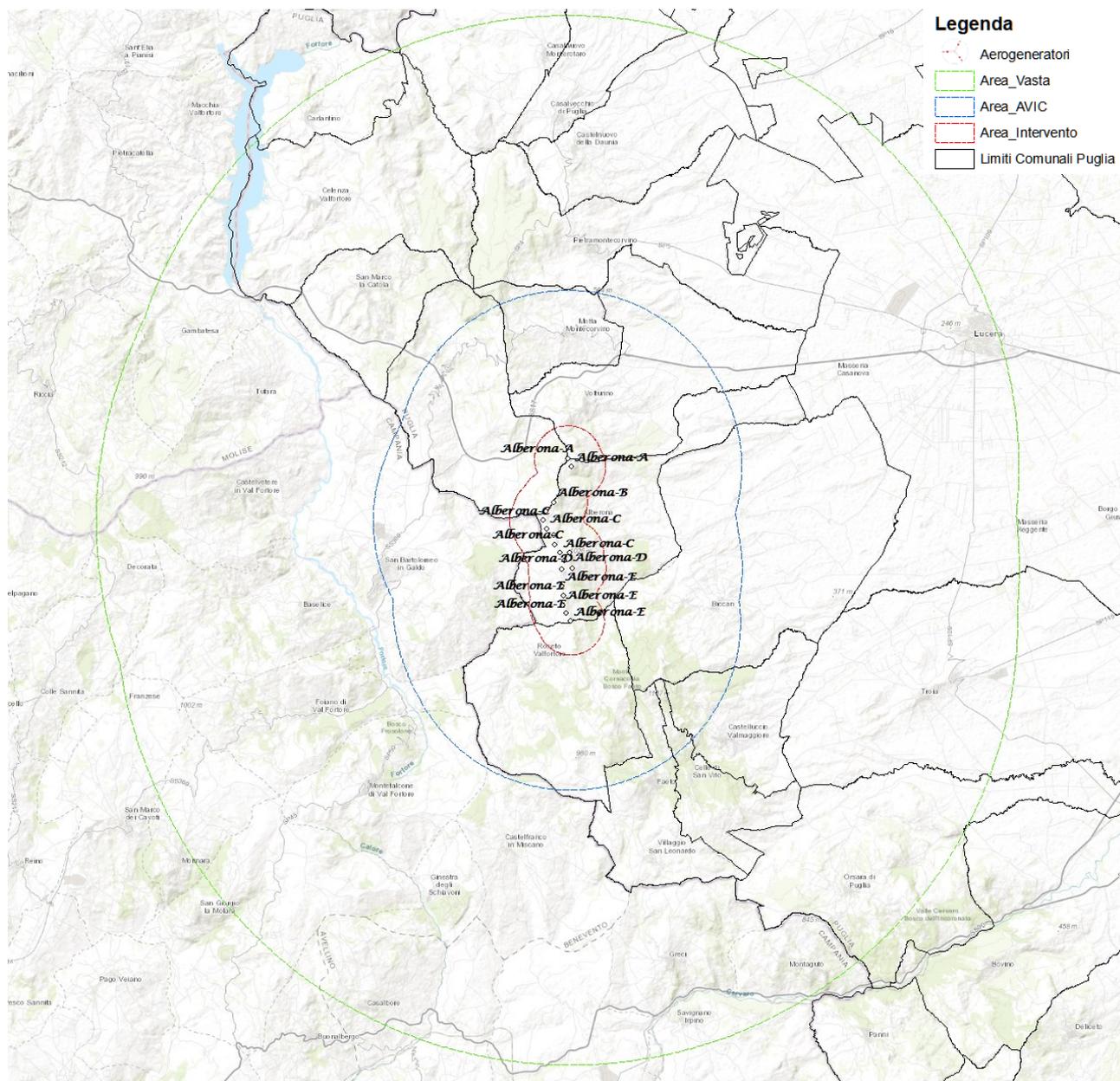


Figura 7.3. – Perimetrazioni aree di analisi: Inquadramento locale area di progetto.

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 direttamente 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 ilprogetto.
- 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 meteoclimatica***

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 sensibilmente 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 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

La zona di interesse del presente studio geologico, comprende terreni ricadenti nel territorio comunale di Ascoli Satriano in Provincia di Foggia in un'area posta ad una altitudine di 287 m.s.l.m. circa e si trova a circa 5,5 km a nord-ovest rispetto al centro abitato.

L'Appennino meridionale rappresenta il segmento orientato NW-SE di una catena arcuata che prosegue nelle Maghrebidi della Sicilia orientate E-W coincidente con l'andamento dei sistemi di sovrascorrimento. L'intero settore di catena è formato da strutture a pieghe e sovrascorrimenti costituito dalla sovrapposizione di diverse unità tettoniche che si sono originate, a partire dal Trias, in distinti domini paleogeografici del margine continentale passivo adriatico e dell'adiacente domi-

nio oceanico della Neotetide (Gueguen et al., 1998). L'assetto attuale dell'Appennino Meridionale rappresenta pertanto il risultato di un progressivo accavallamento di più unità tettono-sedimentarie formate da terreni che in gran parte appartenevano originariamente, a domini paleogeografici differenti individuatisi dal Trias medio – superiore.

Il territorio sede del futuro parco eolico ricade all'interno della pianura alluvionale nota come "Tavolieri di Puglia".

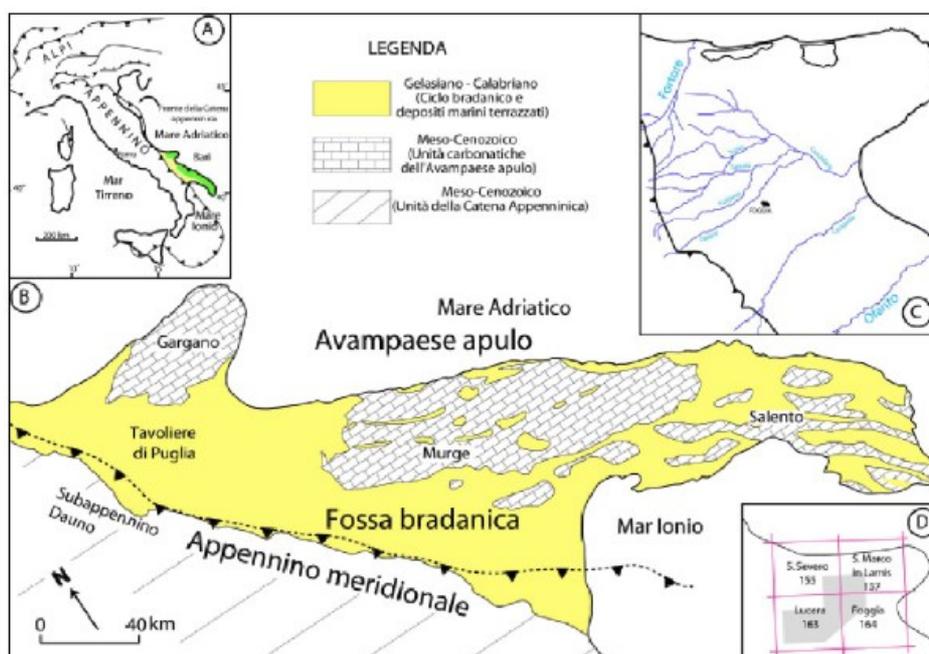


Figura 7.4. – Carta geologica del sistema catena-avanfossa-avanpaese e localizzazione dell'area del Tavoliere di Puglia (Moretti et al., 2010).

Dal punto di vista geologico-strutturale (cfr. Selli, 1962), il Tavoliere di Puglia rappresenta il settore settentrionale della Fossa bradanica, limitato ad ovest dal Subappennino Dauno e ad est dal Promontorio del Gargano. La sovrapposizione tettonica delle unità, in accordo con (Dazzaro e Rapisardi, 1987), è segnata da un sovrascorrimento immergente verso ovest con direzione del trasporto tettonico verso nord-est.

### 7.5.1.1 Geologia di dettaglio dell'area di interesse

L'impianto della centrale eolica del presente progetto sarà installato su un'area che si sviluppa sia sui depositi appartenenti alle Unità Quaternarie del Tavoliere di Puglia riferiti al Subsistema La Mezzana e Subsistema di Monte Livagni costituiti da conglomerati poligenici del pleistocene medio che sui depositi delle Unità della Fossa Bradanica (Argille Subappennine) del Calabriano – (Foglio Geologico Ascoli Satriano in scala 1:50.000).

I conglomerati sono costituiti da ciottoli eterometrici e poligenici di media grandezza da mediamente a ben cementati in parte provenienti dalle successioni sedimentarie affioranti nei rilievi appenninici e immersi in una matrice sabbiosa. La parte alta del deposito, prossima al piano campagna, presenta una diffusa alterazione che localmente evolve in un orizzonte composto da suolo di colore marrone scuro. Le argille subappennine sono rappresentate da silt e marne siltose di colore

grigio, con intercalazioni di argille siltose che passano verso l'alto a sottili strati di sabbie medio-fine di colore giallo. Verso il basso le sabbie passano ad argille scagliose di colore grigio (argilla grigioazzurra).

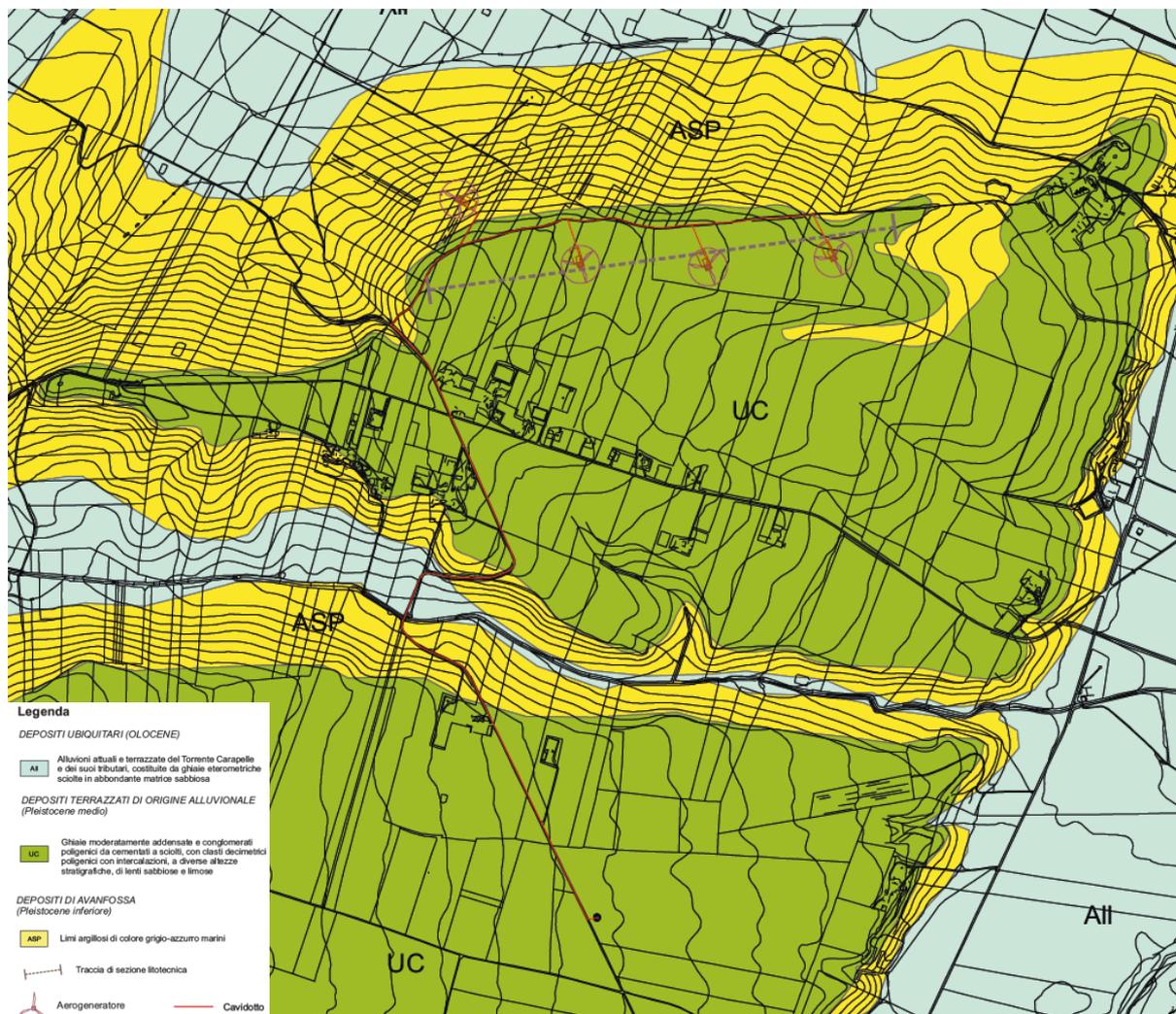


Figura 7.5. – Stralcio Carta Geologica area di progetto.

### 7.5.2 Geomorfologia

Dal punto di vista morfologico l'area di progetto ricade nella piana del Tavoliere di Puglia. L'area è caratterizzata da un paesaggio a debole immersione verso NE, inciso da una serie di corsi d'acqua ad andamento SO-NE. Questo paesaggio a debole energia del rilievo compreso fra le valli del Torrente Carapelle, fa parte di una vasta superficie che si estende da Ascoli Satriano fino al Golfo di Manfredonia.

Tale superficie è caratterizzata dalla presenza di una serie di superfici terrazzate ubicate a quote decrescenti e a debole inclinazione verso NE. I depositi che costituiscono la base dei terrazzi alluvionali poggiano in discordanza angolare sui depositi marini prevalentemente siltosi di età altopliocenica- infrapleistocenica delle argille subappennine (Tropeano et al. 2002, cum bibl.) e sono costituiti da ghiaie poligeniche in genere poco organizzate, soprattutto nei settori prossimali, ed a luoghi intercalate a livelli sabbiosi e/o sabbioso-limosi. I bacini idrografici dell'area presentano una

modesta organizzazione gerarchica e dimensioni areali abbastanza ridotte. La forma dei bacini è allungata con spartiacque poco distinguibili, soprattutto nel settore pedemontano con aste principali dei bacini idrografici organizzate secondo un pattern parallelo con un regime generalmente torrentizio ed alimentazione prevalentemente di tipo pluviale. L'impianto eolico è ubicato in una zona sub-orizzontale a quota di circa 290 m s.l.m.

Per quanto riguarda le prescrizioni dettate dal PAI (Piano di Assetto Idrogeologico) della Regione Puglia, l'area di studio non ricade in zone a pericolosità idraulica mentre rientra in aree classificate a pericolosità geomorfologica.

Le caratteristiche topografiche del sito e l'analisi di foto aeree e di aerofotogrammetrie (scala 1:10.000 della Cassa del Mezzogiorno e 1:25.000 dell'I.G.M.) permettono di escludere che il sito in studio, allo stato attuale, possa essere interessato da fenomeni di dissesto in atto. Le caratteristiche topografiche dell'area di interesse fanno rientrare il sito nella categoria topografica T1 (pendenza inferiore a 15°, ai sensi del D.M. 17/01/2018).

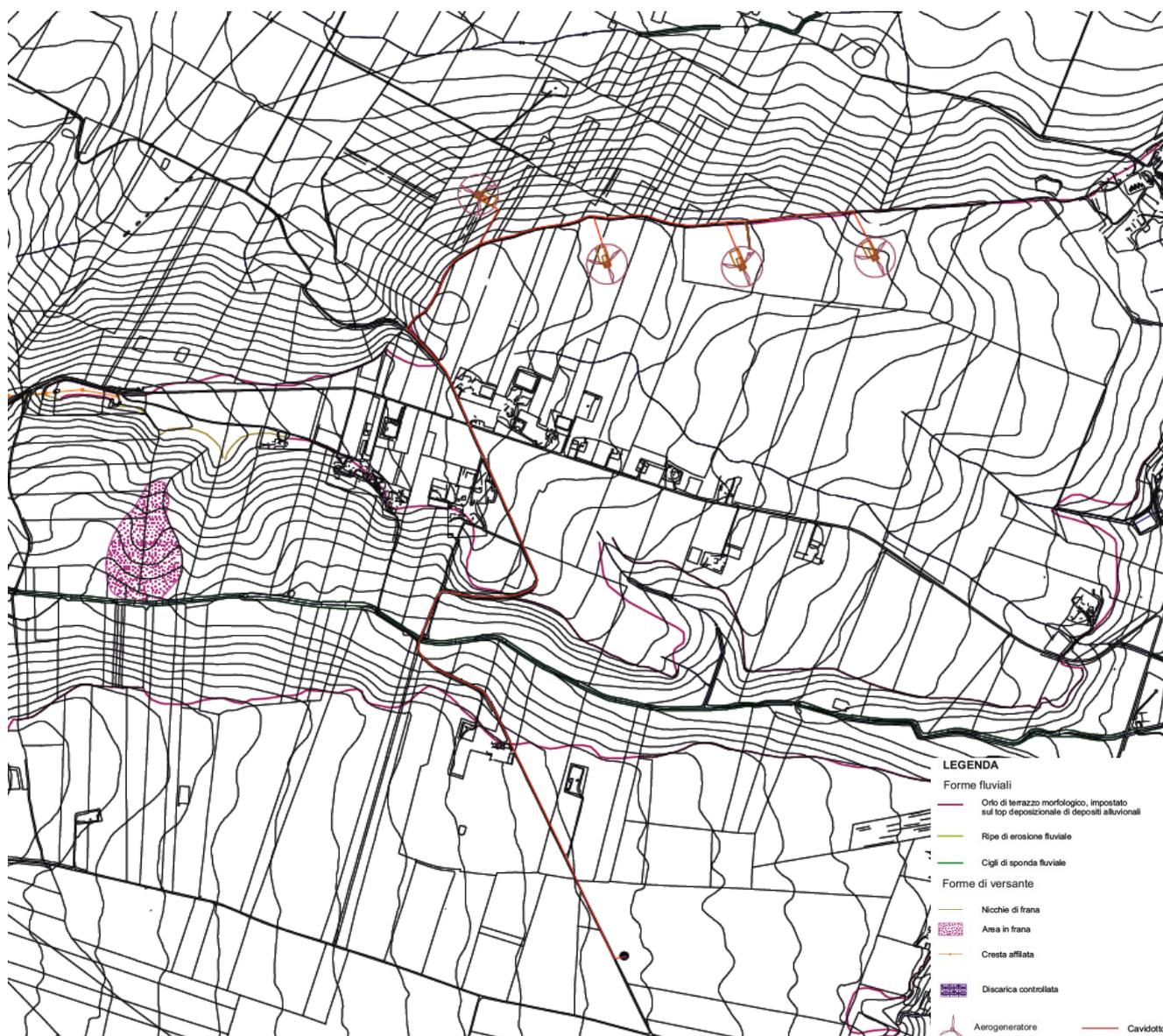


Figura 7.6. – Stralcio Carta Geomorfologica area di progetto.

### 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.

Nell'areale di studio, le indagini sismiche hanno evidenziato la presenza di un modello sismo-stratigrafico del sottosuolo caratterizzato dall'assenza di importanti variazioni verticali delle velocità delle onde S e da un graduale aumento di velocità delle onde S con la profondità. Tali caratteristiche sismo-stratigrafiche consentono l'utilizzo dell'approccio semplificato basato sulla determinazione della  $V_{s,eq}$ , pertanto, si è scelto di utilizzare tale approccio per lo studio dell'azione sismica.

La ricostruzione dei profili di velocità delle onde P e S e delle loro variazioni laterali è stata effettuata sulla base dell'interpretazione di una campagna pregressa di indagini sismiche, realizzata in un'area dalle analoghe caratteristiche stratigrafiche rispetto all'area di progetto.

La prospezione sismica attiva di tipo MASW si basa sullo studio delle onde superficiali attraverso un approccio che prevede la generazione di un impulso sismico. Il metodo prevede la registrazione di onde generate da una sorgente impulsiva, a differenza delle indagini di tipo passivo (prova ESAC o REMI), che registrano il rumore di fondo (microtremori) prodotto da sorgenti naturali (ad es. il vento) ed antropiche (ad es. il traffico e le attività industriali). Tale indagine, finalizzata al calcolo delle  $V_{s,eq}$  (valore medio delle velocità delle onde di taglio fino alla profondità del bedrock o nei primi 30 metri se il bedrock sismico si trova al di sotto di tale profondità), è stata impiegata in combinazione con i dati sismici ricavati dalle misure di microtremori a stazione singola per la definizione della classe di suolo di fondazione sulla base dei criteri progettuali in materia antisismica delle NTC del 17 gennaio 2018.

La determinazione della  $V_{s,eq}$  risulta essere fondamentale per la definizione della categoria dei suoli secondo l'inquadramento della nuova normativa tecnica in materia di progettazione antisismica. Il D.M. 17/01/2018 definisce cinque categorie principali di suoli:

Categoria	Caratteristiche della superficie topografica
A	Ammassi rocciosi affioranti o terreni molto rigidi caratterizzati da valori di velocità delle onde di taglio superiori a 800 m/s, eventualmente comprendenti in superficie terreni di caratteristiche meccaniche più scadenti con spessore massimo pari a 3 m.
B	Rocce tenere e depositi di terreni a grana grossa molto addensati o terreni a grana fina molto consistenti, caratterizzati da un miglioramento delle proprietà meccaniche con la profondità e da valori di velocità equivalente compresi tra 360 m/s e 800 m/s.
C	Depositi di terreni a grana grossa mediamente addensati o terreni a grana fina mediamente consistenti con profondità del substrato superiori a 30m, caratterizzati da un miglioramento delle proprietà meccaniche con la profondità e da valori di velocità equivalente compresi tra 180 m/s e 360 m/s.
D	Depositi di terreni a grana grossa scarsamente addensati o di terreni a grana fina scarsamente consistenti, con profondità del substrato superiori a 30m, caratterizzati da un miglioramento delle proprietà meccaniche con la profondità e da valori di velocità equivalente compresi tra 100 e 180 m/s.
E	Terreni con caratteristiche e valori di velocità equivalente riconducibili a quelle definite per le categorie C e D, con profondità del substrato non superiore a 30 m.

Tabella 7.5. – NTC 2018.

Il modello del terreno ricavato dal processo di elaborazione delle indagini sismiche MASW multicomponente ricostruisce una profondità del bedrock sismico superiore ai 30 m. La velocità media di propagazione delle onde S nei primi 30 m, tenendo conto degli spessori degli strati, è pari a  $V_{s,eq} = 330$  m/s.

Tale dato permette di classificare il terreno di fondazione, in accordo con la tabella 7.5, come di tipo C.

#### **7.5.4 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'innescò 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.

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.

#### 7.6. Ambiente idrico: idrografia e idrogeologia

La perimetrazione dei bacini idrografici principali che interessano il territorio regionale, ha portato a riconoscere 227 bacini “principali” di cui 153 effluenti direttamente nel Mar Adriatico, 23 effluenti nel Mar Jonio, 13 afferenti al lago di Lesina, 10 afferenti al lago di Varano e 28 bacini endoreici.

La regione Puglia, in virtù della natura dei terreni di natura calcarea che interessano gran parte del territorio, è interessata dalla presenza di corsi d’acqua solo nell’area della provincia di Foggia. I corsi d’acqua, caratterizzati comunque da un regime torrentizio, ricadono nei bacini interregionali dei fiumi *Saccione*, *Fortore* e *Ofanto* e nei bacini regionali dei torrenti *Candelaro*, *Cervaro* e *Carapelle*. Di minore importanza risultano il canale *Cillarese* e *Fiume Grande*, nell’agro brindisino e, nell’arco jonico tarantino occidentale, i cosiddetti Fiumi *Lenne*, *Lato* e *Galasso* (o *Galasso*), che traggono alimentazione da emergenze sorgentizie entroterra. Discorso a parte meritano, nel Salento, il *Canale Asso* e il *Canale dei Samari*.

Il corso d’acqua principale è rappresentato dal *Torrente Carapelle*, che corre da SW a NE e solca con andamento meandriforme una valle pianeggiante con bassa pendenza. La rete idrografica

è completata da una serie di corsi d'acqua minori, localmente denominati "marane", che rappresentano incisioni povere d'acqua con deflusso ormai effimero. I solchi erosivi sono percorsi soltanto da acque di precipitazione meteorica con portate molto variabili, in funzione dell'intensità e della durata stessa delle precipitazioni alimentatrici.

Dal punto di vista idrogeologico, nell'area oggetto di studio affiorano i terreni ghiaioso-conglomeratici con intercalazioni sabbiose, che ricoprono con notevole continuità laterale le formazioni argillose-pleistoceniche. In questa sequenza stratigrafica, la successione conglomeratica può essere considerata con valori di permeabilità medio con (K) di  $10^{-1}$  e  $10^{-2}$  cm/sec. In linea generale i sedimenti a granulometria grossolana svolgono il ruolo di acquifero, mentre i depositi prevalentemente argillosi rappresentano l'aquitarzo. Comunque, la presenza di livelli e lenti più fini nei conglomerati o livelli sabbiosi, può conferire un certo grado di eterogeneità all'acquifero, con modeste variazioni della permeabilità sia in senso verticale che orizzontale. I depositi sabbiosi e sabbioso-limosi presentano caratteristiche di permeabilità variabili con coefficiente medio (K) presunto di  $10^{-3}$  e  $10^{-4}$  cm/sec. Verso il basso, con il passaggio stratigrafico ai depositi argillosi e limi argillosi, il coefficiente medio (K) assume valori di circa  $10^{-4}$  cm/sec.

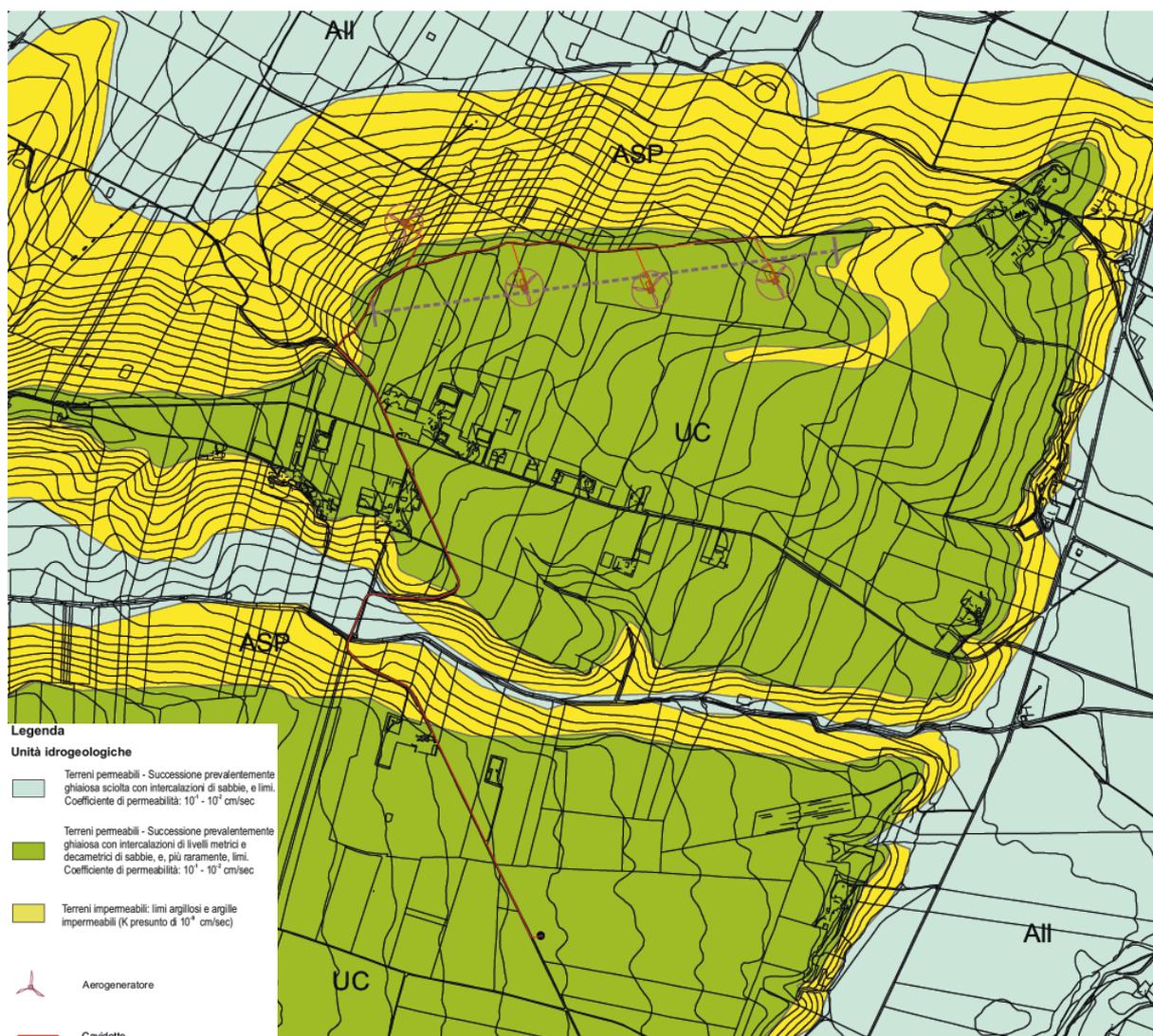


Figura 7.7. – Stralcio Carta Idrogeologica area di progetto.

### **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).

## **7.7. 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 particolare 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) ma ricade all'interno del buffer di 5 km da IBA e SIC e ZPS.

### **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 oedipnemus*), 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 area appenninica 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.

### **7.9. 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. 18 turbine da 4,2 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 (in rosso nella figura seguente) è situata a Ovest del comune di Alberona (FG).

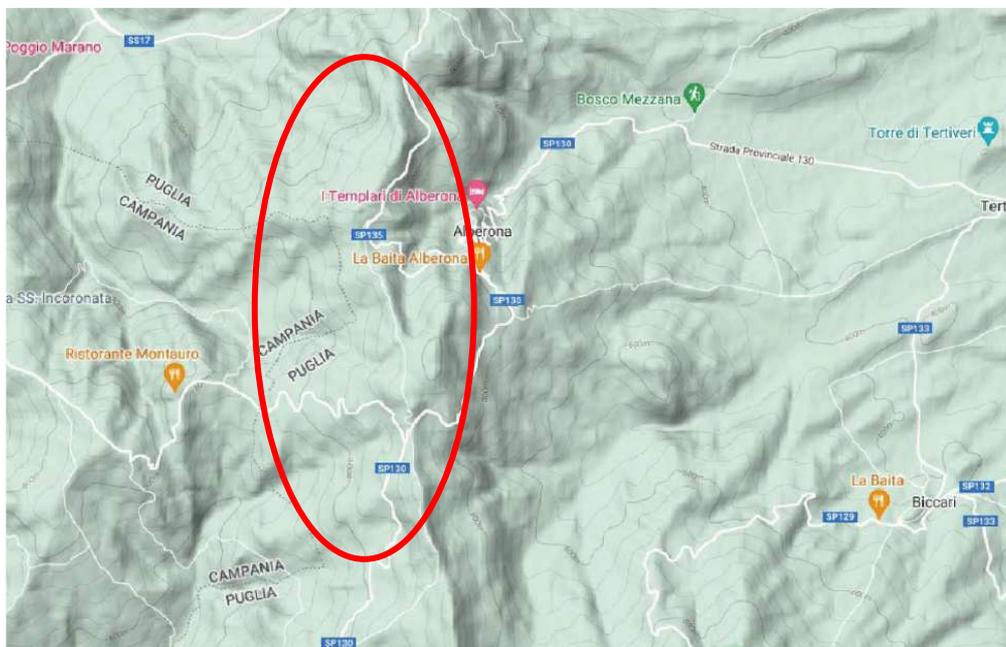


Figura 7.8. – Localizzazione area di studio su stralcio plano-altimetrico.

Sotto l'aspetto orografico l'area in esame presenta una superficie in quota variabile da 785 m a 980 m s.l.m., 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;

Il comune di Anzano ad oggi non è dotato 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. 1 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.

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 di indagine fonometrica e dello studio previsionale dell'impatto acustico è tipicamente rurale. Le sorgenti sonore che attualmente caratterizzano la zona sono le attività agricole ivi presenti, il traffico da queste indotto, le strade che l'attraversano.

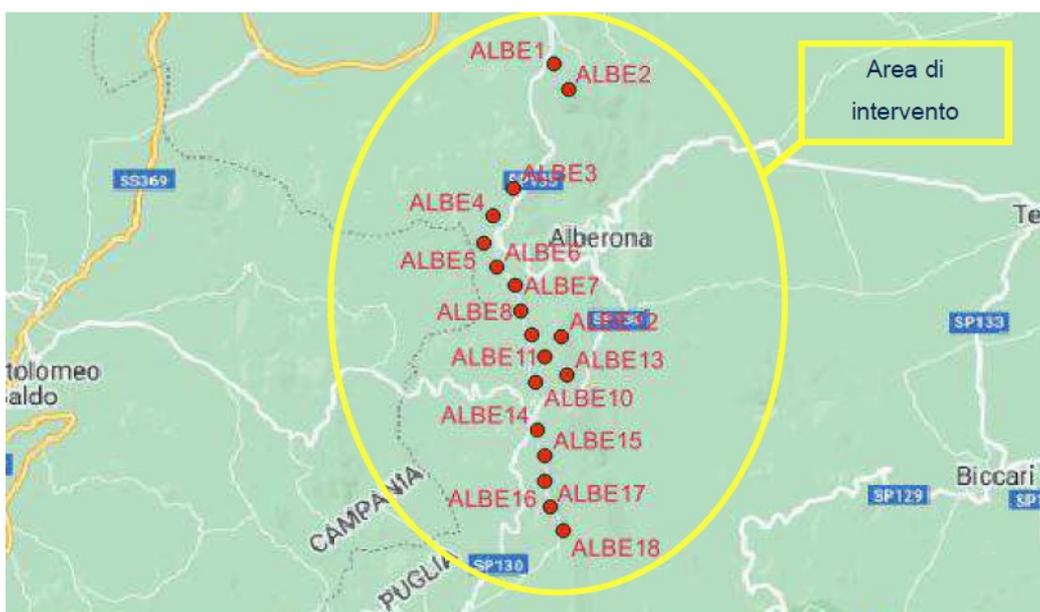


Figura 7.9. – Individuazione sorgenti stradali (SP130 – SP135) nell'area di studio.

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.

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"; quest'ultima indicazione sarà utilizzata nella presente analisi cumulativa e di seguito mostrato l'individuazione delle possibili interferenze.

La realizzazione di un buffer di 3000 metri coincidente per ciascun aerogeneratore, non individua altri impianti in corso di realizzazione o di autorizzazione, pertanto non vi è il rischio di impatto cumulativo con altri impianti.

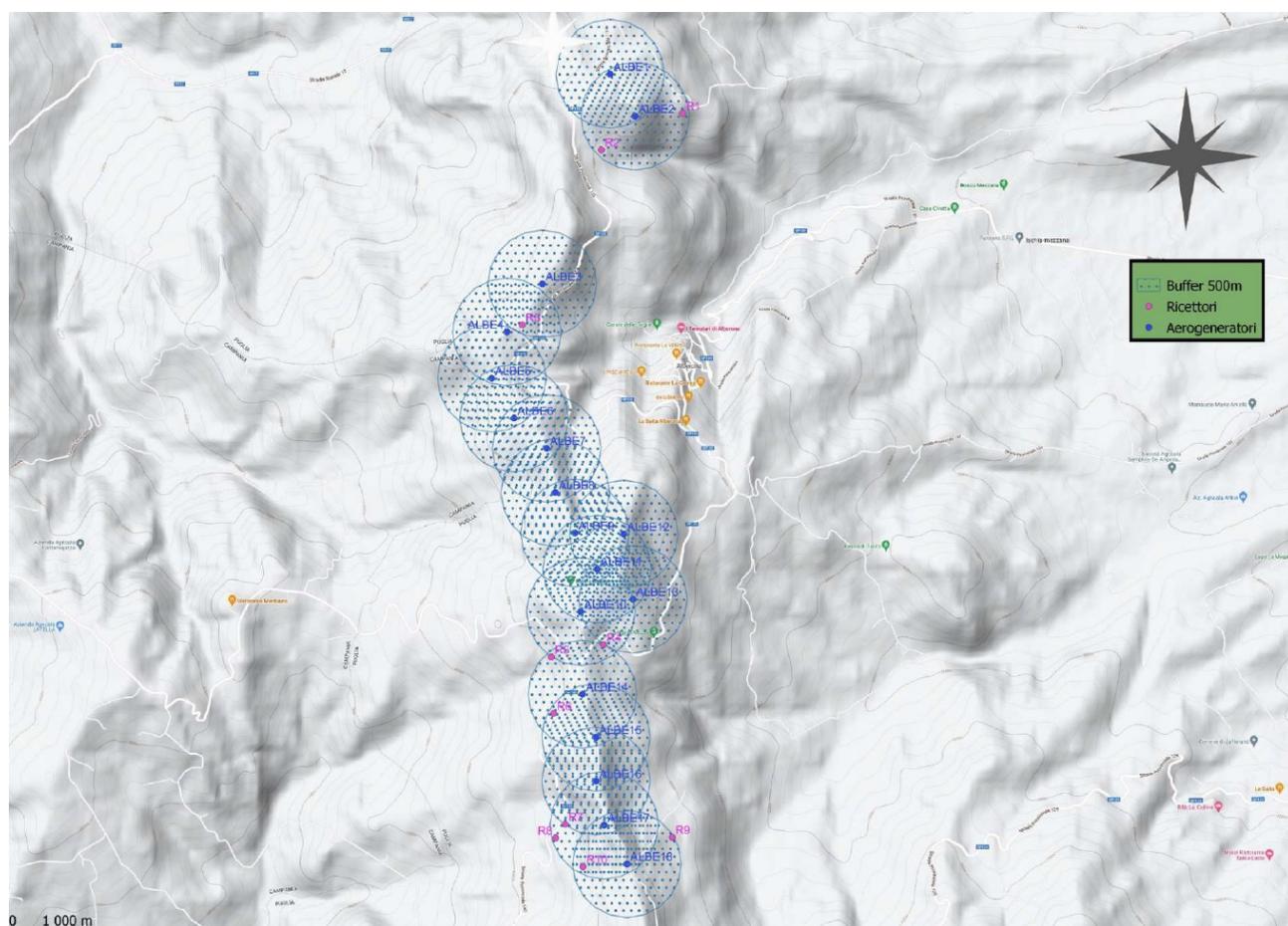


Figura 7.10. – Individuazione dei ricettori ricadenti nell'area buffer degli aerogeneratori.

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 4h al giorno, escludendo dalla successiva verifica dei limiti assoluti e differenziali tutti i ricettori non abitabili o non agibili, singolarmente esaminati nell'elaborato E2.

Per la definizione del clima acustico ex ante in diurno, su ciascun ricettore è stata eseguita una campagna di rilievi, mentre per il periodo notturno, essendo il rumore di fondo non più in-

fluenzato da attività e presenza umana, ma solo da fauna e flora tipica e dalle eventuali sorgenti stradali, i rilievi eseguiti hanno permesso di individuare un rumore di fondo pressochè omogeneo per tutta l'area di studio.

Di seguito vengono riportate graficamente le postazioni di misura in prossimità di ciascun ricettore o gruppo omogeneo:

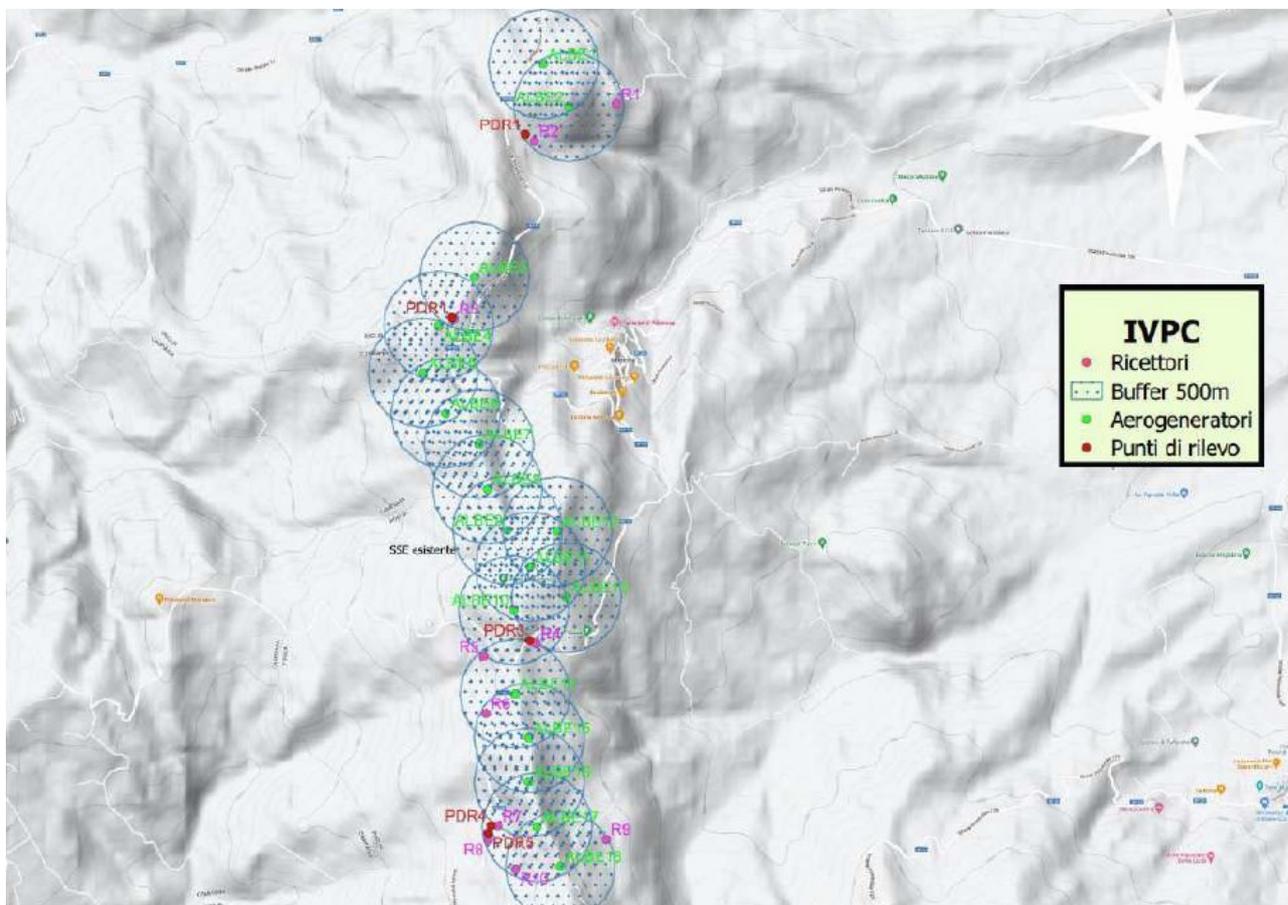


Figura 7.10. – Individuazione su stralcio planimetrico dei punti di rilievo.

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.

Nel periodo notturno, rilievi eseguiti a campione nell'area in esame hanno evidenziato un rumore di fondo pari a circa 35 dB(A) per quasi tutta la zona in esame, in condizione di vento debole (circa 1-2 m/s).

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.

Lo studio ha rilevato che il clima acustico previsto dall'installazione dell'impianto eolico con n.18 aerogeneratori tipo VESTAS V136 – 4.0/4.2 MW con altezza hub pari a 82 m, presso i ricettori esaminati non supera i valori limite assoluti previsti. Per quanto riguarda il rispetto del limite differenziale, nelle condizioni di applicabilità, è previsionalmente rispettato su tutti i ricettori, sia in notturno che in diurno.

In conclusione, è possibile ritenere che **la messa in esercizio dell'impianto eolico oggetto del presente studio non procuri un'alterazione del clima acustico significativa.**

Per maggiori approfondimenti, si rimanda alla “Relazione Previsionale di Impatto Acustico” allegata al progetto.

### **7.10. 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”.

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 generati alle basse frequenze (50 Hz) di origine artificiale dovuti esclusivamente alla generazione, trasmissione ed alla distribuzione ed uso dell'energia elettrica prodotta dall'impianto eolico.

Si precisa che i campi da considerare, dal momento che la navicella del rotore è progettata per norma con schermature che generano scarse possibilità di disturbo all'ambiente, sono limitati:

- alla linea interrata di media tensione;
- alla linea aerea di media tensione;
- alle cabine.

Per verificare la presenza di rischi è stata preliminarmente individuata una Distanza di Prima Approssimazione (DPA) ossia la "fascia di rispetto".

Tenuto conto che:

- i limiti di attenzione e qualità previsti dalla normativa vigente sono rivolti ad ambienti abitativi, scolastici ed ai luoghi adibiti a permanenze prolungate,
- gli insediamenti presenti nell'area interessata dall'impianto eolico si trovano tutti a distanze superiori alle fasce di rispetto sopra indicate,
- i terreni sui quali dovrà sorgere l'impianto eolico sono attualmente adibiti ad agricoltura e pastorizia, e quindi non si prevede presenza continua di esseri umani nei pressi dell'aerogeneratore,
- la gestione dell'impianto non prevede la presenza di personale durante l'esercizio ordinario,

**si può affermare che non si prevedono effetti elettromagnetici dannosi per l'ambiente o la popolazione derivanti dalla realizzazione dell'impianto.**

Tale affermazione, inoltre, è confermata nella apposita relazione specialistica degli impatti elettromagnetici allegata al progetto.

#### **7.11. 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 patri-

monio 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 “Subappennino (1° livello)”, ambito di paesaggio “2. Monti Dauni” e figure territoriali “2.2 La Media Valle del Fortore” e “2.3 Monti Dauni settentrionali”.

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. 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.

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 setten-

trionale 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.

#### **7.11.1. 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 7.13. – 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 7.14. – 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.

### 7.12. 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.

Il fenomeno, ovviamente, risulta assente sia quando il sole è oscurato da nuvole o nebbia, sia quando, in assenza di vento, le pale del generatore non sono in rotazione.

In particolare, le frequenze che possono provocare un senso di fastidio sono comprese tra i 2.5 ed i 20 Hz (*Verkuijlen and Westra, 1984*), e, l'effetto sugli individui è simile a quello che si spe-

rimenterebbe in seguito alle variazioni di intensità luminosa di una lampada ad incandescenza a causa di continui sbalzi della tensione della rete di alimentazione elettrica.

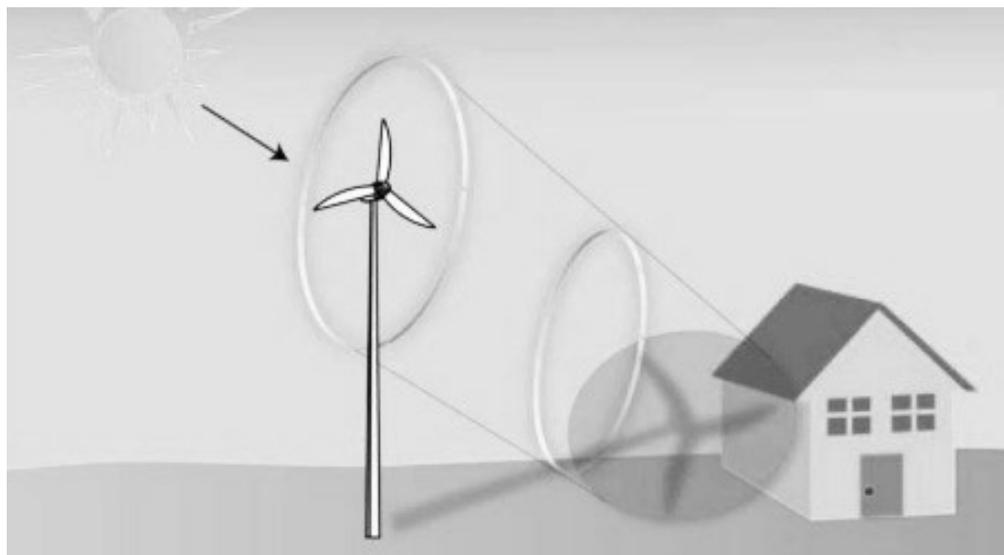


Figura 7.9. – Effetto Shadow Flickering.

I più recenti aerogeneratori tripala operano ad una velocità di rotazione massima di 15 rpm (giri al minuto), corrispondente ad una frequenza di passaggio delle pale sulla verticale minore della frequenza critica.

Le relazioni spaziali tra un aerogeneratore ed un ricettore (esempio abitazione), così come la direzione del vento risultano essere fattori chiave per la durata del fenomeno di shadow flicker. Per distanze dell'ordine dei 300 m, il fenomeno in esame potrebbe verificarsi all'alba oppure al tramonto, ovvero in quelle ore in cui le ombre risultano molto lunghe per effetto della piccola elevazione solare. Al di là di una certa distanza l'ombra smette di essere un problema perché il rapporto tra lo spessore della pala ed il diametro del sole diventa molto piccolo.

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 7.10. 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.

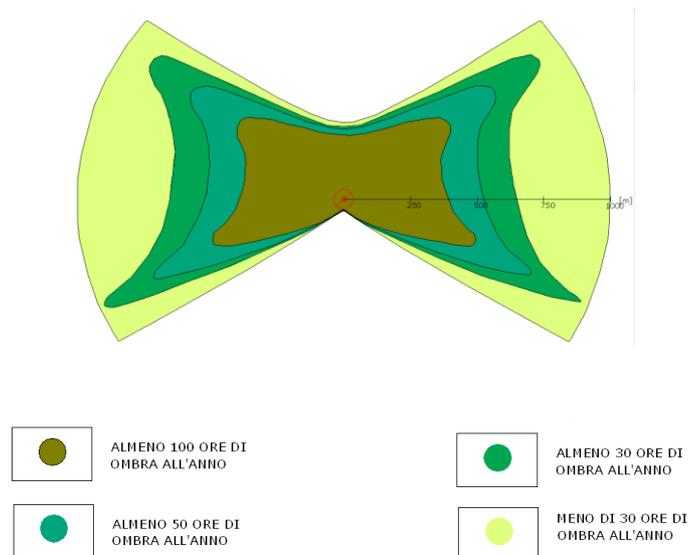


Figura 7.10. – Evoluzione annuale tipo dell'ombra di una pala.

Quindi, come è facile immaginare, la condizione più penalizzante corrisponde al caso in cui il piano del rotore risulta ortogonale alla congiungente ricevitore-sole; infatti, in tali condizioni, l'ombra proiettata darà origine ad un cerchio di diametro pari al rotore del generatore eolico.

Nel caso in esame la distanza reciproca tra il generatore eolico e i ricettori e le condizioni orografiche del sito considerato, determina la pressoché irrilevanza del fenomeno in esame.

L'analisi dell'impatto da shadow flickering prodotto dalle turbine oggetto dell'installazione con potenza nominale (in corrente alternata) di picco complessiva di 3 MW ciascuna non ha condotto all'identificazione di problematiche che possano dar luogo ad ulteriori riflessioni o studi per il fenomeno in oggetto. Per maggiori dettagli, si rimanda alla relazione allegata al presente progetto.

### 7.13 Effetto rottura organi rotanti

La tecnologia costruttiva degli aerogeneratori è alquanto sofisticata e di chiara derivazione aeronautica, per cui, la valutazione della gittata massima degli elementi di un aerogeneratore, in caso di rottura accidentale, comporta lo sviluppo di modelli di calcolo articolati e complessi.

I modelli teorici che meglio possono caratterizzare il moto nello spazio dei frammenti di pala o dell'intera pala possono essere ricondotti ai casi seguenti:

1. **Primo caso:** traiettoria a giavellotto con minore resistenza aerodinamica;  
Calcolo della gittata massima del generico frammento di ala, in assenza di moto rotazionale intorno ad un asse qualsiasi, con traiettoria del frammento complanare al rotore.
2. **Secondo caso:** traiettoria a giavellotto con maggiore resistenza aerodinamica;  
Calcolo della gittata massima del generico frammento di ala, sempre in assenza di moto rotazionale, intorno ad un asse qualsiasi, con traiettoria complanare al rotore e frammento ortogonale rispetto al piano del rotore.
3. **Terzo caso:** calcolo della gittata massima in presenza di moti di rotazione intorno a ciascuno dei tre assi principali del frammento stesso.

In caso di rottura, infatti, per il principio di conservazione del momento angolare, il generico spezzone di pala tende a ruotare intorno all'asse ortogonale al proprio piano; inoltre, a causa delle diverse pressioni cinetiche esercitate dal vento, lo spezzone di pala tende anche a ruotare intorno a ciascuno dei due assi principali appartenenti al proprio piano.

Le condizioni prese in considerazione nel 3° caso, permettono senza dubbio un calcolo più preciso e maggiormente corrispondente al reale moto di una pala staccatasi dal rotore per cause accidentali e forniscono, sperimentalmente, un valore di gittata di circa il 20% in meno di quella fornita dal primo caso.

Si è, pertanto, deciso di utilizzare il primo caso, di facile soluzione e che fornisce un risultato maggiorato di circa il 20%, garantendo così un ulteriore margine di sicurezza.

In merito al presente progetto, le analisi effettuate hanno avuto come risultato una gittata massima pari a 194,53 m: si sottolinea che nell'arco della suddetta distanza non sono presenti recettori sensibili.

**Si chiarisce che l'aerogeneratore è dotato di sensori che riducono la rotazione dello stesso al superamento di determinati valori di velocità del vento e bloccano completamente la macchina in caso di rottura delle pale. Per quanto sopra specificato la gittata dell'aerogeneratore in caso di rottura accidentale potrebbe essere assunta uguale a zero.**

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 chiusura 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;
- interramento 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 massiciata 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'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.

Nei punti seguenti si descrivono le azioni che si dovranno realizzare all'interno del Programma di Monitoraggio Ambientale, sia durante la costruzione sia durante il funzionamento del futuro parco eolico.

## **9.2 Fase di costruzione**

Durante la fase di costruzione del parco, il Piano si incentrerà sui seguenti indicatori di impatto:

- impiego delle polveri prodotte dai macchinari;
- influenze nei confronti del suolo e conservazione del manto vegetale;
- possibili influenze sulla flora e sulla vegetazione.

### **9.2.1 Controllo delle emissioni di polveri**

Al fine di controllare questo indicatore di impatti, si realizzeranno visite periodiche a tutte le zone delle opere in cui si localizzano le fonti emittenti, completando l'ispezione dei lavori dell'opera e facendo in modo che vengano osservate le seguenti misure:

- in caso di necessità, si effettueranno delle annaffiature delle superfici potenzialmente produttrici di polvere (viali, strade etc.);
- velocità ridotta dei camion sulle strade;

- vigilanza delle operazioni di carico e scarico e trasporto di materiali
- installazione di teli protettivi contro il vento.

La raccolta dei dati si realizzerà tramite ispezioni visive periodiche, nelle quali si stimerà il livello di polvere esistente nell'atmosfera e la direzione predominante del vento, stabilendo quali sono i luoghi interessati. L'ispezione si effettuerà una volta alla settimana, nelle ore in cui le emissioni di polvere saranno nella misura massima. La prima ispezione si realizzerà prima dell'inizio delle attività per avere una conoscenza della situazione precedente ai lavori e per poter realizzare comparazioni a posteriori.

### **9.2.2 Controllo delle influenze sui suoli**

Si realizzeranno visite periodiche durante i diversi stadi delle operazioni di installazione dell'impianto per poter osservare direttamente l'attuazione delle misure stabilite per minimizzare l'impatto, evitando che le operazioni si realizzino fuori dalle zone segnate.

Le indicazioni fondamentali da osservare sono le seguenti:

- vigilanza dello sbancamento o di qualunque altro movimento di terra, per minimizzare il fenomeno dell'erosione ed evitare possibili instabilità del terreno, sia per quegli sbancamenti eseguiti come appoggio alla realizzazione delle opere, sia per quelli che si conserveranno anche dopo la conclusione dei lavori.
- sistemazione della terra vegetale in cumuli, in modo che, successivamente, si possa utilizzare. I cumuli si dovranno sistemare nei luoghi indicati, e che corrispondano alle zone meno sensibili del territorio.
- si effettueranno osservazioni nelle zone limitrofe al parco eolico, al fine di rilevare cambiamenti o alterazioni di cui non si sia tenuto conto nel presente Studio.
- al termine di ciascuna visita si studieranno i possibili cambiamenti registrati, al fine di accertare le alterazioni.
- controllo e vigilanza della fase di reimpianto della vegetazione. Si analizzeranno tutte le zone in cui si sono realizzate azioni (sbancamento, scavi, e zone di ausilio ai lavori), indicando lo stato in cui si trovano le piantagioni. Ci si assicurerà dello stato di salute della piantagione.
- la corretta eliminazione dei materiali di avanzo dei lavori nei diversi stadi, ed al termine degli stessi.

In modo particolare si analizzerà l'attuazione degli obiettivi previsti per il ripristino (estetico e idrogeologico), assicurandosi inoltre che non si siano prodotti smottamenti estesi di terreno.

### **9.2.3 Controllo delle influenze sulla fauna**

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 localiz-

zazione, possibile aerogeneratore responsabile. Nel caso di ritrovamento di qualche uccello ferito e con possibilità di recupero, si trasporterà urgentemente ad un centro specializzato.

### **9.3 Presentazione del rapporto sullo sviluppo del P.M.A.**

Si presenterà un rapporto annuale, dalla data della Dichiarazione di Impatto ambientale, sullo sviluppo del P.M.A. e sul grado di efficacia ed attuazione delle misure correttive e protettive, in cui si dovranno concretizzare i seguenti aspetti:

- controlli delle misure per la protezione dell'atmosfera (polvere generata durante la costruzione);
- controlli delle misure per la protezione del suolo e terra vegetale;
- controlli delle misure per la protezione della flora e della vegetazione;
- controlli della possibile mortalità di uccelli;
- controllo dell'impatto sonoro;
- controllo del livello di inquinamento elettromagnetico;
- correlazione tra le attività dell'opera e gli effetti ed impatti che si producono.

## **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 non rientra in aree protette Rete Natura 2000 anche se è prossima al buffer dei 5 Km stabiliti per la salvaguardia e protezione delle 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 CO<sub>2</sub>) 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.

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. 10.1.), 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 <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , SO <sub>2</sub> ) 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
Produzioni 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
<b>Emissioni sonore</b>	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
<b>Emissioni elettromagnetiche</b>	---	---	Cantiere/ decommissioning
	Presenza di sorgenti di CEM (cavidotti, cabine, elettrodotto)	Diretta: Ambiente fisico Indiretta: Assetto antropico-salute pubblica	Esercizio
<b>Uso di risorse</b>	Prelievi idrici per usi civili, attività di cantiere	Diretta: Ambiente idrico	Cantiere/ decommissioning
	Uso di energia elettrica, combustibili	Diretta: assetto antropico-aspetti socio economici Indiretta: atmosfera	Esercizio
	Uso di combustibile per mezzi di cantiere		Cantiere/ decommissioning
	Consumi di sostanze per attività di cantiere	Indiretta: assetto antropico-aspetti socio economici	Esercizio
	Consumi di sostanze per attività di manutenzione e gestione impianto	Indiretta: assetto antropico-aspetti socio economici	Cantiere/ decommissioning
	Occupazione temporanea di suolo con aree di cantiere	Diretta: Suolo e sottosuolo, Flora Indiretta: Fauna, ecosistemi	Esercizio
	Occupazione di suolo e sottosuolo aerogeneratori, viabilità di servizio, cabine	Diretta: Suolo e sottosuolo, Flora Indiretta: Fauna, ecosistemi	Cantiere/ decommissioning
<b>Effetti sul contesto socio-economico</b>	Addetti impiegati nelle attività di cantiere	Diretta: assetto antropico-aspetti socio economici	Esercizio
	Sviluppo delle energie rinnovabili Addetti attività di gestione e manutenzione impianto	Diretta: assetto antropico- aspetti socio-economici/salute pubblica (mancate emissioni inquinanti)	Cantiere/ decommissioning
<b>Impatto visivo</b>	Volumetrie e ingombro delle strutture di cantiere	Diretta: Paesaggio	Esercizio
	Inserimento strutture di Progetto	Diretta: Paesaggio	Cantiere/ decommissioning

Tabella 10.1. – 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.