

**RICCIA – TUFARA
– GAMBATESA**

REGIONE MOLISE

**PROVINCIA DI
CAMPOBASSO**

**IMPIANTO EOLICO DA 55 MW COMPOSTO DA N. 10
AEROGENERATORI RICADENTI NEI COMUNI DI RICCIA,
TUFARA E GAMBATESA IN PROVINCIA DI CAMPOBASSO,
CON RELATIVE OPERE ED INFRASTRUTTURE**

PROGETTO DEFINITIVO

SINTESI NON TECNICA

Proponente:

EN.IT s.r.l.

Via Antonio Locatelli n.1

37122 Verona

P.IVA 04642500237

www.enitspa.it

enitsrl@pec.enitspa.it

Progettazione:

WH Group s.r.l.

Via A. Locatelli n.1 - 37122 Verona (VR)

P.IVA 12336131003

ingegneria@enitgroup.eu

Ing. Antonio Tartaglia



Spazio riservato agli Enti:

File: 2022030_10.2_SintesiNonTecnica

Cod. 2022030

Scala: ---

10.2	Rev.	Data	Descrizione	Redatto	Approvato
	00	24/07/2023	Prima emissione	A. Tartaglia	S.M. Caputo

INDICE

1	PREMESSA	5
2	DATI DI PROGETTO	7
3	INQUADRAMENTO AMBIENTALE E TERRITORIALE	8
3.1	Inquadramento territoriale	8
3.2	La rete infrastrutturale	11
4	PRINCIPALI RIFERIMENTI NORMATIVI E PROGRAMMATICI	12
4.1	Rete Natura 2000	12
4.2	Aree protette (EUAP).....	17
4.3	Aree IBA: Fiume Biferno.....	18
4.4	Piano di Assetto Idrogeologico (P.A.I.).....	19
4.4.1	<i>Aree a pericolosità e a rischio idraulico (PI)</i>	20
4.4.2	<i>Aree a pericolosità e a rischio di frana (PF)</i>	20
4.4.3	<i>Sintesi del PAI</i>	22
4.5	Piano Paesistico (P.P.).....	30
4.6	Piani Territoriali Paesistico-Ambientali di Area Vasta (P.T.P.A.A.V.)	30
4.7	Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (P.T.C.P.)	33
4.8	Piano Regolatore Generale comunale (PRG)	35
5	I BENI PAESAGGISTICI E CULTURALI	37
5.1	Patrimonio archeologico	39
5.2	Rete dei tratturi molisana.....	39
6	DESCRIZIONE DELLE OPERE E DELLE SCELTE PROGETTUALI	43
6.1	Localizzazione dell'impianto	43
6.2	Caratteristiche generali della centrale eolica	45
6.3	Tipologia di aerogeneratore.....	46
6.4	Caratteristiche anemometriche.....	48
6.4.1	<i>Analisi della producibilità dell'impianto</i>	50
6.5	Cabina di consegna	51
6.6	Infrastrutture e opere civili	52
6.6.1	<i>Strade di accesso e viabilità di servizio</i>	52
6.6.2	<i>Cavidotti</i>	53
6.6.3	<i>Fondazioni aerogeneratore</i>	53
6.6.4	<i>Piazzole aerogeneratore</i>	54
6.6.5	<i>Rete Idrografica</i>	55
6.6.6	<i>Ripristini e rinaturalizzazione</i>	56
6.7	Alimentazione ausiliari.....	57
6.8	Descrizione fase di cantiere	57
7	ANALISI DELLE INTERFERENZE CON SERVIZI ED INFRASTRUTTURE	58
7.1	Interferenze con il reticolo idrografico.....	59

7.2	Interferenze con rete gas.....	61
7.3	Interferenze con la rete acquedottistica.....	63
7.4	Scavi.....	64
8	DESCRIZIONE DELLE PRINCIPALI ALTERNATIVE DEL PROGETTO.....	64
8.1	Motivazione del progetto	65
8.2	Selezione della tecnologia impiegata	68
8.3	Criteri di scelta dell'ubicazione delle WTG	69
8.3.1	<i>Logistiche di trasporto</i>	70
8.3.2	<i>Valutazione delle peculiarità territoriali</i>	70
8.3.3	<i>Condizionamenti dovuti a orografia e morfologia del territorio</i>	70
8.3.4	<i>Analisi degli ecosistemi</i>	71
8.3.5	<i>Criteri per la definizione del layout</i>	71
8.4	Alternativa 0 – Realizzazione di nessun'opera	72
8.5	Alternativa 1 – Utilizzo di aerogeneratori di piccola taglia	74
8.6	Alternativa 2 – Utilizzo di aerogeneratori di media taglia.....	74
8.7	Alternativa 3 – Utilizzo di pannelli FV in luogo degli aerogeneratori.....	75
8.8	Alternativa 4 – Alternativa localizzativa	76
9	IMPATTO SUL SISTEMA AMBIENTALE.....	76
9.1	Metodologia di valutazione degli impatti	76
9.2	Scelta delle componenti e dei fattori.....	77
9.3	Sintesi dell'impatto ambientale atteso	78
9.4	Criteri per la definizione di eventuali misure compensative.....	79
10	CONCLUSIONI.....	80

Indice delle figure

Figura 1 – Inquadramento della centrale eolica in progetto	6
Figura 2 – Inquadramento delle opere su carta fisica	9
Figura 3 – Inquadramento del parco eolico su limiti amministrativi comunali	10
Figura 4 – Inquadramento delle opere con la rete infrastrutturale	12
Figura 5 – Carta delle emergenze ambientali (2022030_1.9_CartaEmergenzeAmbientali)	16
Figura 6 – Individuazione delle WTG rispetto ai vincoli idraulici e geomorfologici riportati nel PAI vigente (2022030_1.6_CartaPericololdrogeologico)	25
Figura 7 – Localizzazione delle WTG rispetto il reticolo idrografico	26
Figura 8 – Elaborato grafico della planimetria delle interferenze (2022030_1.14_InterferenzeCavidotto)	29
Figura 9 – Strumenti urbanistici generali per classi di età	36
Figura 10 – Estratto del PUC Castelpagano – “Analisi del PRG vigente”	37
Figura 11 – Inquadramento dell’impianto eolico sulla carta “Siti archeologici-chiese-beni architettonici-tratturi” di Campobasso	39
Figura 12 – Tratturi, tratturelli e bracci nella regione Molise	41
Figura 13 – Localizzazione del Tratturo Castel di Sangro – Lucera rispetto alle opere di progetto	43
Figura 14 – Esempio di installazione di turbina eolica	46
Figura 15 – Tipico dell’aerogeneratore in progetto, con dimensioni di ingombro (2022030_9.13_TipicoAerogeneratore)	47
Figura 16 – Curva teorica di Weibull	49
Figura 17 – Piazzola permanente tipo	55
Figura 18 – Elaborato grafico della planimetria delle interferenze (2022030_1.14_InterferenzeCavidotto)	60
Figura 19 – Stralcio dell’elaborato grafico della planimetria delle interferenze (2022030_1.14_Interferenze Cavidotto) ..	62
Figura 20 - Posa in opera tubazione per alloggio cavi	64

Indice delle tabelle

Tabella 1 - Norme Tecniche di Attuazione del progetto PAI	23
Tabella 2 – Elenco delle interferenze delle opere in progetto con il reticolo idrografico	29
Tabella 3 - Piani Territoriali Paesistico-Ambientali di Area Vasta della Regione Molise	33
Tabella 4 – Inquadramento particellare delle opere in progetto	44
Tabella 5 – Localizzazione e principali caratteristiche degli aerogeneratori	44
Tabella 6 – Fattori di perdita produzione netta d’impianto	51
Tabella 7 - Stima di producibilità (P50) dell’impianto	51
Tabella 8 – Elenco delle interferenze delle opere in progetto con il reticolo idrografico	61
Tabella 9 – Elenco delle interferenze delle opere in progetto con le condutture della rete gas	63
Tabella 10 – Elenco delle interferenze delle opere in progetto con la rete dell’acquedotto	63
Tabella 11 - Il potenziale eolico regionale: benefici occupazionali, Anev 2020	67

I PREMESSA

La presente relazione descrive la centrale di conversione dell'energia eolica in energia elettrica e le relative opere ed infrastrutture connesse e necessarie, da realizzarsi nell'agro del Comune di Riccia, Tufara e Gambatesa, in Provincia di Campobasso. Parte del tracciato del cavidotto di vettoriamento interessa anche il comune di Castelpagano, in Provincia di Benevento.

Il progetto prevede una potenza complessiva di 55 MW, articolata in 10 aereogeneratori di cui 5 da 5 MW e 5 da 6 MW. Le opere, data la loro specificità, sono da intendersi di interesse pubblico, indifferibili ed urgenti ai sensi di quanto affermato dall'art. 1 comma 4 della legge 10/91 e ribadito dall'art. 12 comma 1 del Decreto Legislativo 387/2003, nonché urbanisticamente compatibili con la destinazione agricola dei suoli come sancito dal comma 7 dello stesso articolo del decreto legislativo.

Tutta la progettazione della centrale di conversione dell'energia eolica in energia elettrica e le relative opere ed infrastrutture connesse e necessarie, è stata sviluppata utilizzando tecnologie ad oggi disponibili sul mercato europeo; dal momento della progettazione definitiva alla realizzazione potranno cambiare le tecnologie e le caratteristiche delle componenti principali, ma resteranno invariate le caratteristiche complessive e principali dell'intero impianto in termini di potenza massima di produzione, occupazione del suolo e ingombri.

La disposizione delle turbine eoliche è stata valutata tenendo in considerazione sia la componente paesaggistica e ambientale (minore impatto ambientale) che quella tecnica (migliore resa energetica a parità di costi dell'impianto).

I principali condizionamenti alla base delle scelte progettuali sono legati ai seguenti aspetti:

- ❖ normativa in vigore;
- ❖ presenza di risorse ambientali e paesaggistiche;
- ❖ vincoli territoriali ed urbanistici;
- ❖ salvaguardia ed efficienza degli insediamenti;
- ❖ presenza di infrastrutture (rete elettrica di trasmissione, viabilità, etc.) e di altri impianti;
- ❖ orografia e caratteristiche del territorio, soprattutto in funzione della producibilità eolica;
- ❖ efficienza e innovazione tecnologica.

Insieme agli aereogeneratori, le opere e le infrastrutture connesse oggetto del presente procedimento autorizzativo sono:

- ❖ Le piazzole nelle vicinanze dell'aereogeneratore per l'installazione e la futura manutenzione delle torri;
- ❖ Le viabilità di accesso agli aereogeneratori;
- ❖ Il cavidotto interrato di MT (30 kV) di collegamento degli aereogeneratori per una lunghezza totale di scavo pari a 27,70 km, ricadenti nel comune di Cercemaggiore,

Riccia, Tufara e Gambatesa, in provincia di Campobasso e nel comune di Castelpagano, in provincia di Benevento;

- ❖ L'ubicazione di due nuove Sotto Stazioni Elettriche Utente MT/AT;
- ❖ La realizzazione di due linee AT tra le stesse nuove Sotto Stazione Elettriche di utenza MT/AT e la indicata Stazione Elettrica di trasformazione TERNA.

La realizzazione delle opere dovrà essere preceduta da approvazione da parte del Proponente e dalla presentazione della documentazione necessaria l'autorizzazione e l'esecuzione delle opere stesse, nonché dalla redazione di progetto esecutivo.

L'impianto dovrà essere eseguito nel rispetto di tutte le prescrizioni tecniche nel seguito indicate, nonché nel totale rispetto delle disposizioni legislative, regolamentari e normative vigenti, quando siano applicabili, anche se non direttamente richiamate all'interno della presente relazione.

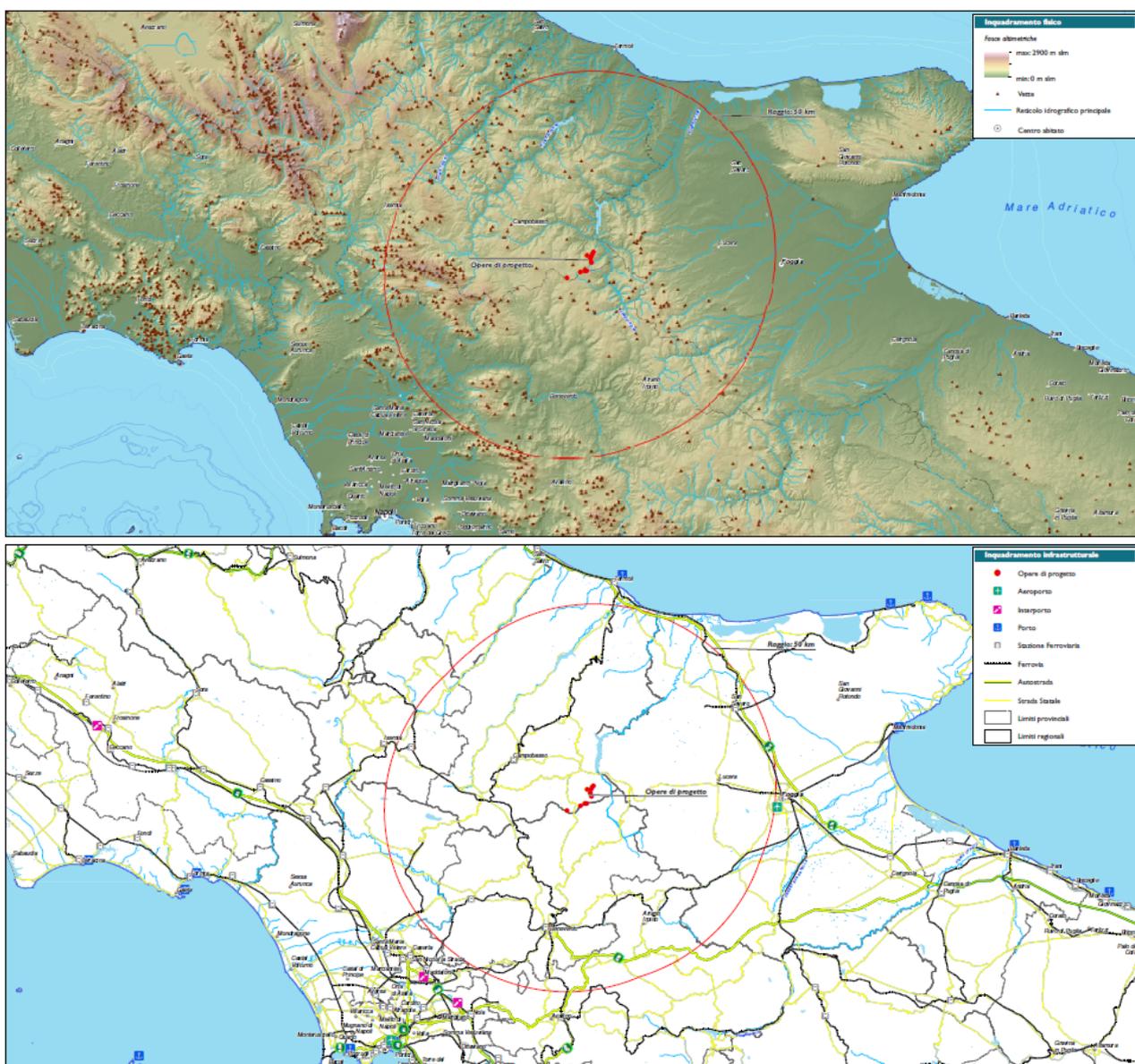


Figura 1 – Inquadramento della centrale eolica in progetto

2 DATI DI PROGETTO

Proponente	EN.IT s.r.l.			
Sede legale	Via Antonio Locatelli n.1 37122 Verona (VR) enitsrl@pec.enitspa.it P.IVA 04642500237			
SITO				
Ubicazione delle WTG	Comune di Riccia (CB) Comune di Tufara (CB) Comune di Gambatesa (CB)			
Uso	Terreno agricolo			
Dati catastali delle WTG	<i>ID</i>	<i>Comune</i>	<i>Foglio</i>	<i>P.lle</i>
	WTG 1	Gambatesa	38	128
	WTG 2	Tufara	11	203
	WTG 3	Gambatesa	40	153
	WTG 4	Gambatesa	44	208
	WTG 5	Gambatesa	42	61
	WTG 6	Tufara	26	6
	WTG 7	Tufara	35	154
	WTG 8	Tufara	35	170
	WTG 9	Riccia	66	133
	WTG 10	Riccia	70	214

Proponente	EN.IT s.r.l.					
Localizzazione delle WTG	Geografiche WGS84		WGS84 UTM33T		Quota slm (m)	
	LAT	LONG	E	N		
	WTG 1	41,494661	14,924939	493734.686	4593674.210	718,604
	WTG 2	41.489.847	14,9221	493497.150	4593045.941	771,625
	WTG 3	41,484289	14,91735	493100.135	4592523.299	836,924
	WTG 4	41,477006	14,915214	492921.023	4591714.922	879,561
	WTG 5	41,486847	14,904992	492068.764	4592808.345	654,594
	WTG 6	41,468703	14,985523	498791.128	4590789.766	792,209
	WTG 7	41,450292	14,903161	491911.371	4588750.231	933,054
	WTG 8	41,449353	14,896953	491392.714	4588646.583	974,372
	WTG 9	41,432122	14,838669	486520.815	4586741.066	917,741
WTG 10	41,445242	14,882431	490179.103	4588191.734	774,043	
DATI TECNICI						
Potenza nominale dell'impianto	55 MW					
Tipo di intervento richiesto:	Nuovo impianto		SI			
	Trasformazione		SI			
	Ampliamento		NO			
Dati del collegamento elettrico	Descrizione della rete di collegamento		MT neutro isolato			
	Tensione nominale (Un)		Trasporto 30.000 V Consegna 36.000 V			
	Vincoli della Società Distributrice da rispettare		Normativa TERNA			
Misura dell'energia	Contatore proprio nel punto di consegna per misure GSE, UTF. Contatore proprio e UTF sulla MT per la misura della produzione					
Punto di Consegna	Nuove stazioni di trasformazione su linea "Campobasso CP – Castelpagano"					

3 INQUADRAMENTO AMBIENTALE E TERRITORIALE

3.1 Inquadramento territoriale

Il Molise con una superficie di 4.460 km² è delimitato dall'Abruzzo a Nord, dal Lazio a Ovest, dalla Campania a Sud e dalla Puglia a Est. Bagnato a NE dall'Adriatico, si estende tra questo

e la dorsale appenninica, della quale comprende anche gli alti bacini del Volturno e del Tammaro, appartenenti al versante tirrenico. Con 300.516 abitanti nel 2020, ripartiti in 136 Comuni, si presenta con una densità media di 67 ab/km².

Il territorio, al di là della stretta e pianeggiante cimosa costiera, un tempo paludosa e malarica, è prevalentemente costituito da ondulazioni collinari, che, composte da argille, sabbie e marne, sono spesso soggette a movimenti franosi; la fascia appenninica, invece, è interessata da formazioni calcaree. Le massime vette sono il massiccio della Meta (2.241 m) e il M. Miletto (2.050 m) nel massiccio del Matese. La varietà morfologica e la differente distanza dal mare influenzano il clima della regione, che presenta spiccate condizioni di marittimità nella fascia costiera, risultando invece decisamente continentale nelle aree montane. Nell'interno, pertanto, è assai pronunciata l'escursione termica, sia annua sia diurna, mentre le precipitazioni, frequenti – come nel resto del territorio – soprattutto in autunno e in primavera, sono copiose (talora superiori ai 3.000 mm annui) e assumono spesso carattere nevoso.

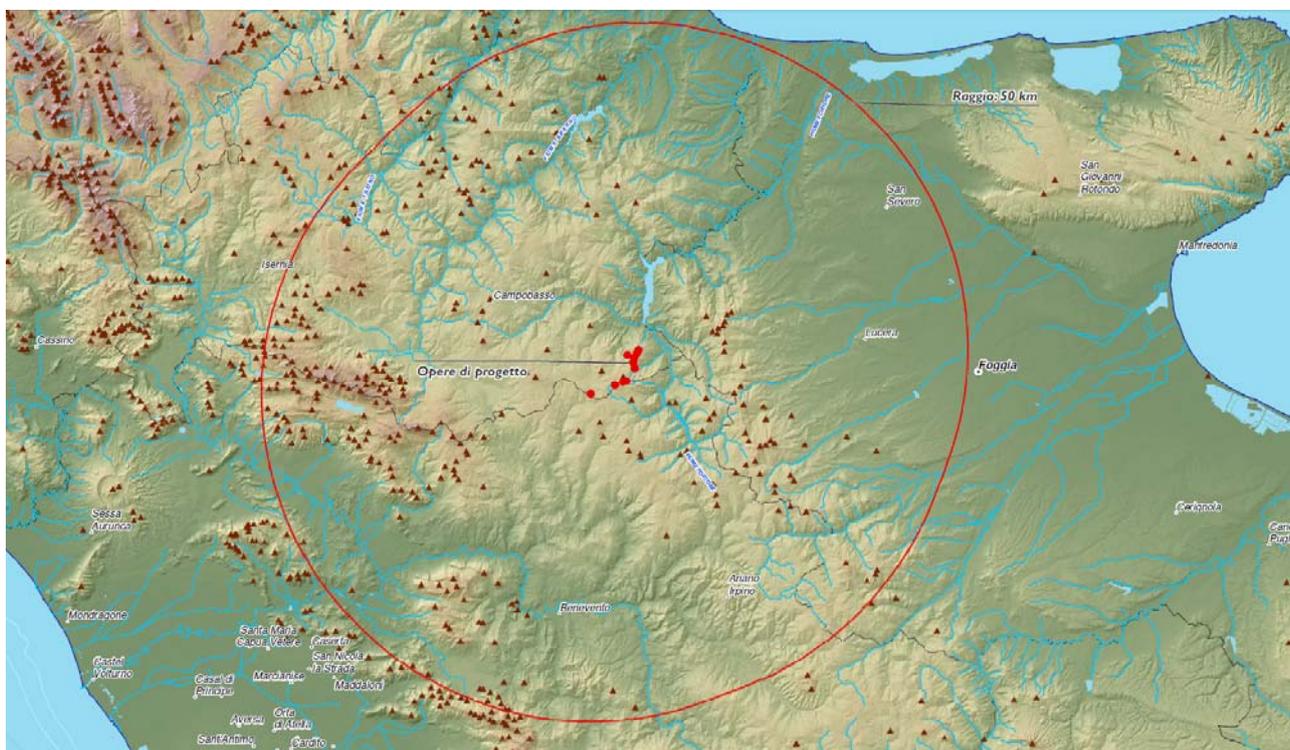


Figura 2 – Inquadramento delle opere su carta fisica

I fiumi, tra i quali solo il Biferno scorre interamente in territorio molisano, hanno regime torrentizio, strettamente legato al ritmo delle precipitazioni. Il manto boschivo, che copre il 25% della provincia di Isernia e il 12% di quella di Campobasso, è dominato in alto (oltre i 1.200 m) dal faggio, cui, alle quote inferiori, subentrano il cerro (700-1.200 m) e la quercia (400-700 m); al di sotto dei 400 m, infine, l'intenso e prolungato diboscamento ha pressoché eliminato il bosco a vantaggio delle coltivazioni.

L'area interessata dal progetto eolico fa parte del settore collinare centro-orientale della regione, ricade nel territorio comunale di Riccia, Tufara e Gambatesa, in Provincia di Campobasso, e confina con i comuni di Cercemaggiore, Colle Sannita, Castelvete in Val

Fortore, Jelsi, Pietracatella, Macchia Valfortore, Calenza Valfortore, San Marca la Catola e San Bartolomeo in Galdo.

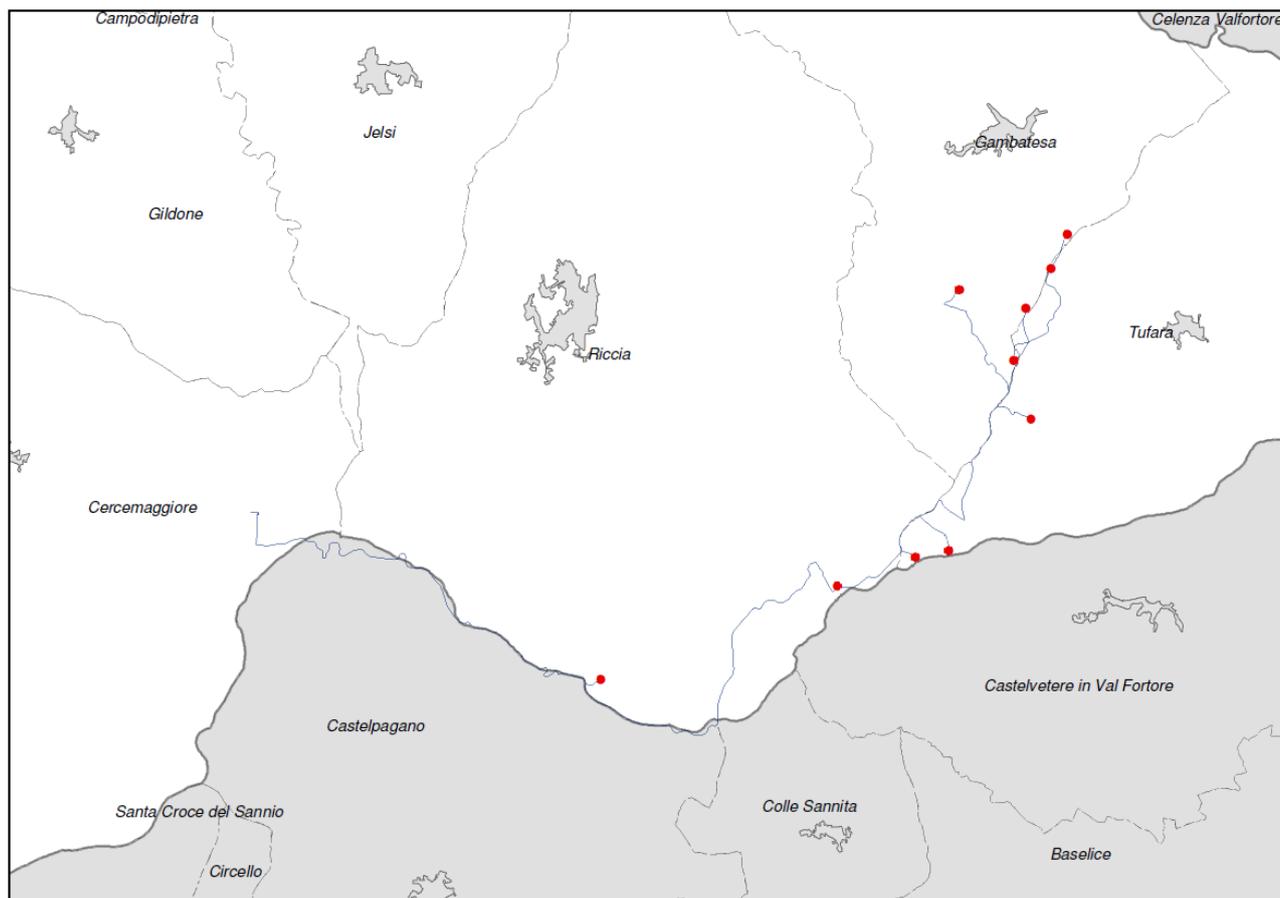


Figura 3 – Inquadramento del parco eolico su limiti amministrativi comunali

Dell'impianto eolico considerato, n. 9 aerogeneratori ricadono nel comune di Riccia, n.2 aerogeneratori nel comune di Tufara e n.1 aerogeneratore nel comune di Gambatesa, mentre la cabina di utenza elettrica ricade nel territorio comunale di Cercemaggiore.

Il territorio di **Tufara**, al confine con Puglia e Campania, si estende per circa 35 km² dal fondovalle del Fortore (240 m s.l.m.) sino alla località Bosco Pianella (1020 m s.l.m.).

Le origini del Paese non risalgono forse al di là del X secolo ed esso riceve il nome dalla **roccia tufacea** sulla quale è collocato.

Il vecchio borgo è dominato dalle possenti mura del Castello di origine longobarda, a cui è possibile accedere attraverso un portale con arco a tutto sesto. Di notevole interesse storico sono le cisterne scavate nel tufo che assicuravano l'approvvigionamento idrico della fortezza.

Riccia è il centro più importante della valle del Fortore, posto sul versante di una collina ed è considerato il settimo Borgo più bello d'Italia. "

È possibile raggiungere l'area detta Piano della Corte, con l'imponente torre e la preziosa Chiesa di Santa Maria delle Grazie, percorrendo stradine e ripide scalinate in pietra del centro storico medievale. La torre di Riccia, dalla suggestiva forma circolare, è ciò che resta di una fortezza medievale con mura possenti e un accesso originariamente costituito da un

ponte levatoio, oggi non più esistente. L'origine del castello è incerta, ma sicuramente venne ristrutturato nel 1285, quando Riccia divenne un feudo appartenente a Bartolomeo de Capua.

Il Comune di **Gambatesa** dista circa 10 km dal confine tra Molise e Puglia ed ha un'estensione di 43 km². Posto sulla collina e immerso nel verde, offre un'ampia visuale sul lago di Occhito: un lago artificiale, derivante dallo sbarramento delle acque del fiume Fortore e che separa il Molise dalla Puglia. Il centro abitato conserva la tipica struttura dei borghi medievali con vicoli, portici, cortiletti e rapide scalinate, che conducono alla chiesa di San Bartolomeo e al sorprendente Castello, uno dei più belli del Molise, con preziosi affreschi del XVI secolo.

3.2 La rete infrastrutturale

Le principali armature viarie interessate dal progetto sono:

- ❖ S.P. 93, che corre lungo i confini fra la Campania ed il Molise riportata sulla Carta Tecnica Regionale come S.P. n.34 Beneventana;
- ❖ S.S. 212 (ex SS17), strada Statale della Val Fortore;
- ❖ Strada comunale Cercemaggiore – Tufara;
- ❖ Strada comunale per Benevento;
- ❖ Strada comunale Mullisco;
- ❖ S.P. 107 che collega il Comune di Riccia con la Frazione Paolina e diramazione per Masseria Sticozze;
- ❖ S.P. 101 Mazzocca di Riccia.

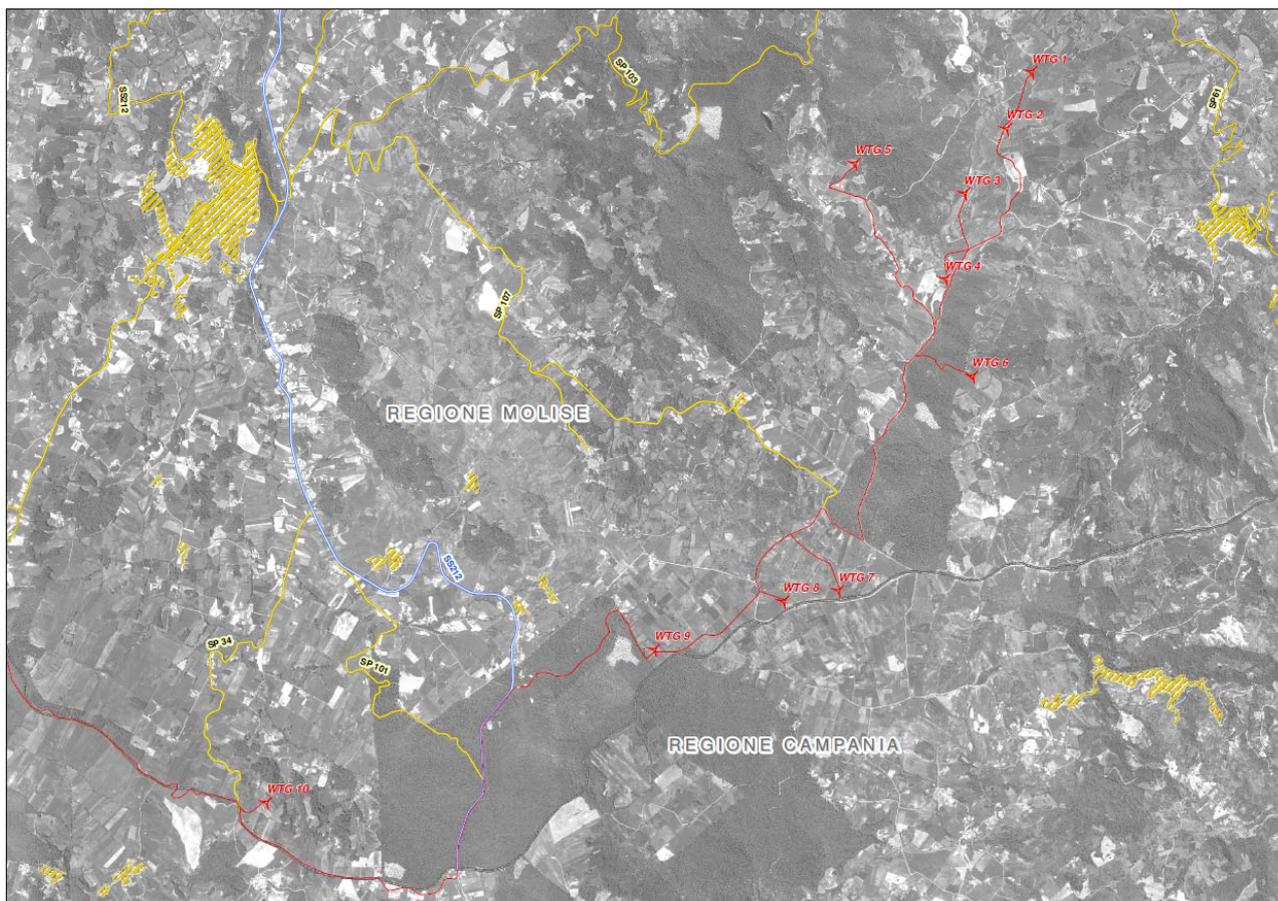


Figura 4 – Inquadramento delle opere con la rete infrastrutturale

4 PRINCIPALI RIFERIMENTI NORMATIVI E PROGRAMMATICI

4.1 Rete Natura 2000

Nell'area territoriale della Regione Molise sono presenti alcuni luoghi (delimitati da specifici confini definiti normativamente da specifiche leggi a livello nazionale) di particolare interesse naturalistico, salvaguardati e protetti poiché caratterizzati da particolare importanza flora-faunistica. Per l'individuazione di tali aree ci si è fatta valenza delle cartografie messe a disposizione da Rete Natura 2000.

Rete Natura 2000 è una rete ecologia europea, introdotta dalle Direttive Uccelli (79/409/CEE) ed Habitat (92/43/CEE), costituita da un complesso di aree di particolare rilevanza ambientale, quali quelle designate come Zone di Protezione Speciale (ZPS) per la conservazione degli uccelli selvatici e quelle classificate come Siti di Importanza Comunitaria (SIC) per la protezione degli habitat naturali e dalla flora e della fauna selvatica, la cui funzione è quella di garantire la sopravvivenza futura della biodiversità presente sul nostro continente. I pSIC (siti proposti SIC) al termine dell'iter istitutivo sono designati come ZSC (Zone Speciali di Conservazione).

Le ZPS e le ZSC garantiranno la presenza, il mantenimento e/o il ripristino di habitat e di specie peculiari del continente europeo, particolarmente minacciati di frammentazione ed estinzione. I criteri di selezione dei siti proposti dagli stati membri, descritti nell'Allegato III della Direttiva Habitat, delineano il percorso metodologico per la costruzione della rete

europea denominata Natura 2000. Elemento di carattere innovativo è l'attenzione rivolta dalla Direttiva alla valorizzazione della funzionalità degli habitat e dei sistemi naturali. Si valuta, infatti, non solo la qualità attuale del sito, ma anche la potenzialità che hanno gli habitat di raggiungere un livello di maggiore complessità. La Direttiva prende in considerazione anche siti attualmente degradati in cui tuttavia gli habitat abbiano conservato l'efficienza funzionale e che pertanto possano ritornare verso forme più evolute mediante l'eliminazione delle ragioni di degrado.

Ogni sito Natura 2000, a prescindere dallo Stato membro di appartenenza, deve essere parte integrante del sistema di aree individuate per garantire a livello europeo la presenza e la distribuzione degli habitat e delle specie considerate di particolare valore conservazionistico.

Il concetto di Rete Natura 2000 raccoglie così in modo sinergico la conoscenza scientifica, l'uso del territorio e le capacità gestionali, finalizzate al mantenimento della biodiversità a livello di specie, di habitat e di paesaggio. Scopo ultimo della Direttiva, infatti, non è solamente individuare il modo migliore per gestire ciascun sito, ma anche costituire con l'insieme dei siti una "rete coerente", ossia funzionale alla conservazione dell'insieme di habitat e di specie che li caratterizzano.

Il D.M. n. 184 del 17 ottobre 2007 integra la disciplina afferente alla gestione dei siti che formano la Rete Natura 2000, in attuazione delle direttive "Habitat" e "Uccelli", dettando i criteri minimi uniformi sulla cui base le regioni e le province autonome adottano le misure di conservazione o all'occorrenza i piani di gestione per tali aree. Il Decreto è stato recepito dalla Regione Molise con Deliberazione della Giunta Regionale n.889 del 29 luglio 2008 che individua le tipologie delle ZPS presenti sul territorio regionale e le relative misure di conservazione.

In Molise, come del resto nelle altre Regioni d'Italia, un primo censimento delle specie e degli habitat finalizzato all'individuazione dei SIC è stato avviato nell'ambito del progetto Bioitaly (1995), realizzato dall'Università degli Studi del Molise. A seguito di tale rilevazione sono stati proposti per il territorio regionale 2 ZPS, incluse in altrettanti pSIC, e 88 pSIC, per una superficie complessiva pari ad Ha 100.000 di SIC (22,5 % del territorio regionale) e pari ad Ha 800 di ZPS (0,2 % del territorio regionale).

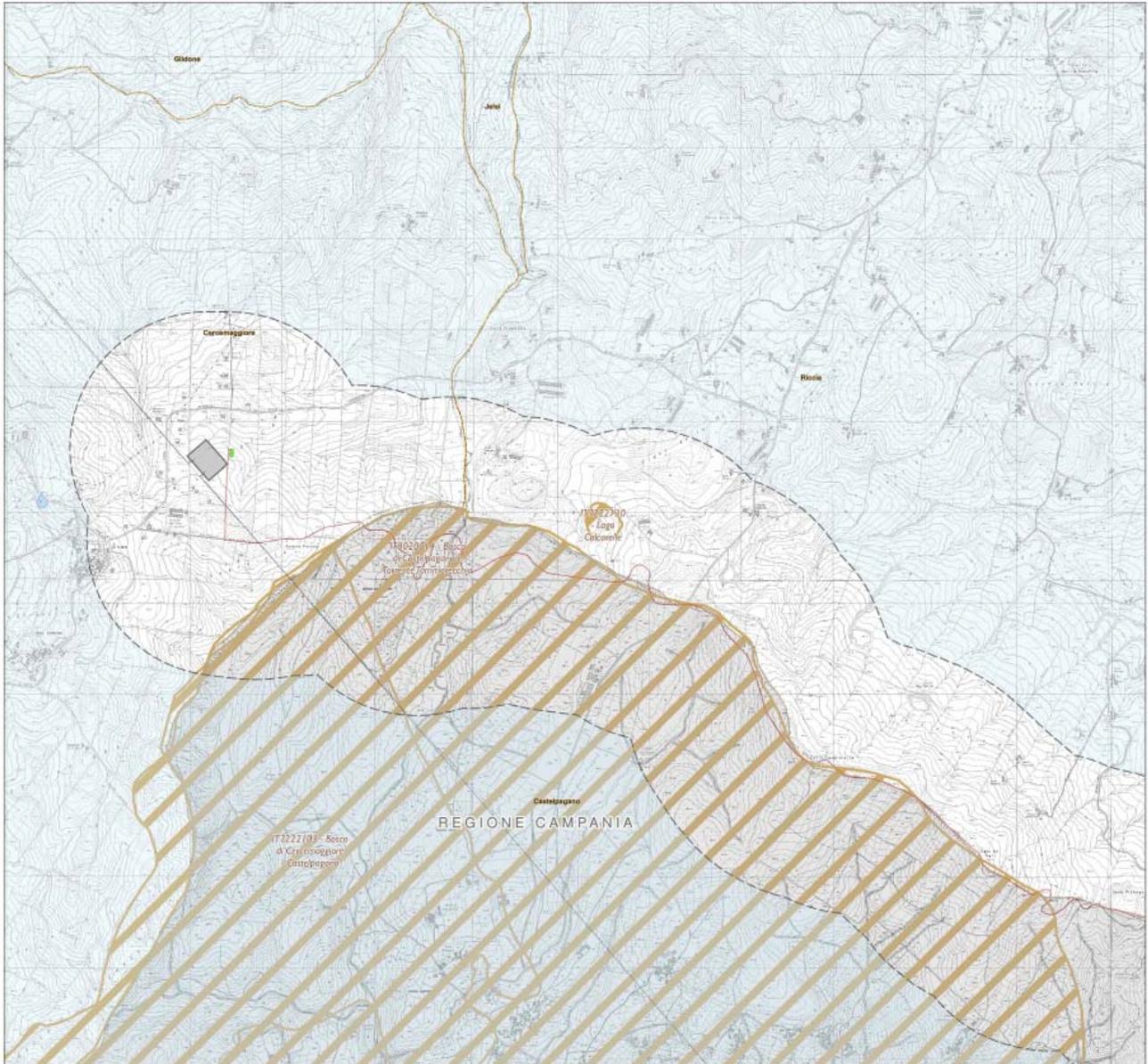
La Corte di Giustizia delle Comunità europee (III sezione), con sentenza del 20 marzo 2003 (pubblicata su G.U. C112/7 del 15 maggio 2003), ha condannato lo Stato italiano per insufficiente classificazione di ZPS, pertanto la Giunta Regionale, con deliberazione n°347 del 4 aprile 2005, ha individuato 24 nuove ZPS, tutte coincidenti con altrettanti SIC, per una superficie di circa 45.000 ettari (10 % del territorio regionale).

Successivamente, la Commissione europea, nell'allegato IV del Parere Motivato C.378/01, ha evidenziato che le ZPS classificate non coprono interamente il territorio delle Important Bird Areas (IBA) individuate dalla LIPU e riconosciute come riferimento scientifico per l'individuazione delle ZPS con sentenza C-3/96 del 19 maggio 1998. Inoltre, dall'incontro tecnico, tenutosi tra il Ministero dell'Ambiente, la Commissione Europea e la LIPU, è scaturito che per la Regione Molise la classificazione delle ZPS risultava insufficiente e discontinua per quanto attiene la copertura di superficie delle IBA, in modo particolare per l'IBA 125 "Fiume Biferno". Quindi, la Giunta Regionale, con deliberazione n° 230 del 06 marzo 2007, ha rivisto la perimetrazione delle ZPS, individuando, nell'IBA 125 "Fiume Biferno", un'unica ZPS, di circa 28.700 ettari, che include 14 SIC.

Per quanto riguarda i pSIC, la Commissione, con decisione del 19 luglio 2006, non ha ritenuto eleggibile il pSIC IT7222121 "Laghetti di San Martino in Pensilis", il pSIC IT7222122 "Laghetti sul Torrente Cigno" ed il pSIC IT7222123 "Laghetti di Rotello-Ururi", pertanto la situazione definitiva, allo stato attuale, risulta essere di 14 ZPS e 85 pSIC, per una superficie complessiva pari ad Ha 98.000 di pSIC (22 % del territorio regionale) e pari ad Ha 66.000 di ZPS (15% del territorio regionale). Il territorio designato come ZPS, per una superficie di circa Ha 43.500, si sovrappone a quello dei pSIC, facendo salire la superficie di territorio occupata dai siti Natura 2000 a circa 120.500 ettari, pari al 27,4% del territorio regionale.

Con deliberazione n°311 del 24 marzo 2005, la Giunta Regionale ha incaricato la Società Botanica Italiana di realizzare una ricerca finalizzata ad individuare nei siti Natura 2000 del Molise gli habitat e le specie, animali e vegetali, di interesse comunitario.

Nel dettaglio, a riguardo del progetto considerato, si documenta la localizzazione delle opere in progetto in relazione alle aree delle Rete Natura 2000 (2022030_1.9_CartaEmergenzeAmbientali). Considerando un buffer locale pari a 5 volte il diametro dell'aerogeneratore è possibile individuare un'interferenza con la ZSC – Zona Speciale di Conservazione *IT7222130 - Lago Calcarelle*, *IT7222103 – Bosco di Cercemaggiore Castelpagano*, *IT8020014 – Bosco di Castelpagano e Torrente Tammarecchia* e la ZSC/ZPS *IT8020006 – Bosco di Castelvetero in Val Fortone*.



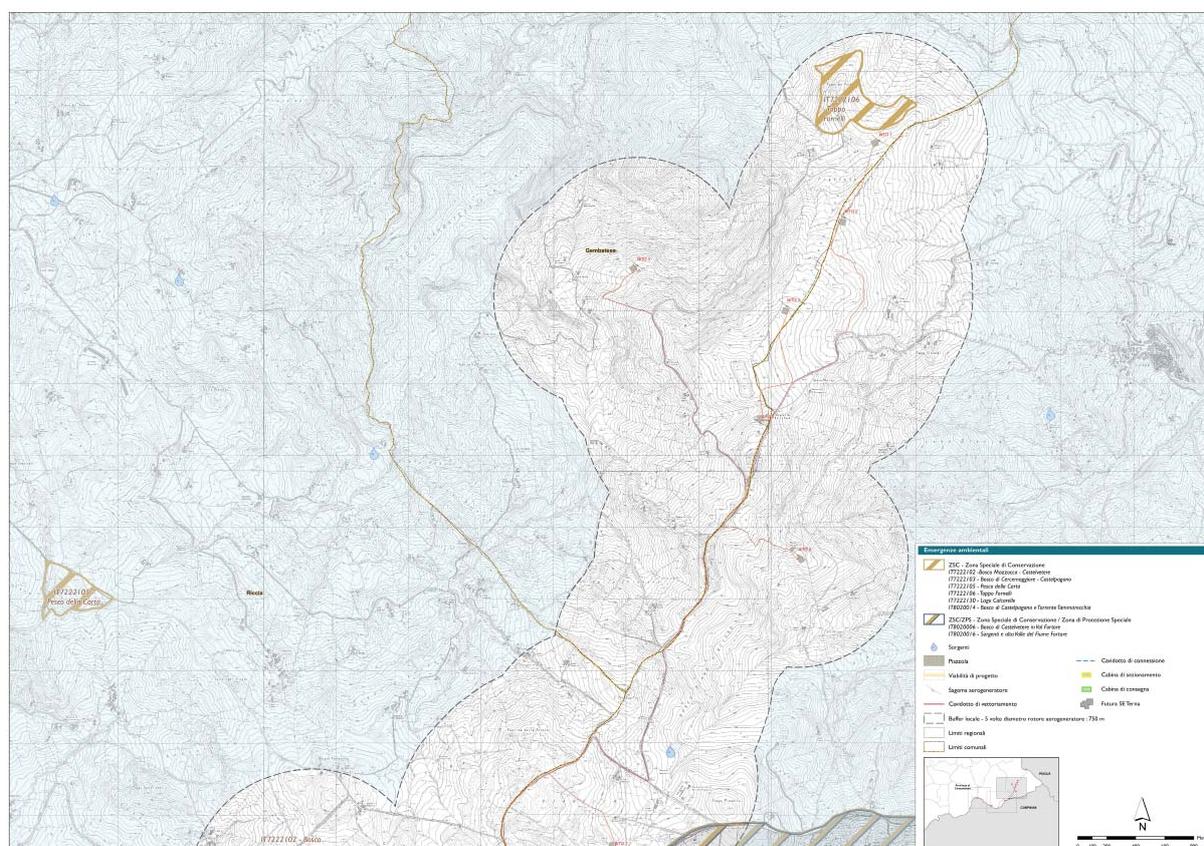
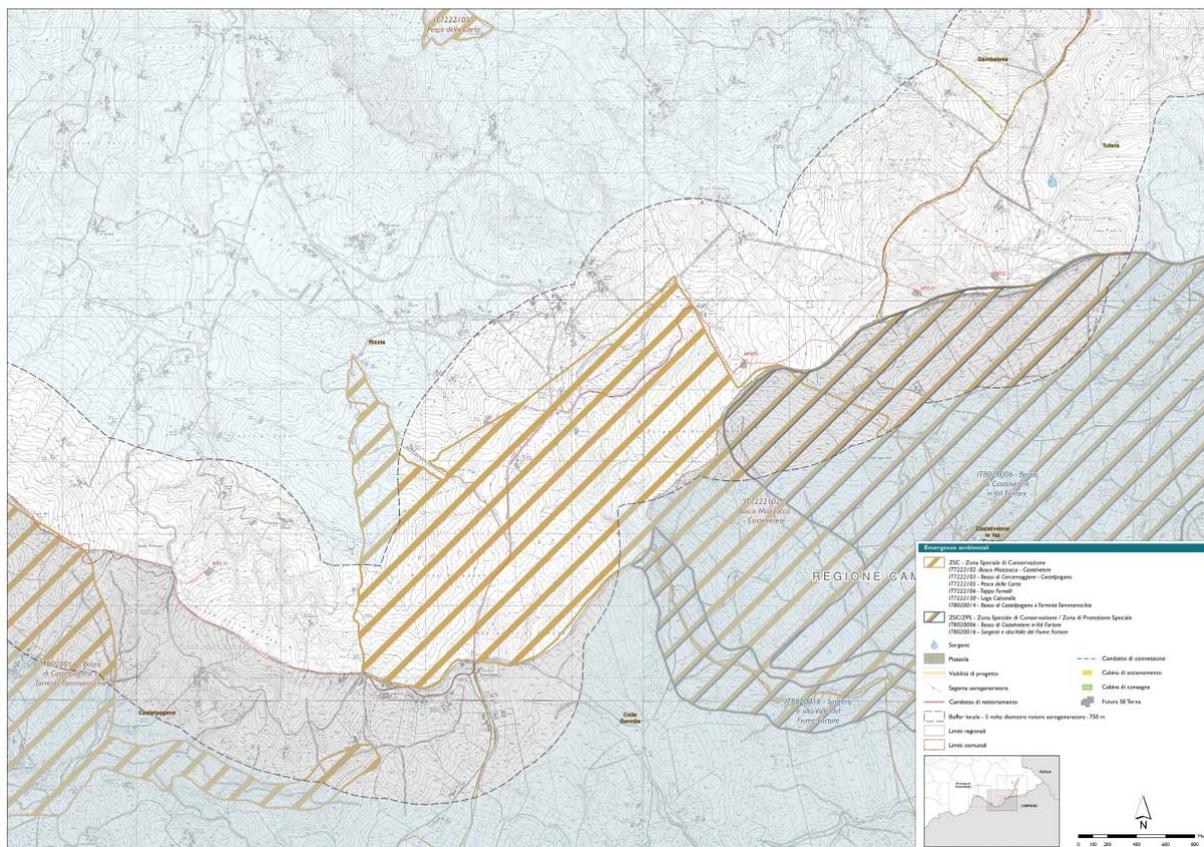


Figura 5 – Carta delle emergenze ambientali (2022030_1.9_CartaEmergenzeAmbientali)

4.2 Aree protette (EUAP)

La classificazione delle aree naturali protette è stata definita dalla legge 394/91, che ha istituito l'Elenco ufficiale delle aree protette - adeguato con il 6° aggiornamento, approvato con Delibera della Conferenza Stato-Regioni del 17 dicembre 2009 e pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 125 del 31.05.2010.

L'Elenco Ufficiale delle Aree Protette (EUAP) è un elenco stilato, e periodicamente aggiornato, dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio - Direzione per la Conservazione della Natura, che raccoglie tutte le aree naturali protette, marine e terrestri, ufficialmente riconosciute.

Nell'EUAP vengono iscritte tutte le aree che rispondono ai seguenti criteri, stabiliti dal Comitato Nazionale per le Aree Naturali Protette il 1 dicembre 1993:

- ❖ Esistenza di un provvedimento istitutivo formale (legge statale o regionale, provvedimento emesso da altro ente pubblico, atto contrattuale tra proprietario dell'area ed ente che la gestisce con finalità di salvaguardia dell'ambiente.) che disciplini la sua gestione e gli interventi ammissibili;
- ❖ Esistenza di una perimetrazione, documentata cartograficamente;
- ❖ Documentato valore naturalistico dell'area;
- ❖ Coerenza con le norme di salvaguardia previste dalla legge 394/91 (p.es. divieto di attività venatoria nell'area);
- ❖ Garanzie di gestione dell'area da parte di Enti, Consorzi o altri soggetti giuridici, pubblici o privati; Esistenza di un bilancio o provvedimento di finanziamento.

Le aree protette, nazionali e regionali, rispettivamente definite dall'ex L.394/97 e dalla ex L.R. 19/97, risultano essere così classificate:

- ❖ Parchi nazionali: sono costituiti da aree terrestri, marine, fluviali, o lacustri che contengano uno o più ecosistemi intatti o anche parzialmente alterati da interventi antropici, una o più formazioni fisiche, geologiche, geomorfologiche, biologiche, di interesse nazionale od internazionale per valori naturalistici, scientifici, culturali, estetici, educativi e ricreativi tali da giustificare l'intervento dello Stato per la loro conservazione.
- ❖ Parchi regionali; sono costituiti da aree terrestri, fluviali, lacustri ed eventualmente da tratti di mare prospicienti la costa, di valore ambientale e naturalistico, che costituiscano, nell'ambito di una o più regioni adiacenti, 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, lacustri o marine che contengano una o più specie naturalisticamente rilevanti della fauna e della flora, ovvero presentino uno o più ecosistemi importanti per la diversità biologica o per la conservazione delle risorse genetiche.
- ❖ Zone umide: sono costituite da paludi, aree acquitrinose, torbiere oppure zone di acque naturali od artificiali, comprese zone di acqua marina la cui profondità non superi i sei metri (quando c'è bassa marea) che, per le loro caratteristiche, possano

essere considerate di importanza internazionale ai sensi della Convenzione di Ramsar.

- ❖ Aree marine protette: sono costituite da tratti di mare, costieri e non, in cui le attività umane sono parzialmente o totalmente limitate. La tipologia di queste aree varia in base ai vincoli di protezione.
- ❖ Altre aree protette: sono aree che non rientrano nelle precedenti classificazioni. Ad esempio, parchi suburbani, oasi delle associazioni ambientaliste, ecc. Possono essere a gestione pubblica o privata, con atti contrattuali quali concessioni o forme equivalenti.

La Regione Molise ha recentemente definito la propria normativa sulle aree naturali, adeguandola alle esigenze del territorio. Le Riserve naturali statali in Regione sono 4, cui va ad aggiungersi il territorio del Parco Nazionale d'Abruzzo, Lazio e Molise ricadente nel territorio molisani. Presenti anche due oasi di protezione faunistica.

- ❖ Parco Nazionale d'Abruzzo, Lazio e Molise (EUAP0001);
- ❖ Oasi LIPU di Casacalenda (EUAP0454);
- ❖ Riserva MAB di Monte di Mezzo (EUAP0093);
- ❖ Riserva MAB di Collemelucchio (EUAP0092);
- ❖ Riserva Torrente Callora (EUAP0848);
- ❖ Oasi WWF di Guardiaregia e Campochiaro (EUAP0995);
- ❖ Riserva naturale di Pesche (EUAP0094).

Nella tavola 2022030_1.9_CartaEmergenzeAmbientali si documenta la localizzazione delle opere in progetto in relazione alle aree protette, escludendo ogni interferenza con quelle più prossime dall'impianto eolico considerato.

In Molise non sono presenti zone umide di importanza internazionale ai sensi della Convenzione di Ramsar.

4.3 Aree IBA: Fiume Biferno

L'inventario delle IBA (*Important Bird Areas*), fondato su criteri ornitologici quantitativi, è stato riconosciuto dalla Corte di Giustizia Europea (sentenza C-3/96 del 19 maggio 1998) come strumento scientifico per l'identificazione dei siti da tutelare come ZPS. Esso rappresenta quindi il sistema di riferimento nella valutazione del grado di adempimento alla Direttiva Uccelli, in materia di designazione di ZPS.

Nel cuore della regione Molise, su di una superficie di circa 45.066 ha, si estende l'area IBA (*Important Bird Areas* - codice IT125), denominata "Fiume Biferno". L'IBA include la parte media e bassa del bacino imbrifero del fiume Biferno e la sua foce. L'area è caratterizzata da paesaggio collinare coperto da boschi, macchia mediterranea e coltivi. Il perimetro segue soprattutto strade ed include l'area compresa tra Guglionesi, Palata, Montefalcone nel Sannio, Petrella Tifernina, Ripabottoni Bonefro, Larino e Portocannone. Nel basso corso del fiume, l'IBA corrisponde con i SIC:

- ❖ IT7282216- Foce Biferno – Litorale Campomarino;

❖ IT7282237- Fiume Biferno (confluenza Cigno - alla foce esclusa).

L'habitat è piuttosto variegato: Lago di Guardialfiera (di origine artificiale), Fiume Biferno e affluenti vari, Boschi, Macchia Mediterranea, Campi incolti, coltivati, ecc. La fauna di questa area è molto ricca e tra le specie prioritarie troviamo: nibbio bruno *Milvus migrans*, nibbio reale *Milvus milvus*, ghiandaia marina *Coracias garrulus*, zigolo capinero *Emberiza melanocephala*. Tra le specie (non qualificanti) prioritarie per la gestione vi si trova: *Ianario Falco biarmicus*, *monachella Oenanthe hispanica*.

Si rammenta che l'area IBA non viene considerata tra gli elementi che definiscono le aree non idonee alla installazione di specifiche tipologie di impianti FER in conformità all'art.26 della L.R. n.4 del 4 maggio 2016.

4.4 Piano di Assetto Idrogeologico (P.A.I.)

La Legge n. 183/1989 sulla difesa del suolo ha stabilito che il bacino idrografico, inteso come 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.

Strumento di gestione del bacino idrografico è il Piano di Bacino che si configura quale strumento di carattere "*conoscitivo, normativo e tecnico-operativo mediante il quale sono pianificate e programmate le azioni e le norme d'uso finalizzate alla conservazione, difesa e valorizzazione del suolo e alla corretta utilizzazione delle acque, sulla base delle caratteristiche fisiche ed ambientali del territorio interessato*".

Il Piano di Bacino Stralcio per l'Assetto Idrogeologico - Rischio Frane – Alluvioni (PAI) dei territori dell'ex Autorità di Bacino Interregionale Fortore, Saccione, Trigno e Regionale Molise, adottato dalla Conferenza Istituzionale permanente dell'AdB Distrettuale con Del. N.3 del 23/05/2017, relativo al bacino del Biferno e minori, già bacini regionali, approvato con DPCM 19/06/2019 (G.U. - SG n.194 del 20/08/2019), riguarda il settore funzionale della pericolosità e del rischio idrogeologico, come richiesto dagli artt. 63 e 68 del D. Lgs 152/2006 (articoli in cui sono trasferiti l'art. 1 del D.L. n. 180/1998 e l'art. 1-bis del D.L. n.279/2000).

Il Piano Stralcio di bacino per l'assetto idrogeologico dei fiumi Biferno e Minori ha valore di piano territoriale di settore ed è lo strumento conoscitivo, normativo, tecnico-operativo mediante il quale sono pianificate e programmate le azioni e le norme d'uso riguardanti l'assetto idrogeologico del bacino idrografico.

Nello specifico, il PAI definisce norme atte a favorire il riequilibrio dell'assetto idrogeologico del bacino idrografico dei fiumi Biferno e Minori, nel rispetto degli assetti naturali, della loro tendenza evolutiva e delle potenzialità d'uso del territorio, in modo da garantire il corretto sviluppo del territorio dal punto di vista infrastrutturale-urbanistico e indirizzare gli ambiti di gestione e pianificazione del territorio.

Il PAI si articola in Piano per l'assetto idraulico e Piano per l'assetto di versante e contiene la individuazione e perimetrazione delle aree a pericolosità e a rischio idrogeologico, le norme di attuazione, le aree da sottoporre a misure di salvaguardia e le relative misure.

Il Piano di Bacino Stralcio per l'Assetto Idrogeologico costituisce uno strumento di pianificazione, per tale motivo è stato impostato l'intero impianto normativo sulla pericolosità idrogeologica piuttosto che sul rischio. Ciò nondimeno nell'ambito del PAI vengono

individuare le aree soggette a rischio idrogeologico, in quanto si ritiene che tale individuazione sia indispensabile per la programmazione degli interventi per la mitigazione del rischio ed in particolare per stabilirne la priorità sia che si tratti di interventi strutturali che non strutturali, quali Piani di Protezione Civile e Misure di Salvaguardia.

Il rischio idrogeologico è una grandezza che mette in relazione la pericolosità, intesa come caratteristica di un territorio che lo rende vulnerabile a fenomeni di dissesto (frane, alluvioni, etc.) e la presenza sul territorio di beni in termini di vite umane e di insediamenti urbani, industriali, infrastrutture, beni storici, artistici, ambientali, etc.

L'assetto idrogeologico comprende:

- ❖ l'assetto idraulico riguardante le aree a pericolosità e a rischio idraulico;
- ❖ l'assetto dei versanti riguardante le aree a pericolosità e a rischio di frana.

4.4.1 Aree a pericolosità e a rischio idraulico (PI)

Il PAI individua e perimetra a scala di bacino le aree inondabili per eventi con tempo di ritorno assegnato e le classifica in base al livello di pericolosità idraulica. Si individuano le seguenti tre classi di aree a diversa pericolosità idraulica, come riportate negli elaborati di piano.

Per le aree studiate su base idraulica:

- ❖ Aree a pericolosità idraulica alta (PI3): aree inondabili per tempo di ritorno minore o uguale a 30 anni;
- ❖ Aree a pericolosità idraulica moderata (PI2): aree inondabili per tempo di ritorno maggiore di 30 e minore o uguale a 200 anni;
- ❖ Aree a pericolosità idraulica bassa (PI1): aree inondabili per tempo di ritorno maggiore di 200 e minore o uguale a 500 anni.

Per le aree studiate su base geomorfologica:

- ❖ Aree a pericolosità idraulica alta (PI3): alveo attivo, aree golenali ed alluvioni di fondovalle inserite nella dinamica fluviale di breve periodo;
- ❖ Aree a pericolosità idraulica moderata (PI2): alveo attivo, aree golenali ed alluvioni di fondovalle inserite nella dinamica fluviale di medio periodo;
- ❖ Aree a pericolosità idraulica bassa (PI1): alveo attivo, aree golenali ed alluvioni di fondovalle inserite nella dinamica fluviale di lungo periodo.

4.4.2 Aree a pericolosità e a rischio di frana (PF)

Le aree di versante in condizioni di dissesto sono distinte in base a livelli di pericolosità e di rischio, secondo la procedura definita nel PAI, ed individuate rispettivamente nelle carte della pericolosità da frana e da valanga del rischio da frana e da valanga.

Il PAI individua e classifica, a scala di bacino, le aree in frana distinguendole in base a livelli di pericolosità determinati secondo le procedure (indicate nella Relazione Generale del PAI di cui all'art.5-comma 1 lettera a)).

Si individuano le tre seguenti classi di aree a diversa pericolosità da frana, come riportate negli elaborati di piano, come di seguito definite:

- ❖ aree a pericolosità da frana estremamente elevata (PF3);
- ❖ aree a pericolosità da frana elevata (PF2);
- ❖ aree a pericolosità da frana moderata (PF1);

Appartengono alla **classe PF3**, caratterizzata da pericolosità da frana estremamente elevata, le aree in cui sono presenti:

- ❖ i movimenti di massa attivi, con cinematismi e caratteri evolutivi che mirano o meno all'estensione areale del fenomeno (definite frane attive);
- ❖ le deformazioni gravitative profonde di versante (DGPV).

Appartengono alla **classe PF2**, caratterizzata da pericolosità da frana elevata:

- ❖ le aree in cui sono presenti elementi distintivi del carattere di quiescenza rappresentati da indicatori geomorfologici diretti, quali la presenza di corpi di frana preesistenti e/o dà segni precursori di fenomeni gravitativi (ondulazioni, contropendenze, fratture di trazione, aperture anomale nei giunti di discontinuità, rigonfiamenti, etc.);
- ❖ gli areali che sulla base dei caratteri fisici (litologia e caratteristiche geotecniche dei terreni, struttura e giacitura dei corpi geologici, processi di degradazione meteorica, dinamica geomorfologica in atto, etc.), vegetazionali e di uso del suolo sono privi, al momento, di indicazioni morfologiche di fenomeni franosi superficiali e/o profondi ma che potrebbero evolvere attraverso fenomenologie di frana a cinematica rapida (crolli, ribaltamenti, debris flow);
- ❖ le aree di probabile evoluzione spaziale dei fenomeni censiti con stato attivo;
- ❖ i fenomeni di dissesto superficiali, quali soliflussi e/o le deformazioni viscosi dei suoli, per i quali è scontata l'attività continua nel tempo o, al più, il carattere stagionale; tali fenomeni vengono pertanto censiti come frane s.s. anche se tali non possono considerarsi;
- ❖ le frane sulle quali sono stati realizzati interventi di consolidamento, ovvero le frane stabilizzate artificialmente.

Nell'ambito di tale classe di pericolosità vengono distinte due sottoclassi:

- ❖ sottoclasse PF2a: comprende le tipologie indicate precedentemente con le lettere a) (frane quiescenti) e b) (areali che potrebbero evolvere attraverso fenomenologie di frana a cinematica rapida, quali crolli, ribaltamenti, debris flow);
- ❖ sottoclasse PF2b: comprende le tipologie precedentemente contrassegnate con le lettere c) (aree di probabile evoluzione spaziale dei fenomeni censiti con stato attivo), d) (fenomeni di dissesto superficiali, quali soliflussi e/o deformazioni viscosi dei suoli) ed e) (frane stabilizzate artificialmente).

Appartengono alla **classe PF1**, caratterizzata da pericolosità da frana moderata:

- ❖ le aree valutabili come tali sulla base dei caratteri fisici (litologia e caratteristiche geotecniche dei terreni, struttura e giacitura dei corpi geologici, processi di degradazione meteorica, dinamica geomorfologica in atto, etc.) vegetazionali e di uso del suolo, prive, al momento, di indicazioni morfologiche di fenomeni superficiali e/o profondi che possano riferirsi a movimenti gravitativi veri e propri;

- ❖ le aree di probabile evoluzione spaziale dei fenomeni censiti con stato di attività quiescente;
- ❖ tutti i fenomeni che non hanno alcuna possibilità di riattivarsi per effetto delle cause naturali originali (frane stabilizzate naturalmente).

4.4.3 Sintesi del PAI

Per accertare e dimostrare le condizioni di compatibilità degli interventi in progetto al PAI, occorre riferirsi alle Norme Tecniche di Attuazione dello stesso, qui a seguire sintetizzate in forma tabellare:

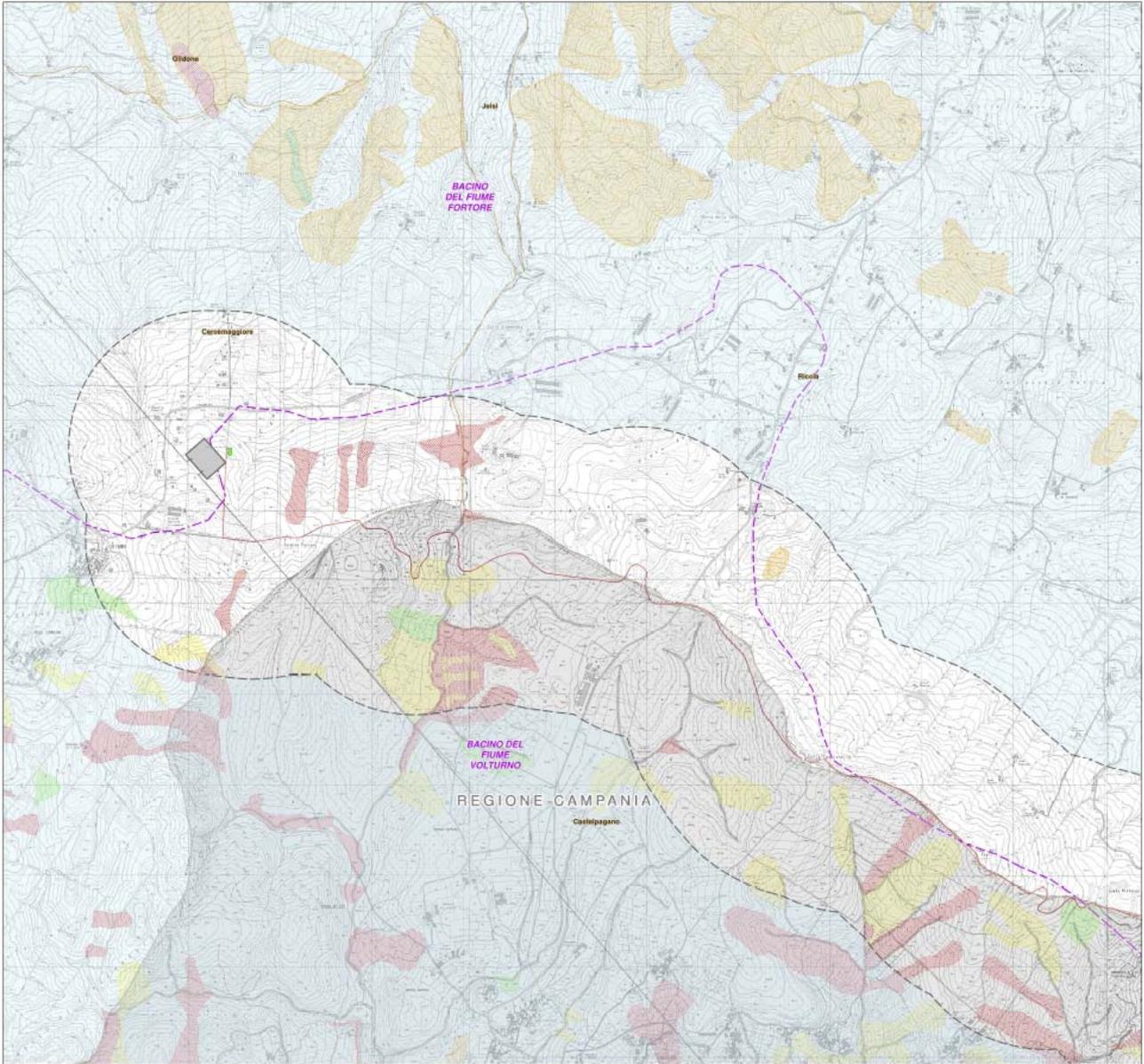
Assetto idraulico	Disciplina degli interventi NTA	Individuazione
DEFINIZIONE DELLE CLASSI DI PERICOLOSITA' IDRAULICA	Art. 11	Individuazione e perimetrazione delle aree inondabili per eventi con tempo di ritorno assegnato e classificazione delle stesse in base al livello di pericolosità idraulica. Le aree sono studiate su base idraulica e su base geomorfologica.
FASCIA DI RIASSETTO FLUVIALE Insieme delle aree all'interno delle quali si possono far defluire con sicurezza le portate caratteristiche di un corso d'acqua, comprese quelle relative ad eventi estremi e ad eventi con tempo di ritorno di 200 anni.	Art. 12	Studio di compatibilità idrologica ed idraulica
AREE AD ALTA PERICOLOSITÀ IDRAULICA (PI3) porzione di territorio soggette ad essere allagate per eventi di piena con tempo di ritorno inferiore o pari a 30 anni	Art. 13	Studio di compatibilità idrologica ed idraulica
AREE A MEDIA PERICOLOSITÀ IDRAULICA (PI2) porzione di territorio soggette ad essere allagate per eventi di piena con tempo di ritorno compreso tra 30 e 200 anni	Art. 14	Studio di compatibilità idrologica ed idraulica
AREE A BASSA PERICOLOSITÀ IDRAULICA (PI1) porzione di territorio soggette ad essere allagate per eventi di piena con tempo di ritorno compreso tra 200 e 500 anni	Art. 15	Studio di compatibilità idrologica ed idraulica

Assetto di versante	Disciplina degli interventi NTA	Individuazione
---------------------	---------------------------------	----------------

AREE A PERICOLOSITÀ DA FRANA ESTREMAMENTE ELEVATA (PF3) porzione di territorio interessata da fenomeni franosi attivi o quiescenti	Art. 25	Studio di compatibilità geologica e geotecnica
AREE A PERICOLOSITÀ DA FRANA ELEVATA (PF2) porzione di territorio caratterizzata dalla presenza di due o più fattori geomorfologici predisponenti l'occorrenza di instabilità di versante e/o sede di frana stabilizzata	Art. 26	Studio di compatibilità geologica e geotecnica
AREE A PERICOLOSITÀ DA FRANA MODERATA (PF1) porzione di territorio caratterizzata da bassa suscettività geomorfologica all'instabilità	Art. 27	Studio di compatibilità geologica e geotecnica

Tabella 1 - Norme Tecniche di Attuazione del progetto PAI

Lo Studio di compatibilità geologica e geotecnica prodotto dimostra la conformità delle scelte progettuali alle NTA richiamate infatti nessun aerogeneratore ricade in area a pericolosità da frana.



Pertanto, dall'analisi delle opere inerenti alla realizzazione del parco eolico con le aree di pericolosità indicate dal PAI, si può considerare l'intervento compatibile.

Guardando il reticolo idrografico, nel territorio dei comuni in oggetto, nelle vicinanze del territorio in cui andranno a localizzarsi gli aerogeneratori in progetto, sono da segnalare i seguenti corsi d'acqua:

- ❖ Torrente Tammarecchia;
- ❖ Vallone Ripitella;
- ❖ Vallone Tescetaro;
- ❖ Torrente il Teverone;
- ❖ Torrente Chiusano;
- ❖ Fosso Loie;
- ❖ Torrente Scaraiazzo;
- ❖ Torrente Cervaro.

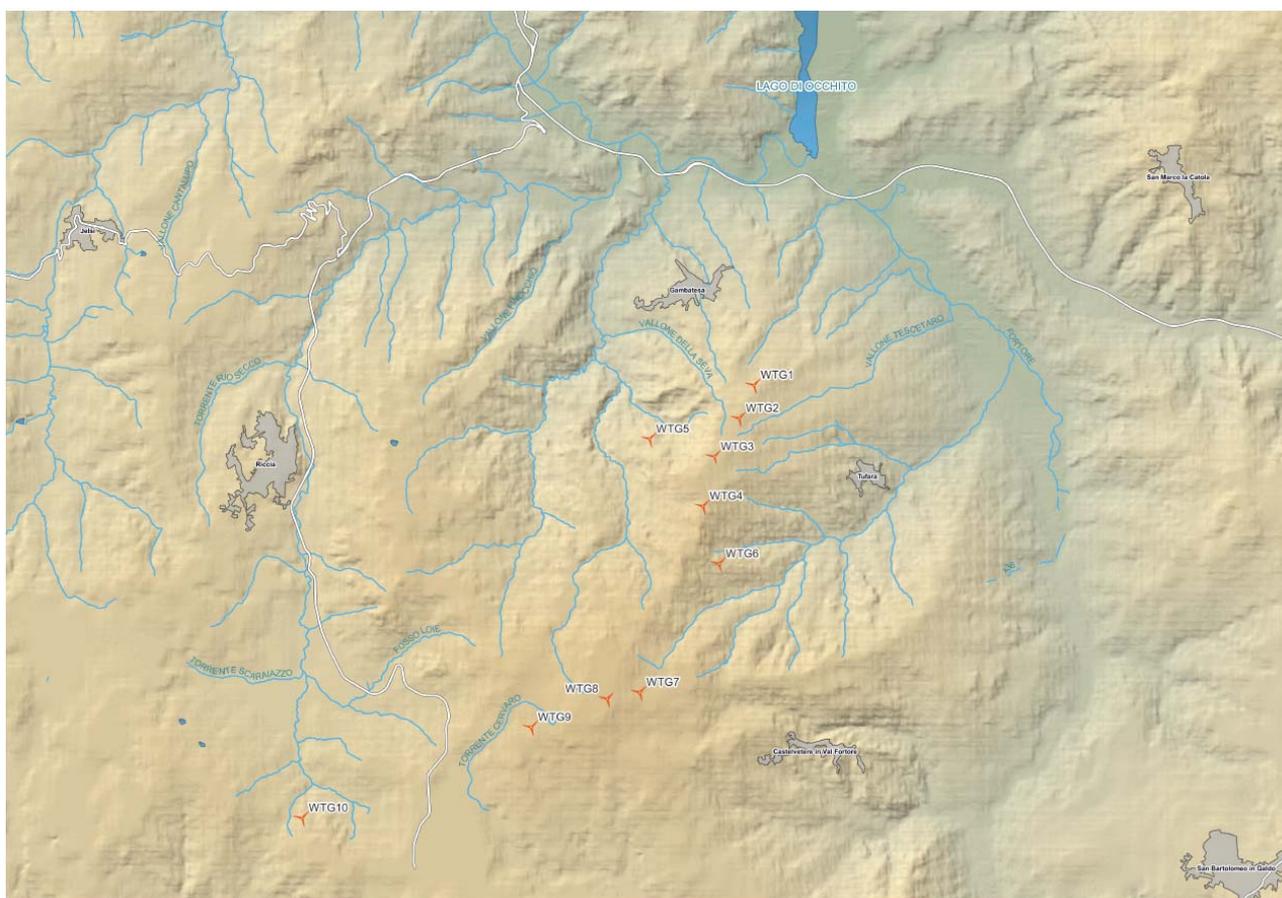
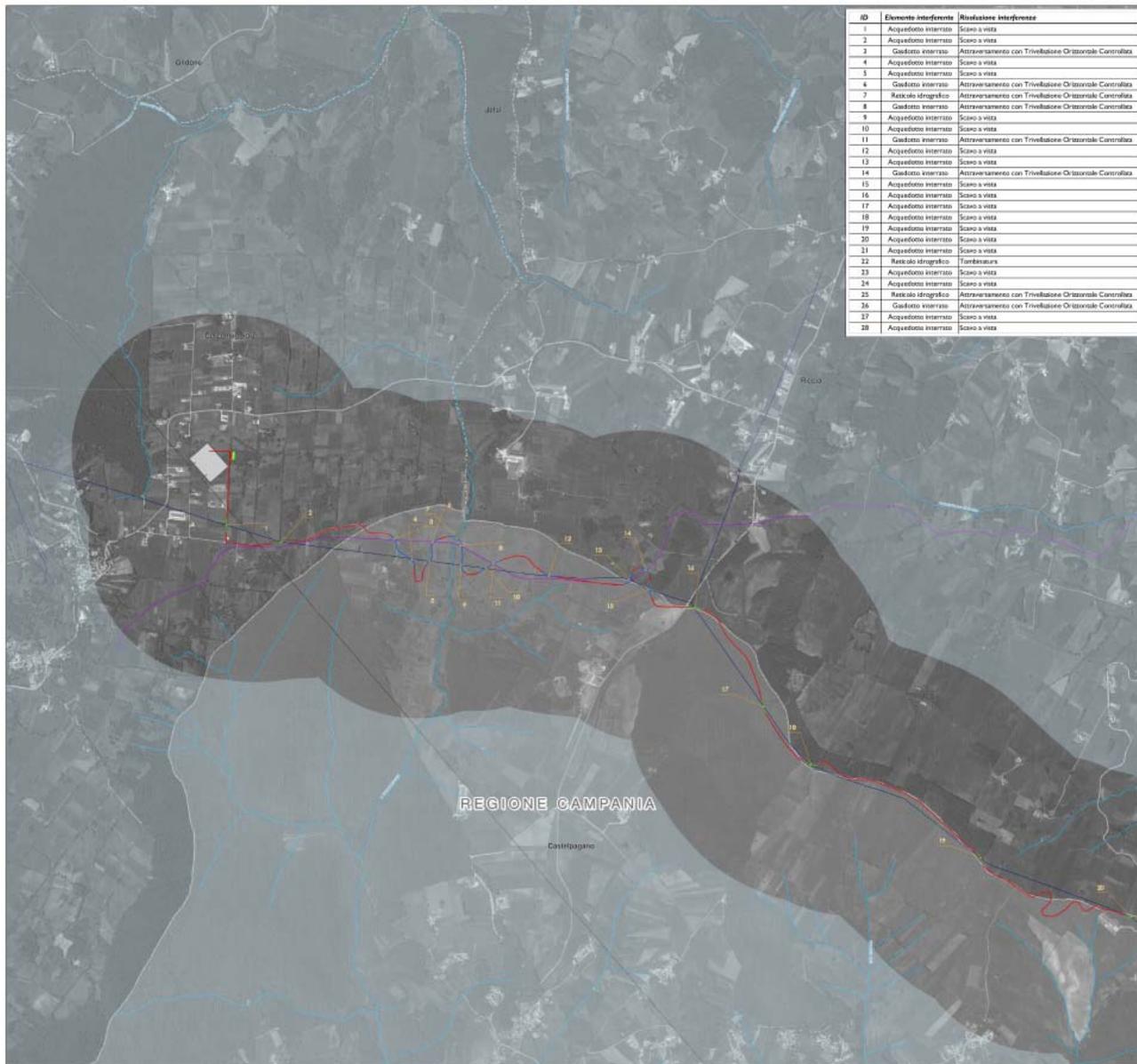
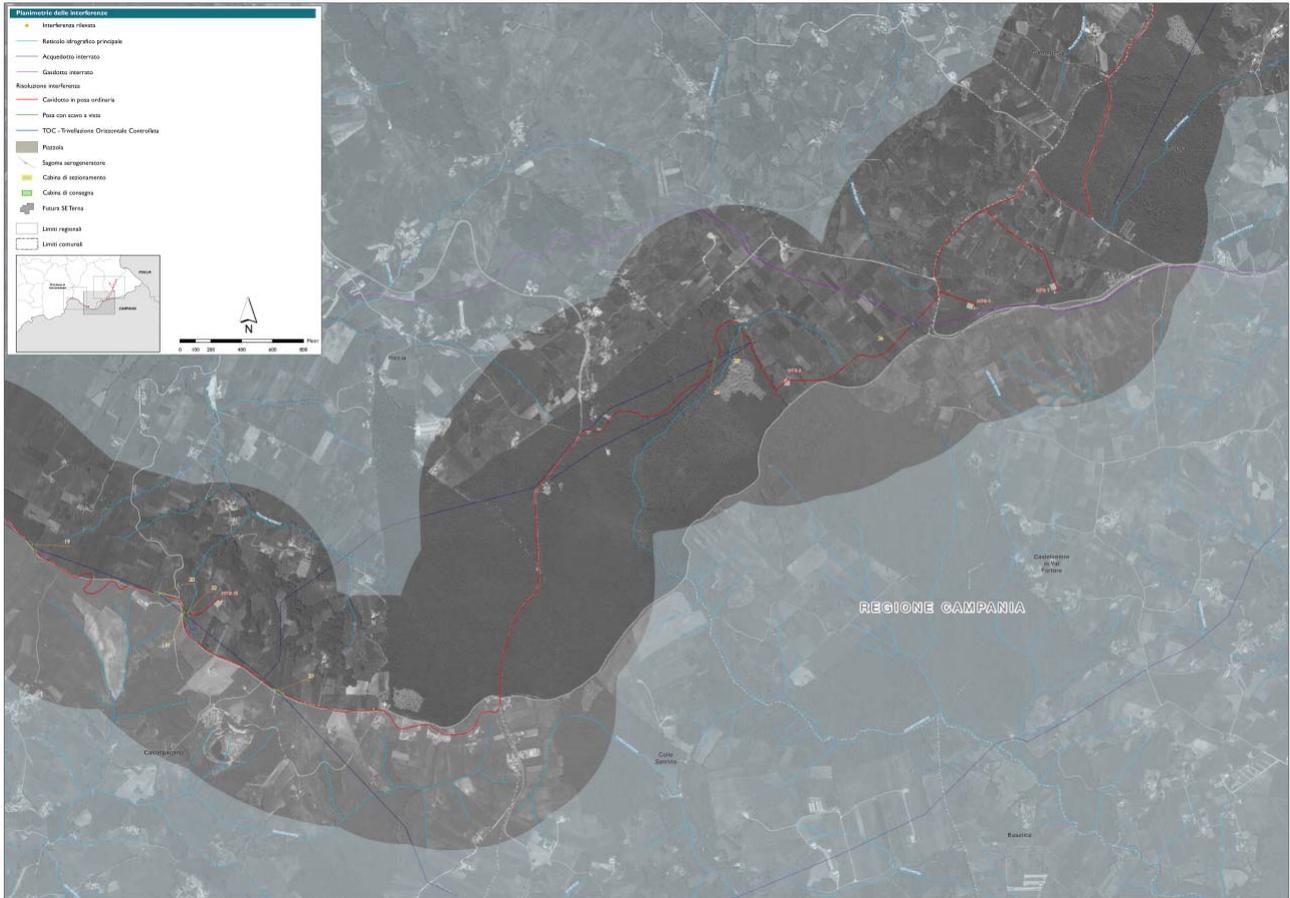


Figura 7 – Localizzazione delle WTG rispetto il reticolo idrografico

Come evidenziato dalla figura successiva che rappresenta lo stralcio dell'elaborato grafico 2022030_1.14_InterferenzeCavidotto, si osserva che, sebbene non siano presenti

incongruenze tra gli aerogeneratori ed i corsi d'acqua locali, si rilevano 8 interferenze tra questi ultimi e il tratto di cavidotto.





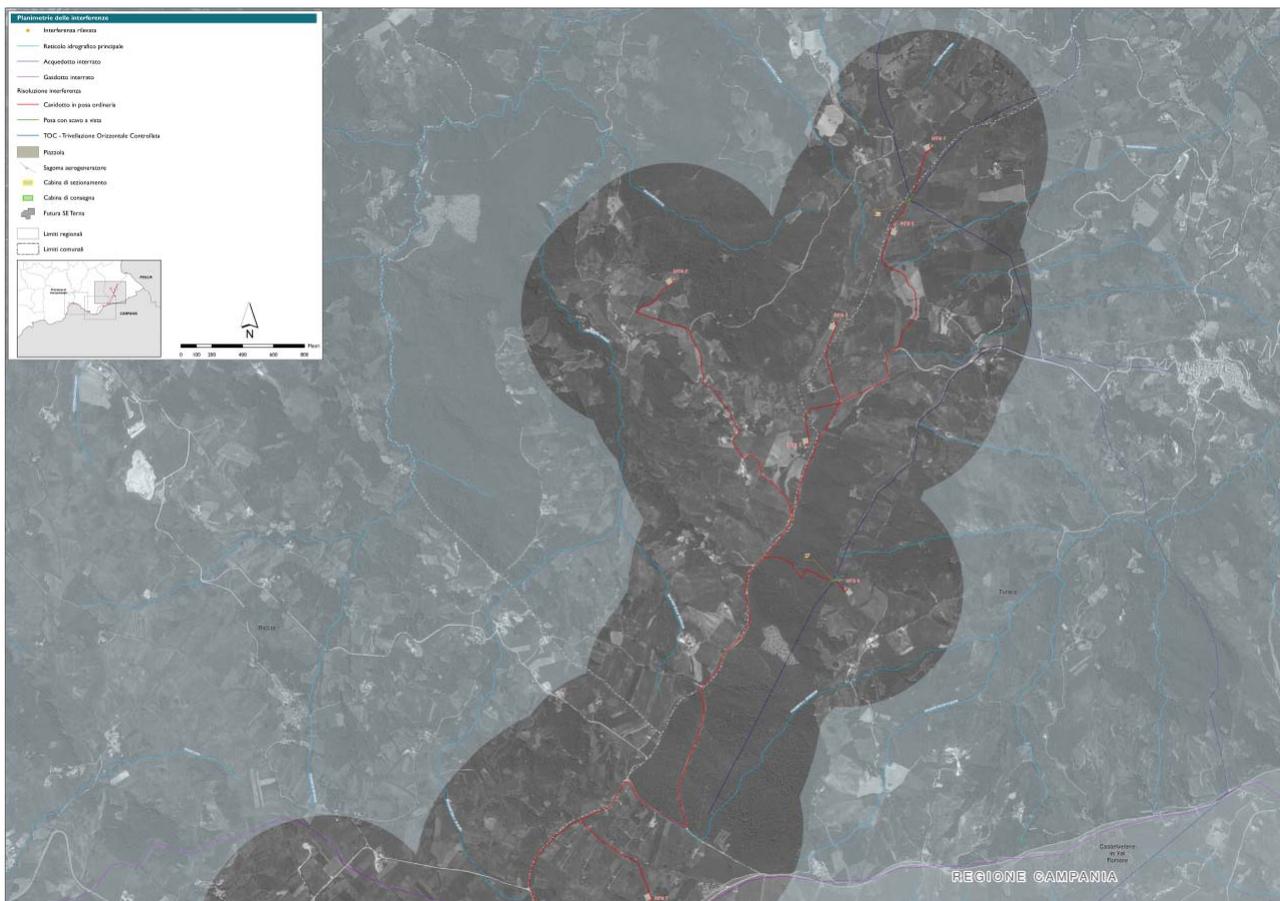


Figura 8 – Elaborato grafico della planimetria delle interferenze (2022030_1.14_InterferenzeCavidotto)

ID	Elemento interferente	Risoluzione interferenza
7	Reticolo idrografico	Attraversamento con Trivellazione Orizzontale Controllata
22	Reticolo idrografico	Tombinatura
25	Reticolo idrografico	Attraversamento con Trivellazione Orizzontale Controllata

Tabella 2 – Elenco delle interferenze delle opere in progetto con il reticolo idrografico

Dalla tabella precedente si evidenziano le quattro interferenze delle opere in progetto con i diversi corsi d’acqua appartenenti al reticolo idrografico e si descrivono i metodi risolutivi a tali interferenze.

Nel dettaglio si ha che:

- ❖ nell’interferenza 7 il cavidotto interseca in un punto il Torrente Tammarecchia;
- ❖ nell’interferenza 22 il cavidotto interseca in un punto un affluente del Vallone Ripitella;
- ❖ nell’interferenza 25 il cavidotto interseca in un punto il Torrente Cervaro;

Le modalità di risoluzione per le interferenze tra il cavidotto MT ed il reticolo idrografico, vengono gestite tramite la tecnologia NO DIG, ovvero inserendo il cavidotto lungo una precisa operazione di scavo teleguidato ad una profondità progettata in modo da garantire

un franco di sicurezza rispetto all'escavazione della piena massima, i cui dettagli sono riportati nella Relazione Idraulica. L'attraversamento in Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC), sarà completamente interrato e rispettoso delle funzioni ecologiche ed idrauliche del corso d'acqua.

4.5 Piano Paesistico (P.P.)

Il Piano Paesistico o P.P. è un piano di settore obbligatorio redatto dalla Regione al fine di evitare che gli interventi di carattere urbanistico-edilizio rovinino il paesaggio.

L'amministrazione, previa valutazione di una situazione nella sua globalità, individua misure coordinate, modalità di azione, obiettivi, tempi di realizzazione per intervenire su quel determinato settore. Alla base dei Piani Paesistici vi è la volontà di normalizzare il rapporto di conservazione-trasformazione individuando un rapporto di equivalenza e fungibilità tra piani paesaggistici e piani urbanistici, mirando alla salvaguardia dei valori paesistici-ambientali.

Il P.P. contiene:

- ❖ ricognizione del territorio, degli immobili e delle aree dichiarate di notevole interesse pubblico;
- ❖ analisi delle dinamiche di trasformazione del territorio (ai fini di individuare fattori di rischio ed eventuali elementi di vulnerabilità del paesaggio);
- ❖ individuazione degli interventi di recupero e riqualificazione;
- ❖ individuazione delle misure necessarie di inserimenti di eventuali interventi di modificazione ai fini di realizzare uno sviluppo sostenibile;
- ❖ obiettivi di qualità.

Punti caratteristici generali sono:

- ❖ la suddivisione del territorio in zone di rispetto;
- ❖ la regolarizzazione del rapporto tra aree libere e aree fabbricabili;
- ❖ l'emanazione di norme per i tipi di costruzione consentiti in suddette zone;
- ❖ l'emanazione di criteri per la distribuzione e l'allineamento dei fabbricati;
- ❖ indicazione per scegliere e distribuire in maniera appropriata la flora.

4.6 Piani Territoriali Paesistico-Ambientali di Area Vasta (P.T.P.A.A.V.)

La Regione Molise è dotata del Piano Paesistico dal 1989; in particolare il "Piano Territoriale Paesistico-Ambientale Regionale" del Molise è relativo all'intero territorio regionale ed è costituito dall'insieme di 8 Piani Territoriali Paesistico-Ambientali di Area Vasta (PTPAAV) in riferimento a singole parti del territorio regionale.

I P.T.P.A.A.V., redatti ai sensi della Legge Regionale 1/12/1989 n. 24 sono di seguito elencati.

P.T.P.A.A.V. (Descrizione del contesto)	Data di Approvazione	Comuni Interessati
--	----------------------	--------------------

Piano Territoriale Paesistico-Ambientale di AREA VASTA n.1	Approvato con Delibera di Consiglio Regionale n.253 del 01 ottobre 1997	<ul style="list-style-type: none"> - Campomarino - Guglionesi - Montenero di Bisaccia - Petacciato - Portocannone - S. Giacomo degli Schiavoni - S. Martino in Pensilis - Termoli
Piano Territoriale Paesistico-Ambientale di AREA VASTA n.2	Approvato con Delibera di Consiglio Regionale n.92 del 16 aprile 1998	<ul style="list-style-type: none"> - Bonefro - Casacalenda - Colletorto - Guardialfiera - Larino - Lupara - Montelongo - Montorio dei Frentani - Morrone del Sannio - Provvidenti - Rotello - S. Croce di Magliano - S. Giuliano di Puglia - Ururi
Piano Territoriale Paesistico-Ambientale di AREA VASTA n.3	Approvato con Delibera di Consiglio Regionale n.254 del 01 ottobre 1997	<ul style="list-style-type: none"> - Cantalupo del Sannio - Roccamandolfi - San Massimo - Boiano - San Polo Matese - Campochiaro - Guardiaregia - Sepino
Piano Territoriale Paesistico-Ambientale di AREA VASTA n.4	Approvato con Delibera di Consiglio Regionale n.94 del 16 aprile 1998	<ul style="list-style-type: none"> - Carpinone - Chiauci - Civitanova del Sannio - Frosolone - Macchiagodena

		<ul style="list-style-type: none"> - S. Elena Sannita - Sessano del Molise - S. Maria del Molise - Isola Amm.va di Pescolanciano
Piano Territoriale Paesistico-Ambientale di AREA VASTA n.5	Approvato con Delibera di Consiglio Regionale n.106 del 07 aprile 1999	<ul style="list-style-type: none"> - Castelpetroso - Castelpizzuto - Longano - Monteroduni - Pettoranello del Molise - Sant'Agapito
Piano Territoriale Paesistico-Ambientale di AREA VASTA n.6	Approvato con Delibera di Consiglio Regionale n.93 del 16 aprile 1998	<ul style="list-style-type: none"> - Conca Casale - Pozzilli - Sesto Campano - Venafro
Piano Territoriale Paesistico-Ambientale di AREA VASTA n.7	Approvato con Delibera di Consiglio Regionale n.107 del 07 aprile 1999	<ul style="list-style-type: none"> - Acquaviva d'Isernia - Castel San Vincenzo - Cerro al Volturno - Colli al Volturno - Filignano - Forli del Sannio - Fornelli - Macchia d'Isernia - Montaquila - Montenero - Valcocchiara - Pizzone - Rionero Sannitico - Rocchetta al Volturno - Scapoli
Piano Territoriale Paesistico-Ambientale di AREA VASTA n.8	Approvato con Delibera di Consiglio Regionale n.255 del 01 ottobre 1997	<ul style="list-style-type: none"> - Agnone - Belmonte del Sannio - Capracotta - Carovilli - Castel del Giudice - Castelverrino

		<ul style="list-style-type: none"> - Pescolanciano - Pescopennataro - Pietrabbondante - Poggio Sannita - S. Angelo del Pesco - S. Pietro Avellana - Vastogirardi
--	--	---

Tabella 3 - Piani Territoriali Paesistico-Ambientali di Area Vasta della Regione Molise

Si evidenzia che gli aerogeneratori in progetto ricadono interamente nel territorio comunale di Riccia, Tufara e Gambatesa, i quali non rientrano in nessuna tavola descritta dal Piano Paesistico Regionale. Va osservato che anche la futura cabina di connessione, che va a localizzarsi nel territorio comunale del comune di Cercemaggiore, non rientra nel Piano Paesistico Regionale.

Le modalità della tutela e della valorizzazione degli elementi di interesse antropico vengono descritti nelle Norme Tecniche d'Attuazione (NTA), capo 3°, art.5 (Articolazione della tutela e della valorizzazione). Nel dettaglio, la cabina in progetto viene identificata come TC2, sigla che definisce una "trasformazione condizionata a requisiti progettuali da verificarsi in sede di rilascio della concessione o autorizzazione ai sensi della Legge 10/77 e delle successive modifiche ed integrazioni". Essendo la legge n. 10 del 28 gennaio 1977 - "Norme in materia di edificabilità dei suoli", abrogata, si rimanda al D.P.R. n. 380 del 6 giugno 2001 - "Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia" (G.U. n. 245 del 20 ottobre 2001), in cui vengono dichiarate le disposizioni generali di attività edilizia.

È necessario sottolineare, comunque, come le interferenze del progetto (in particolare del cavidotto) con beni tutelati ai sensi dell'art. 142 comma 1 lettera c) fiumi, torrenti, corsi d'acqua – D.Lgs. 42/2004 rientrano all'interno della fattispecie riportata nell'allegato A punto A.15 del Decreto del Presidente della Repubblica 13 febbraio 2017, n. 31 *“Regolamento recante individuazione degli interventi esclusi dall'autorizzazione paesaggistica o sottoposti a procedura autorizzatoria semplificata”*.

Nel dettaglio al punto A.15 si riportano tra gli “Interventi ed opere in aree vincolate esclusi dall'autorizzazione paesaggistica” le seguenti opere: *“tubazioni o cavi interrati per le reti di distribuzione locale di servizi di pubblico interesse o di fognatura senza realizzazione di nuovi manufatti emergenti in soprasuolo o dal piano di campagna; l'allaccio alle infrastrutture a rete”*.

4.7 Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (P.T.C.P.)

La pianificazione territoriale di vasta scala (piano territoriale di coordinamento regionale – art. 5 e 6 della L.U. 1150/42) si pone quale strumento di verifica e coerenza degli atti di gestione del territorio, fondendosi con gli indirizzi generali derivanti da altri programmi o piani di settore (programmi economici, delle infrastrutture, delle opere pubbliche, dei servizi, ecc.).

Successivamente, la legge 142/90 e poi il D. Lgs. 112/98, rispettivamente con l'art. 15 la prima e con l'art. 57 il secondo, hanno ridisciplinato la programmazione di vasta area introducendo il piano territoriale di coordinamento provinciale (P.T.C.P.) al quale, per categoria e peculiarità, si accostano i piani di settore che derivano dalla tutela paesistica, ambientale e naturalistica, così individuati e disciplinati:

- ❖ piani territoriali paesistici (art. 5, L.1497/39 e art. 1 bis L. 431/85);
- ❖ piano paesistico ambientale (art. 1 bis e ss. L.431/85) si tratta di una tutela del paesaggio che non riguarda soltanto beni di esclusiva rilevanza estetica (bellezze naturali) o culturale (singolarità geologiche, beni rari o di interesse scientifico) bensì beni che costituiscono elementi caratterizzanti la struttura morfologica del territorio nazionale, siano essi naturali o effetto dell'attività umana;
- ❖ piano d'assetto delle aree naturali protette (L. 394/91).

Il T. U. 490/99 in materia di beni culturali e ambientali, all'art. 11, punto c) richiama le funzioni e le competenze attribuite alle Regioni ed agli Enti locali dal D. Lgs. n.112 del 31 marzo 1998, sicché rimangono ferme le disposizioni legislative sopra enunciate, con i rispettivi contenuti. Il D. Lgs. 42/2004 (Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio) che ha abrogato il T.U. 490/99 non modifica nella sostanza le funzioni e le competenze attribuite alle Regioni ed agli enti locali dal decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112, e introduce, all'articolo 135 il Piano Paesistico (piano urbanistico-territoriale con specifica considerazione dei valori paesaggistici), concernente l'intero territorio regionale. A tale Piano si conformano e si adeguano gli strumenti di pianificazione territoriale degli Enti Locali. Nella categoria dei piani di settore sovracomunale sono ricompresi tra l'altro:

- ❖ piani delle aree e dei nuclei di sviluppo industriale (L.R. 08/04);
- ❖ i piani di bacino nazionale, interregionale e regionale, attraverso questo strumento devono essere definite le prescrizioni e individuate le azioni concrete volte alla conservazione, alla difesa e valorizzazione del suolo e alla corretta utilizzazione delle acque;
- ❖ i piani di tutela delle acque (art. 44 D. Lgs. 152/99);
- ❖ il piano provinciale di gestione dei rifiuti (D. Lgs. n. 22/97).

A seguito della legislazione esaminata e del D. Lgs. 267/00 emerge che il piano territoriale di coordinamento, predisposto e adottato dalla Provincia, determina indirizzi generali di assetto del territorio e, in particolare, indica:

- ❖ le diverse destinazioni del territorio in relazione alla prevalente vocazione delle sue parti;
- ❖ la localizzazione di massima delle maggiori infrastrutture e delle principali linee di comunicazione;
- ❖ le linee di intervento per la sistemazione idrica, idrogeologica ed idraulico-forestale ed in genere per il consolidamento del suolo e la regimazione delle acque;
- ❖ le aree nelle quali sia opportuno istituire parchi o riserve naturali.

Si ritiene che a differenza dei piani regolatori urbanistici, che si limitano al territorio comunale e sono dotati di un'efficacia conformativa della proprietà tale da incidere direttamente nella sfera giuridica delle singole proprietà dei privati, il PTCP è, invece, uno strumento d'indirizzo

generale della politica del territorio adottato al fine di sovrapporre alla pianificazione comunale determinazioni aventi carattere e portata di direttive che discendono da una più complessiva e problematica valutazione del territorio in quanto assunto su più larga scala ed estensione.

La Regione Molise, finora, non ha legiferato sulla procedura di formazione dei Piani Territoriali di Coordinamento Provinciali, pertanto, allo stato, il processo di formazione del P.T.C.P. è organizzato e costruito alla luce dei principi generali in materia di ordinamento della pianificazione territoriale.

L'itinerario progettuale prevede la articolazione del PTCP in varie matrici (macro-elementi) di seguito elencate:

- ❖ Socio-economica
- ❖ Ambientale
- ❖ Storico-culturale
- ❖ Insediativa
- ❖ Produttiva
- ❖ Infrastrutturale

L'inquadramento dell'impianto eolico in progetto, nel rispetto di tali matrici settoriali sopraelencate, viene descritto nei successivi paragrafi, soffermandosi in un'analisi dettagliata per le categorie più rilevanti ai fini del progetto.

Il PTCP si conforma all'art. 20 comma 2 del D.Lgs. 267/2000 (per nulla variando l'art. 15 della L. 142/90), con riferimento: alle destinazioni del territorio, in relazione alla prevalente vocazione delle sue parti; alla localizzazione di massima delle maggiori infrastrutture; alle linee di intervento per la difesa del suolo; all'opportunità di istituire parchi o riserve naturali. Inoltre, in conformità a quanto previsto per il Piano Territoriale di Coordinamento dall'Art. 5 della Legge 1150/42, tale strumento punta, di conseguenza, soprattutto ad "orientare e coordinare" l'attività urbanistica dei Comuni e degli altri soggetti coinvolti.

L'inquadramento dell'impianto, mostrato nel dettaglio nelle tavole della cartografia *2022030_1.7_PTCCCampobasso*, come verrà poi descritto nei paragrafi seguenti, mostra come nessuna delle opere in progetto rappresenta un elemento interferente con le diverse componenti paesaggistiche descritte nel PTCP di Campobasso.

4.8 Piano Regolatore Generale comunale (PRG)

Il progetto in esame prevede un impianto eolico le cui opere vanno a localizzarsi nel territorio comunale del comune di Riccia, Tufara e Gambatesa, in provincia di Campobasso e parte del tracciato del cavodotto interessa il comune di Castelpagano, in provincia di Benevento.

In ampia scala, da un'analisi degli strumenti urbanistici comunali vigenti secondo i tipi e loro età, è emerso che i comuni, localizzati all'interno del territorio provinciale di Campobasso, in cui vige il Piano Regolatore Generale (PRG) come strumento urbanistico generale sono 9, mentre 75 quelli ancora dotati di Piano di Fabbricazione (PdF).

Passando a considerare il tema della consistenza degli strumenti per classi di età si nota che la maggior parte degli strumenti urbanistici generali vigenti ha un'età superiore a 10 anni (solo 3 su 84 sono compresi nell'ultimo decennio), evidenziando un'immagine territoriale di

eccessivo invecchiamento della strumentazione urbanistica comunale, ed un'assenza di un coordinamento sovracomunale per aree omogenee.

In verde i piani con meno di 10 anni

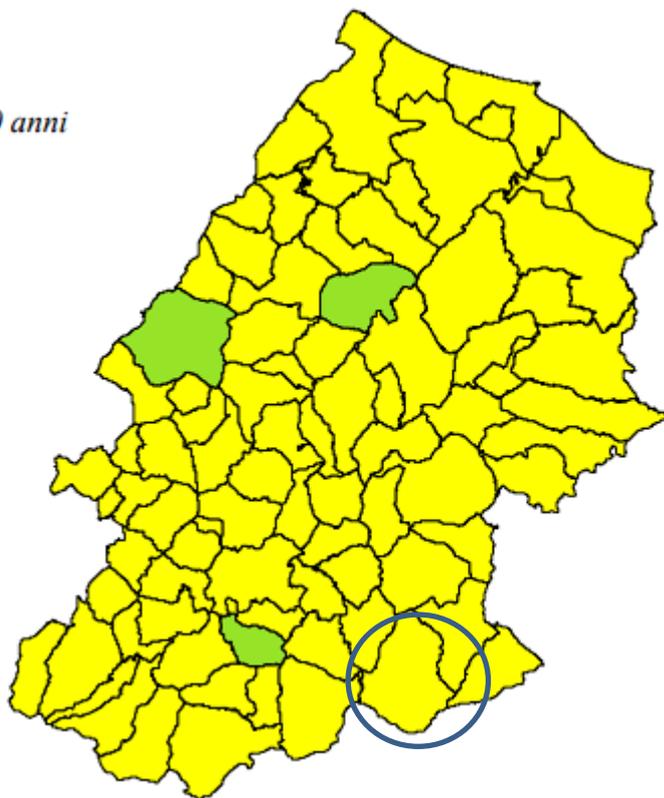


Figura 9 – Strumenti urbanistici generali per classi di età

In particolare, per quanto riguarda i comuni in oggetto, dalla tabella della matrice insediativa del PTCP, si denota che tutti i comuni sono dotati di Programmi di Fabbricazione considerevolmente datati ed inattuali: per Riccia PdF approvato con Del.Reg 2484 del 11/07/84, per Gambatesa PdF approvato con Del.Reg 3810 del 26/10/84, per Tufara PdF approvato con Del.Reg 658 del 18/09/79.

Parte del tracciato del cavidotto si estende lungo il confine amministrativo tra la regione Molise e Campania.

Per Castelpagano, unico comune della regione Campania ad essere interessato dal cavidotto interrato, è possibile far riferimento alla tav. 12_Qci.12_Analisi del PRG Vigente – Territoriale relativa al preliminare di PUC.

Dallo stralcio di seguito riportato, si evince che le aree interessate dal cavidotto interrato vengono classificate come zone rurali E1.

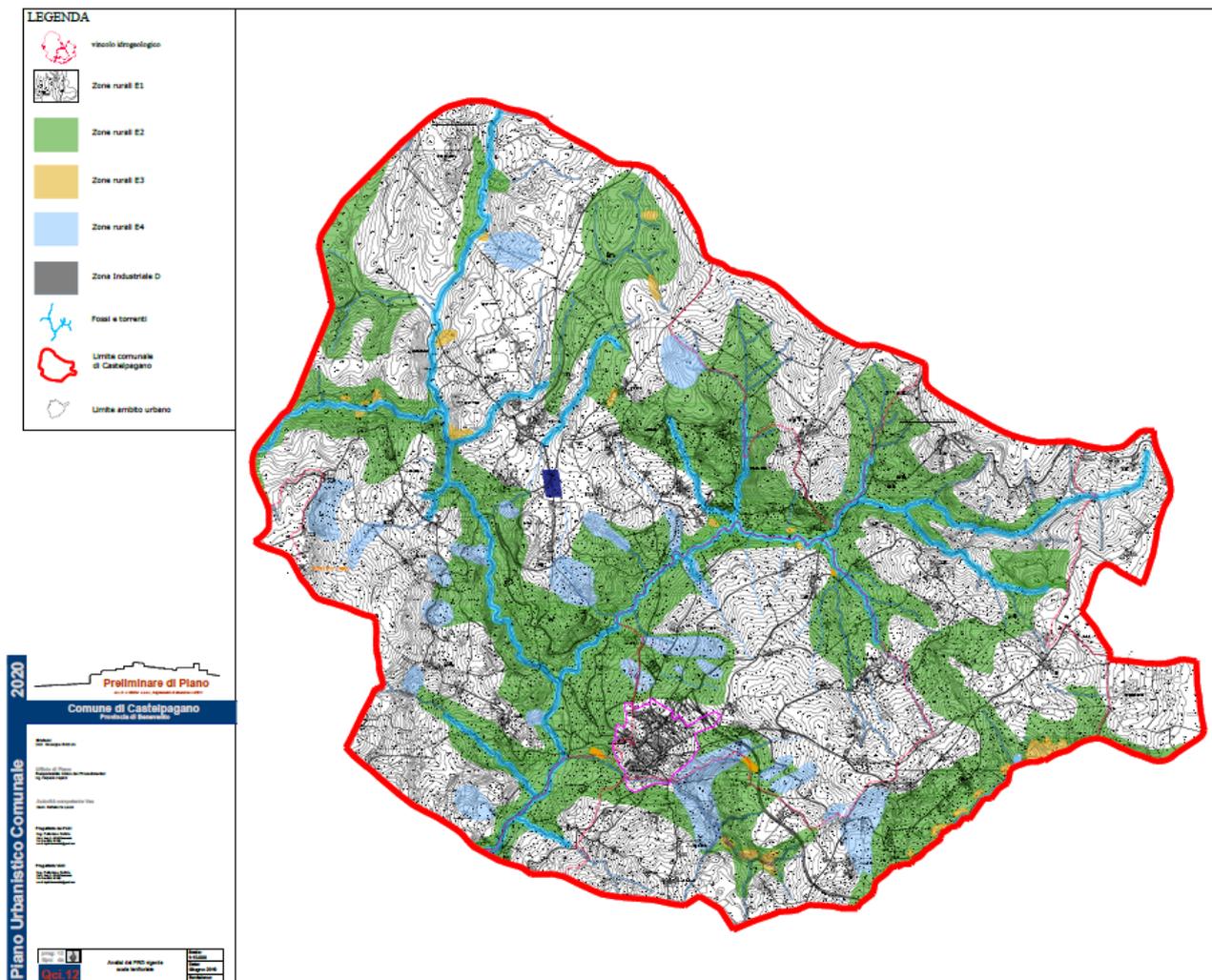


Figura 10 – Estratto del PUC Castelpagano – “Analisi del PRG vigente”

Alla luce di tale ricognizione, non si rilevano incompatibilità delle opere in progetto con i piani urbanistici comunali, provinciali e regionali vigenti nel territorio considerato.

5 I BENI PAESAGGISTICI E CULTURALI

Il vincolo paesaggistico è uno strumento previsto dalla legislazione statale per la tutela delle aree di maggiore pregio paesistico, con la finalità di mitigare l'inserimento nel paesaggio di opere edilizie ed infrastrutture nonché di rendere il più possibile compatibili le attività a forte impatto visivo.

Tale vincolo è stato introdotto dalla legge 1497/39, successivamente integrato dalla legge 431/85 (Legge Galasso) e quindi inserito nel Testo unico delle disposizioni legislative in materia di beni culturali e ambientali determinato dal D. Lgs. 29 ottobre 1999, n. 490.

In data 22 gennaio 2004 il D. Lgs. n. 42 "Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio, ai sensi dell'art. 10 della legge 06 luglio 2002, n. 137", ha provveduto a sostituire ed abrogare tutta la normativa precedente.

Ai sensi dell'art.2 del suddetto D. Lgs. 42/2004, il patrimonio culturale è costituito dai beni culturali e dai beni paesaggistici definiti come:

- ❖ sono beni culturali le cose immobili e mobili che, ai sensi degli articoli 10 e 11 del Codice, presentano interesse artistico, storico, archeologico, etnoantropologico, archivistico e bibliografico e le altre cose individuate dalla legge o in base alla legge quali testimonianze aventi valore di civiltà.
- ❖ sono beni paesaggistici gli immobili e le aree indicati all'articolo 134 del Codice, costituenti espressione dei valori storici, culturali, naturali, morfologici ed estetici del territorio, e gli altri beni individuati dalla legge o in base alla legge.

Per una valutazione paesaggistica completa si è considerata un'area di buffer di 10km nei dintorni del sito in cui andrà ad installarsi l'impianto eolico in progetto (area di analisi dell'effetto visivo calcolata come 50 volte l'altezza massima raggiunta dalle turbine eoliche).

Si evidenzia che l'impianto in progetto non interferisce direttamente con nessun elemento vincolato per legge.

Da un punto di vista più dettagliato, considerando un inquadramento più ristretto sul sito dell'impianto, tra il repertorio dei beni paesaggistici si evidenzia, come indicato nella figura successiva, la presenza di alcuni elementi culturali-paesaggistici situati nelle immediate vicinanze delle opere in progetto.

Tali componenti territoriali, mostrati nella carta "Siti archeologici-chiese-beni architettonici-tratturi" di Campobasso, sono per lo più chiese e si distribuiscono tra i comuni in oggetto come riportato nell'elaborato seguente.

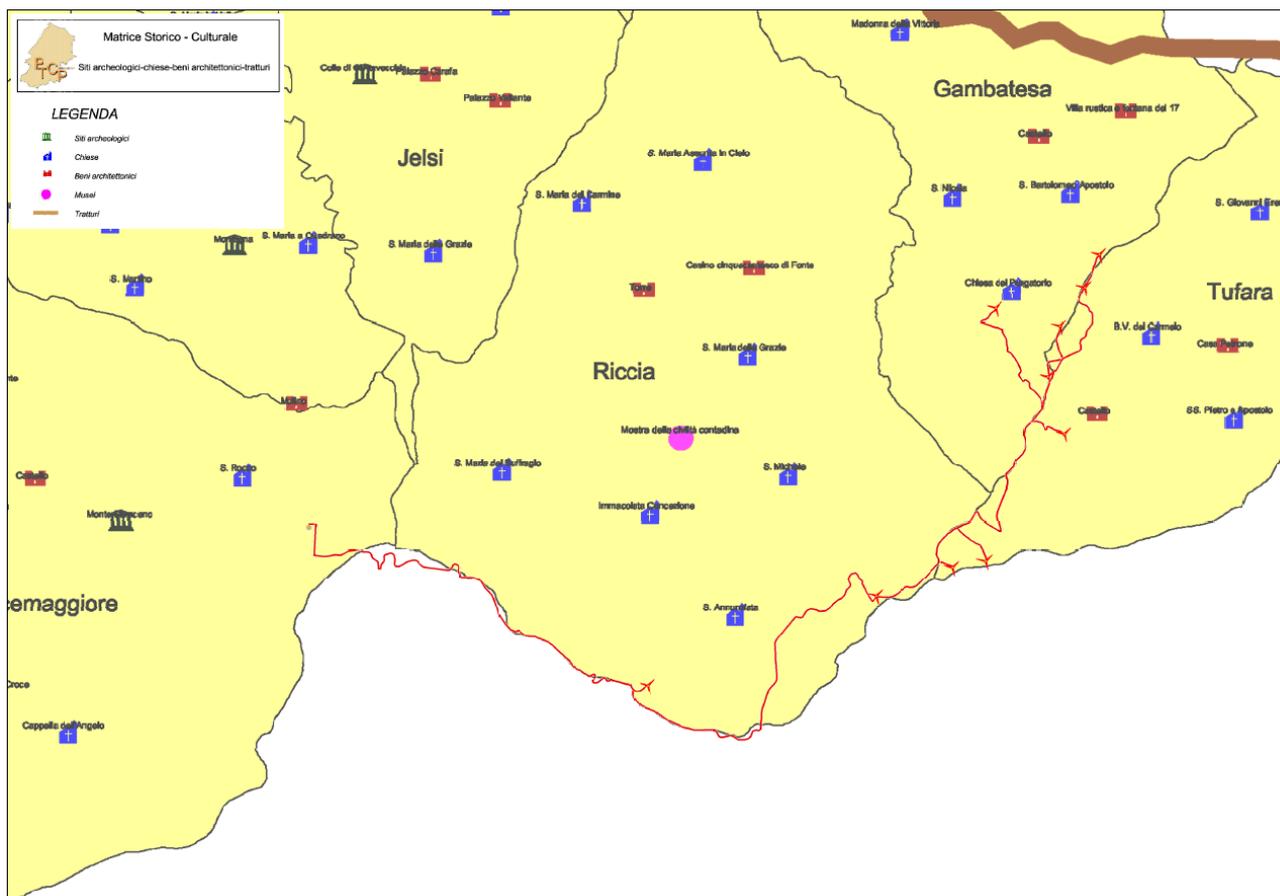


Figura 11 – Inquadramento dell’impianto eolico sulla carta “Siti archeologici-chiese-beni architettonici-tratturi” di Campobasso

5.1 Patrimonio archeologico

I musei archeologici e le aree archeologiche statali costituiscono le testimonianze più importanti delle civiltà e della storia del Molise. L’immenso patrimonio archeologico presente nella regione è infatti costituito da siti e musei portatori di una storia ultra millenaria che inizia durante l’età del Paleolitico, attraversa l’epoca dei Sanniti e dei Romani, fino al Medioevo: il Museo Nazionale del Paleolitico di Isernia per la paleontologia, il Museo Sannitico di Campobasso che raccoglie evidenze archeologiche dalla tarda preistoria fino al Medioevo, e ancora il Museo Archeologico di Venafro per le antichità romane e medievali, per arrivare alle rilevanti aree quali Altilia-Sepino, Pietrabbondante e l’eccezionale sito archeologico medievale di San Vincenzo al Volturno.

Nelle vicinanze degli aerogeneratori in progetto non si riscontrano particolari presenze di siti archeologici.

5.2 Rete dei tratturi molisana

Prima di introdurre il concetto di rete tratturale e quindi di tratturo è opportuno parlare dell’attività che veniva svolta su di essi: la transumanza.

Il termine transumanza indica lo spostamento alternativo e stagionale di gruppi di animali (pecore e bovini) tra due regioni geografiche e climatiche diverse: pianura e montagna.

Di norma la migrazione avveniva in due periodi distinti: settembre–ottobre, con la migrazione dalla montagna alla pianura, e maggio–giugno, con il ritorno agli alti pascoli.

I principali attori della transumanza oltre alle greggi di pecore sono: il massaro, il pastore, i cascieri, i butteri e i carosatori (numerose sono anche altre figure minori legate a questa particolare forma di pastorizia).

A livello italiano, la transumanza si è sviluppata principalmente lungo cinque regioni: Abruzzo, Molise, Campania, Puglia e Basilicata. I pastori transumanti passavano l'inverno nelle aree del tavoliere delle Puglie, caratterizzato da clima mite e l'estate sui monti abruzzesi, attraversando il Molise e la Campania.

Il Molise, come è noto, è una regione di antica estrazione pastorale, dove acqua, animali e montagne sono le materie prime sulle quali si fonda l'economia. I Sabini, a causa dell'aumento della popolazione animale e del decremento dei pascoli a disposizione, in continuo contrasto con il popolo umbro, abbandonarono le loro terre, per stabilirsi definitivamente nelle terre di Bojano, dove trovarono i pascoli lussureggianti del Matese e l'acqua in abbondanza delle sorgenti del Biferno, elementi questi che offrivano le migliori garanzie per risolvere i problemi di pascolo che avevano incrinato i loro rapporti con gli Umbri (Jamalio, 1937). La storia narra che i Sanniti, grandi allevatori di buoi e di pecore, trovarono nell'attuale Molise centrale, le condizioni ideali, non solo per sviluppare la pastorizia, base della loro economia, ma per organizzarla e specializzarla anche attraverso le migrazioni stagionali che portarono alla nascita della transumanza nella regione.

Il tratturo è per definizione un sentiero erboso assai largo, di ampiezza maggiore anche rispetto a una mulattiera; a tratti può essere arborato o talora pietroso o in terra battuta, ma sempre a fondo naturale, essendosi originato dal passaggio e dal calpestio delle greggi e degli armenti. Il suo tragitto segna la direttrice principale del complesso sistema reticolare dei percorsi che progressivamente si snodano e si diramano in sentieri minori (i tratturelli), bretelle che univano tra loro i tratturi principali (i bracci) e aree destinate alla sosta delle greggi (i riposi). Tali erano i percorsi utilizzati dai pastori per compiere la transumanza.

Il sistema dei tratturi può essere definito come una rete di ampie strade erbose che collegavano il Tavoliere di Puglia ai pascoli degli Appennini circostanti. I tratturi sono stati definiti anche come “le antiche vie della lana”: in effetti era la lana il prodotto più importante dell'allevamento ovino e soprattutto sulla lana si reggeva il sistema economico della pastorizia transumante che riuniva in un'unica macroregione le 5 regioni interessate (Abruzzo, Molise, Puglia, Basilicata e Campania). I tratturi costituivano la “nervatura” di questo sistema.

Il Molise situato geograficamente al centro tra l'Abruzzo e la Puglia, viene identificato come punto cardine di sviluppo e collegamento dell'attività transumante italiana. Durante il periodo di “demonticazione” le greggi di pecore partivano dall'Abruzzo, passavano sui tratturi molisani e svernavano nel tavoliere delle Puglie; viceversa, durante il periodo di “monticazione”, partivano dal Tavoliere delle Puglie, attraversavano il suolo molisano, per passare il periodo estivo sui monti abruzzesi. Questo denota l'importanza fondamentale che il Molise ha rivestito nel panorama della transumanza. Sul suolo molisano sono presenti numerosi tratturi, tratturelli, bracci, riposi e taverne, e numerose, sono anche le testimonianze di capanne, villaggi e strutture architettoniche, legate alla transumanza.



Figura 12 – Tratturi, tratturelli e bracci nella regione Molise

La regione Molise, a differenza delle altre quattro regioni coinvolte nella transumanza, dove le “piste erbose” sono completamente scomparse a favore di attività agricole industriali, presenta, per numerosi chilometri, tratturi in ottimo stato di conservazione dove il pascolo di pecore, mucche e capre, viene ancora periodicamente effettuato.

I tratturi, tratturelli e bracci maggiori presenti sul suolo molisano sono:

- ❖ tratturo Celano–Foggia (84 km): attraversa i comuni di San Pietro Avellana, Vastigirardi, Carovilli, Agnone, Pescolanciano, Pietrabbondante, Civitanova del Sannio, Bagnoli del Trigno, Salcito, Trivento, Lucito, Morrone del Sannio, Ripabottoni, Sant’Elia a Pianisi, San Giuliano di Puglia. Questo tratturo è caratterizzato da una marcata presenza di praterie (33%) e seminativi (31%) e da intersezioni boschive pari al 13%. Il tratturo Celano–Foggia è caratterizzato da uno stato di conservazione buono che, per il 17% tende all’ottimo e solo l’8% è andato perso a causa della costruzione di case, strade e al passaggio di fiumi;
- ❖ tratturo Castel di Sangro–Lucera (79 km): attraversa i comuni di Rionero Sannitico, Forlì del Sannio, Roccasicura, Carovilli, Pescolanciano, Chiauci, Civitanova del Sannio, Duronia, Molise, Torella del Sannio, Castropignano, Oratino, Campobasso, Ripalimosani, Campodipietra, Toro, Pietracatella e Gambatesa. Il suo stato di conservazione è buono, per il 26% tende all’ottimo e circa il 14% è andato perso, a causa della costruzione di case, strade e al passaggio di fiumi;
- ❖ tratturo Pescasseroli–Candela (70 km): attraversa i comuni di Rionero Sannitico, Forlì del Sannio, Isernia, Pettoranello del Molise, Castelpetroso, Santa Maria del Molise, Cantalupo del Sannio, San Massimo, Bojano, San Polo Matese, Campochiaro, Guardiaregia e Sepino. Ha uno stato di conservazione buono, per il 35% tende all’ottimo e il 14% è andato perso a causa della costruzione di case, strade e al passaggio di fiumi;

- ❖ tratturo L'Aquila–Foggia (44 km): (totalmente scomparso) attraversa i comuni di Campomarino, Guglionesi, Montenero di Bisaccia, Petacciato, Portocannone, San Giacomo degli Schiavoni, San Martino in Pensilis e Termoli. Il suolo di tale tratturo è caratterizzato quasi nella sua totalità, da suolo agricolo e difficilmente lungo il suo tragitto sono presenti segni di prateria;
- ❖ tratturo Centurelle–Montesecco (40 km): (totalmente scomparso) attraversa i comuni di Gambatesa, Larino, Montecilfonte, Montenero di Bisaccia e San Martino in Pensilis. Il suolo del tratturo Centurelle–Montesecco è quasi completamente agricolo e difficilmente lungo il suo tragitto è possibile scorgere segni di prateria;
- ❖ tratturello Pescolanciano–Sprondasino (40 km): (totalmente scomparso) attraversa i comuni di Castel del Giudice, Capracotta, Agnone, Poggio Sannita e Civitanova del Sannio;
- ❖ tratturello Ururi–Serracariola (11 km): (totalmente scomparso) attraversa i comuni di Ururi, San Martino in Pensilis e Rotello;
- ❖ braccio Cortile–Matese (15 km): (totalmente scomparso) attraversa i comuni di Vinchiaturò, Campobasso, Campochiaro, Baranello, Busso e Ferrazzano;
- ❖ braccio Cortile–Centocelle (15 km): (totalmente scomparso) attraversa i comuni di Campobasso, Matrice, Campolieto, Monacilioni, Ripabottoni e Sant'Elia a Pianisi.

Ai fini del presente studio di impatto ambientale, si rammenta che il comune di Gambatesa risulta essere attraversato dal tratturo Castel di Sangro - Lucera. Tuttavia, tale rete tratturale è situata ad oltre 3,6 chilometri dall'aerogeneratore più vicino.

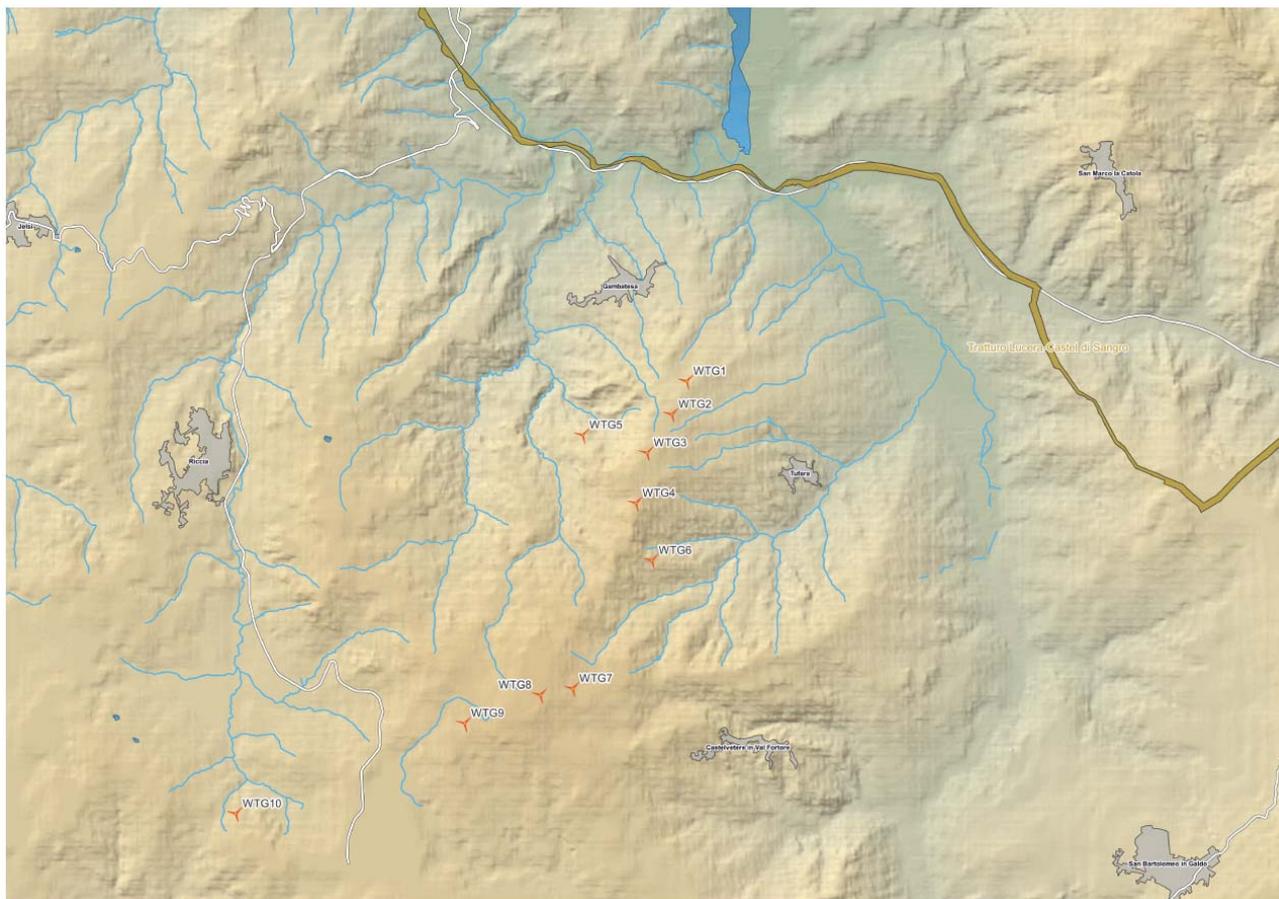


Figura 13 – Localizzazione del Tratturo Castel di Sangro – Lucera rispetto alle opere di progetto

6 DESCRIZIONE DELLE OPERE E DELLE SCELTE PROGETTUALI

6.1 Localizzazione dell’impianto

Il presente progetto è finalizzato alla costruzione di una centrale eolica per la produzione di energia elettrica da ubicarsi nel Comune di Riccia, Tufara e Gambatesa, e con l'installazione delle opere ed infrastrutture connesse (cabina elettrica di consegna, rete elettrica interrata a 30 kV, strade di accesso alle WTG in fase di cantiere e di esercizio).

In particolare, 2 aerogeneratori sorgeranno nel comune di Riccia, 4 aerogeneratore nel comune di Tufara e 4 aerogeneratori nel comune di Gambatesa.

La centrale eolica catastalmente è così identificabile:

ID	Comune	Foglio	P.Ile
WTG 1	Gambatesa	38	128
WTG 2	Tufara	11	203
WTG 3	Gambatesa	40	153

WTG 4	Gambatesa	44	208
WTG 5	Gambatesa	42	61
WTG 6	Tufara	26	6
WTG 7	Tufara	35	154
WTG 8	Tufara	35	170
WTG 9	Riccia	66	133
WTG 10	Riccia	70	214

Tabella 4 – Inquadramento particellare delle opere in progetto

Per garantire l'accesso alle WTG saranno realizzate delle nuove strade brecciate ed alcuni adeguamenti alla viabilità esistente. Infine, durante la fase di cantiere saranno realizzate delle strade e delle piazzole temporanee.

Facendo riferimento agli elaborati grafici di inquadramento allegati, segue una tabella con indicazione delle coordinate (UTM/WGS84 - Fuso 33) e dimensioni verticali degli aerogeneratori che costituiscono l'impianto eolico:

	<i>Altezza mozzo (m)</i>	<i>Diametro rotore (m)</i>	<i>Potenza (MW)</i>	<i>Est</i>	<i>Nord</i>	<i>Quota slmm (m)</i>
WTG1	125	150	5.00	493734.686	4593674.210	718,604
WTG2	125	150	5.00	493497.150	4593045.941	771,625
WTG 3	125	150	5.00	493100.135	4592523.299	836,924
WTG4	125	150	5.00	492921.023	4591714.922	879,561
WTG5	125	150	5.00	492068.764	4592808.345	654,594
WTG6	125	150	6.00	498791.128	4590789.766	792,209
WTG7	125	150	6.00	491911.371	4588750.231	933,054
WTG8	125	150	6.00	491392.714	4588646.583	974,372
WTG9	125	150	6.00	486520.815	4586741.066	917,741
WTG10	125	150	6.00	490179.103	4588191.734	774,043

Tabella 5 – Localizzazione e principali caratteristiche degli aerogeneratori

6.2 Caratteristiche generali della centrale eolica

Le condizioni anemometriche di sito ed il soddisfacimento dei requisiti tecnici minimi d'impianto sono tali da ammettere l'impiego di aerogeneratori aventi caratteristiche geometriche e tecnologiche ben definite.

Ad oggi, in riferimento alla volontà di impiegare la migliore tecnologia disponibile sul mercato, *Best Available Technology*, la scelta è ricaduta su una turbina di ultima generazione, caratterizzata da un rotore con diametro da 150 m, un'altezza del mozzo di 125 m e dotata di un generatore in grado di incrementare l'efficienza della turbina e ridurre la dispersione energetica all'interno del sistema. Tale tipologia di turbina è anche ottimizzata per offrire un'elevata erogazione di potenza con un basso valore di emissioni sonore, in particolare in condizioni di scarsa ventosità (condizioni in cui è maggiormente percettibile l'impatto acustico). Può inoltre essere regolata per ridurre ulteriormente l'inquinamento acustico, senza alterare in modo significativo la sua efficienza.

Dal momento che la tecnologia nel settore della produzione di turbine eoliche è in continua evoluzione, in occasione della stesura del progetto esecutivo, fase successiva alla ufficializzazione della Autorizzazione Unica per la realizzazione dell'impianto in oggetto, la società proponente l'intervento effettuerà un'indagine di mercato per verificare i seguenti aspetti:

- ❖ migliore tecnologia disponibile in quel momento;
- ❖ disponibilità effettiva degli aerogeneratori necessari per la realizzazione dell'impianto;
- ❖ costo degli stessi in funzione del tempo di ammortamento dell'investimento calcolato inizialmente.

La società proponente, pertanto, si riserva di selezionare, mediante bando di gara, il tipo di aerogeneratore più performante al momento dell'ottenimento di tutte le autorizzazioni a costruire, fatto salvo il rispetto dei requisiti tecnici minimi previsti dai regolamenti vigenti in materia e conformemente alle autorizzazioni ottenute.

La potenza installabile, considerando l'impianto composto da 5 macchine con potenza di 5 MW e da 5 macchine da 6 MW, risulta pari a 55 MW. Il sistema, quindi, sarà composto dai seguenti elementi principali:

- ❖ Vani tecnici di trasformazione interni alle torri,
- ❖ Quadri elettrici MT,
- ❖ Cabina di consegna.

Per la sua realizzazione sono quindi da prevedersi le seguenti opere ed infrastrutture:

Opere Civili:

- ❖ Realizzazione della viabilità di servizio interna all'impianto;
- ❖ Adeguamento/ampliamento della rete viaria esistente nel sito
- ❖ Realizzazioni dei cavidotti di utenza e di connessione;
- ❖ Esecuzione dei plinti di fondazione delle macchine eoliche;
- ❖ Realizzazione delle piazzole degli aerogeneratori;

- ❖ Posa in opera della cabina di consegna alla rete AT di Terna.



Figura 14 – Esempio di installazione di turbina eolica

Opere impiantistiche:

- ❖ Installazione degli aerogeneratori;
- ❖ Esecuzione dei collegamenti elettrici in cavidotti interrati tra i singoli aerogeneratori e tra gli aerogeneratori e la cabina di consegna dell'energia elettrica prodotta.

6.3 Tipologia di aerogeneratore

Gli aerogeneratori costituenti il parco eolico in oggetto hanno tutti lo stesso numero di pale (tre), la stessa altezza e il medesimo senso di rotazione. La scelta del modello di aerogeneratore da acquistarsi sarà effettuata dopo l'ottenimento della Autorizzazione Unica, per mezzo di procedura competitiva negoziata o di gara Europea.

Non è infatti possibile né sensato scegliere oggi il modello esatto di aerogeneratore, in considerazione dei seguenti fattori:

- ❖ la politica aziendale del Proponente impone di scegliere i fornitori sul mercato tramite selezioni competitive o gare;
- ❖ l'innovazione tecnologica del settore è tale che nell'arco di 1-2 anni molti modelli usciranno dal mercato a vantaggio di nuovi modelli più efficienti;
- ❖ l'innovazione di processo è tale che ogni anno si assiste ad una diminuzione di prezzo a parità di prestazione; scegliere perciò il modello oggi implicherebbe la rinuncia a godere del risparmio economico ottenibile fra qualche anno;

Alla luce di ciò, per redigere il Progetto, ed in cascata lo Studio di Impatto Ambientale, è stato perciò scelto un "Aerogeneratore di Progetto". Il tipo di turbina utilizzato è la Vestas

V150 con altezza del mozzo di 125 metri ed il diametro del rotore di 150 metri ed è contraddistinto dalle seguenti dimensioni e caratteristiche tecniche:

- ❖ Potenza nominale 5 e 6 MW
- ❖ Numero di pale 3
- ❖ Diametro rotore 150 m
- ❖ Altezza del mozzo 125 m
- ❖ Velocità del vento di cut-in 3 m/s
- ❖ Velocità del vento di cut-out 25 m/s
- ❖ Generatore Asincrono
- ❖ Tensione 690 V

Ciascuna torre sarà dotata di un proprio trasformatore 30 kV / 690 V, al fine di consentire il trasporto dell'energia verso la cabina utente ad un livello di tensione superiore, minimizzando così le perdite per effetto Joule.

Per l'architettura dell'aerogeneratore e le dimensioni caratteristiche si rimanda all'Elaborato Grafico 2022030_9.13_TipicoAerogeneratore.

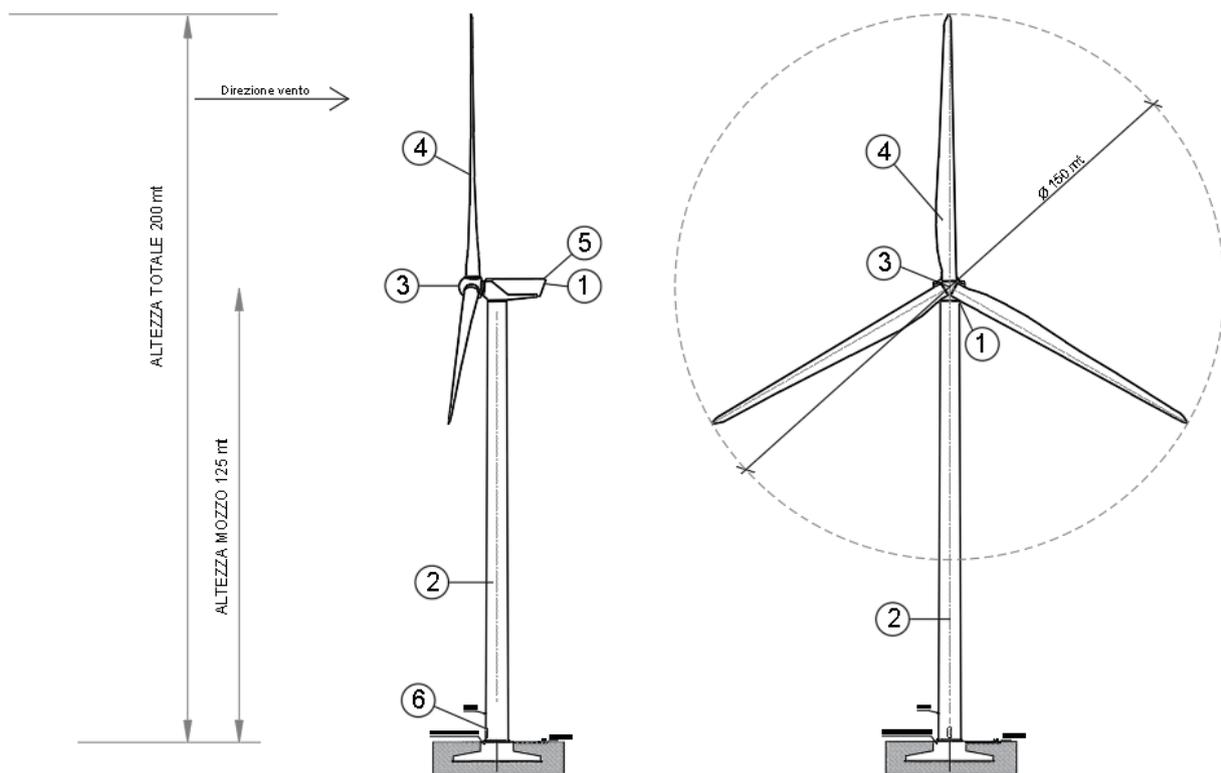


Figura 15 – Tipico dell'aerogeneratore in progetto, con dimensioni di ingombro (2022030_9.13_TipicoAerogeneratore)

6.4 Caratteristiche anemometriche

Per le analisi anemologiche del sito sono stati utilizzati dei dati ricavati da una stazione anemometrica installata ubicata a circa 7 km a SUD dalla zona interessata dall'iniziativa, con l'obiettivo poi di ricostruire una griglia eolica di area vasta. Tali dati sono stati poi impiegati per l'individuazione dei dati a mesoscala impiegati per la stima di producibilità.

I dati disponibili, registrati durante l'anno 2006 sono stati correlati a 3 diversi Database:

- ❖ ERA5;
- ❖ MERRA2;
- ❖ CFSR.

Tra questi il più rappresentativo è ERA5.

Il sistema di monitoraggio, al top della configurazione, è costituito da due sensori di velocità posti alle altezze di 30, 40 e 50 m sls e due sensori di direzione a 30 e 50 m sls. I dati sono stati registrati con una frequenza di acquisizione pari a 10 minuti.

I dati provenienti da ogni sensore sono stati preventivamente esaminati per evidenziare eventuali anomalie o intervalli temporali di mancata acquisizione.

L'analisi dei dati evidenzia la presenza di una direzione principale di provenienza del vento. Le distribuzioni delle frequenze di occorrenza, relative alla coppia di sensori alla massima altezza, sono state riportate sui relativi diagrammi azimuthali (Rosa dei Venti).

La disponibilità di acquisizioni a diverse altezze dal suolo ha consentito, inoltre, di stimare il coefficiente di Wind Shear locale. Tale parametro caratterizza il profilo di strato limite atmosferico della velocità vento rispetto al suolo, come definito dalla formula riportata di seguito:

$$V_{h_0} = V_{h_{ref}} * (h_0/h_{ref})^\alpha$$

essendo:

α = *coefficiente di wind shear*;

V_{h_0} = *velocità vento ad altezza $h=h_0$* ;

$V_{h_{ref}}$ = *velocità vento ad altezza di riferimento $h=h_{ref}$* .

Si riportano di seguito le rose dei venti ad altezza mozzo, sia su base energetica che su base tempo, la distribuzione di Weibull ed il profilo del vento che caratterizzano l'anemologia del sito.

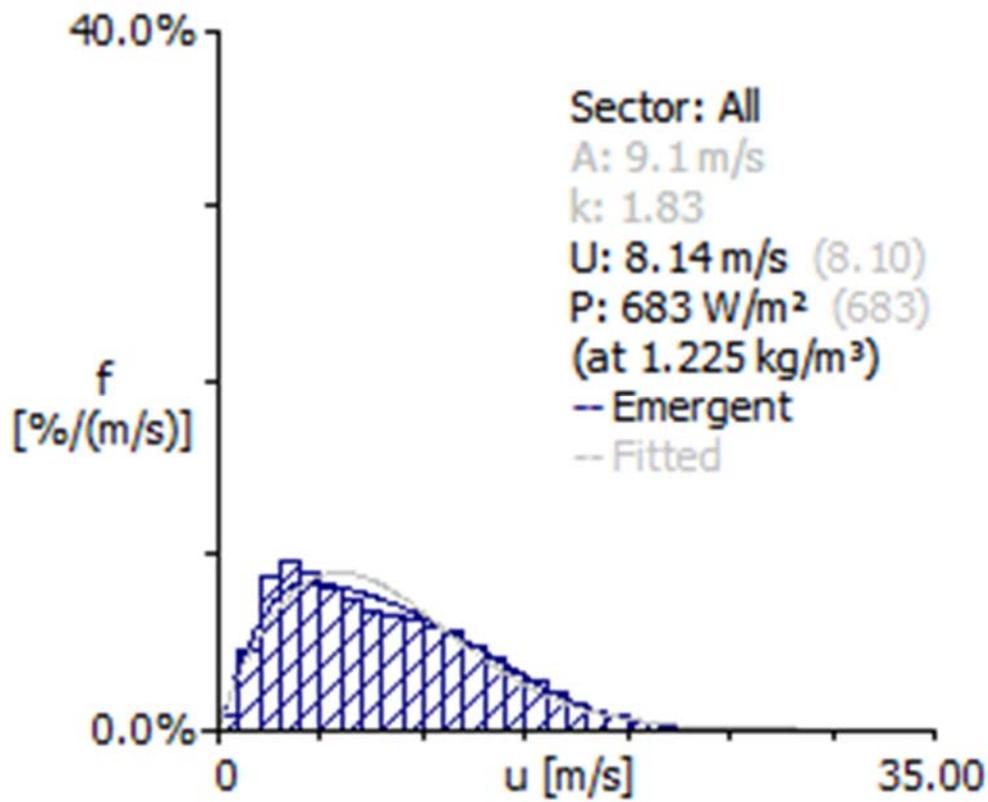
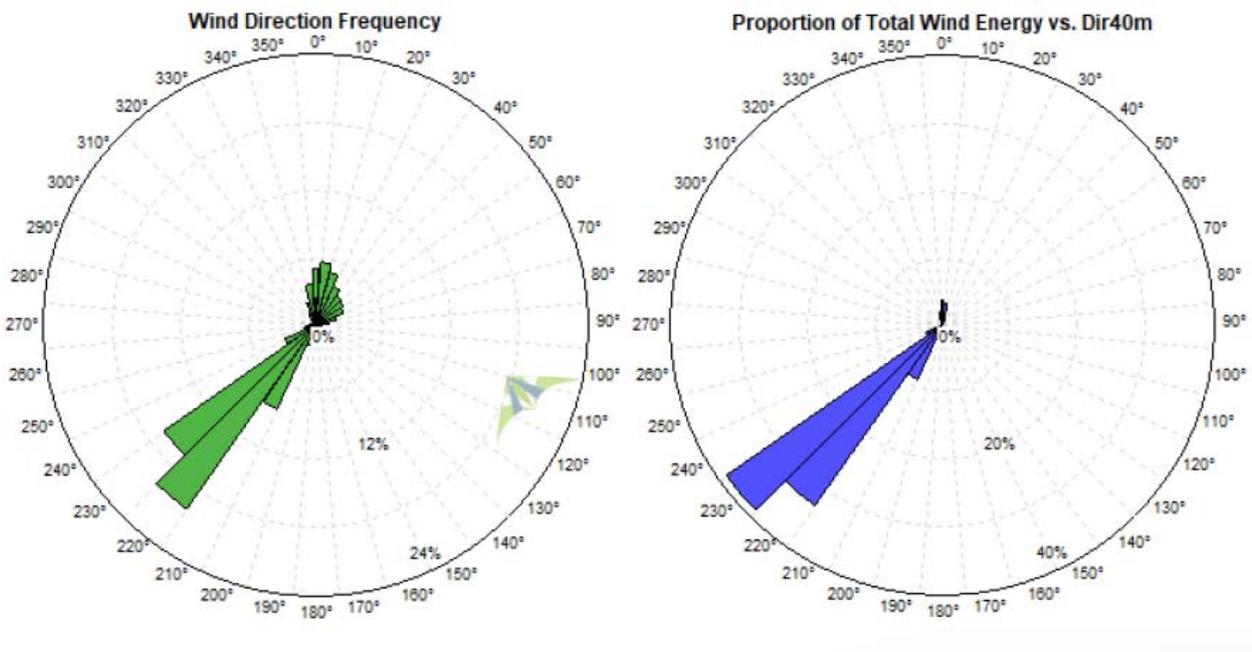


Figura 16 – Curva teorica di Weibull



Come è possibile notare, la rosa dei venti energetica evidenzia una direzione prevalente del vento da sud-ovest con un contributo da nord di minore entità. La velocità media del sito ad altezza mozzo è pari a 6,7 – 6,8 m/s.

6.4.1 Analisi della producibilità dell'impianto

La stima della resa energetica d'impianto è stata eseguita calcolando la producibilità per ciascuna delle turbine costituenti l'impianto.

La velocità vento su ogni posizione è stata calcolata attraverso l'applicazione WAsP dell'atlante di vento estrapolato dalle acquisizioni della stazione anemometrica.

Per il calcolo della resa energetica, al netto delle perdite per effetto scia da interferenza aerodinamica, è stata applicata, secondo un modello conservativo di scia, una costante k di decadimento (wake decay constant) pari a:

$$k = 0.5/\ln(h_{\text{mozzo}} / z_0)$$

Turbine		Potenza	Hmozzo	Velocità vento al mozzo [m/s]	Perdita per scia aerodinamica	Lorda [GWh/anno]	Netta [GWh/anno]	Ore equivalenti [h]
WTG 1	V150-5.0MW	5 MW	125	7,88	9,15 %	20,466	18,593	3503
WTG 2	V150-5.0MW	5MW	125	7,88	9,31%	20,350	18,455	3477
WTG 3	V150-5.0MW	5MW	125	7,82	7,83%	20,304	18,714	3526
WTG 4	V150-5.0MW	5MW	125	8,12	6,35%	20.815	19.493	3673
WTG 5	V150-5.0MW	5MW	125	7,65	0,74%	19,707	19,561	3686
WTG 6	V150-6.0MW	6 MW	125	7,84	5.19%	22.464	21.298	3344
WTG 7	V150-6.0MW	6 MW	125	8,48	1,24 %	24,588	24,283	3813
WTG 8	V150-6.0MW	6 MW	125	8,41	1,06 %	24,346	24,088	3782
WTG 9	V150-6.0MW	6 MW	125	7,82	0,48 %	22,369	22,262	3495
WTG 10	V150-6.0MW	6 MW	125	8,30	1,48 %	24,034	23,678	3718
TOTALI		55 MW				219.410	210.448	
MEDIE				8,02	4,26%	21.941	21.045	3605

Ai fini del calcolo della producibilità netta di impianto, ovvero quella effettivamente immessa in rete e dunque fatturata ai fini della vendita dell'energia, sono stati considerati i seguenti fattori di perdita.

Fattore	Perdita
Efficienza elettrica	2 %
Disponibilità	2 %
Isteresi per elevata velocità vento	0.5 %
Lavori di manutenzione sottostazione	0.2 %
Ghiaccio e depositi sulle pale	0.2 %

Tabella 6 – Fattori di perdita produzione netta d'impianto

Pertanto, sulla base delle suddette considerazioni, si può stimare che la producibilità netta media annua (P50) della centrale eolica in progetto sia pari a 198,30 GWh/anno, corrispondente a 3605 ore equivalenti medie unitarie a potenza nominale.

Turbine			Energia annua	Ore equivalenti
			P50	(P 50)
			[GWh/anno]	[h]
WTG1	V150-5.0MW	5.0 MW	17,516	3503
WTG2	V150-5.0MW	5.0 MW	17,386	3477
WTG3	V150-5.0MW	5.0 MW	17,630	3526
WTG4	V150-5.0MW	5.0 MW	18,364	3673
WTG5	V150-5.0MW	5.0 MW	18,428	3686
WTG6	V150-6.0MW	6.0 MW	20,064	3344
WTG7	V150-6.0MW	6.0 MW	22,876	3813
WTG8	V150-6.0MW	6.0 MW	22,693	3782
WTG9	V150-6.0MW	6.0 MW	20,972	3495
WTG10	V150-6.0MW	6.0 MW	22,306	3718
Totali		55.00 MW	198,30	
Medie				3605

Tabella 7 - Stima di producibilità (P50) dell'impianto

6.5 Cabina di consegna

A seguito di apposita richiesta di connessione, la Società En.It Italia srl ha ottenuto e successivamente accettato le due Soluzioni Tecniche Minime Generale (STMG):

- ❖ Codice Pratica n. **202002069** di potenza pari a **30 MW**;
- ❖ Codice Pratica n. **202002223** di potenza pari a **25 MW**.

L'impianto eolico sarà collegato in antenna a 36 kV con due nuove stazioni di elettriche di trasformazione 30/36 kV di utenza, sulla futura stazione di RTN da inserire in entra-esce sulla linea RTN a 150 kV "Campobasso CP - Castelpagano"; nelle cabine utente la tensione verrà innalzata dalla M.T. a 30 kV (tensione di esercizio dell'impianto di produzione) alla A.T. a 36 kV (tensione di consegna lato TERNA S.p.A.).

La Sotto Stazione Elettrica Utente (SSEU) di trasformazione MT/AT prevista in progetto ha la duplice funzione di:

- ❖ raccogliere l'energia prodotta dagli aerogeneratori del parco eolico mediante la rete di cavidotti,
- ❖ convertire la stessa energia da MT ad AT.

Il tutto finalizzato alla consegna in AT dell'energia prodotta dal parco eolico alla stazione elettrica del gestore TERNA S.p.A.

Come detto, il sistema realizzato per il trasferimento dell'energia prodotta dagli aerogeneratori per la connessione alla Rete Nazionale prevede:

- ❖ l'ubicazione di una nuova Sotto Stazione Elettrica Utente MT/AT,
- ❖ la realizzazione di una linea AT tra la stessa nuova Sotto Stazione Elettrica Utente MT/AT e la indicata Stazione Elettrica di trasformazione TERNA.

Nella SSEU MT/AT vengono individuate le seguenti aree:

- ❖ Area Locali Tecnici MT;
- ❖ Area Trasformatore/i;
- ❖ Area Locali Tecnici AT;
- ❖ Area Libera brecciata e area Libera asfaltata.

Per i particolari e gli ingombri si rimanda alla lettura della allegata documentazione progettuale.

6.6 Infrastrutture e opere civili

6.6.1 Strade di accesso e viabilità di servizio

Per quanto possibile sarà utilizzata la viabilità già esistente, al fine di minimizzare gli effetti derivanti dalla realizzazione sia delle opere di accesso così come di quelle per l'allacciamento alla rete di trasmissione nazionale. La creazione di nuove strade è limitata alle zone dove non è presente alcun tipo di viabilità fruibile e/o adeguabile, portando allo sviluppo della nuova viabilità di accesso tra le strade esistenti e/o adeguate e le piazzole di servizio degli aerogeneratori. Nel caso di adeguamento di strade esistenti e/o di creazione di strade nuove, la larghezza normale della strada in rettilineo fra i cigli estremi (cunette escluse) sarà fissata in almeno 5 m.

La viabilità di servizio, come detto, cerca di ripercorrere il più possibile la viabilità esistente e i collegamenti tra le singole parti dell'impianto saranno fatti in modo da non determinare un consumo di suolo, ripercorrendo i confini catastali.

Il sito è raggiungibile mediante strade come rappresentato nell'Elaborato 2022030_1.12_PlanimetriaAccessiStradali.

L'attuale ipotesi di ubicazione degli aerogeneratori tiene quindi in debito conto sia delle strade principali di accesso, che delle strade secondarie.

Ove necessario saranno previsti adeguamenti del fondo stradale e/o allargamenti temporanei della sede stradale della viabilità esistente, per tutto il tratto che conduce all'impianto.

In corrispondenza dell'accesso dalla SS e in tutti i tratti di accesso alle turbine, sono stati previsti dei raccordi con lo scopo di rendere il raggio di curvatura idoneo all'accesso dei mezzi eccezionali.

I tratti di nuova viabilità di progetto sono circa 5,5 km.

6.6.2 Cavidotti

L'intervento è previsto nel territorio di Riccia, Tufara e Gambatesa e il punto di allaccio alla rete TERNA è nel comune di Cercemaggiore (CB). Nell'individuazione del tracciato del cavidotto di connessione alla soluzione individuata dalla STMG, si è cercato di impiegare il medesimo tracciato della viabilità interna per quanto concerne la connessione tra le turbine. Per il tratto di cavidotto di collegamento tra l'impianto e la cabina di consegna è stato ipotizzato di seguire la viabilità pubblica, evitare centri abitati e minimizzare l'occupazione di nuovi terreni non interessati da altre opere riguardanti l'impianto.

La distanza tra la cabina di consegna e l'aerogeneratore più vicino sarà pari a circa 5,8 km in linea d'aria, comporterà la realizzazione di un cavidotto MT di utenza di connessione tra le WTG e il punto di connessione. In particolare, il cavidotto interrato di MT (30 kV) di collegamento degli aerogeneratori avrà una lunghezza pari a 25.619 m per la STMG cod.202002223 e una lunghezza di 21.098 m per la STMG cod.202002069, ricadente nel comune di Cercemaggiore, Riccia, Tufara e Gambatesa, in provincia di Campobasso e nel comune di Castelpagano, in provincia di Benevento.

Per ottimizzare le opere di scavo e l'occupazione, è stato infatti ipotizzato di impiegare un unico scavo condiviso da più linee fino al punto di connessione; pertanto, i cavidotti saranno caratterizzati da un diverso numero di terne a seconda del tratto considerato.

Sono stati inoltre previsti degli attraversamenti sia di tipo "TOC" che di tipo "a staffaggio" in corrispondenza di corsi d'acqua. L'attraversamento di tipo TOC è una tecnica di trivellazione con controllo attivo della traiettoria, per la posa di infrastrutture sotterranee senza scavo.

6.6.3 Fondazioni aerogeneratore

Dal punto di vista strutturale assume grande rilevanza la struttura di fondazione: esiste una diversa situazione di carichi statici e dinamici sulla fondazione e sull'aerogeneratore, sia per la presenza di una maggiore risorsa eolica in quota, che per una maggiore frequenza di fulminazione. Fondamentale è la scelta del grado di rigidità trasferibile alla fondazione nei confronti di quello dell'aerogeneratore: una rigidità troppo elevata, può indurre vincoli al comportamento dell'aerogeneratore, mentre un assetto troppo elastico potrebbe abbassare la frequenza naturale del complesso a valori non corretti per la stabilità.

Alcuni aspetti indispensabili da esaminare nel dimensionamento di una struttura di fondazione:

- ❖ caratteristiche del terreno di fondazione: composizione stratigrafica, capacità portante degli strati interessati dalla fondazione, tipologia di terreno, andamento orografico;
- ❖ velocità/direzioni del vento ed altezza delle rilevazioni effettuate, valori del vento estremo;
- ❖ effetti prodotti dalla macchina eolica: momento flettente, taglio e forza verticale;
- ❖ criteri di calcolo: riguardano le condizioni di carico e relativi coefficienti di sicurezza:
 - forze ambientali + peso proprio;
 - forze di esercizio + peso proprio;
 - la più gravosa fra le condizioni suddette + forze ambientali;
- ❖ materiale strutturale;
- ❖ protezione superficiale della struttura: gli effetti da contrastare possono essere lo scouring (rimozione del terreno o di altro materiale di accumulo dalle aree di contatto con la fondazione), e la corrosione soprattutto delle parti metalliche;
- ❖ fenomeni di fatica.

Dalle indagini geologiche e geotecniche condotte in situ, che hanno consentito di ottenere la caratterizzazione geotecnica del terreno, in considerazione della classe sismica dei comuni in oggetto ed in riferimento alle forze agenti sulla struttura torre - aerogeneratore, è previsto l'impiego di fondazioni in CLS armato il cui calcolo e reale dimensionamento sarà subordinato ai parametri di sismicità ed alle caratteristiche geotecniche del terreno rilevate da indagini puntuali che saranno eseguite in fase di progettazione esecutiva.

Il plinto di fondazione, su cui poggerà la base della torre di sostegno, sarà realizzato in c.a. con la definizione di una armatura in ferro. La parte centrale sarà costituita da un concio che sarà annegato nel calcestruzzo e a cui sarà ancorata la sezione inferiore della torre tubolare tramite tirafondi. Essi risulteranno completamente interrati alla profondità tale da consentire il riposizionamento di un adeguato strato di materiale terroso in modo da assicurare la ricostruzione e l'impiego del suolo.

È previsto l'impiego di fondazioni in CLS armato a platea circolare, il cui calcolo sarà subordinato ai parametri di sismicità ed alle caratteristiche geotecniche del terreno rilevate da indagini puntuali, da effettuarsi in fase di progetto esecutivo.

6.6.4 Piazzole aerogeneratore

In fase di cantiere e di realizzazione dell'impianto sarà necessario approntare delle piazzole di montaggio degli aerogeneratori, prossime a ciascuna fondazione, dedicate al posizionamento delle gru ed al montaggio di ognuno dei n.10 aerogeneratori costituenti il parco eolico.

Per impostare correttamente la progettazione delle piazzole si è analizzato nel dettaglio i pesi e le dimensioni di ogni componente dei potenziali modelli di aerogeneratore da

utilizzare, le tipologie e dimensioni di gru necessarie e conseguenti dimensioni minime necessarie per le piazzole.

Nello specifico le piazzole di cantiere sono state dimensionate per consentire l'utilizzo di una gru tralicciata, la quale oltre la piazzola di montaggio, necessita di una pista di 120 metri circa, rettilinea e planare e contigua alla piazzola, sulla quale distendere il braccio tralicciato per effettuare il montaggio, e di un'ulteriore piazzola sulla quale posizionare 2 autogrù secondarie necessarie al montaggio e sollevamento del braccio.

Le piazzole di montaggio così definite, da installarsi in aree non pianeggianti, verranno realizzate con piani di posa adattati alle pendenze del terreno di ciascuna piazzola con l'obiettivo di minimizzare i movimenti terra (sterri e rilevati) necessari per la realizzazione delle stesse.

Sono state ipotizzate due tipologie di piazzola di montaggio, con stoccaggio parziale e assemblaggio in due fasi e con stoccaggio totale e assemblaggio in una fase. La scelta tra le due tipologie di montaggio sarà effettuata in fase di progettazione esecutiva e gli elaborati del presente progetto, nonché il piano particellare di esproprio sono stati redatti in via prudenziale nell'ipotesi di ingombro massimo (stoccaggio totale e assemblaggio in una fase).

Le dimensioni della piazzola di montaggio sono state fissate in relazione alle specifiche tecniche della turbina. Tali dimensioni sono suddivise in zone dedicate allo stoccaggio pale, zone a 2 kg/cm^2 e zone a 3 kg/cm^2 , caratterizzazione derivante dalla differente capacità portante del terreno e dal differente impiego dello stesso tra movimentazioni dei materiali e stoccaggio e zona di installazione della gru principale.

Al termine dei lavori, saranno rimosse le piazzole di montaggio e mantenute solo quelle di tipo definitivo, finalizzate a garantire la gestione e manutenzione dell'impianto durante la vita utile.

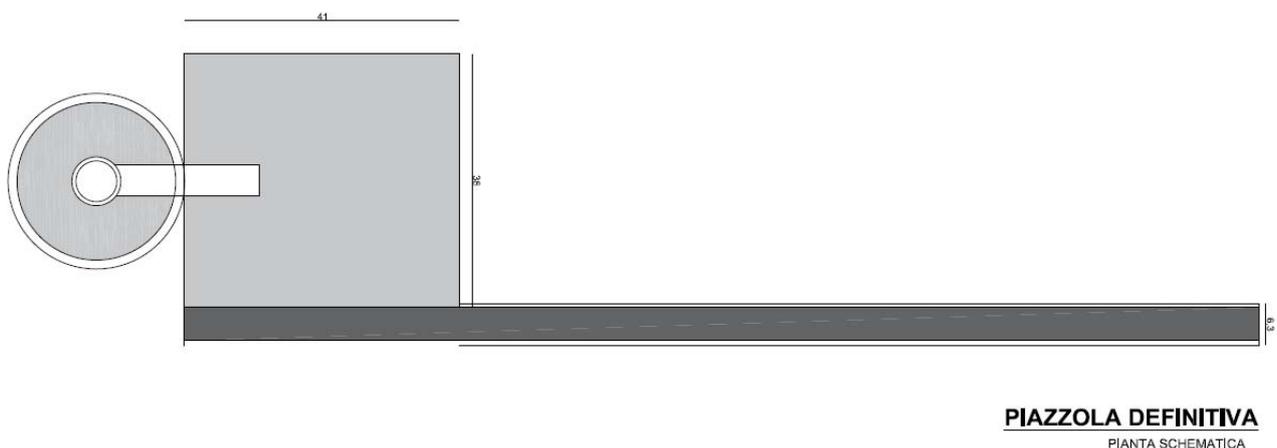


Figura 17 – Piazzola permanente tipo

6.6.5 Rete Idrografica

Ai fini del mantenimento della stabilità dei pendii, o, dove possibile, del miglioramento della situazione ex ante, è assolutamente necessario curare con grande attenzione la raccolta delle acque meteoriche ed il loro conferimento nella rete idrografica esistente. Ciò è stato fatto come di seguito descritto.

A lavori ultimati, le acque meteoriche delle piazzole saranno recapitate attraverso fossetti nei reticoli idrografici naturali.

I rilievi geologici e morfologici condotti, oltre che le analisi dei dati, hanno permesso di definire che nel contesto in cui si inserisce non vi sono le condizioni di vulnerabilità idrogeologica dell'area in relazione anche alle lavorazioni previste.

Il contesto geologico strutturale e litologico dell'area oltre che alle peculiarità proprie del progetto è tale da non determinare nessuna interferenza con le sorgenti più prossime al sito.

Le caratteristiche del sito, in virtù delle condizioni litologiche e topografiche precedentemente descritte, permettono in generale un buon drenaggio delle acque superficiali con scarsa o quasi assente percolazione in profondità in quanto i terreni presentano un basso coefficiente di permeabilità. Il reticolo idrico minore organizzato, che conferisce le acque di ruscellamento ai bacini idrografici secondari, risulta da presente ad appena accennato in virtù dell'ubicazione sommitale dell'area.

Le piazzole collocate così come nelle tavole di progetto non prevedono superfici impermeabilizzate e la rete di raccolta e smaltimento delle acque superficiali e di prima infiltrazione è per questa fase di definizione progettuale definitiva rappresentata nelle tavole di progetto. La superficie di ogni piazzola sarà profilata in modo da conferire le acque meteoriche verso cunette di raccolta perimetrale in terra, la quale confluirà o nella cunetta realizzata a lato della strada di accesso o nel canale ricettore esterno.

6.6.6 Ripristini e rinaturalizzazione

Terminato il cantiere e messo in esercizio l'impianto, è opportuno effettuare quegli interventi, in questa fase poco costosi e molto efficaci, utili a restituire al sito un aspetto quanto più naturale possibile.

Questo viene principalmente effettuato con la seguente sequenza di interventi:

- ❖ Le piazzole vengono "risagomate", eliminando dove possibile gli spigoli netti, e quindi "arrotondando" la piazzola stessa; questo intervento può essere fatto "erodendo" spigoli in rilevato e "riempiendo" angoli in scavo; questa operazione normalmente mette a disposizione terreni in esubero.
- ❖ Viene ridotta la parte pianeggiante della piazzola (le esigenze di superficie in fase di manutenzione ordinaria sono inferiori a quelle in fase di cantiere), riportandoci sopra i terreni in modo tale da seguire le pendenze del terreno naturale circostante; questa operazione necessita l'utilizzo di terreni.
- ❖ La parte di piazzola che viene lasciata piana e carrabile viene delimitata, dove necessario ai fini della sicurezza, da pietre di dimensione adeguata provenienti dagli scavi, e selezionate nella fase di vagliatura.
- ❖ Sia i rilevati che i fronti di scavo vengono inerbiti.

Questa scelta progettuale di "Ripristino e Rinaturalizzazione", oltre a costituire un piccolo aumento di costi in fase di cantiere, può comportare un aumento dei costi anche in fase di esercizio; infatti durante la vita utile dell'impianto può risultare necessario sostituire una pala o una intera navicella; in questo caso risulta necessario ricostituire la piazzola nella sua dimensione originale, con i conseguenti costi diretti di lavorazione e indiretti di

prolungamento del tempo di fuori servizio. Va peraltro considerato che, secondo la nostra esperienza di esercizio, questa necessità risulta molto rara.

D'altro canto, la percezione finale dell'impianto per chi si reca sul posto, ma talvolta anche da un osservatore lontano ma attento, è sensibilmente più positiva quando si procede a questa fase di lavorazione.

6.7 Alimentazione ausiliari

L'alimentazione dei servizi ausiliari sarà derivata direttamente dal trasformatore MT/BT a cui sarà installato un trafo 690/400 e farà capo al quadro generale ausiliari (QAUX) che alimenterà:

- ❖ gli impianti ausiliari del locale tecnico;
- ❖ l'impianto di videocontrollo ed il relativo impianto di illuminazione.

6.8 Descrizione fase di cantiere

La realizzazione dell'intervento proposto può suddividersi nelle seguenti aree di intervento non necessariamente contemporaneamente attivate:

- ❖ apertura a predisposizione cantiere;
- ❖ interventi sulla viabilità esistente, al fine di rendere possibile il transito dei mezzi speciali per il trasporto degli elementi dell'aerogeneratore;
- ❖ realizzazione della pista d'accesso alla piazzola, che dalla viabilità interpodereale esistente consenta il transito dei mezzi di cantiere, per il raggiungimento dell'area d'installazione dell'aerogeneratore;
- ❖ realizzazione della piazzola per l'installazione dell'aerogeneratore;
- ❖ scavi a sezione larga per la realizzazione della fondazione di macchina e scavi a sezione ristretta per la messa in opera dei cavidotti;
- ❖ realizzazione delle fondazioni di macchina;
- ❖ installazione aerogeneratori;
- ❖ messa in opera dei cavidotti interrati;
- ❖ realizzazione cabina utente di consegna;
- ❖ realizzazione della connessione elettrica d'impianto alla rete elettrica nazionale gestita da Terna SpA.

Qui di seguito una possibile suddivisione delle fasi di lavoro:

- ❖ predisposizione del cantiere attraverso i rilievi sull'area e picchettamento delle aree di intervento;
- ❖ apprestamento delle aree di cantiere;
- ❖ realizzazione delle piste d'accesso all'area di intervento dei mezzi di cantiere;
- ❖ livellamento e preparazione delle piazzole;
- ❖ modifica della viabilità esistente fino alla finitura per consentire l'accesso dei mezzi di trasporto delle componenti degli aerogeneratori;

- ❖ realizzazione delle fondazioni in piazzola (scavi, casseforme, armature, getto cls, disarmi, riempimenti);
- ❖ montaggio aerogeneratore;
- ❖ montaggio impianto elettrico aerogeneratore;
- ❖ posa cavidotto in area piazzola e pista di accesso;
- ❖ finitura piazzola e pista;
- ❖ preparazione area cabina di sezionamento (livellamento, scavi e rilevati);
- ❖ fondazioni cabina elettrica;
- ❖ montaggio cabina elettrica di consegna;
- ❖ messa in opera cavidotti interrati interni: opere edili compresa la risoluzione di eventuali interferenze;
- ❖ messa in opera cavidotti interrati interni: opere elettriche;
- ❖ impianto elettrico cabina di consegna;
- ❖ posa cavidotti di collegamento tra la cabina di consegna e la CP MT/AT;
- ❖ collaudi impianto elettrico generazione e trasformazione;
- ❖ opere di ripristino e mitigazione ambientale;
- ❖ conferimento inerti provenienti dagli scavi e dai movimenti terra;
- ❖ posa terreno vegetale per favorire recupero situazione preesistente.

7 ANALISI DELLE INTERFERENZE CON SERVIZI ED INFRASTRUTTURE

Durante la ricognizione eseguita sul campo seguendo il tracciato del cavidotto MT, dalle WTG fino a raggiungere la cabina di utenza (comune di Cercemaggiore), è stato analizzato lo sviluppo sul territorio delle seguenti infrastrutture a rete potenzialmente interferenti con le opere in progetto:

- ❖ Rete acquedotto;
- ❖ Gasdotti interrati;
- ❖ Reticolo idrografico.

Il cavidotto, sempre di tipo interrato, percorre tratti di territorio di modesta antropizzazione dove la maggior parte dei sottoservizi di telefonia e di distribuzione dell'energia elettrica sono in aereo e quindi non interferenti.

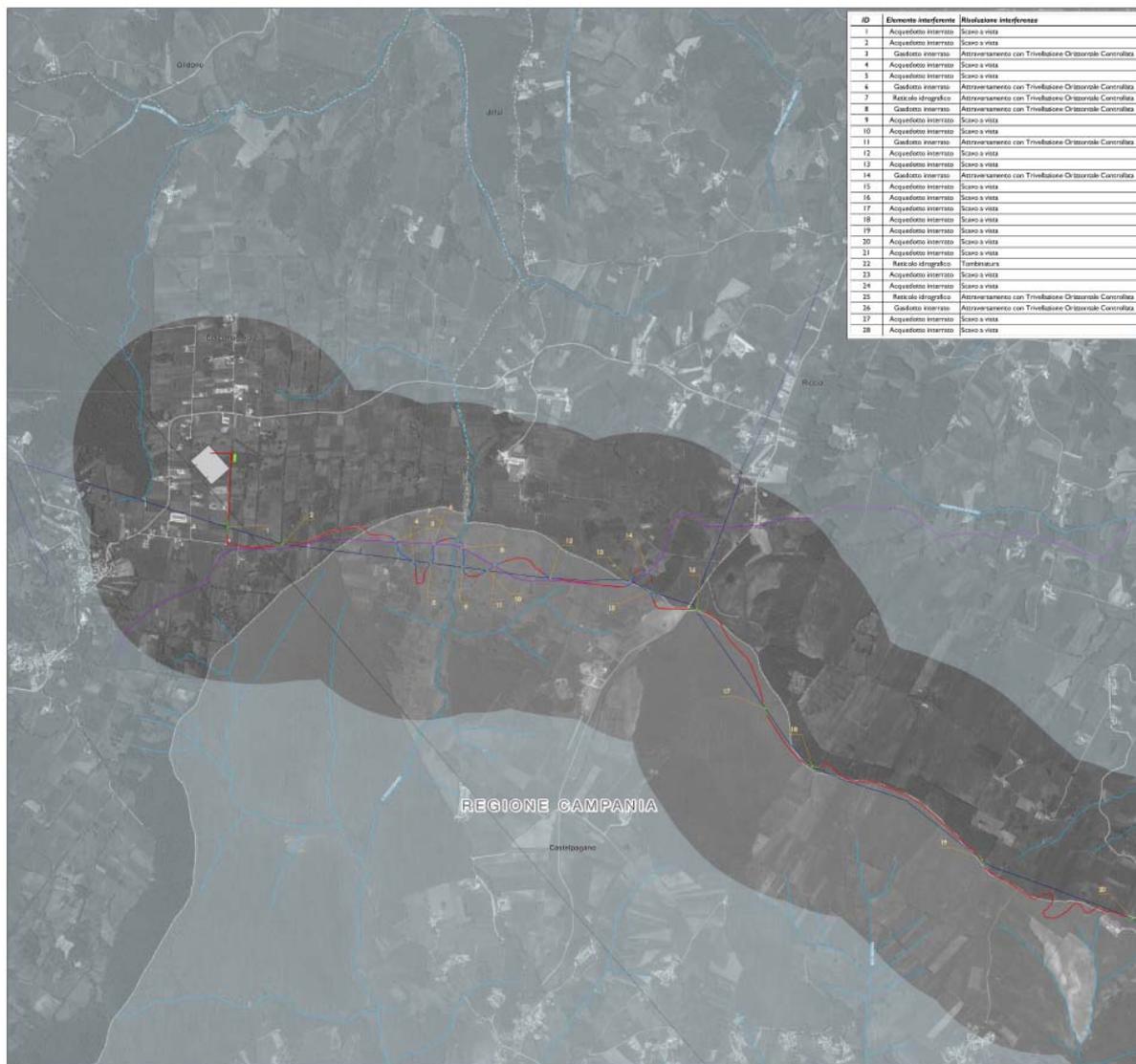
Tuttavia, dall'analisi condotta sono emerse n. 28 interferenze, per ciascuna delle quali è stata individuata la relativa modalità di superamento, sapendo che gli attraversamenti con detti sottoservizi e con tubazioni metalliche di acqua o di gas e condotti fognari dovranno essere in ogni caso risolti in accordo con i gestori del sottoservizio nel rispetto della normativa vigente, in particolare la norma CEI 11-17 *“Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo”* e il DM 24.11.1984 *“Norme di sicurezza antincendio per il trasporto, la distribuzione, l'accumulo e l'utilizzazione del gas naturale con densità non superiore a 0,8”*.

In generale, la TOC (Trivellazione Orizzontale Controllata) risulta essere la migliore opzione tecnologica per il superamento sia del gasdotto, sia delle interferenze con il reticolo idrografico, poiché partendo dal piano campagna, permette di installare tubazioni al di sotto di tali criticità, preservando l'integrità delle superficie ed evitando interferenze con le peculiarità ambientali e gli usuali impieghi delle aree interessate dall'intervento. La tecnologia riduce al minimo l'impatto ambientale, non richiedendo alcuno scavo lungo la traiettoria di posa della condotta.

Fermo restando le aggiuntive prescrizioni dettate dagli enti gestori dei sottoservizi, si descrivono di seguito le scelte progettuali nei casi riscontrati.

7.1 Interferenze con il reticolo idrografico

Come evidenziato dalla figura successiva che rappresenta lo stralcio dell'elaborato grafico 2022030_1.14 *Interferenze Cavidotto*, si osserva che, sebbene non siano presenti incongruenze dirette tra gli aerogeneratori ed i corsi d'acqua locali, si rilevano 3 interferenze tra questi ultimi e il tratto di cavidotto.



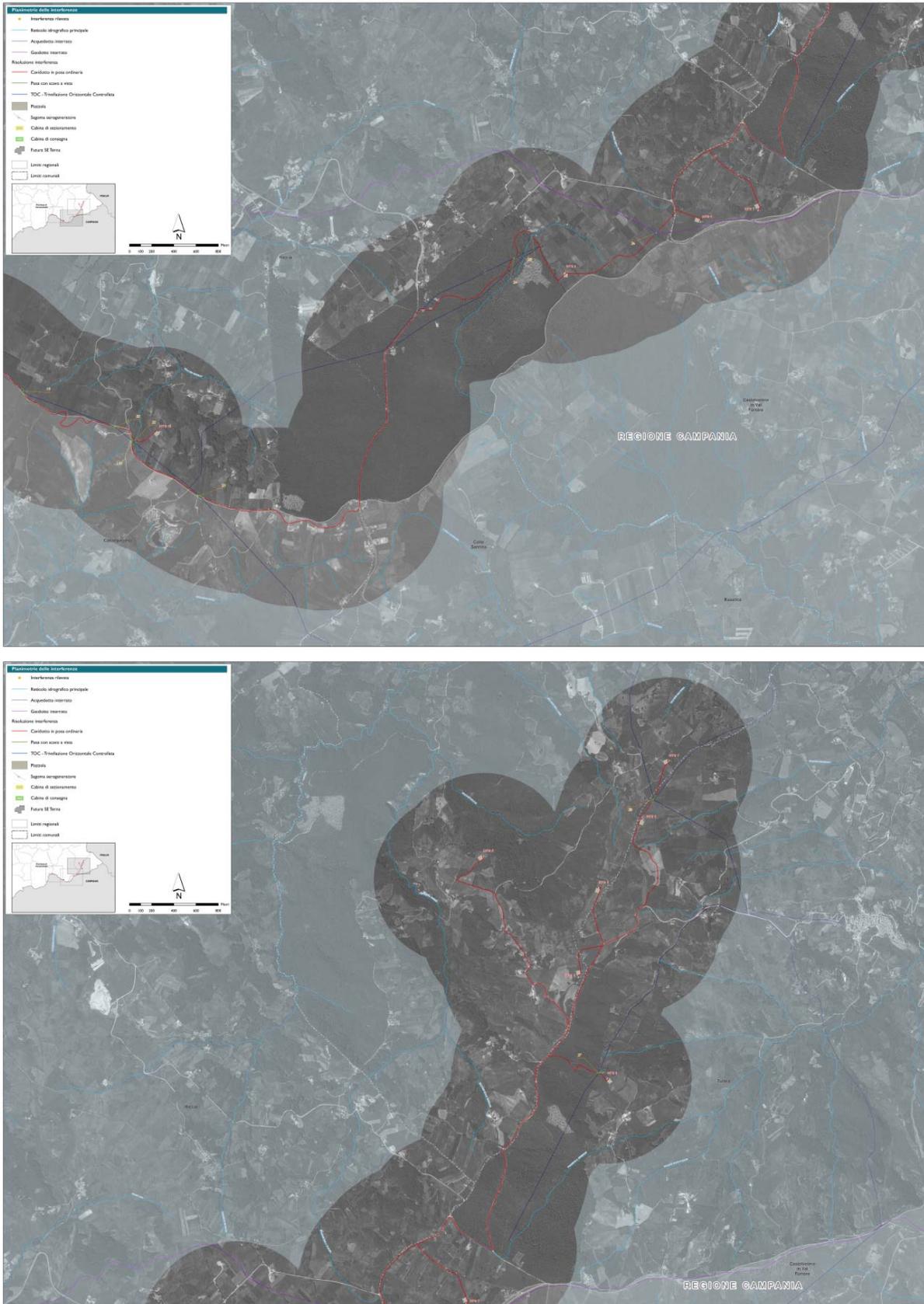


Figura 18 – Elaborato grafico della planimetria delle interferenze (2022030_1.14_InterferenzeCavidotto)

ID	Elemento interferente	Risoluzione interferenza
7	Reticolo idrografico	Attraversamento con Trivellazione Orizzontale Controllata
22	Reticolo idrografico	Tombinatura
25	Reticolo idrografico	Attraversamento con Trivellazione Orizzontale Controllata

Tabella 8 – Elenco delle interferenze delle opere in progetto con il reticolo idrografico

Dalla tabella precedente si evidenziano le otto interferenze delle opere in progetto con i diversi corsi d'acqua appartenenti al reticolo idrografico e si descrivono i metodi risolutivi a tali interferenze.

Nel dettaglio si ha che:

- ❖ nell'interferenza 7 il cavidotto interseca in un punto il Torrente Tammarecchia;
- ❖ nell'interferenza 22 il cavidotto interseca in un punto un affluente del Vallone Ripitella;
- ❖ nell'interferenza 25 il cavidotto interseca in un punto il Torrente Cervaro;

Le modalità di risoluzione per le interferenze tra il cavidotto MT ed il reticolo idrografico, vengono gestite tramite la tecnologia NO DIG, ovvero inserendo il cavidotto lungo una precisa operazione di scavo teleguidato ad una profondità progettata in modo da garantire un franco di sicurezza rispetto all'escavazione della piena massima, i cui dettagli sono riportati nella Relazione Idraulica. L'attraversamento in Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC), sarà completamente interrato e rispettoso delle funzioni ecologiche ed idrauliche del corso d'acqua.

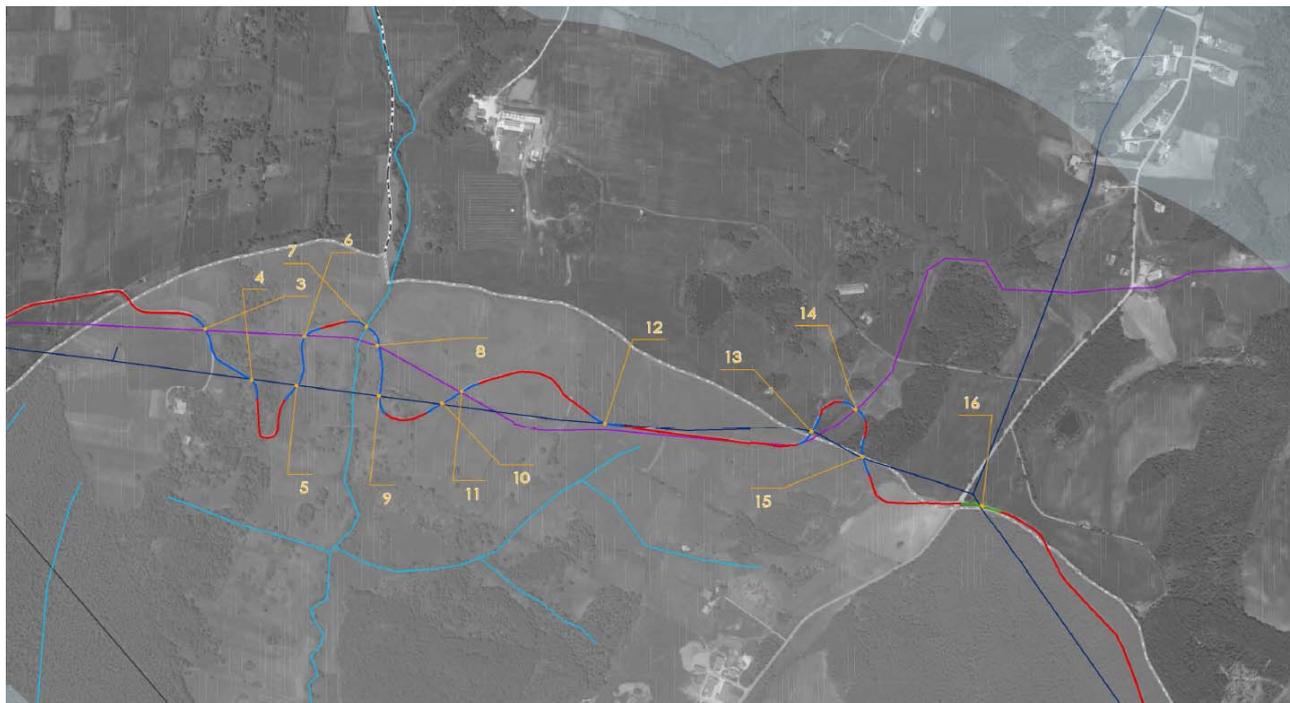
7.2 Interferenze con rete gas

Le interferenze tra i cavi MT e le condotte del gas (con densità non superiore a 0.8, non drenate e con pressione massima di esercizio > 5 bar), in generale, vengono usualmente gestite secondo quanto previsto dal DM 24/11/1984 o, comunque, secondo le modalità indicate dagli enti proprietari.

In via preliminare, per la risoluzione dell'interferenza tra il tragitto di messa in opera del cavidotto MT e le tubazioni/condotte sotterranee, è, di solito, previsto:

- ❖ nel caso di condutture poco profonde, l'utilizzo di tecnologia no dig (TOC - Trivellazione Orizzontale Controllata), che consentirà il sottopasso dell'infrastruttura esistente. Il sottopasso dei cavi avverrà introducendo gli stessi nella tubazione messa in opera a rivestimento del foro effettuato mediante la perforazione orizzontale controllata. La posa del cavidotto sarà realizzata mediante l'utilizzo di tubi della tipologia normata. Le tipologie dei tubi da impiegare sono definite in relazione alla resistenza all'urto ex CEI 23-46.
- ❖ nel caso di condutture profonde, la messa in opera dei cavidotti sarà effettuata con la usuale modalità di posa utilizzata per l'installazione dei cavidotti al margine della sede stradale, fermo restando le dovute autorizzazioni e pareri, nonché l'applicazione delle distanze e norme tecniche di cui alla documentazione ENEL "Interferenza tra cavi di energia ed altre canalizzazioni, opere e strutture".

Nel progetto in esame sono previste 3 interferenze tra il cavidotto e le condutture della rete gas.



Planimetrie delle interferenze

-  Interferenza rilevata
-  Reticolo idrografico principale
-  Acquedotto interrato
-  Gasdotto interrato

Figura 19 – Stralcio dell'elaborato grafico della planimetria delle interferenze (2022030_1.14_Interferenze Cavidotto)

ID	Elemento interferente	Risoluzione interferenza
3	Gasdotto interrato	Attraversamento con Trivellazione Orizzontale Controllata
6	Gasdotto interrato	Attraversamento con Trivellazione Orizzontale Controllata
8	Gasdotto interrato	Attraversamento con Trivellazione Orizzontale Controllata
11	Gasdotto interrato	Attraversamento con Trivellazione Orizzontale Controllata
14	Gasdotto interrato	Attraversamento con Trivellazione Orizzontale Controllata
26	Gasdotto interrato	Attraversamento con Trivellazione Orizzontale Controllata

Tabella 9 – Elenco delle interferenze delle opere in progetto con le condutture della rete gas

7.3 Interferenze con la rete acquedottistica

Come evidenziato nell'elaborato grafico *2022030_1.14_Interferenze Cavidotto*, si rilevano 6 interferenze tra la rete del cavidotto e l'acquedotto interrato.

ID	Elemento interferente	Risoluzione interferenza
1	Acquedotto interrato	Scavo a vista
2	Acquedotto interrato	Scavo a vista
4	Acquedotto interrato	Scavo a vista
5	Acquedotto interrato	Scavo a vista
9	Acquedotto interrato	Scavo a vista
10	Acquedotto interrato	Scavo a vista
12	Acquedotto interrato	Scavo a vista
13	Acquedotto interrato	Scavo a vista
15	Acquedotto interrato	Scavo a vista
16	Acquedotto interrato	Scavo a vista
17	Acquedotto interrato	Scavo a vista
18	Acquedotto interrato	Scavo a vista
19	Acquedotto interrato	Scavo a vista
20	Acquedotto interrato	Scavo a vista
21	Acquedotto interrato	Scavo a vista
23	Acquedotto interrato	Scavo a vista
24	Acquedotto interrato	Scavo a vista
27	Acquedotto interrato	Scavo a vista
28	Acquedotto interrato	Scavo a vista

Tabella 10 – Elenco delle interferenze delle opere in progetto con la rete dell'acquedotto

7.4 Scavi

Il sottopasso dei cavi avverrà introducendo gli stessi nella tubazione messa in opera a rivestimento del foro effettuato mediante la perforazione orizzontale controllata. La posa del cavidotto sarà realizzata mediante l'utilizzo di tubi della tipologia normata. Le tipologie dei tubi da impiegare sono definite in relazione alla resistenza all'urto ex CEI 23-46.



Figura 20 - Posa in opera tubazione per alloggio cavi

La messa in opera dei cavidotti con tecnologia “no dig” garantisce che:

- ❖ il deflusso delle acque non sia in alcun modo alterato. La struttura esistente dedicata alla canalizzazione delle acque al di sotto della viabilità asfaltata esistente non subisce alcun tipo d'intervento, conservando l'attuale sicurezza idraulica.
- ❖ l'alveo ed il letto del canale non siano in alcun modo interessati dalle opere in progetto in quanto l'attraversamento è del tipo sottopassante le canalizzazioni esistenti. In tal modo è garantita la funzionalità idraulica del canale anche durante le operazioni di cantiere.
- ❖ il tracciato del sottoattraversamento risulta essere rettilineo e, per quanto possibile normale all'asse del canale secondo la direzione dell'esistente struttura di regimazione. Questo minimizza gli impatti delle opere da realizzare per quel che attiene il rumore, la movimentazione del terreno, trattamento materiali di risulta;
- ❖ la direzione di posa in opera seguirà il margine asfaltato della viabilità esistente;
- ❖ ove esistenti idonee sovra-strutture, mediante ancoraggio del/dei cavi sul parametro di valle dell'opera esistente (ponte, passerella), garantendo l'assenza di interferenze con la sezione libera di deflusso dell'opera medesima.

8 DESCRIZIONE DELLE PRINCIPALI ALTERNATIVE DEL PROGETTO

Di seguito saranno rappresentate le principali ragioni che, nell'analisi delle alternative progettuali, (quali, a titolo esemplificativo e non esaustivo, quelle relative alla concezione

del progetto, alla tecnologia, all'ubicazione, alle dimensioni e alla portata) compresa l'alternativa zero, hanno condotto alle scelte progettuali adottate.

8.1 Motivazione del progetto

Il progetto in esame, sviluppato in applicazione di tecnologia BAT, si pone l'obiettivo di ampliare le possibilità di produzione di energia elettrica da fonte eolica sfruttando siti privi di caratteristiche naturali di rilievo e ad urbanizzazione poco diffusa nell'auspicio di ridurre le numerose problematiche legate alla interazione tra le torri eoliche e l'ambiente circostante.

L'impianto si configura come tecnologicamente avanzato, in speciale modo in riferimento agli aerogeneratori scelti, selezionati tra le migliori tecnologie disponibili sul mercato (*BAT - Best Available Technology*) e tali da garantire minori impatti ed un corretto inserimento del progetto nel contesto paesaggistico – ambientale.

Dal punto di vista paesaggistico il progetto in esame costituisce un cambiamento sia per le peculiarità tecnologiche che lo caratterizzano, sia per l'ambiente in cui si colloca.

Pertanto, è necessario sia valutato in termini di:

- ❖ capacità di risposta all'esigenza iniziale, ossia produrre energia elettrica minimizzando gli impatti, sia in termini ambientali che territoriali;
- ❖ capacità di generare più benessere del "sacrificio" che genera.

Per ciò che attiene il primo punto è da evidenziare che, la scelta di realizzare un impianto eolico con le peculiarità progettuali adottate, se confrontata con le tecnologie tradizionali da fonti non rinnovabili e con le moderne tecnologie da fonte rinnovabile, presenta vantaggi ambientali, tra i quali:

- ❖ garantire un'occupazione superficiale tale da non compromettere le usuali attività agricole;
- ❖ non interessare con attività di sbancamento il sito, grazie a viabilità interna esistente ed alle caratteristiche orografiche delle aree di installazione degli aerogeneratori;
- ❖ minimizzare l'impatto occupazionale delle opere elettriche accessorie all'impianto, seguendo, per la posa e messa in opera delle stesse, la viabilità esistente;
- ❖ contenere l'impatto acustico, mediante l'utilizzo di aerogeneratori di ultima generazione caratterizzati da bassi livelli di emissioni di rumore e rispettando le opportune distanze dagli edifici adibiti ad abitazione anche saltuaria; distanze tali da soddisfare le disposizioni di legge di riferimento;
- ❖ essere completamente rimovibile a fine ciclo produttivo, garantendo al termine della vite utile dell'impianto il pieno ed incondizionato ripristino delle pre-esistenti e vigenti condizioni di aspetto e qualità visiva, generale e puntuale dei luoghi.

In riferimento alla tipologia di impianto proposta, nonché alle specifiche progettuali dello stesso, il progetto proposto è tale da produrre netti vantaggi, sia in termini ambientali che di inserimento territoriale:

- ❖ l'impatto sull'ambiente è minimizzato: non ci sono emissioni di specie inquinanti in atmosfera e i materiali sono riciclabili a fine della vita utile dell'impianto;

- ❖ la produzione energetica è massimizzata, grazie all'impiego di aerogeneratori, in funzione delle caratteristiche di sito, maggiormente performanti;
- ❖ è garantita, in riferimento alle caratteristiche orografiche e geomorfologiche dell'area d'intervento, una notevole producibilità energetica grazie alla disponibilità della risorsa eolica caratterizzante il sito;
- ❖ è garantita una maggiore durata delle parti meccaniche delle macchine grazie alla bassa turbolenza del vento caratterizzante il sito ed al layout d'impianto definito (Low Turbulence Intensity = Longer Lifetime for Turbines);
- ❖ a fine ciclo produttivo ogni opera d'impianto risulta completamente rimovibile;
- ❖ giocare un ruolo determinante nel raggiungimento degli obiettivi ambientali strategici ed energetici, tutelando il territorio e le coste ed impiegando contesti ambientali privi di pregio o emergenze.

Il benessere collettivo è da individuarsi, pertanto, nell'aspetto positivo legato alla realizzazione dell'impianto: la produzione di energia elettrica senza che vi siano impatti ambientali rilevanti ed emissione di inquinanti.

A ciò è da associarsi l'indotto derivante dalla realizzazione, gestione e manutenzione dell'impianto e delle opere accessorie, che porterà una crescita delle occupazioni ed una specializzazione tecnica che potrà concretizzarsi nella creazione di poligoni industriali tematici ed al rilancio dell'attività della zona. Sia la realizzazione che la conduzione a regime dell'impianto proposto richiederanno personale preparato e dedicato alle attività necessarie per lo svolgimento di tutte le attività richieste. Ciò implicherà un indotto a beneficio della realtà economica e sociale locale.

L'eolico porta benefici in termini economici locali, nazionali ed internazionali, supportando lo sviluppo della manodopera locale, la creazione di posti di lavoro sia dal lato del produttore/investitore sia indirettamente tramite i fornitori.

Uno studio congiunto ANEV - Uil del 2020 sul potenziale occupazionale è emerso che, qualora in Italia si installassero 19.300 MW di impianti eolici, si contribuirebbe a incrementare l'occupazione con 67.200 posti di lavoro, distribuiti in buona percentuale nel Meridione, dove la disoccupazione è maggiore. In Italia l'eolico crea ogni anno un flusso finanziario di circa 3,5 miliardi di euro fra investimenti diretti e indiretti e conta oggi oltre 27.000 addetti.

REGIONE	SERVIZIO E SVILUPPO	INDUSTRIA	GESTIONE E MANUTENZIONE	TOTALE	DIRETTI	INDIRETTI
PUGLIA	3.500	4.271	3.843	11.614	2.463	9.151
CAMPANIA	3.192	1.873	3.573	8.638	2.246	6.392
SICILIA	2.987	1.764	2.049	6.800	2.228	4.572
SARDEGNA	3.241	1.234	2.290	6.765	2.111	4.654
MARCHE	987	425	1.263	2.675	965	1.710
CALABRIA	2.125	740	1.721	4.586	1.495	3.091
UMBRIA	987	321	806	2.114	874	1.240
ABRUZZO	1.758	732	1.251	3.741	1.056	2.685
LAZIO	2.487	1.097	1.964	5.548	3.145	2.403
BASILICATA	1.784	874	1.697	4.355	2.658	1.697
MOLISE	1.274	496	1.396	3.166	1.248	1.918
TOSCANA	1.142	349	798	2.289	704	1.585
LIGURIA	500	174	387	1.061	352	709
EMILIA	367	128	276	771	258	513
ALTRE	300	1.253	324	1.877	211	1.666
OFFSHORE	529	203	468	1.200	548	652
TOTALE	27.417	16.205	23.388	67.200	22.562	44.638

Tabella 11 - Il potenziale eolico regionale: benefici occupazionali, Anev 2020

L'unico aspetto che si ritiene costituisca il vero costo ambientale dell'opera proposta, assodato il *Life Cycle Assessment* proprio della tecnologia eolica, è la visibilità dell'impianto ed il conseguente impatto visivo che ne scaturisce.

Per valutare a fondo i benefici ambientali derivanti dalla scelta dell'energia eolica è opportuno considerare non solo la fase di esercizio dell'impianto ma l'intero ciclo di vita dello stesso ("*from cradle to grave*", dalla culla alla tomba), ovvero valutare sia i consumi energetici che le emissioni in atmosfera generate dalle fasi di:

- ❖ produzione componenti;
- ❖ trasporto sul sito;
- ❖ costruzione;
- ❖ gestione esercizio;
- ❖ dismissione impianto e ripristino condizioni *ante operam*.

Lo strumento utilizzato per analisi di questo tipo è il *Life Cycle Assessment* (LCA). Tramite l'LCA è possibile quantificare, attraverso indici di prestazione ambientale, l'effettivo impatto a lungo termine di un bene, un prodotto o una tecnologia analizzandone l'intero ciclo di vita dalla fornitura della materia prima fino all'utilizzo del prodotto stesso e al suo smaltimento finale. Nel caso particolare di un impianto eolico è interessante valutare due aspetti sostanziali, la quota parte di CO₂ prodotta nell'intero ciclo di vita (per una turbina da 2 MW considerando il mix energetico italiano è pari a circa 1.920 tCO₂) e l'*Energy Pay Back Time* (EPBT), ovvero il tempo necessario a raggiungere il pareggio tra energia spesa per le fasi di estrazione, produzione, progettazione, trasporto, installazione, futuro smantellamento e riciclaggio dell'opera e quella prodotta in fase di esercizio. Si stima per una turbina eolica un EPBT medio intorno ai 9 mesi. Dopo 9 mesi, quindi, una turbina eolica ha già prodotto l'energia necessaria a tutto il suo ciclo di vita, dall'estrazione delle materie prime necessarie alla costruzione, fino allo smaltimento dell'ultimo componente.

ACCIAIO	90%	RIUTILIZZABILE
ACCIAIO PRIVO DI RUGGINE	90%	RIUTILIZZABILE
GHISA	90%	RIUTILIZZABILE
RAME	95%	RIUTILIZZABILE
ALLUMINIO	90%	RIUTILIZZABILE
PLASTICA - PVC	100%	DISCARICA
FIBRE DI VETRO	100%	DISCARICA
OLIO	100%	INCENERITO
PIOMBO	90%	RIUTILIZZABILE
ZINCO	90%	RIUTILIZZABILE

Riguardo alla fase di dismissione è interessante notare come solo una piccola parte dei materiali utilizzati finisca in discarica (vedi immagine).

8.2 Selezione della tecnologia impiegata

Le condizioni anemometriche di sito, per l'approfondimento delle quali si rimanda alla relazione specialistica di progetto, ed il soddisfacimento dei requisiti tecnici minimi d'impianto, sono tali da ammettere l'impiego di aerogeneratori aventi caratteristiche geometriche e tecnologiche ben definite.

In particolare, di seguito un elenco delle principali considerazioni valutate per la scelta dell'aerogeneratore:

- ❖ disposizioni della normativa IEC 61400, per la sicurezza e progettazione degli aerogeneratori, nonché la loro applicazione in specifiche condizioni orografiche, la classe di appartenenza dell'aerogeneratore nonché della torre di sostegno dello stesso;
- ❖ caratteristiche anemometriche e potenzialità eoliche di sito e caratteristiche orografiche e morfologiche dello stesso, la producibilità dell'impianto, scegliendo l'aerogeneratore che, a parità di condizioni al contorno, permetta di giustificare l'investimento e garantisca la massimizzazione del rendimento in termini di energia annua prodotta, nonché di vita utile dell'impianto;

- ❖ distribuzione di eventuali recettori sensibili nell'area d'impianto, la generazione degli impatti prodotta dall'impianto, scegliendo un aerogeneratore caratterizzato da valori di emissione acustica idonei al contesto e tali da garantire il rispetto dei limiti previsti dalle norme di settore;
- ❖ distribuzione di eventuali recettori sensibili nell'area d'impianto, la velocità di rotazione del rotore al fine di garantire la sicurezza relativamente alla rottura degli elementi rotanti ed in termini di ingombro fluidodinamico;
- ❖ qualità, prezzo, tempi di consegna, manutenzione, gestione, l'aerogeneratore che consenta il raggiungimento del miglior compromesso tra questi elementi di valutazione.

8.3 Criteri di scelta dell'ubicazione delle WTG

Il territorio regionale è stato oggetto di analisi e valutazione al fine di individuare il sito che avesse in sé le caratteristiche d'idoneità richieste dal tipo di tecnologia utilizzata per la realizzazione dell'intervento proposto.

In particolare, di seguito i criteri di scelta adottati:

- ❖ studio dell'anemometria, con attenta valutazione delle caratteristiche geomorfologiche del territorio nonché della localizzazione geografica in relazione ai territori complessi circostanti, al fine di individuare la zona ad idoneo potenziale eolico;
- ❖ analisi e valutazione delle logistiche di trasporto degli elementi accessori di impianto sia in riferimento agli spostamenti su terraferma che marittimi: viabilità esistente, porti attrezzati, mobilità, traffico ecc.;
- ❖ valutazione delle peculiarità naturalistiche/ambientali/civiche dell'aree territoriali;
- ❖ analisi dell'orografia e morfologia del territorio, per la valutazione della fattibilità delle opere accessorie da realizzarsi su terraferma e per la limitazione degli impatti delle stesse;
- ❖ analisi degli ecosistemi;
- ❖ infrastrutture di servizio ed utilità dell'indotto, sia in termini economici che occupazionali.

Oltre che ai criteri puramente tecnici, il corretto inserimento dell'impianto nel contesto territoriale richiede che il layout d'impianto sia realizzato nel rispetto delle distanze minime di salvaguardia del benessere della popolazione del luogo e degli elementi paesaggisticamente, ambientalmente e storicamente rilevanti. I piani territoriali di tutela, i piani paesaggistici, i piani urbanistici, nonché le normative finalizzate alla salvaguardia del benessere umano ed al corretto inserimento di tali tipologie di opere nel contesto territoriale prescrivono distanze minime da rispettare, distanze che ovviamente rientrano nella corretta progettazione.

Durante gli studi condotti, nonché tramite l'interpretazione dei dati rilevati da stazioni meteorologiche presenti nella regione, in prossimità della zona di interesse, è stata verificata la presenza di una risorsa eolica in grado di soddisfare i requisiti tecnici minimi richiesti per la realizzazione e messa in esercizio di un impianto eolico.

Per approfondimenti si rimanda alla relazione specialistica di riferimento del progetto definitivo.

8.3.1 Logistiche di trasporto

La viabilità è caratterizzata da una maglia ben articolata e con caratteristiche idonee alle specifiche esigenze della tecnologia eolica e delle opere accessorie. Il manto stradale risulta in buone condizioni e le carreggiate hanno una larghezza di oltre 4 metri, adatta al transito dei mezzi speciali richiesti dalla realizzazione dell'opera.

L'area d'intervento, così come si evince dagli elaborati grafici di progetto, risulta direttamente accessibile attraverso le strade provinciali e comunali presenti sul territorio ed è caratterizzato da strade vicinali ed interpoderali che saranno impiegate come viabilità d'impianto, così da ridurre al minimo la necessità di piste di nuova realizzazione per il raggiungimento delle aree d'installazione delle WTG.

Inoltre, la rete ramificata di viabilità statale e provinciale esistente, oltre a rendere agevole il trasporto delle strutture e degli elementi d'impianto, rende efficiente la filiera produttiva in termini di realizzazione, consegna/trasporto, manutenzione.

Al fine di consentire il raggiungimento delle aree di sito, si dovrà intervenire, ove necessario, in corrispondenza degli accessi alle strade provinciali, comunali e vicinali per adeguare i raggi di curvatura, le pendenze e dislivelli alle specifiche esigenze di trasporto degli elementi d'impianto.

8.3.2 Valutazione delle peculiarità territoriali

Il posizionamento scelto per l'installazione degli aerogeneratori, oltre alle caratteristiche anemologiche di sito, è stato subordinato alla valutazione del contesto paesaggistico ambientale, al rispetto dei vincoli e della tutela del territorio, ed alla disponibilità dei suoli.

Mediante la cartografia di inquadramento delle aree protette regionali in generale e provinciali e comunali in particolare, è stato individuato il sito, e presenta idoneità logistica ed ambientale per la realizzazione dell'intervento proposto.

L'area d'intervento è interessata da altri impianti eolici e da attività agricola produttiva, che conferiscono al paesaggio caratteristiche di antropizzazione tali da non favorire la promozione turistica dell'area e la conservazione dell'integrità paesaggistico ambientale.

Per quanto riguarda le peculiarità ambientali, non vi sono componenti di riconosciuto valore paesaggistico territoriale, né biotipi di interesse biologico-vegetazionale né beni storici. I siti di installazione degli aerogeneratori non insistono in aree protette, ai sensi dei piani paesaggistico-territoriali-urbanistici vigenti.

Per ciò che riguarda il tracciato di messa in opera dei cavidotti interrati a servizio dell'impianto, questo è stato definito in maniera tale da minimizzarne la lunghezza ed interessare territori privi di peculiarità naturalistico – ambientali, ed ove possibili coincidenti con viabilità esistente.

8.3.3 Condizionamenti dovuti a orografia e morfologia del territorio

L'area di installazione degli aerogeneratori e delle opere connesse è collocata in una porzione di territorio avente una pendenza idonea al progetto e non risulta interessata da forme di versante a rischio franoso: l'area non rientra in zone franose secondo il quadro

dettagliato sulla distribuzione dei fenomeni franosi sul territorio italiano elaborato tramite il Progetto IFFI (Inventario dei Fenomeni Franosi in Italia - ISPRA). Pertanto, non sussistono rischi d'innescio di fenomeni di erosione ed alterazioni del profilo naturale del terreno.

La localizzazione degli aerogeneratori nell'area d'intervento è il risultato anche di considerazioni basate sul rispetto dei vincoli intesi a contenere al minimo gli effetti modificativi del suolo ed a consentire la coesistenza dell'impianto nel rispetto dell'ambiente e delle attività umane in atto nell'area.

8.3.4 Analisi degli ecosistemi

Le analisi condotte hanno mostrato che l'area di impianto non ricade in perimetrazioni in cui sono presenti habitat soggetti a vincoli di protezione e tutela, né beni storici – monumentali ed archeologici, così come si rileva dalla cartografia di riferimento esistente.

In riferimento alla cartografia fornita dal portale della Regione Molise delle aree non idonee all'installazione di impianti da FER (ai sensi del D.G.R. 621/2011 e della L.R. 23/2014 e s.m.i.), si rileva che le aree individuate per l'installazione degli aerogeneratori non ricadono all'interno di aree non idonee.

Per un'analisi di dettaglio si rimanda all'elaborato grafico di riferimento del progetto definitivo.

Dall'analisi dei rilevamenti cartografici su ortofoto e in riferimento a quanto appurato mediante indagini condotte in situ, si rileva che la massiccia attività agricola condotta nell'area d'installazione degli aerogeneratori, che vede l'impiego di tecniche di coltivazione in netto contrasto con i principi di salvaguardia dell'integrità paesaggistica – naturalistica – ambientale, quali aratura mediante mezzi meccanici, bruciatura delle stoppie ecc., utilizzo di diserbanti, regolare sfalcio della vegetazione, fa sì che l'area d'installazione abbia caratteristiche di antropizzazione tali da escludere che la stessa possa ritenersi a valore ecosistemico.

8.3.5 Criteri per la definizione del layout

Il posizionamento scelto per l'installazione dell'impianto eolico, come visto, non è subordinato solo alle caratteristiche anemometriche del sito ma anche a vincoli ambientali e di sicurezza dettati dall'esigenza di tutelare elementi importanti nelle finalità di salvaguardia dell'ambiente e dell'equilibrio ecosistemico.

La definizione del layout di impianto è dettata tecnicamente dalla considerazione dell'ingombro fluidodinamico proprio di ciascun aerogeneratore, degli effetti di interferenza fluidodinamica tra le WTG che da esso scaturisce, degli effetti fluidodinamici dovuti alla morfologia del territorio, inteso sia come andamento orografico che copertura del suolo (profili superficiali). Questi ultimi inducono regimi di vento e turbolenza tali da richiedere la massima attenzione nella localizzazione delle macchine, al fine di evitare sollecitazioni meccaniche gravose, in grado di indurre, in breve tempo, rotture a fatica, nonché un notevole deficit nel rendimento e produzione elettrica delle macchine. In riferimento all'ingombro fluidodinamico e all'interferenza tra le macchine che da esso scaturisce, responsabile come accennato di inficiare il corretto funzionamento delle macchine e di indurre notevoli stress meccanici con conseguenze gravi in termini di vite utile dell'impianto, il layout deve essere definito in maniera tale da garantire il massimo rendimento degli

aerogeneratori, in termini di produttività, di efficienza meccanica e di vita utile delle macchine.

Oltre che ad i criteri puramente tecnici, il corretto inserimento dell'impianto eolico nel contesto territoriale richiede che il layout d'impianto sia realizzato nel rispetto delle distanze minime di salvaguardia del benessere della popolazione del luogo e degli elementi paesaggisticamente, ambientalmente e storicamente rilevanti. I piani territoriali di tutela, i piani paesaggistici, i piani inserimento di tali tipologie di opere nel contesto territoriale prescrivono distanze minime da rispettare, distanze che ovviamente rientrano nella corretta progettazione.

Sulla base di tali considerazioni, sono stati quindi selezionati i siti oggetto di intervento.

Inoltre si è tenuto conto delle seguenti alternative:

- ❖ Alternativa 0 – Realizzazione di nessun'opera;
- ❖ Alternativa 1 – Utilizzo di aerogeneratori di piccola taglia;
- ❖ Alternativa 2 – Utilizzo di aerogeneratori di media taglia;
- ❖ Alternativa 3 – Utilizzo di pannelli FV in luogo degli aerogeneratori;
- ❖ Alternativa 4 – Alternativa localizzativa.

8.4 Alternativa 0 – Realizzazione di nessun'opera

L'opzione zero è l'ipotesi che non prevede la realizzazione del progetto. Il mantenimento dello stato di fatto esclude l'installazione dell'opera e di conseguenza ogni effetto ad essa collegato, sia in termini di impatto ambientale che di benefici.

Dalle valutazioni effettuate risulta che gli impatti legati alla realizzazione dell'opera sono di minore entità rispetto ai benefici che da essa derivano. Come detto, l'impianto si configura come tecnologicamente avanzato, in speciale modo in riferimento agli aerogeneratori scelti, selezionati tra le migliori tecnologie disponibili sul mercato (BAT – *Best Available Technology*) e tali da garantire minori impatti ed un più corretto inserimento del progetto nel contesto paesaggistico – ambientale.

L'indotto derivante dalla realizzazione, gestione e manutenzione dell'impianto porterà una crescita delle occupazioni ed una specializzazione tecnica che potrà concretizzarsi nella creazione di poligoni industriali tematici ed al rilancio dell'attività della zona. Lo stesso impianto potrà configurarsi come una nuova attrattiva turistica, nonché quale esempio concreto delle applicazioni di tecnologie finalizzate allo sfruttamento delle fonti rinnovabili, producendo così un nuovo strumento di crescita socio-economica.

Altro aspetto positivo legato alla realizzazione dell'impianto è la produzione di energia elettrica senza che vi sia emissione di inquinanti: da una stima basata su uno studio ISPRA del 2018 intitolato "Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra e altri gas nel settore elettrico" (dati al 2016), risulta che una normale centrale termoelettrica alimentata da combustibili fossili, per ogni kWh di energia prodotta genera l'emissione in atmosfera di gas serra (anidride carbonica) e gas inquinanti nella misura di:

- ❖ 516 g/kWh di CO₂ (anidride carbonica);
- ❖ 2,5 g/kWh di SO₂ (anidride solforosa);

- ❖ 0,9 g/kWh di NO₂ (ossidi di azoto);
- ❖ 0,1 g/kWh di polveri residue.

Questo significa che in 25 anni di vita utile della centrale eolica di progetto, per la quale si stima una produzione annua non inferiore a 219,41 GWh, una centrale tradizionale produrrebbe:

- ❖ oltre 113215,56 tonnellate di CO₂ (anidride carbonica);
- ❖ oltre 548,52 tonnellate di SO₂ (anidride solforosa);
- ❖ oltre 197,46 tonnellate di NO_x (ossidi di azoto);
- ❖ oltre 21,94 tonnellate di polveri residue.

Gli impatti previsti, come approfondito nel dettaglio nella relazione sullo studio dell'impatto ambientale dell'impianto in progetto, sono tali da escludere effetti negativi rilevanti e la compromissione delle biodiversità.

Per ciò che riguarda l'aumento della pressione antropica sul paesaggio è da evidenziare che il rapporto tra potenza d'impianto e occupazione territoriale, determinata considerando l'area occupata dall'installazione degli aerogeneratori e delle opere connesse all'impianto (viabilità, opere ed infrastrutture elettriche) è tale da determinare un'occupazione reale di territorio inferiore al 1% rispetto all'estensione complessiva dell'impianto.

Per ciò che attiene la visibilità dell'impianto, gli aerogeneratori sono identificabili come strutture che si sviluppano essenzialmente in altezza e come tali in grado di indurre una forte interazione con il paesaggio, nella sua componente visiva.

Tuttavia, per definire in dettaglio e misurare il grado d'interferenza che un impianto eolico può provocare a tale 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.

Analizzando le alterazioni indotte sul territorio dalla realizzazione dell'opera proposta, da un lato, ed i benefici che scaturiscano dall'applicazione della tecnologia eolica, dall'altro, è possibile affermare che l'alternativa 0 si presenta come non vantaggiosa, poiché l'ipotesi di non realizzazione dell'impianto si configura come complessivamente sfavorevole per la collettività:

- ❖ la produzione di energia elettrica senza che vi sia emissione di inquinanti né occupazione territoriale rilevante, ed ancora senza che il paesaggio sia trasformato in un contesto industriale;
- ❖ la possibilità di nuove opportunità occupazionali che si affiancano alle usuali attività svolte, che continuano ad essere pienamente e proficuamente praticabili;
- ❖ l'indotto generabile;
- ❖ gli impatti paesaggistici associati all'installazione proposta risultino superati dai vantaggi che ne derivano a favore della collettività e del contesto territoriale locale.

8.5 Alternativa 1 – Utilizzo di aerogeneratori di piccola taglia

Per quanto riguarda le eventuali alternative di carattere tecnologico, viene valutata la realizzazione di un campo eolico, con aerogeneratori di piccola taglia, della medesima potenza complessiva a quella del campo eolico di grande taglia in progetto.

In linea generale, dal punto di vista delle dimensioni, gli aerogeneratori si possono suddividere nelle seguenti taglie:

- ❖ macchine di piccola taglia, con potenza compresa nell'intervallo 5-200 kW, diametro del rotore da 3 a 25 m, altezza del mozzo variabile tra 10 e 35 m;
- ❖ macchine di media taglia, con potenza compresa nell'intervallo 200-1.000 kW, diametro del rotore da 25 a 60 m, altezza del mozzo variabile tra 35 e 60 m;
- ❖ macchine di grande taglia, con potenza compresa nell'intervallo 1.000-5.000 kW, diametro del rotore da 80 a 150 m, altezza del mozzo variabile tra 80 e 150 m.

Per quanto riguarda la piccola taglia (200kW), tali macchine hanno un campo applicativo efficace soprattutto nell'alimentazione delle utenze remote, singolarmente o abbinate ad altri sistemi (fotovoltaico e diesel).

Si tratta di impianti di scarsa efficienza, anche in considerazione della loro modesta altezza, e che producono una significativa occupazione di suolo per Watt prodotto.

Per ottenere la potenza installata equivalente a quella di progetto (55 MW) si dovrebbe fare ricorso a circa 275 aerogeneratori di piccola taglia da 200 kW, con una ampia superficie occupata e un impatto sul paesaggio piuttosto elevato.

Per tali motivi, l'alternativa 1 si ritiene improponibile.

8.6 Alternativa 2 – Utilizzo di aerogeneratori di media taglia

Supponendo di utilizzare macchine di media taglia (1000 kW), sarebbe necessario installare 55 aerogeneratori per poter raggiungere la potenza prevista di progetto, un numero di wtg comunque maggiore rispetto a quello previsto dal presente impianto proposto.

Impatto visivo. Considerando le Linee guida nazionali del D.M./2010, l'area di potenziale impatto visivo prodotto dagli aerogeneratori viene calcolata come 50 volte l'altezza massima delle wtg di progetto.

Progetto	Num. WTG	Altezza Tip	50 H _{MAX}
Progetto scelto	10	200	10000 m
Alternativa 2	55	125	6250 m

Effettivamente l'area di impatto visivo degli aerogeneratori di progetto (10000 m) sarebbe 1.6 volte maggiore rispetto a quella prodotta dall'installazione di 55 aerogeneratori di media taglia (6250 m).

Tuttavia, l'indice di affollamento sull'area di 55 wtg contro le 10 wtg di progetto, è molto maggiore.

Impatto sul suolo. Considerando la sola occupazione di suolo della piazzola definitiva delle wtg, si riscontra che il suolo occupato da un impianto eolico di media taglia è maggiore rispetto a quello di grande taglia seppur gli aerogeneratori di media taglia necessitano di una piazzola con dimensioni minori.

Progetto	Num. WTG	Area occupata dalle piazzole definitive
Progetto scelto	10	1558 mq x 10 wtg = 15580 mq
Alternativa 2	55	500 mq x 55 wtg = 27500 mq

Gli aerogeneratori di progetto verranno installati in aree agricole; pertanto anche nell'ipotesi di installazione degli aerogeneratori da 1000 kW previsti dall'alternativa 2, è necessario considerare che le 55 wtg vadano ad interessare terreni seminativi.

Ne segue che l'alternativa 2 determinerebbe un maggior consumo di suolo agricolo e dunque un rilevante impatto su elementi caratteristici del paesaggio e sull'economia agricola locale.

Impatto su flora e fauna. È evidente che il numero maggiore di aerogeneratori e il maggior utilizzo del suolo dell'alternativa 2 determina un maggior impatto sulla fauna, soprattutto sull'avifauna, e sulla flora.

Impatto acustico. Il territorio candidato ad ospitare il progetto è caratterizzato da un edificato rado, sparso e diffuso. Ciò rappresenta un vincolo fondamentale nel posizionamento delle WTG al fine di non superare i limiti di normale tollerabilità alle sorgenti sonore, così come indicati all'art. 4 del D.P.C.M 14.11.1997.

Pertanto, l'installazione di 55 aerogeneratori di media taglia, avendo cura di mantenere una congrua distanza dai recettori sensibili e fabbricati adibiti a civile abitazione, comporterebbe l'impegno di un'area particolarmente estesa.

8.7 Alternativa 3 – Utilizzo di pannelli FV in luogo degli aerogeneratori

L'alternativa 3 prevede la realizzazione di un impianto fotovoltaico al posto di quello eolico di progetto.

Di seguito le principali differenze rispetto alla realizzazione dell'impianto eolico proposto:

- ❖ A parità di potenza installata (55 MW), l'impianto fotovoltaico ha una produzione di almeno di circa 104 GWh/anno contro i 219,41 GWh/anno dell'impianto eolico di progetto;
- ❖ Per poter raggiungere una potenza di 55 MW, l'impianto fotovoltaico occuperebbe una superficie di circa 80 ettari, a fronte della minore occupazione di suolo che si ha invece con l'installazione degli aerogeneratori.

Impatto visivo. Sicuramente l'impianto eolico produce un impatto visivo maggiore; tuttavia non è da trascurare l'impatto che un impianto fotovoltaico di estensione pari a circa 80 ettari produrrebbe soprattutto nell'area limitrofa all'impianto.

Impatto sul suolo. L'alternativa 3 è dunque l'installazione di un campo fotovoltaico, determinerebbe una maggior occupazione di suolo considerando la possibilità di poter installare circa 1MW in 1,5 ettari.

Impatto su flora e fauna. L'occupazione prevista per la realizzazione del campo fotovoltaico, di un'area piuttosto vasta, per un periodo di tempo di circa 30 anni, potrebbe provare dei danni irreversibili sulla flora, fauna e sugli ecosistemi presenti, anche dopo la dismissione dell'impianto.

8.8 Alternativa 4 – Alternativa localizzativa

Per la delocalizzazione del parco eolico in un altro sito sono stati presi in considerazione le caratteristiche tecniche legate alla natura dei luoghi e ai requisiti di ventosità, da cui dipende la producibilità dell'impianto.

Per tutte le motivazioni su riportate, si è pervenuto all'individuazione dell'attuale layout di impianto e dunque la localizzazione degli aerogeneratori non può essere diversa da quella considerata.

9 IMPATTO SUL SISTEMA AMBIENTALE

9.1 Metodologia di valutazione degli impatti

Dopo aver condotto una approfondita disamina dello stato dell'ambiente e degli impatti attesi sulle singole componenti, si è proceduto al calcolo degli impatti elementari dell'opera di progetto, attraverso l'utilizzo di matrici a livelli di correlazione variabile.

La metodologia che ricorre all'impiego di matrici è un'analisi quantitativa di stima globale attendibile, significativa e sintetica. Essa mette in relazione due liste di controllo (fattori ambientali connessi con la realizzazione dell'impianto eolico e componenti ambientali), al fine di calcolare l'entità dell'impatto elementare dell'opera in progetto su ogni componente sviluppando un sistema di equazioni in cui compaiono le magnitudo dei fattori e i livelli di correlazione tra fattori e componenti.

La sequenza di operazioni da svolgere per il calcolo degli impatti elementari relativi ad ogni componente è la seguente:

- ❖ scelta delle componenti e dei fattori da prendere in esame;
- ❖ assegnazione delle magnitudo ai singoli fattori, compresi i livelli minimi e massimi indispensabili per poter stabilire se l'impatto dell'opera prevista si avvicina o meno a un livello rilevante di soglia (criticità);
- ❖ individuazione per ogni componente dei fattori incidenti e attribuzione del livello di correlazione.

La fase di calcolo consiste nello sviluppare i sistemi di equazione relativi ad ogni componente. Essi sono composti da equazioni lineari che individuano l'entità dei livelli di correlazione e la loro somma complessiva.

L'impatto elementare si ottiene così dalla sommatoria dei prodotti tra l'influenza ponderale di un fattore e la relativa magnitudo:

$$I_e = \sum_{i=1}^n n_i (I_{P_i} x P_i)$$

dove:

I_e = impatto elementare su una componente;

I_{P_i} = influenza ponderale del fattore su una componente;

P_i = magnitudo del fattore (propria).

Inoltre, sostituendo nella formula M_i con le magnitudo minima e massima dei fattori in gioco si ottiene per ogni singola componente il relativo impatto elementare minimo e massimo.

9.2 Scelta delle componenti e dei fattori

Questa operazione è stata impostata considerando le componenti che potrebbero essere influenzate negativamente dalla realizzazione del campo eolico individuando preliminarmente tutte le potenziali interazioni tra componenti e fattori coinvolti.

Di seguito si riporta l'elenco delle componenti ambientali e dei fattori di progetto presi in considerazione che determinano un impatto negativo:

COMPONENTI:

1. ATMOSFERA
2. AMBIENTE IDRICO
3. LITOSFERA
4. BIOSFERA
5. AMBIENTE UMANO
6. AMBIENTE FISICO

FATTORI:

1. MODIFICHE CLIMATICHE
2. TRAFFICO INDOTTO
3. EMISSIONI IN ATMOSFERA
4. MODIFICHE AL RETICOLO IDROGRAFICO
5. INTERFERENZE CON IL FLUSSO SOTTERRANEO DELLE ACQUE
6. INQUINAMENTO CHIMICO-FISICHE DELLE ACQUE
7. MODIFICHE MORFOLOGICHE DEI LUOGHI
8. STABILITA' DEI SUOLI
9. MOVIMENTAZIONI TERRA E GESTORE DEI RIPORTI
10. MODIFICA DELLA DESTINAZIONE D'USO DEI SUOLI

11. ALTERAZIONE DELLA NATURALITA' DIFFUSA
12. DISTURBO FAUNA
13. MODIFICHE ALLA RETE ECOLOGICA
14. FRAMMENTAZIONE CONTINUITA' PAESISTICA
15. IMPATTO VISIVO
16. MODIFICHE ALLA PERCEZIONE STORICO CULTURALE DEL SITO
17. PRODUZIONE RIFIUTI
18. RISCHIO TECNOLOGICO
19. EMISSIONE RUMORE E VIBRAZIONI
20. EMISSIONE DI RADIAZIONI NON IONIZZANTI

9.3 Sintesi dell'impatto ambientale atteso

Dall'analisi effettuata, ottenuta con la metodologia descritta precedentemente, emerge il livello di impatto generato dall'impianto sulle singole componenti ambientali considerate:

- ❖ ATMOSFERA
- ❖ AMBIENTE IDRICO
- ❖ LITOSFERA
- ❖ BIOSFERA
- ❖ AMBIENTE UMANO
- ❖ AMBIENTE FISICO

I livelli di impatto elementare più elevati riguardano l'Ambiente Umano, ed in particolare l'impatto determinato sul paesaggio e sui i valori dei beni culturali ed archeologici dell'area (56,786).

L'impatto sull'Ambiente Fisico dovuto all'emissioni acustiche degli aerogeneratori segue con un valore elementare di 46,667, sapendo che quello per radiazioni non ionizzanti è ininfluenza.

Il risultato della Litosfera (36) è imputabile non tanto alla tipologia dell'opera (che di per sé ha scarsissimi impatti sulla componente), ma all'attraversamento da parte dell'elettrodotto, in modo inevitabile, di aree soggette a vincolo idrogeologico e geomorfologico. L'impatto sulla componente litosfera si concentra nella fase di costruzione dell'opera, ed ha pertanto durata limitata. Sono da escludersi fenomeni di dissesto a lungo termine derivanti dalle opere in progetto.

L'impatto sulla Biosfera (33,182), esistente sostanzialmente in fase di cantiere, è ascrivibile soprattutto al disturbo alla fauna arrecato dal rumore e dalla presenza umana durante tale fase e quindi reversibile che l'esaurirsi della pressione alla chiusura del cantiere.

L'impatto sulla componente Atmosfera (23,33) è legato essenzialmente a polveri generate durante l'esecuzione delle opere, mentre l'impatto sull'ambiente idrico (17,273), è determinato dall'interferenza delle opere con corpi idrici (p.e. elettrodotti), entrambi comunque di valore contenuto.

9.4 Criteri per la definizione di eventuali misure compensative¹

Ai sensi dell'articolo 12, comma 6, decreto legislativo n. 387 del 2003, l'autorizzazione non può essere subordinata né prevedere misure di compensazione a favore delle Regioni e delle Province.

Fermo restando che per l'attività di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non è dovuto alcun corrispettivo monetario in favore dei Comuni, l'autorizzazione unica può prevedere l'individuazione di misure compensative, a carattere non meramente patrimoniale, a favore degli stessi Comuni e da orientare su interventi di miglioramento ambientale correlati alla mitigazione degli impatti riconducibili al progetto, ad interventi di efficienza energetica, di diffusione di installazioni di impianti a fonti rinnovabili e di sensibilizzazione della cittadinanza sui predetti temi, nel rispetto dei seguenti criteri:

- a) non dà luogo a misure compensative, in modo automatico, la semplice circostanza che venga realizzato un impianto di produzione di energia da fonti rinnovabili, a prescindere da ogni considerazione sulle sue caratteristiche e dimensioni e dal suo impatto sull'ambiente;
- b) le «misure di compensazione e di riequilibrio ambientale e territoriale» sono determinate in riferimento a «concentrazioni territoriali di attività, impianti ed infrastrutture ad elevato impatto territoriale», con specifico riguardo alle opere in questione;
- c) le misure compensative devono essere concrete e realistiche, cioè determinate tenendo conto delle specifiche caratteristiche dell'impianto e del suo specifico impatto ambientale e territoriale;
- d) secondo l'articolo 1, comma 4, lettera f) della legge 239 del 2004, le misure compensative sono solo "eventuali", e correlate alla circostanza che esigenze connesse agli indirizzi strategici nazionali richiedano concentrazioni territoriali di attività, impianti e infrastrutture ad elevato impatto territoriale;
- e) possono essere imposte misure compensative di carattere ambientale e territoriale e non meramente patrimoniali o economiche solo se ricorrono tutti i presupposti indicati nel citato articolo 1, comma 4, lettera f) della legge 239 del 2004;
- f) le misure compensative sono definite in sede di conferenza di servizi, sentiti i Comuni interessati, anche sulla base di quanto stabilito da eventuali provvedimenti regionali e non possono unilateralmente essere fissate da un singolo Comune;
- g) nella definizione delle misure compensative si tiene conto dell'applicazione delle misure di mitigazione in concreto già previste, anche in sede di valutazione di impatto ambientale (qualora sia effettuata). A tal fine, con specifico riguardo agli impianti eolici, l'esecuzione delle misure di mitigazione di cui all'allegato 4, costituiscono, di per sé, azioni di parziale riequilibrio ambientale e territoriale;
- h) le eventuali misure di compensazione ambientale e territoriale definite nel rispetto dei criteri di cui alle lettere precedenti non può comunque essere superiore al 3 per cento

¹ Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 10-09-2010, "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili."

dei proventi, comprensivi degli incentivi vigenti, derivanti dalla valorizzazione dell'energia elettrica prodotta annualmente dall'impianto.

L'autorizzazione unica può comprendere indicazioni dettagliate sull'entità delle misure compensative e sulle modalità con cui il proponente provvede ad attuare le misure compensative, pena la decadenza dell'autorizzazione unica.

10 CONCLUSIONI

Il progetto in oggetto ricade tra gli interventi da sottoporre alla verifica di assoggettabilità a VIA di cui all'articolo 3 della L.R. 24 marzo 2000 n. 21 (e s.m.i.), in quanto ricompreso al punto B.1.e dell'allegato B. Al fine di garantire la più ampia e consapevole partecipazione al procedimento autorizzativo, la EN.IT s.r.l. ha deciso di sottoporre, in ogni caso, l'intervento a procedura volontaria di Valutazione di Impatto Ambientale.

L'impianto si configura come tecnologicamente avanzato, in speciale modo in riferimento agli aerogeneratori scelti, selezionati tra le migliori tecnologie disponibili sul mercato (*BAT - Best Available Technology*) e tali da garantire minori impatti ed un corretto inserimento del progetto nel contesto paesaggistico – ambientale.

Dal punto di vista paesaggistico il progetto in esame costituisce un cambiamento sia per le peculiarità tecnologiche che lo caratterizzano, sia per l'ambiente in cui si colloca.

Pertanto, è stato necessario valutarlo in termini di:

- ❖ capacità di risposta all'esigenza iniziale, ossia produrre energia elettrica minimizzando gli impatti, sia in termini ambientali che territoriali;
- ❖ capacità di generare più benessere del "sacrificio" che genera.

Per ciò che attiene il primo punto è da evidenziare che, la scelta di realizzare un impianto eolico con le peculiarità progettuali adottate, se confrontata con le tecnologie tradizionali da fonti non rinnovabili e con le moderne tecnologie da fonte rinnovabile, presenta indubbi vantaggi ambientali, tra i quali:

- ❖ garantire un'occupazione superficiale tale da non compromettere le usuali attività agricole;
- ❖ non interessare con attività di sbancamento il sito, grazie a viabilità interna esistente ed alle caratteristiche orografiche delle aree di installazione degli aerogeneratori;
- ❖ minimizzare l'impatto occupazionale delle opere elettriche accessorie all'impianto, seguendo, per la posa e messa in opera delle stesse, la viabilità esistente;
- ❖ contenere l'impatto acustico, mediante l'utilizzo di aerogeneratori di ultima generazione caratterizzati da bassi livelli di emissioni di rumore e rispettando le opportune distanze dagli edifici adibiti ad abitazione anche saltuaria; distanze tali da soddisfare le disposizioni di legge di riferimento;
- ❖ essere completamente rimovibile a fine ciclo produttivo, garantendo al termine della vita utile dell'impianto il pieno e incondizionato ripristino delle pre-esistenti e vigenti condizioni di aspetto e qualità visiva, generale e puntuale dei luoghi.

In riferimento alla tipologia di impianto proposta, nonché alle specifiche progettuali dello stesso, il progetto produce netti vantaggi, sia in termini ambientali che di inserimento territoriale:

- ❖ l'impatto sull'ambiente è minimizzato: non ci sono emissioni di specie inquinanti in atmosfera e i materiali sono riciclabili a fine della vita utile dell'impianto;
- ❖ la produzione energetica è massimizzata, grazie all'impiego di aerogeneratori, in funzione delle caratteristiche di sito, maggiormente performanti;
- ❖ è garantita, in riferimento alle caratteristiche orografiche e geomorfologiche dell'area d'intervento, una notevole producibilità energetica grazie alla disponibilità della risorsa eolica caratterizzante il sito;
- ❖ è garantita una maggiore durata delle parti meccaniche delle macchine grazie alla bassa turbolenza del vento caratterizzante il sito ed al layout d'impianto definito (Low Turbulence Intensity = Longer Lifetime for Turbines);
- ❖ a fine ciclo produttivo ogni opera d'impianto risulta completamente rimovibile;
- ❖ giocare un ruolo determinante nel raggiungimento degli obiettivi ambientali strategici ed energetici, tutelando il territorio e le coste ed impiegando contesti ambientali privi di pregio o emergenze.

Il benessere collettivo è da individuarsi, pertanto, nell'aspetto positivo legato alla realizzazione dell'impianto: la produzione di energia elettrica senza che vi siano impatti ambientali rilevanti ed emissione di inquinanti.

A ciò è da associarsi l'indotto derivante dalla realizzazione, gestione e manutenzione dell'impianto e delle opere accessorie, che porterà una crescita delle occupazioni ed una specializzazione tecnica che potrà concretizzarsi nella creazione di poligoni industriali tematici ed al rilancio dell'attività della zona. Sia la realizzazione che la conduzione a regime dell'impianto proposto richiederanno personale preparato e dedicato alle attività necessarie per lo svolgimento di tutte le attività richieste. Ciò implicherà un indotto a beneficio della realtà economica e sociale locale.

In merito alla visibilità dell'impianto ed il conseguente impatto visivo che ne scaturisce, è stata redatta una specifica analisi di valutazione paesaggistica. Nell'area vasta di riferimento la valenza ecologica è medio-bassa. La matrice agricola ha decisamente pochi e limitati elementi residui di naturalità, per lo più in prossimità del reticolo idrografico. La pressione antropica sugli agroecosistemi del basso Molise è notevole, tanto da presentarsi scarsamente complessi e diversificati. Dall'analisi del progetto è emerso in particolare che:

- ❖ il progetto delle opere è frutto di un importante processo di ottimizzazione di aspetti di carattere tecnico ed ambientale, finalizzato a garantire la piena sostenibilità dell'intervento, con particolare riferimento agli aspetti paesistico-territoriali;
- ❖ la configurazione planivolumetrica di progetto è scaturita da un'attenta analisi del contesto paesaggistico di riferimento e dei vincoli ad esso associati;
- ❖ il layout di progetto è stato accuratamente scelto in modo tale da non interferire con aree vincolate e soggette a tutela paesaggistica e nel rispetto delle geometrie e del disegno paesaggistico già avviato per il contesto territoriale di riferimento.

La valutazione dell'impatto paesaggistico è stata quindi effettuata in relazione sia al progetto in esame, che alla coesistenza, nel territorio, di altri impianti FER (impatti cumulativi), analizzando le seguenti componenti: sistema di paesaggio e qualità percettiva del paesaggio.

Dall'analisi del sistema di paesaggio è emerso che il progetto in esame non risulta in contrasto con le misure di tutela e riproducibilità delle invariante strutturali individuate in sede di PTPAAV, che rappresentano il patrimonio ambientale, rurale, insediativo, infrastrutturale caratteristico del contesto di inserimento paesaggistico.

La realizzazione e messa in esercizio dell'impianto e relative opere accessorie, in considerazione delle valutazioni sopra riportate, risulta non in contrasto con le previsioni e gli obiettivi degli strumenti della pianificazione paesaggistica regionale.

Pertanto, può affermarsi che l'inserimento dell'impianto in progetto nel contesto paesaggistico territoriale interessato non violi le norme di salvaguarda e tutela dei contesti paesaggistici interferiti, né sia in contrasto con la relativa normativa d'uso.