

COMUNI DI SAN SEVERO E RIGNANO

GARGANICO

PROVINCIA DI FOGGIA



PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO

RICHIESTA DI AUTORIZZAZIONE UNICA

D.Lgs. 387/2003

**PROCEDIMENTO UNICO
AMBIENTALE (PUA)**

**VALUTAZIONE DI IMPATTO
AMBIENTALE (V.I.A.)**

D.Lgs. 152/2006 ss.mm.ii. (Art.27)
"Norme in materia ambientale"

PROGETTO

FLORIO

DITTA

NVA S.r.l.

SIA 03

Titolo dell'allegato:

**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE - QUADRO DI
RIFERIMENTO PROGRAMMATICO**

1	EMISSIONE	29/05/2023
REV	DESCRIZIONE	DATA

CARATTERISTICHE GENERALI D'IMPIANTO

GENERATORE - Altezza mozzo: fino a 175 m
Diametro rotore: fino a 172 m
Potenza unitaria: fino a 7,2 MW

IMPIANTO - Numero generatori: 32
Potenza complessiva: fino a 230,4 MW

Il proponente:

NVA S.r.l.
Via Lepetit, 8
20045 Lainate (MI)
info@nvarenewables.com
nva.srl@pecimprese.it

Il progettista:

ATS Engineering Srl
P.zza Giovanni Paolo II, 8
71017 Torremaggiore (FG)
0882/393197
atseng@pec.it

Il tecnico:

Ing. Eugenio Di Gianvito
atsing@atsing.eu



FLORIO		
IMPIANTO EOLICO COMPOSTO DA 32 AEROGENERATORI PER UNA POTENZA COMPLESSIVA DI 230,4 MW UBICATO NEI COMUNI DI SAN SEVERO E RIGNANO GARGANICO	Data:	29/05/2023
	Revisione:	1
	CodiceElaborato:	SIA 03
Società:	NVA S.r.l.	

Elaborato da	Data	Approvato da	Data Approvazione	Rev	Commenti
ATS Engineering S.r.l	29/05/2023	ATS Engineering S.r.l	29/05/2023	1	

Sommario

1	PREMESSA	3
2	QUADRO NORMATIVO DI RIFERIMENTO.....	5
3	STRUMENTI DI PROGRAMMAZIONE COMUNITARIA, NAZIONALE, REGIONALE, PROVINCIALE E COMUNALE	9
3.1	Programmazione Comunitaria	9
3.1.1	La programmazione comunitaria di riferimento	9
3.2	Programmazione nazionale	12
3.2.1	Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile	12
3.2.2	Strategia Energetica Nazionale (SEN).....	12
3.2.3	Piano Nazionale Integrato per l'energia e il clima 2030 (PNIEC).....	14
3.3	Pianificazione regionale	17
3.3.1	Piano energetico ambientale regionale-Puglia	17
3.3.2	Regolamento Regionale Puglia 30 dicembre 2010, n. 24 (estratto dal BURP n. 195 del 31/12/2010).....	21
3.4	Pianificazione paesaggistica	23
3.4.1	Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR) della Puglia	23
3.4.2	Aree naturali protette	25
3.4.3	Vincolo idrogeologico.....	28
3.5	Altre pianificazioni	29
3.5.1	Il Piano delle Attività Estrattive	31

3.5.2	PTA Piano di Tutela delle Acque	34
3.5.3	Sicurezza del volo a bassa quota	35
3.6	Programmazione provinciale e comunale	37
3.6.1	PTCP (Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale di Foggia).....	37
3.6.2	Strumentazione Urbanistica Comunale del Comune di San Severo.....	37
3.6.3	Strumentazione urbanistica comunale del Comune di Rigano Garganico	40
4	CONCLUSIONI RELATIVE ALLA CONFORMITÀ VINCOLISTICA.....	41

1 PREMESSA

La presente relazione costituisce il Quadro di riferimento Programmatico relativo al “Progetto per la realizzazione di un parco eolico”, costituito da 32 aerogeneratori della potenza fino a 7,2 MW ciascuno, per una potenza complessiva in immissione di 230,4 MW, da ubicarsi all’interno dei limiti amministrativi del Comune di San Severo – Rignano Garganico (FG) e opere di connessione nel comune di Lucera (FG).

Nel dettaglio, il progetto prevede la realizzazione/installazione di:

- **n. 32 aerogeneratori**, ognuno di potenza fino a 7,2 MW, con trasformatori interni multi tensione in uscita a 36 kV/50 HZ;
- **n. 32 fondazioni aerogeneratori**, plinti circolari su pali di fondazione;
- **strade e piazzole**
- **cavidotto interrato interno AT a 36 kV**, che collega gli aerogeneratori in gruppi alla cabina di smistamento sita all’interno della stazione di Elevazione;
- **cavidotto interrato esterno AT a 150 KV**, per connessione alla sottostazione AT/AT di Terna Distribuzione nella località di Palmori nel Comune di Lucera (FG);
- **n. 1 Stazione di Elevazione AT/AT** sita nel territorio comunale di San Severo (FG);
- **n. 1 Storage** per accumulo energia elettrica;
- **n. 1 Stazione di Condivisione**;
- **rete telematica di monitoraggio** interna per il controllo dell’impianto mediante trasmissione dati via modem.

Per la realizzazione dell’impianto sono previste le seguenti opere ed infrastrutture:

- Opere civili: plinti di fondazione delle macchine eoliche; realizzazione delle piazzole degli aerogeneratori, ampliamento ed adeguamento della rete viaria esistente, realizzazione dell’area temporanea di cantiere e manovra; realizzazione dei cavidotti interrati per la posa dei cavi elettrici; realizzazione della stazione elettrica di trasformazione di elevazione e realizzazione della stazione RTN.
- Opere impiantistiche: installazione degli aerogeneratori con relative apparecchiature di elevazione/trasformazione dell’energia prodotta; esecuzione dei collegamenti elettrici, tramite cavidotti interrati, tra gli aerogeneratori e la stazione di trasformazione. Realizzazione degli impianti di terra delle turbine. Realizzazione delle

opere elettriche ed elettromeccaniche per la stazione elettrica di trasformazione e per le opere e le infrastrutture di rete per la connessione.

Il presente Quadro di riferimento programmatico è stato redatto ai sensi della vigente normativa di riferimento ed in particolar modo al Testo Unico dell'Ambiente — Dlgs 153/06 "Norme in materia ambientale" come novellato dal Dlgs 128/10 e dal D. Lgs. 104/2017.

Esso fornisce gli elementi conoscitivi sulla relazione tra l'opera e gli atti di pianificazione territoriale e settoriale, e fornisce inoltre la valutazione della congruità del progetto con gli obiettivi perseguiti dagli strumenti pianificatori.

A tal fine vengono in particolare considerati:

- la situazione socio-economica dell'area di interesse e le caratteristiche dei tessuti produttivi regionali;
- gli strumenti di pianificazione territoriale dell'area oggetto della realizzazione dell'impianto.

2 QUADRO NORMATIVO DI RIFERIMENTO

I. Studio di Impatto Ambientale

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

II. Rumore

- Legge 26 ottobre 1995, n. 447 “Legge Quadro sull'inquinamento acustico”: stabilisce i principi fondamentali in materia di tutela dell'ambiente esterno e dell'ambiente abitativo dall'inquinamento acustico;
- D.P.C.M. 14 novembre 1997 “Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore”: contiene le definizioni e le quantificazioni relative ai valori di emissione, immissione, differenziali, di attenzione e di qualità che le attività umane sono tenute a rispettare;
- D.M. 16 marzo 1998 “Tecniche di rilevamento e misurazione dell'inquinamento acustico”: riporta le modalità sulla base delle quali il tecnico competente in acustica deve effettuare le misurazioni fonometriche e redigere il conseguente rapporto di valutazione;
- Norma UNI/TS 11143-7 “Metodo per la stima dell'impatto e del clima acustico per tipologia di sorgenti – Parte 7: Rumore degli aerogeneratori”.

III. Energie rinnovabili

- D.Lgs. 387/2003;
- D.Lgs. 28/2011;

IV. Elettrodotti, linee elettriche, sottostazione e cabina di trasformazione

- Regio Decreto 11 dicembre 1933, n. 1775 "Testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici;
- D.P.R. 18 marzo 1965, n. 342 "Norme integrative della legge 6 dicembre 1962, n. 1643 e norme relative al coordinamento e all'esercizio delle attività elettriche esercitate da enti ed imprese diversi dall'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica";
- Legge 28 giugno 1986, n. 339 "Nuove norme per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne";

- Decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112 "Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle regioni ed enti locali, in attuazione del capo I della legge 15 marzo 1997, n. 59";
- Norma CEI 211-4/1996 "Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche";
- Norma CEI 211-6/2001 "Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art. 6) – Parte 1: Linee elettriche aeree e in cavo";
- Norma CEI 11-17/2006 "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica– Linee in cavo";
- DM 29/05/2008 "Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti";
- Legge 22 febbraio 2001, n. 36 "Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetiche";
- CEI 0-16 Ed. III, dicembre 2012: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- CEI 11-1 Impianti di produzione, trasporto e distribuzione di energia elettrica. Norma Generale.Fasc. 1003;
- CEI 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica. Linee in cavo. Fasc. 8408 e 2006;
- CEI 11-48 Esercizio degli impianti elettrici;
- CEI 14-4 Trasformatori di potenza Fasc. 609;
- CEI 14-4V1 Variante n. 1 Fasc. 696S;
- CEI 14-4 V2 Variante n. 2 Fasc. 1057V;
- CEI 14-4 V3 Variante n. 3 Fasc. 1144V;
- CEI 14-4 V4 Variante n. 4 Fasc. 1294V;
- CEI 14-8 Trasformatori di potenza a secco Fasc. 1768;
- CEI 14-12 Trasformatori trifase di distribuzione di tipo a secco a 50 Hz, da 100 kVA a 2500 kVA con una tensione massima per il componente non superiore a 36kV. Parte 1: Prescrizioni generali e prescrizioni per trasformatori con una tensione massima per il componente non superiore a 24kV Fasc. 4149C;
- CEI 17-1 Interruttori a corrente alternata a tensione superiore a 1000V Fasc. 1375;
- CEI 17-1 V1 Variante n. 1 Fasc. 1807V;

- CEI 17-4 Sezionatori e sezionatori di terra a corrente alternata a tensione superiore a 1000V Fasc. 1343;
- CEI 17-4 EC Errata corrige Fasc. 1832V;
- CEI 17-4 V1 Variante n. 1 Fasc. 2345V;
- CEI 17-4 V2 Variante n. 2 Fasc. 2656V;
- CEI 17-6 Apparecchiatura prefabbricata con involucro metallico per tensioni da 1 a 52kV Fasc.2056;
- CEI 17-13/1 Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione (quadri BT) – parte I: Apparecchiature di serie soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature non di serie parzialmente soggette a prove di tipo (ANS) Fasc. 2463E;
- CEI 17-13/2 Apparecchiatura assiemate di protezione e manovra per bassa tensione (quadri BT) – parte II: Prescrizioni particolari per i condotti sbarre Fasc. 2190;
- CEI 17-43 Metodo per la determinazione della sovratemperatura mediante estrapolazione per le apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) ANS Fasc. 1873;
- CEI 17-52 Metodo per la determinazione della tenuta al corto circuito delle apparecchiature non di serie (ANS) Fasc. 2252;
- CEI 20-13 Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30kV Fasc. 1843;
- CEI 20-13 V1 Variante n. 1 Fasc. 2357V;
- CEI 20-13 V2 Variante n. 2 Fasc. 2434V;
- CEI 20-22II Prova d'incendio su cavi elettrici. Parte 2: Prova di non propagazione dell'incendio Fasc. 2662;
- CEI 20-22III Prova d'incendio su cavi elettrici. Parte 3: Prove su fili o cavi disposti a fascio Fasc. 2663;
- CEI 20-35 Prove sui cavi elettrici sottoposti a fuoco. Parte 1: Prova di non propagazione della fiamma sul singolo cavo verticale. Fasc. 688;
- CEI 20-35V1 Variante n. 1 Fasc. 2051V;
- CEI 20-37/1 Cavi elettrici – Prove sui gas emessi durante la combustione Fasc. 739;
- CEI 20-37/2 Prove sui gas emessi durante la combustione dei cavi – Determinazione dell'indice di acidità (corrosività) dei gas mediante la misurazione del pH e della conduttività Fasc. 2127;

- CEI 20-37/3 Misura della densità del fumo emesso dai cavi elettrici sottoposti e combustione in condizioni definite. Parte1: Apparecchiature di prova Fasc. 2191;
- CEI 20-38 Cavi isolati con gomma non propaganti l'incendio e a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi. Parte 1: Tensioni nominali Uo/U non superiore a 0.6/1kV Fasc. 2312;
- CEI UNEL35024/1 Portata dei cavi in regime permanente Fasc. 3516 Per impianti elettrici utilizzatori;
- CEI 64-8/1 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua Fasc. 4131;
- CEI 70-1 Grado di protezione degli involucri (codice IP) Fasc. 3227C Per impianti elettrici ad alta tensione e di distribuzione pubblica di bassa tensione;
- CEI 11-1 Impianti elettrici con tensione superiore a 1kV in corrente alternata Fasc. 5025;
- CEI 11-18 Impianti di produzione, trasporto e distribuzione di energia elettrica. Dimensionamento degli impianti in relazione alle tensioni Fasc. 3703R;

L'impianto dovrà essere conforme inoltre alle prescrizioni contenute nella Specifica Tecnica Terna "Requisiti e caratteristiche di riferimento delle stazioni elettriche della RTN".

V. Opere civili

- Legge 5 novembre 1971, n. 1086 (G. U. 21 dicembre 1971 n. 321) "Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica";
- Legge 2 febbraio 1974, n. 64 (G. U. 21 marzo 1974 n. 76) "Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche"; D.M. LL.PP. 16 gennaio 1996 "Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche";
- D. M. Infrastrutture Trasporti 17/01/2018 (G.U. 20/02/2018 n. 42 - Suppl. Ord. n.8) "Aggiornamento delle Norme tecniche per le Costruzioni";
- Linee guida edite dall'A.R.T.A. nell'ambito del Piano per l'Assetto Idrogeologico (P.A.I.).

VI. Sicurezza

- D.LGS 9 Aprile 2008 "Testo unico sulla sicurezza".

3 STRUMENTI DI PROGRAMMAZIONE COMUNITARIA, NAZIONALE, REGIONALE, PROVINCIALE E COMUNALE

I principali strumenti di pianificazione che interessano l'iniziativa in progetto possono essere suddivisi in piani di carattere Nazionale, Regionale, Provinciale e Comunale.

Per ogni strumento di pianificazione esaminato viene specificato se il progetto risponde in pieno ai principi e agli obiettivi dei Piani esaminati ed è in totale accordo con le modalità di attuazione degli stessi.

Per completezza sono stati esaminati anche atti di indirizzo e di pianificazione a livello comunitario europeo e nazionale.

3.1 Programmazione Comunitaria

3.1.1 La programmazione comunitaria di riferimento

I cambiamenti climatici e la dipendenza crescente dall'energia hanno sottolineato la determinazione dell'Unione europea (UE) a diventare un'economia dai bassi consumi energetici e a far sì che l'energia consumata sia sicura, affidabile, concorrenziale, prodotta a livello locale e sostenibile.

Oltre a garantire che il mercato dell'energia dell'UE funzioni in modo efficiente, la politica energetica promuove l'interconnessione delle reti energetiche e l'efficienza energetica, si occupa di fonti di energia, che vanno dai combustibili fossili al nucleare e alle rinnovabili.

L'articolo 194 del trattato sul funzionamento dell'Unione europea introduce una base giuridica specifica per il settore dell'energia, basata su competenze condivise fra l'UE e i Paesi membri.

➤ Articolo 194 del Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea (TFUE).

Disposizioni specifiche:

- sicurezza dell'approvvigionamento: articolo 122 TFUE;
- reti energetiche: articoli da 170 a 172 TFUE;
- carbone: il protocollo 37 chiarisce le conseguenze finanziarie derivanti dalla scadenza del trattato che istituisce la Comunità europea del carbone e dell'acciaio (CECA) nel 2002;
- energia nucleare: il trattato che istituisce la Comunità europea dell'energia atomica (trattato Euratom) costituisce la base giuridica per la maggior parte delle azioni intraprese dall'UE nel campo dell'energia nucleare.

Altre disposizioni che incidono sulla politica energetica:

- mercato interno dell'energia: articolo 114 TFUE;
 - politica energetica esterna: articoli da 216 a 218 TFUE.
- DIRETTIVA (UE) 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.

Questa direttiva stabilisce un quadro comune per la promozione dell'energia da fonti rinnovabili. Essa fissa un obiettivo vincolante dell'Unione per la quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia dell'Unione nel 2030. All'interno del documento vengono dettate anche le norme relative al sostegno finanziario per l'energia elettrica da fonti rinnovabili, all'autoconsumo di tale energia elettrica, all'uso di energia da fonti rinnovabili nel settore del riscaldamento e raffrescamento e nel settore dei trasporti, alla cooperazione regionale tra gli Stati membri e tra gli Stati membri e i paesi terzi, alle garanzie di origine, alle procedure amministrative, all'informazione e alla formazione. Fissa altresì criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa.

Le strategie energetiche Europee fissano gli obiettivi principali in:

- garantire il funzionamento del mercato interno dell'energia e l'interconnessione delle reti energetiche;
- garantire la sicurezza dell'approvvigionamento energetico nell'UE;
- promuovere l'efficienza energetica e il risparmio energetico;
- decarbonizzare l'economia e passare a un'economia a basse emissioni di carbonio, in linea con l'accordo di Parigi;
- promuovere lo sviluppo di fonti energetiche nuove e rinnovabili per meglio allineare e integrare gli obiettivi in materia di cambiamenti climatici nel nuovo assetto del mercato;
- incentivare la ricerca, l'innovazione e la competitività.

Ogni Stato membro mantiene tuttavia il diritto di «determinare le condizioni di utilizzo delle sue fonti energetiche, la scelta tra varie fonti energetiche e la struttura generale del suo approvvigionamento energetico» (articolo 194, paragrafo 2). L'attuale programma di interventi è determinato in base alla politica climatica ed energetica integrata globale

adottata dal Consiglio europeo il 24 ottobre 2014 e rivista nel dicembre 2018, che prevede il raggiungimento dei seguenti obiettivi entro il 2030:

- una riduzione pari almeno al 40% delle emissioni di gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990;
- un aumento fino al 32% della quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo energetico;
- un miglioramento dell'efficienza energetica pari al 32,5%;
- l'interconnessione di almeno il 15% dei sistemi elettrici dell'UE.

Il 30 novembre 2016 la Commissione ha presentato una proposta di regolamento sulla governance dell'Unione dell'energia, nel quadro del pacchetto «Energia pulita per tutti gli europei». La relazione è stata approvata in Aula il 17 gennaio 2018 insieme a un mandato per l'avvio di negoziati interistituzionali. Il 20 giugno 2018 è stato raggiunto un accordo provvisorio, adottato ufficialmente dal Parlamento il 13 novembre e dal Consiglio il 4 dicembre 2018 (regolamento (UE) 2018/1999). Di conseguenza, gli obiettivi in materia di energie rinnovabili e di efficienza energetica sono stati rivisti al rialzo nel dicembre 2018, dal 27% al 32% per la quota di energie rinnovabili nel consumo energetico e dal 20% al 32,5% per i miglioramenti nell'ambito dell'efficienza energetica.

Il regolamento in questione sancisce l'obbligo per ogni Stato membro di presentare un «piano nazionale integrato per l'energia e il clima» entro il 31 dicembre 2019 e successivamente ogni dieci anni. Tali strategie nazionali a lungo termine definiranno una visione politica per il 2050, garantendo che gli Stati membri conseguano gli obiettivi dell'accordo di Parigi. Nei piani nazionali integrati per l'energia e il clima rientreranno obiettivi, contributi, politiche e misure nazionali per ciascuna delle cinque dimensioni dell'Unione dell'energia: decarbonizzazione, efficienza energetica, sicurezza energetica, mercato interno dell'energia e ricerca, innovazione e competitività.

La decisione (UE) 2019/504 ha introdotto modifiche nei confronti della politica dell'UE in materia di efficienza energetica e della governance dell'Unione dell'energia alla luce del recesso del Regno Unito dall'UE. La decisione ha apportato adeguamenti tecnici rispetto alle cifre del consumo energetico previste per il 2030 affinché corrispondano all'Unione a 27 Stati membri.

Il quarto pacchetto sull'energia, il regolamento sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee (regolamento (UE) n. 347/2013), il regolamento concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (regolamento (UE) n. 1227/2011), la direttiva sull'energia elettrica (COM(2016)0864), il regolamento sull'energia

elettrica (COM(2016)0861) e il regolamento sulla preparazione ai rischi (COM(2016)0862) sono alcuni dei principali strumenti legislativi finalizzati a contribuire a un migliore funzionamento del mercato interno dell'energia.

Una delle priorità concordate dal Consiglio europeo nel maggio 2013 è quella di intensificare la diversificazione dell'approvvigionamento energetico dell'UE e sviluppare risorse energetiche locali per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento e ridurre la dipendenza energetica esterna. Per quanto riguarda le fonti di energia rinnovabili, la direttiva 2009/28/CE del 23 aprile 2009 ha introdotto un obiettivo del 20% da conseguire entro il 2020, mentre la Commissione ha indicato un obiettivo pari ad almeno il 27% entro il 2030 nella sua direttiva rivista sull'energia da fonti rinnovabili (COM(2016)0767). Nel dicembre 2018, la nuova direttiva sull'energia da fonti rinnovabili (direttiva (UE) 2018/2001) fissa l'obiettivo vincolante complessivo dell'UE per il 2030 ad almeno il 32%.

Il progetto in esame, presenta elementi di totale coerenza con gli obiettivi e gli indirizzi generali previsti dalla programmazione comunitaria di riferimento in quanto impianto di produzione energetica da fonte rinnovabile.

3.2 Programmazione nazionale

3.2.1 Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile

La Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile, presentata al Consiglio dei Ministri il 2 ottobre 2017 e approvata dal CIPE il 22 dicembre 2017, persegue l'obiettivo di delineare una visione di futuro e di sviluppo incentrata sulla sostenibilità, quale valore condiviso e imprescindibile per affrontare le sfide globali del Paese.

Tra gli obiettivi della Strategia c'è quello di decarbonizzare l'economia, attraverso l'obiettivo specifico di "incrementare l'efficienza energetica e la produzione di energia da fonte rinnovabile evitando o riducendo gli impatti sui beni culturali ed il paesaggio." In relazione alla suddetta strategia, risulta evidente che il progetto in esame, presenta elementi di totale coerenza con gli obiettivi e gli indirizzi generali previsti dalla Strategia stessa in quanto impianto di produzione energetica da fonte rinnovabile.

3.2.2 Strategia Energetica Nazionale (SEN)

Con Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 10 novembre 2017 è stato adottato il nuovo Piano denominato "Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017", in sostituzione del precedente Piano del 2013.

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

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

I principali obiettivi fissati dalla nuova SEN sono:

- efficienza energetica: riduzione dei consumi finali da 118 a 108 Mtep con un risparmio di circa 10 Mtep al 2030;
- fonti rinnovabili: 28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17,5% del 2015; in termini settoriali, l'obiettivo si articola in una quota di rinnovabili sul consumo elettrico del 55% al 2030 rispetto al 33,5% del 2015; in una quota di rinnovabili sugli usi termici del 30% al 2030 rispetto al 19,2% del 2015; in una quota di rinnovabili nei trasporti del 21% al 2030 rispetto al 6,4% del 2015;
- riduzione del differenziale di prezzo dell'energia: contenere il gap di costo tra il gas italiano e quello del nord Europa (nel 2016 pari a circa 2 €/MWh) e quello sui prezzi dell'elettricità rispetto alla media UE (pari a circa 35 €/MWh nel 2015 per la famiglia media e al 25% in media per le imprese);
- cessazione della produzione di energia elettrica da carbone con un obiettivo di accelerazione al 2025, da realizzare tramite un puntuale piano di interventi infrastrutturali;
- razionalizzazione del downstream petrolifero, con evoluzione verso le bioraffinerie e un uso crescente di biocarburanti sostenibili e del GNL nei trasporti pesanti e marittimi al posto dei derivati dal petrolio;
- verso la decarbonizzazione al 2050: rispetto al 1990, una diminuzione delle emissioni del 39% al 2030 e del 63% al 2050;
- raddoppiare gli investimenti in ricerca e sviluppo tecnologico clean energy: da 222 Milioni nel 2013 a 444 Milioni nel 2021;
- promozione della mobilità sostenibile e dei servizi di mobilità condivisa;
- nuovi investimenti sulle reti per maggiore flessibilità, adeguatezza e resilienza;

- maggiore integrazione con l'Europa; diversificazione delle fonti e rotte di approvvigionamento gas e gestione più efficiente dei flussi e punte di domanda;
- riduzione della dipendenza energetica dall'estero dal 76% del 2015 al 64% del 2030 (rapporto tra il saldo import/export dell'energia primaria necessaria a coprire il fabbisogno e il consumo interno lordo), grazie alla forte crescita delle rinnovabili e dell'efficienza energetica.

Per quanto concerne, nello specifico, l'obiettivo di promuovere ulteriormente la diffusione delle tecnologie rinnovabili, la Strategia SEN 2017 prevede nello specifico il raggiungimento del 28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17,5% del 2015.

In relazione all'analisi effettuata, il progetto in esame presenta elementi di totale coerenza con gli obiettivi e gli indirizzi generali previsti dalla Strategia in quanto impianto di produzione energetica da fonte rinnovabile.

3.2.3 Piano Nazionale Integrato per l'energia e il clima 2030 (PNIEC)

Con il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima vengono stabiliti gli obiettivi nazionali al 2030 sull'efficienza energetica, sulle fonti rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni di CO₂, nonché gli obiettivi in tema di sicurezza energetica, interconnessioni, mercato unico dell'energia e competitività, sviluppo e mobilità sostenibile, delineando per ciascuno di essi le misure che saranno attuate per assicurarne il raggiungimento. L'attuazione del Piano sarà assicurata dai decreti legislativi di recepimento delle direttive europee in materia di efficienza energetica, di fonti rinnovabili e di mercati dell'elettricità e del gas, che saranno emanati nel corso del 2020.

Il Piano nazionale integrato per l'energia ed il clima (PNIEC) è uno strumento, vincolante, che dovrà definire la traiettoria delle politiche in tutti i settori della nostra economia nei prossimi anni. Infatti è uno strumento fondamentale che segna l'inizio di un importante cambiamento nella politica energetica e ambientale del nostro Paese verso la decarbonizzazione.

Il Piano si struttura in 5 linee d'intervento, che si svilupperanno in maniera integrata: dalla decarbonizzazione all'efficienza e sicurezza energetica, passando attraverso lo sviluppo del mercato interno dell'energia, della ricerca, dell'innovazione e della competitività.

L'obiettivo è quello di realizzare una nuova politica energetica che assicuri la piena sostenibilità ambientale, sociale ed economica del territorio nazionale e accompagni tale transizione.

Il PNIEC intende concorrere a un'ampia trasformazione dell'economia, nella quale la decarbonizzazione, l'economia circolare, l'efficienza e l'uso razionale ed equo delle risorse naturali rappresentano insieme obiettivi e strumenti per un'economia più rispettosa delle persone e dell'ambiente, in un quadro di integrazione dei mercati energetici nazionale nel mercato unico e con adeguata attenzione all'accessibilità dei prezzi e alla sicurezza degli approvvigionamenti e delle forniture.

Tra gli obiettivi generali dell'Italia elencati nel PNIEC si mettono in evidenza i seguenti proprio ad indicare la compatibilità del presente progetto con tale Piano:

- accelerare il percorso di decarbonizzazione, considerando il 2030 come una tappa intermedia verso una decarbonizzazione profonda del settore energetico entro il 2050 e integrando la variabile ambiente nelle altre politiche pubbliche;
- mettere il cittadino e le imprese (in particolare piccole e medie) al centro, in modo che siano protagonisti e beneficiari della trasformazione energetica e non solo soggetti finanziatori delle politiche attive; ciò significa promozione dell'autoconsumo e delle comunità dell'energia rinnovabile, ma anche massima regolazione e massima trasparenza del segmento della vendita, in modo che il consumatore possa trarre benefici da un mercato concorrenziale;
- favorire l'evoluzione del sistema energetico, in particolare nel settore elettrico, da un assetto centralizzato a uno distribuito basato prevalentemente sulle fonti rinnovabili;
- adottare misure che migliorino la capacità delle stesse rinnovabili di contribuire alla sicurezza e, nel contempo, favorire assetti, infrastrutture e regole di mercato che, a loro volta contribuiscano all'integrazione delle rinnovabili;
- accompagnare l'evoluzione del sistema energetico con attività di ricerca e innovazione che, in coerenza con gli orientamenti europei e con le necessità della decarbonizzazione profonda, sviluppino soluzioni idonee a promuovere la sostenibilità, la sicurezza, la continuità e l'economicità di forniture basate in modo crescente su energia rinnovabile in tutti i settori d'uso e favoriscano il riorientamento del sistema produttivo verso processi e prodotti a basso impatto di emissioni di carbonio che trovino opportunità anche nella domanda indotta da altre misure di sostegno;

La lotta ai cambiamenti climatici sta cambiando l'agenda delle decisioni ed è previsto che ogni Paese definisca attraverso piani nazionali obiettivi di riduzione delle emissioni di CO₂ al 2030, sulla base di una traiettoria di lungo termine in linea con gli obiettivi dell'Accordo di

Parigi, con politiche trasversali in grado di ridurre la domanda di energia e far crescere il contributo delle fonti rinnovabili e la capacità di assorbimento dei sistemi agroforestali.

Nella tabella seguente sono illustrati i principali obiettivi del piano al 2030 su rinnovabili, efficienza energetica ed emissioni di gas serra e le principali misure previste per il raggiungimento degli obiettivi del Piano:

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (PNIIEC)
Energie rinnovabili (FER)				
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	22%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			+1,3% annuo (indicativo)	+1,3% annuo (indicativo)
Efficienza energetica				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32,5% (indicativo)	-43% (indicativo)
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-1,5% annuo (senza trasp.)	-1,5% annuo (senza trasp.)	-0,8% annuo (con trasporti)	-0,8% annuo (con trasporti)
Emissioni gas serra				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-21%		-43%	
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	
Interconnettività elettrica				
Livello di interconnettività elettrica	10%	8%	15%	10% ¹
Capacità di interconnessione elettrica (MW)		9.285		14.375

Come si evince dalla precedente tabella il nuovo quadro di riferimento europeo per le politiche climatiche ed energetiche prevede tre obiettivi al 2030: riduzione delle emissioni di gas-serra di almeno il 40% rispetto al 1990, grazie all'aumento del 32% delle rinnovabili e del 32,5% dell'efficienza energetica. Infatti con questi obiettivi, secondo le proiezioni della stessa Commissione, l'Europa è in grado di ridurre le sue emissioni di solo l'80% entro il 2050. Il recente rapporto Ipcc, invece, evidenzia che è indispensabile raggiungere zero emissioni nette entro il 2050 a livello globale, con un maggiore impegno, secondo quanto previsto dall'Accordo di Parigi, da parte dei Paesi che hanno maggiori capacità economiche e responsabilità storiche per l'attuale livello di emissioni climalteranti.

L'Europa è senza dubbio tra questi. E soprattutto ha il potenziale economico e tecnologico per impegnarsi a raggiungere zero emissioni nette entro il 2040. Nei prossimi mesi,

parallelamente alla redazione dei Piani nazionali, in Europa si dovranno rivedere gli attuali obiettivi al 2030 per dare seguito all'impegno assunto a Katowice dall'Unione Europea insieme a molti governi tra cui quello italiano con la Coalizione degli Ambiziosi di aumentare entro il 2020 gli obiettivi di riduzione delle emissioni sottoscritti a Parigi, andando ben oltre il 55% già proposto da diversi governi e dall'Europarlamento.

È dentro questo scenario che va guardata la proposta del governo italiano, a partire dai numeri e poi nelle scelte individuate (leggi, regolamenti, incentivi, ecc.) per realizzare gli obiettivi fissati. Nel complesso il piano italiano si impegna a rispettare i requisiti previsti dal nuovo sistema europeo di governance, in linea con l'attuale obiettivo climatico del 40% al 2030.

Ovviamente il maggiore contributo alla crescita delle rinnovabili deriva proprio dal settore elettrico, che al 2030 raggiunge i 16 Mtep di generazione da FER, pari a 187 TWh. La forte penetrazione di tecnologie di produzione elettrica rinnovabile, principalmente fotovoltaico ed eolico, permette al settore di coprire il 55,4% dei consumi finali elettrici lordi con energia rinnovabile, contro il 34,1% del 2017. Difatti, il significativo potenziale incrementale tecnicamente ed economicamente sfruttabile, grazie anche alla riduzione dei costi degli impianti fotovoltaici ed eolici, prospettano un importante sviluppo di queste tecnologie, la cui produzione dovrebbe rispettivamente triplicare e più che raddoppiare entro il 2030.

In relazione alla Proposta di Piano Nazionale Integrato per l'energia e il clima, il progetto in esame presenta elementi di totale coerenza con gli obiettivi e gli indirizzi generali previsti dal Piano in quanto impianto di produzione energetica da fonte rinnovabile.

3.3 Pianificazione regionale

Il progetto di impianto eolico oggetto del presente studio proposto ricade nel territorio regionale della Regione Puglia. Pertanto la normativa trattata di seguito a livello regionale riguarda principalmente la Regione Puglia.

3.3.1 Piano energetico ambientale regionale-Puglia

Il P.E.A.R. è stato adottato con delibera della Giunta Regionale n.827 del 08/06/2007.

Per definire il Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) può essere utile ricorrere alla "Relazione sullo stato di attuazione della legge 9 gennaio 1991 n. 10, recante norme per l'attuazione del piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia".

Si ricorderà che fu proprio la legge 10/91, all'art. 5, ad introdurre lo strumento del Piano Energetico Regionale.

La relazione citata è stata presentata dal Ministro delle Attività Produttive al Parlamento il 24 febbraio 2004 e alla pagina 16 sotto il titolo "La pianificazione energetica regionale" riporta le seguenti considerazioni: la materia inquadrata dai Piani Energetici Regionali si è ampliata dai contenuti previsti dall'articolo 5 della legge n. 10/91 a tutte le competenze trasferite alle Regioni in materia di energia dal decreto legislativo n. 112/98 e dal nuovo assetto istituzionale profondamente rinnovato dalla modifica del Titolo V della Costituzione. Il Piano Energetico Regionale è il principale strumento attraverso il quale le Regioni possono programmare ed indirizzare gli interventi, anche strutturali, in Parco energetico nei propri territori e regolare le funzioni degli Enti locali, armonizzando le decisioni rilevanti che vengono assunte a livello regionale e locale (ad esempio: piani per lo smaltimento dei rifiuti, piani dei trasporti, piani di sviluppo territoriale, piani di bacino per la gestione delle risorse idriche).

Il Piano Energetico Regionale costituisce il quadro di riferimento per i soggetti pubblici e privati che assumono iniziative in Parco energetico nel territorio di riferimento.

Esso contiene gli indirizzi, gli obiettivi strategici a lungo, medio e breve termine, le indicazioni concrete, gli strumenti disponibili, i riferimenti legislativi e normativi, le opportunità finanziarie, i vincoli, gli obblighi e i diritti per i soggetti economici operatori di settore, per i grandi consumatori di energia e per l'utenza diffusa.

La programmazione energetica regionale viene attuata anche per "regolare" ed indirizzare la realizzazione degli interventi determinati principalmente dal mercato libero dell'energia (DLgs n. 79/99 e DLgs n. 164/00).

La Pianificazione energetica si accompagna a quella ambientale per gli effetti diretti ed indiretti che produzione, trasformazione, trasporto e consumi finali delle varie fonti tradizionali di energia producono sull'ambiente.

Il legame tra energia e ambiente è indissolubile e le soluzioni possono essere trovate insieme, nell'ambito del principio di sostenibilità del sistema energetico.

Il Piano può essere guidato anche da funzioni "obiettivo" tipicamente ambientali, come il perseguimento degli obiettivi di Kyoto, mediante una serie di misure di natura energetica e di innovazioni tecnologiche, pur nell'ambito di quanto sopra evidenziato. Il Piano Energetico Regionale diventa in tal caso Piano Energetico Ambientale Regionale.

Il Piano Energetico Ambientale Regionale contiene le misure relative al sistema di offerta e di domanda dell'energia. Relativamente all'offerta nel Piano sono rappresentate e valutate

le possibili soluzioni, da quelle tradizionali a quelle basate sulle fonti alternative e rinnovabili, con attenzione agli aspetti di disponibilità nel territorio, di economicità, di potenzialità per lo sviluppo di specifiche industrie locali, di impatto ambientale sia per l'assetto del territorio sia per le emissioni.

La gestione della domanda costituisce una parte importante del piano, in quanto la facoltà di intervento della Regione, a vario titolo, è molto ampia e la razionalizzazione dei consumi può apportare un grande vantaggio a livello regionale e locale.

Il Piano ha carattere aperto e scorrevole in quanto deve recepire tutte le nuove situazioni, le opportunità positive, le modifiche economiche, sia strutturali che congiunturali, o vincoli e condizioni, che possono venire dall'interno e dall'esterno.

Il Piano Energetico Ambientale va concertato sia orizzontalmente sul territorio che verticalmente con soggetti economici (imprese, operatori energetici, consumatori).

La concertazione tra Regioni, Province e Comuni è un processo che si rende necessario sulla base della ripartizione dei compiti già stabiliti nel D.lgs. n. 112/98.

L'importanza della definizione dei Piani Energetico-Ambientali Regionali è stata richiamata nel giugno 2001 nel "Protocollo d'intesa della Conferenza dei Presidenti delle Regioni e delle Province Autonome per il coordinamento delle politiche finalizzate alla riduzione delle emissioni di gas-serra nell'atmosfera" (Protocollo di Torino), che si prefigge lo scopo di "pervenire alla riduzione dei gas serra, così contribuendo all'impegno assunto dallo Stato italiano nell'ambito degli obblighi della UE stabiliti dagli accordi internazionali".

Nel Protocollo di Torino le Regioni individuano nella pianificazione energetico ambientale lo strumento per indirizzare, promuovere e supportare gli interventi regionali nel Parco dell'energia assumendo a livello di Regione impegni ed obiettivi congruenti con quelli assunti per Kyoto dall'Italia in ambito comunitario (abbattimento al 2010-2012 delle emissioni di CO₂ a livelli inferiori al 6,5% rispetto a quelli dei 1990)".

In sintesi, il Piano energetico ambientale regionale ha lo scopo di prevedere lo sviluppo del sistema energetico in condizioni dinamiche: infatti le norme dell'Unione Europea e del Governo italiano sono in continuo cambiamento, così pure le condizioni economiche internazionali nel determinare la dinamica dei prezzi, evoluzione da tenere in considerazione nel momento della programmazione. All'interno del documento di sintesi del P.E.A.R. Puglia, adottato con delibera della Giunta Regionale n.827 del 08/06/2007, vengono individuati obiettivi e strumenti a livello energetico in Puglia. In particolare per quanto riguarda l'eolico si rileva che: "dai numeri riportati, è evidente che la risorsa eolica in Puglia non costituisce un elemento quantitativamente marginale. Nel contesto generale della produzione elettrica

regionale si ritiene che questa risorsa possa fornire una produzione di energia elettrica attorno agli 8000 GWh (circa 4000 MW), che corrisponde ad oltre il 15% della produzione complessiva regionale identificata nello scenario obiettivo. Rispetto ai fabbisogni di energia elettrica regionali previsti nello scenario obiettivo, il contributo eolico potrebbe superare il 40%.

È quindi obiettivo generale del Piano quello di incentivare lo sviluppo della risorsa eolica, nella consapevolezza che ciò:

- può e deve contribuire in forma quantitativamente sostanziale alla produzione di energia elettrica regionale;
- contribuisce a diminuire l'impatto complessivo sull'ambiente della produzione di energia elettrica;
- determina una differenziazione nell'uso di fonti primarie;
- deve portare ad una concomitante riduzione dell'impiego delle fonti più inquinanti quali il carbone.

L'obiettivo di sostanziale sviluppo della fonte eolica può trovare delle ragionevoli possibilità realizzative se coniugato con opportuni strumenti di attuazione che non possono riguardare esclusivamente i parametri tecnici. In mancanza di tali strumenti si ritiene che, di fatto, le dinamiche locali possano comportare un significativo rallentamento della effettiva realizzazione degli impianti.

Infatti, dati i rischi di uno sviluppo incontrollato, come già in corso in alcune aree del territorio regionale, è prioritario identificare dei criteri di indirizzo tali da evitare grosse ripercussioni anche sull'accettabilità sociale degli impianti.

Il criterio di base prende in considerazione la possibilità di uno sviluppo diffuso su tutto il territorio regionale, compatibilmente con la disponibilità della risorsa eolica e i vincoli di tipo ambientale, in modo da "alleggerire" il carico su zone limitate.

Si ritiene, in linea generale, che sia opportuno definire dei criteri che permettano il governo dello sviluppo di tale fonte rinnovabile.

I criteri si devono ispirare ai seguenti principi:

- coinvolgimento ed armonizzazione delle scelte delle Amministrazioni Locali;
- definizione di una procedura di verifica;
- introduzione di un elemento di controllo quantitativo della potenza installata.

L'elevato numero di proposte presentabili non consente una idonea valutazione ambientale se la stessa viene effettuata esclusivamente su progetti singoli e, pertanto, non in grado di

intercettare criticità legate ad effetti cumulativi derivanti dalla presenza di più impianti in siti limitrofi.

Per ovviare a tale limite, si definisce un percorso procedurale basato sulla presentazione delle proposte all'interno di finestre temporali e di una loro valutazione preliminare ed integrata che consenta di individuare, per quelle iniziative presentate all'interno delle stesse aree o in aree contigue, elementi di incongruità o di sovrapposizione non rilevabili in condizioni di valutazione per singolo progetto.

La valutazione integrata consente, pertanto, di individuare elementi di razionalizzazione delle diverse iniziative progettuali da recepire, da parte dei proponenti, nella presentazione dei progetti definitivi che seguiranno poi il procedimento unico ex Delib. di G.R. n. 716/2005. L'intervento oggetto di analisi risulta coerente con gli obiettivi del PEAR in quanto il Piano prevede uno sviluppo delle rinnovabili e l'obiettivo di trovare le condizioni idonee per la valorizzazione diffusa sul territorio per le FER. Il Piano, in relazione ai pro e ai contro descritti nel PEAR, precisa: "Lo sviluppo degli impianti eolici in aree pianeggianti presenta generalmente dei vantaggi da un punto di vista di facilità di accesso e di installazione. D'altra parte, proprio queste caratteristiche possono moltiplicare le situazioni di accumulo difficilmente controllabile, come già verificatosi in alcune aree." Nel caso in esame sono stati eseguiti appositi studi di intervisibilità comprensivi di fotosimulazioni per valutare gli aspetti visivi delle opere in progetto.

3.3.2 Regolamento Regionale Puglia 30 dicembre 2010, n. 24 (estratto dal BURP n. 195 del 31/12/2010)

Con la pubblicazione sul Bollettino Ufficiale della Regione Puglia n.195 del Regolamento Regionale n. 24 del 30 dicembre 2010, sono entrate in vigore le cosiddette Linee Guida Regionali per l'Autorizzazione degli Impianti alimentati da fonti rinnovabili. Tale Regolamento è un regolamento attuativo del Decreto del Ministero per lo sviluppo economico del 10 settembre 2010, ovvero delle Linee Guida Nazionali e individua le aree e siti non idonei all'installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio pugliese.

Il Regolamento definisce le aree non idonee attraverso una puntuale ricognizione di tutte le disposizioni che tutelano l'ambiente, il paesaggio, il patrimonio storico e artistico, le tradizioni agroalimentari locali, la biodiversità e il paesaggio rurale.

In particolare nei 3 allegati del Regolamento sono contenuti rispettivamente i principali riferimenti normativi che determinano la non idoneità delle aree, una classificazione delle

diverse tipologie di impianti per fonte, potenza e tipo di connessione, l'elenco delle aree e dei siti dove non è consentita la localizzazione di specifiche tipologie di impianti a loro volta indicati.

In ossequio a quanto indicato nell'allegato 2 al citato regolamento, l'impianto di progetto, si configura con codice E.4.d.

Con riferimento alle aree non idonee indicate all'allegato 1 del regolamento (illustrate sull'elaborato 2.0 della sezione 2), e con riferimento ai soli aerogeneratori si specifica che:

- L'impianto non ricade in aree naturali protette;
- L'impianto non ricade in zone umide Ramsar;
- L'impianto non ricade in zone SIC;
- L'impianto non ricade in zone ZPS;
- L'impianto non ricade in zone IBA;
- L'impianto non interferisce con altre aree a tutela della Biodiversità;
- L'impianto non ricade in Siti Unesco;
- L'impianto ricade all'esterno di Beni culturali comprensivi del buffer dei 100m;
- L'impianto ricade all'esterno di aree ed immobili dichiarati di notevole interesse pubblico;
- L'impianto non interferisce con i beni tutelati per legge ai sensi dell'art. 142 del D.lgs. 42/2004 e ss.mm.ii;
- L'impianto ricade all'esterno di aree a pericolosità idraulica (AP e MP) e geomorfologica (PG3 e PG2) del PAI;
- L'intervento ricade all'esterno degli ATE di valore A e B e del buffer di 1Km dal perimetro urbano;
- L'intervento ricade all'esterno del buffer di 100m dei beni riconosciuti dal PUTT/p e individuati sulla cartografia del PPTR;
- L'intervento ricade all'esterno di coni visuali;
- L'intervento ricade all'esterno del buffer dei 100m dalle grotte, non interferisce con lame e gravine e versanti.

Pertanto, il progetto è conforme al RR 24/2010.

Per quanto riguarda le opere accessorie, si precisa che le opere di connessione, relative a impianti esterni alle aree e siti non idonei, sono consentite previa acquisizione di eventuali pareri previsti per legge (Art.4 del R.R. 24/2010), si riporta infatti quanto previsto all'art. 4 del RR 24/2010: "La realizzazione delle sole opere di connessione relative ad impianti esterni alle aree e siti non idonei è consentita previa acquisizione degli eventuali pareri

previsti per legge.”. Nell'allegato 1 del R.R. 24/2010 sono indicati i principali riferimenti normativi istitutivi e regolamentari che determinano l'inefficienza di specifiche aree all'installazione di determinate dimensioni e tipologie di impianti FER e le ragioni che evidenziano una elevata probabilità di esito negativo delle autorizzazioni. Nell'allegato 3 si elencano i siti e le aree dove non è consentita la localizzazione delle specifiche tipologie di impianti FER indicate per ciascuna area e sito. La realizzazione delle sole opere di connessione relative ad impianti esterni alle aree e siti non idonei è consentita previa acquisizione degli eventuali pareri previsti per legge. Se un'area è interessata da più regimi di tutela di cui all'all. 3 ai fini della definizione delle tipologie di impianti realizzabili prevale il regime più restrittivo.

Tutti i tratti di nuova realizzazione sono esterni alla perimetrazione delle aree non idonee.

3.4 Pianificazione paesaggistica

3.4.1 Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR) della Puglia

Il Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR) della Puglia è stato approvato con Delibera di Giunta regionale n.176 del 16.02.2015 ed ha subito diverse rettifiche ed aggiornamenti. Il PPTR, in attuazione dell'intesa inter istituzionale sottoscritta ai sensi dell'art. 143, comma 2 del Codice, disciplina l'intero territorio regionale e concerne tutti i paesaggi di Puglia. Le disposizioni normative del PPTR si articolano in indirizzi, direttive, prescrizioni, misure di salvaguardia e utilizzazione, linee guida.

Gli indirizzi sono disposizioni che indicano ai soggetti attuatori gli obiettivi generali e specifici del PPTR da conseguire.

Le direttive sono disposizioni che definiscono modi e condizioni idonee a garantire la realizzazione degli obiettivi generali e specifici del PPTR negli strumenti di pianificazione, programmazione e/o progettazione. Esse, pertanto, devono essere recepite da questi ultimi. Le prescrizioni sono disposizioni conformative del regime giuridico dei beni paesaggistici volte a regolare gli usi ammissibili e le trasformazioni consentite. Esse contengono norme vincolanti, immediatamente cogenti, e prevalenti sulle disposizioni incompatibili di ogni strumento vigente di pianificazione o di programmazione regionale, provinciale e locale. Le misure di salvaguardia e utilizzazione sono disposizioni volte ad assicurare la conformità di piani, progetti e interventi con gli obiettivi di qualità e le normative d'uso di cui all'art. 37 e ad individuare gli usi ammissibili e le trasformazioni consentite per ciascun contesto.

Le norme di Piano definiscono la disciplina degli interventi. Le Norme Tecniche di Attuazione (NTA) distinguono all'art. 89 gli strumenti di controllo preventivo, quali:

- Autorizzazione paesaggistica, di cui all'art. 146 del Codice, relativamente ai beni paesaggistici come individuati dall'art. 38 c.2;
- Accertamento di compatibilità paesaggistica, ossia quella procedura tesa ad accertare la compatibilità con le norme e gli obiettivi del Piano degli interventi:
 - che comportino modifica dello stato dei luoghi negli ulteriori contesti come individuati nell'art. 38 c.3.1;
 - che comportino rilevante trasformazione del paesaggio ovunque siano localizzate. Sono considerati interventi di rilevante trasformazione ai fini dell'applicazione della procedura di accertamento di compatibilità paesaggistica, tutti gli interventi assoggettati dalla normativa nazionale e regionale vigente a procedura di VIA nonché a procedura di verifica di assoggettabilità a VIA di competenza regionale o provinciale se l'autorità competente ne dispone l'assoggettamento a VIA.

Inoltre I provvedimenti di cui al comma 1 relativi ad interventi assoggettati anche alle procedure di VIA o di verifica di assoggettabilità a VIA sono rilasciati all'interno degli stessi procedimenti nei termini da questi previsti. Le Autorità competenti adottano idonee misure di coordinamento anche attraverso l'indizione di Conferenze di Servizi e non sono soggetti ad autorizzazione paesaggistica e ad accertamento di compatibilità paesaggistica gli interventi di cui all'art. 149 del Codice.

Nel seguito si procede a verificare la conformità dell'intervento con le disposizioni normative in materia di paesaggio, considerando sia l'area interessata dalle WTG che i tratti interessati dal caviodotto in progetto, con riferimento al PPTR approvato e vigente (Il Sistema delle Tutele: beni paesaggistici e ulteriori contesti paesaggistici), facendo distinzione tra i beni paesaggistici (BP) per i quali il PPTR detta prescrizioni, e ulteriori contesti (UCP) per i quali il PPTR prevede misure di salvaguardia e utilizzazione.

Il PPTR prevede l'articolazione del territorio regionale in ambiti di paesaggio, che costituiscono sistemi territoriali e paesaggistici individuati alla scala sub regionale e caratterizzati da particolari relazioni tra le componenti fisico-ambientali, storico-insediative e culturali che ne connotano l'identità di lunga durata.

L'ambito è individuato attraverso una visione sistemica e relazionale in cui prevale la rappresentazione della dominanza dei caratteri che ne connota l'identità paesaggistica. La perimetrazione degli ambiti presentata nel PPTR è frutto di un lavoro di analisi che ha

intrecciato caratteri storico-geografici, idrogeomorfologici, ecologici, insediativi, paesaggistici, identitari, unendo l'analisi morfotipologica all'analisi storico- strutturale.

3.4.2 Aree naturali protette

Il sito di importanza comunitaria (SIC), in inglese Site of Community Importance, è un concetto definito dalla direttiva comunitaria n. 43 del 21 maggio 1992, (92/43/CEE) Direttiva del Consiglio relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche nota anche come Direttiva "Habitat", recepita in Italia nel 1997.

In ambito ambientalistico il termine è usato per definire un'area:

- che contribuisce in modo significativo a mantenere o ripristinare una delle tipologie di habitat definite nell'allegato 1 o a mantenere in uno stato di conservazione soddisfacente una delle specie definite nell'allegato 2 della Direttiva Habitat;
- che può contribuire alla coerenza di Natura 2000;
- e/o che contribuisce in modo significativo al mantenimento della biodiversità della regione in cui si trova.

Secondo quanto stabilito dalla direttiva, ogni stato membro della Comunità Europea deve redigere un elenco di siti (i cosiddetti pSIC, proposte di siti di importanza comunitaria) nei quali si trovano habitat naturali e specie animali e vegetali. Sulla base di questi elenchi, e coordinandosi con gli stati stessi, la Commissione redige un elenco di siti d'importanza comunitaria (SIC). Entro sei anni dalla dichiarazione di SIC l'area deve essere dichiarata dallo stato membro zona speciale di conservazione (ZSC). L'obiettivo è quello di creare una rete europea di ZCS e zone di protezione speciale (ZPS) destinate alla conservazione della biodiversità denominata Natura 2000.

In Italia la redazione degli elenchi pSIC è stata effettuata a cura delle regioni e delle province avvalendosi della consulenza di esperti e di associazioni scientifiche del settore.

Tale attività ha portato alla individuazione, nella sola regione pugliese, di settantasette pSIC dei quali sei designati anche come Zone di Protezione Speciale (ZPS).

Per ogni sito pSIC è stata compilata una scheda che riporta le seguenti informazioni caratteristiche:

- ubicazione, identificazione e localizzazione del sito pSIC;
- tipi di habitat presenti;
- specie di animali e vegetali presenti;
- stato di protezione del sito;
- attività antropiche;

– vulnerabilità.

Inoltre, la Direttiva Habitat, ha imposto agli Stati della comunità e, nel caso dell'Italia alle Regioni, di mantenere le zone pSIC "in un soddisfacente stato di conservazione" specificando che "lo stato di conservazione di habitat e specie è soddisfacente quando i parametri relativi a superficie, struttura, ripartizione naturale, andamento delle popolazioni e area di ripartizione delle specie non sono in declino, sono stabili o in aumento".

Tali condizioni dovranno essere verificate almeno fino alla designazione delle Zone Speciali di Conservazione (ZSC), scelte tra i pSIC entro l'anno 2004 con il riconoscimento della loro importanza e con la validazione mediante l'inserimento definitivo nella rete di "Natura 2000" operato da parte di una apposita Commissione e dagli stessi Stati della Comunità europea. Per ciascuna delle ZSC sarà adottato un piano di gestione che preveda specifiche norme di salvaguardia finalizzate alla disciplina delle attività in tali zone.

Attualmente, in attesa che siano adottate le ZSC, pur non esistendo specifiche norme di salvaguardia, la Direttiva Habitat ha previsto che i piani, i programmi ed i progetti che non siano strettamente necessari per la tutela del sito ma che viceversa possano incidere sugli habitat e sulle specie tutelate e salvaguardate dal pSIC, siano sottoposti preventivamente a specifica Valutazione di Incidenza, in ottemperanza a quanto stabilito dall'art.5 del D.P.R. n°357/97 ed espressamente disciplinato in Puglia dalla Legge della Regione Puglia 12 aprile 2001 n°11, "Norme sulla Valutazione dell'Impatto Ambientale".

Nel DM 3 aprile 2000 del Ministero dell'Ambiente sono state individuate anche le Zone di Protezione Speciale designate ai sensi della direttiva 79/409/CEE, nota come direttiva Uccelli.

La direttiva "Habitat", relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali e delle specie di flora e fauna selvatiche rare e minacciate a livello comunitario, prevede la creazione della "Rete Natura 2000", con lo scopo di contribuire a salvaguardare la biodiversità mediante attività di conservazione non solo all'interno delle aree che costituiscono la rete Natura 2000, (SIC e ZSC), ma anche attraverso misure di tutela diretta delle specie la cui conservazione è considerata un interesse comune di tutta l'Unione Europea. Il recepimento della direttiva è avvenuto in Italia nel 1997 attraverso il Regolamento D.P.R. 8 settembre 1997 n. 357. Più in generale la direttiva Habitat ha l'obiettivo di conservare gli habitat naturali (quelli meno modificati dall'uomo) e quelli seminaturali (come le aree ad agricoltura tradizionale, i boschi utilizzati, i pascoli, ecc.), riconoscendo così l'alto valore, ai fini della conservazione della biodiversità a livello europeo, di tutte quelle aree nelle quali la secolare presenza dell'uomo e delle sue attività tradizionali

ha permesso il mantenimento di un equilibrio tra uomo e natura. Alle aree agricole ad esempio sono legate numerose specie animali e vegetali ormai rare e minacciate per la cui sopravvivenza è necessaria la prosecuzione e la valorizzazione delle attività tradizionali, come il pascolo o l'agricoltura non intensiva. I Siti di Importanza Comunitaria (SIC) attuali sono preordinati a costituire le ZSC ai sensi della direttiva.

La direttiva Habitat ha creato per la prima volta un quadro di riferimento per la conservazione della natura in tutti gli Stati dell'Unione; non è però il primo strumento normativo comunitario che si occupa di conservazione della diversità biologica. È del 1979 infatti un'altra importante direttiva, che rimane in vigore e si integra all'interno delle previsioni della direttiva Habitat, la cosiddetta direttiva "Uccelli" (79/409/CEE) concernente la conservazione degli uccelli selvatici. Anche questa prevede da una parte una serie di azioni in favore di numerose specie di uccelli, rare e minacciate a livello comunitario, indicate negli allegati, e dall'altra l'individuazione da parte degli Stati membri dell'Unione di aree da destinarsi alla loro conservazione, le cosiddette Zone di Protezione Speciale (ZPS). Già a suo tempo dunque la direttiva Uccelli ha posto le basi per la creazione di una prima rete europea di aree protette, in quel caso specificamente destinata alla tutela delle specie minacciate di uccelli e dei loro habitat.

Ai sensi dell'art. 6 della Direttiva Habitat, le zone ZPS entrano a far parte della rete "Natura 2000" e pertanto non sono richiesti ulteriori adempimenti di validazione comunitaria previsti invece per le aree individuate come pSIC.

Le Linee Guida, come già riportato al § 2.1.4, includono le aree incluse nella Rete Natura 2000, designate in base alla Direttiva 92/43/CEE (Siti di importanza Comunitaria) ed alla Direttiva 79/409/CEE (Zone di Protezione Speciale), tra le aree non idonee alla realizzazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, quindi in ottemperanza a tali disposizioni il parco eolico in progetto non interessa alcuna di queste aree.

Il Regolamento Regionale 22 dicembre 2008, n.22 prevede che anche nell'area buffer di 200 metri dalle ZPS è fatto divieto di realizzare nuovi impianti eolici, mentre nell'area buffer di 5 km è necessario un parere di Valutazione di Incidenza.

IBA Important Birds Areas

L'acronimo I.B.A. "Important Birds Areas" identifica i luoghi strategicamente importanti per la conservazione delle oltre 9.000 specie di uccelli ed è attribuito da Bird Life International, l'associazione internazionale che riunisce oltre 100 associazioni ambientaliste e protezioniste.

Nate dalla necessità di individuare le aree da proteggere attraverso la Direttiva Uccelli n.409/79, che già prevedeva l'individuazione di "Zone di Protezione Speciali per la Fauna", le aree I.B.A rivestono oggi grande importanza per lo sviluppo e la tutela delle popolazioni di uccelli che vi risiedono stanzialmente o stagionalmente.

Le aree I.B.A., per le caratteristiche che le contraddistinguono, rientrano spessissimo tra le zone protette anche da altre direttive europee o internazionali come, ad esempio, la convenzione di Ramsar. Le principali caratteristiche delle aree I.B.A.:

- sono siti di importanza internazionale per la conservazione dell'avifauna;
- sono individuate secondo criteri standardizzati con accordi internazionali e sono proposte da enti no profit (in Italia la L.I.P.U.);
- da sole, o insieme ad aree vicine, le I.B.A. devono fornire i requisiti per la conservazione di popolazioni di uccelli per i quali sono state identificate;
- sono appropriate per la conservazione di alcune specie di uccelli;
- sono parte di una proposta integrata di più ampio respiro per la conservazione della biodiversità che include anche la protezione di specie ed habitat.

Le IBA sono luoghi che sono stati identificati in tutto il mondo, sulla base di criteri omogenei, dalle varie associazioni che fanno parte di BirdLife International. Molti paesi sono ormai dotati di un inventario dei siti prioritari per l'avifauna (IBA) ed il lavoro si sta attualmente completando a livello mondiale. In Italia il progetto IBA è curato dalla LIPU.

Le Linee Guida, includono le IBA tra le aree non idonee alla realizzazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, quindi in ottemperanza a tali disposizioni il parco eolico in progetto non interessa alcuna area IBA.

Inoltre, il Regolamento Regionale 22 dicembre 2008, n.22 prevede che se l'impianto eolico ricade in un'area buffer di 5 km dalle IBA, si rende necessario un parere di Valutazione di Incidenza ai fini di meglio valutare gli impatti di tali impianti sulle rotte migratorie degli Uccelli di cui alla Direttiva 79/409.

3.4.3 Vincolo idrogeologico

Il Vincolo Idrogeologico è stato istituito e regolamentato con Regio Decreto n. 3267 del 30 dicembre 1923 e con Regio Decreto n. 1126 del 16 maggio 1926; sottopone a tutela quelle zone che per effetto di interventi, quali movimenti terra o disboscamenti, possono con danno pubblico perdere la stabilità o turbare il regime delle acque.

Nelle aree gravate da vincolo idrogeologico è necessario acquisire preventivamente l'autorizzazione in deroga al vincolo per eseguire interventi comportanti movimenti terra e trasformazioni di uso del suolo.

La legge fondamentale forestale, contenuta nel Regio Decreto, infatti stabilisce che sono sottoposti a vincolo per scopi idrogeologici i terreni di qualsiasi natura e destinazione che, per effetto di forme di utilizzazione contrastanti con la natura del terreno possono con danno pubblico subire denudazioni, perdere la stabilità o turbare il regime delle acque.

Per proteggere il territorio e prevenire pericolosi eventi e situazioni calamitose quali alluvioni, frane e movimenti di terreno, sono state introdotte norme, divieti e sanzioni.

Il vincolo idrogeologico, in generale, non preclude comunque la possibilità di trasformazione o di nuova utilizzazione del territorio.

Il R.D. 1126/1926 all'art. n° 21 prevede una procedura autorizzativa per gli interventi che ricadono su terreni vincolati saldi (quelli che non sono lavorati da più di 5 anni) o boscati, mentre all'art. 20 prevede una procedura di comunicazione (da presentare 30 giorni prima del presunto inizio dei lavori) per gli interventi che ricadono su terreni vincolati soggetti a periodica lavorazione (terreni seminativi).

Le autorizzazioni non vengono rilasciate quando esistono situazioni di dissesto reale, se non per la bonifica del dissesto stesso o quando l'intervento richiesto può produrre i danni di cui all'art. 1 del R.D. 3267/23.

Per le opere interferenti riferite al territorio della Puglia, le competenze autorizzative sono in capo alla Regione Puglia – Servizio Foreste – Sezione Provinciale di Foggia - P.O. 'Attuazione Politiche Forestali'.

3.5 Altre pianificazioni

La fase successiva dello studio prevede l'analisi di tutti gli altri eventuali vincoli presenti nell'area e, in particolare, di quelli di natura ambientale. Si è, pertanto, eseguita un'individuazione di tutti i vincoli gravanti sulla zona e su quelle limitrofe.

I vincoli che sono stati oggetto di ricerca ed approfondimento sono riportati di seguito:

- aree protette ai sensi del Piano Assetto idrogeologico (PAI);
- aree protette ai sensi del Piano Regionale di Tutela delle Acque;
- aree protette ai sensi del Piano Regionale delle Attività Estrattive;

La Legge 183/1989 sulla difesa del suolo ha stabilito che il bacino idrografico debba essere l'ambito fisico di pianificazione che consente di superare le frammentazioni e le separazioni finora prodotte dall'adozione di aree di riferimento aventi confini meramente amministrativi.

Strumento di governo del bacino idrografico è il Piano di Bacino, che si configura quale documento 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.

La legislazione ha individuato nell'Autorità di Bacino l'Ente deputato a gestire i territori coincidenti con la perimetrazione dei bacini e gli schemi idrici ad essi relativi attraverso la redazione di appositi Piani di Bacino che costituiscono il principale strumento di pianificazione dell'AdB.

Il Governo Italiano, con l'art. 64 del d.lgs. 152/2006, ha individuato 8 Distretti Idrografici sul territorio Nazionale; tra questi è stato definito il territorio del Distretto Idrografico dell'Appennino Meridionale che copre una superficie di circa 68.200 km² ed interessa:

- 7 Regioni (Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Lazio, Molise, Puglia);
- 7 Autorità di Bacino (1 Autorità di bacino nazionale, 3 Autorità di bacino interregionali e 3 Autorità di bacino regionali);
- 6 Competent Authority per le 17 Unit of Management (Bacini Idrografici);
- 25 Provincie (di cui 6 parzialmente).

L'area di interesse risulta compresa nel territorio di competenza dell'Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale, ex Autorità di Bacino interregionale della Basilicata. Il Piano Stralcio per la Difesa dal Rischio Idrogeologico (PAI) rappresenta un primo stralcio di settore funzionale del Piano di Bacino. Il vigente PAI costituisce il quadro di riferimento a cui devono adeguarsi e riferirsi tutti i provvedimenti autorizzativi e concessori. La sua valenza di Piano sovraordinato rispetto a tutti i piani di settore, compresi quelli urbanistici, comporta quindi, nella gestione dello stesso, un'attenta attività di coordinamento e di coinvolgimento degli Enti operanti sul territorio.

Le finalità del PAI (art. 2) sono:

- la definizione del quadro della pericolosità idrogeologica in relazione ai fenomeni di esondazione e di dissesto dei versanti;
- la definizione degli interventi per la disciplina, il controllo, la salvaguardia, la regolarizzazione dei corsi d'acqua e la sistemazione dei versanti e delle aree instabili a protezione degli abitati e delle infrastrutture, indirizzando l'uso di modalità di intervento che privilegino la valorizzazione ed il recupero delle caratteristiche naturali del terreno;
- l'individuazione, la salvaguardia e la valorizzazione delle aree di pertinenza fluviale;

- la manutenzione, il completamento e l'integrazione dei sistemi di difesa esistenti;
- la definizione degli interventi per la difesa e la regolazione dei corsi d'acqua;
- la definizione di nuovi sistemi di difesa, ad integrazione di quelli esistenti, con funzioni di controllo della evoluzione dei fenomeni di dissesto e di esondazione, in relazione al livello di riduzione del rischio da conseguire.

3.5.1 Il Piano delle Attività Estrattive

Con la DGR 15.05.2007 n. 580 è stato definitivamente approvato il PRAE (Piano Regionale delle Attività Estrattive) della Regione Puglia, successivamente revisionato con la DGR n.445 del 23/02/2010.

Sin dall'epoca romana il prodotto lapideo, estratto in Puglia, ha rappresentato un'attività primaria per le popolazioni locali. Le diversità dei materiali estratti e le loro uniche caratteristiche hanno fatto sì che la pietra ed il marmo pugliesi siano divenuti una caratteristica identitaria del nostro territorio. La pietra pugliese ha sempre rappresentato l'elemento costruttivo per eccellenza e come tale ha attraversato la storia sino ad arrivare ai giorni nostri conservando il suo fascino in ogni stile architettonico. Ma il territorio e l'ambiente, in certi ambiti, hanno pagato un pesante tributo alle attività di cava. Proprio per questo sorgono profonde contrapposizioni tra le esigenze architettoniche e la tutela delle risorse naturali.

L'evoluzione tecnica, in concomitanza ad una cresciuta sensibilità ambientale, rende oggi possibile, nel settore estrattivo, il raggiungimento di un punto di equilibrio tra interesse economico e tutela ambientale. La valorizzazione dei materiali di cava rappresenta un passo fondamentale per arrivare a recuperi ambientali efficaci delle aree di cava. Ma l'attività imprenditoriale non deve più intendersi solo come attività di estrazione, essa deve infatti essere progettata come attività di estrazione e di ricomposizione, recupero, valorizzazione ambientale/paesaggistica. Il tutto quale percorso virtuoso "in itinere", cioè per lotti funzionali durante tutta la vita utile della cava, fino al completamento finale. I Piani di Bacino Estrattivo, strumento attuativo del PRAE, prevedono espressamente attente analisi geologiche, ambientali e paesaggistiche per la loro redazione. Ciò dovrà permettere di rilanciare, in un regime di geo-compatibilità ed eco-sostenibilità, questo importantissimo settore produttivo della nostra regione.

Il PRAE è lo strumento settoriale generale di indirizzo, programmazione e pianificazione economica e territoriale delle attività estrattive nella regione Puglia, da esso è disciplinata

l'attività di coltivazione delle sostanze minerali industrialmente utilizzabili appartenenti alla seconda categoria di cui al regio decreto 29 luglio 1927, n. 1443.

Ai fini della presente normativa sono considerati di pregio i materiali di cui al paragrafo precedente che presentano scarsa disponibilità in affioramento o difficoltà nell'estrazione ed un alto valore merceologico in considerazione delle condizioni del mercato o di altre ragioni di interesse pubblico. Sono in ogni caso considerati materiali di pregio le pietre ornamentali da taglio.

In dettaglio, il P.R.A.E. prevede le seguenti principali finalità:

- a) pianificare e programmare l'attività estrattiva in coerenza con gli altri strumenti di pianificazione territoriale, al fine di contemperare l'interesse pubblico allo sfruttamento delle risorse del sottosuolo con l'esigenza prioritaria di salvaguardia e difesa del suolo e della tutela e valorizzazione del paesaggio e della biodiversità;
- b) promuovere lo sviluppo sostenibile nell'industria estrattiva, in particolare contenendo il prelievo delle risorse non rinnovabili e privilegiando, ove possibile, l'ampliamento delle attività estrattive in corso rispetto all'apertura di nuove cave;
- c) programmare e favorire il recupero ambientale e paesaggistico delle aree di escavazione abbandonate o dismesse;
- d) incentivare il reimpiego, il riutilizzo ed il recupero dei materiali derivanti dall'attività estrattiva.

Il P.R.A.E., in particolare, contiene:

- 1) la relazione illustrativa delle finalità e dei criteri informativi del piano;
- 2) le norme tecniche per la progettazione e la coltivazione delle cave e per il recupero ambientale delle aree interessate;
- 3) la carta giacimentologica implementata con sistema GIS contenente:
 - a) l'indicazione delle risorse di potenziale sfruttamento;
 - b) i vincoli urbanistici, paesaggistici, culturali, idrogeologici, forestali, archeologici;
 - c) la tabella dei fabbisogni di cui all'art. 31 comma 1 lett. e) l.r. n. 37/85.

La carta giacimentologica individua le aree dei giacimenti e le aree di materiali di pregio di cui al precedente art. 1 comma 3. La carta si configura come strumento di consultazione per tutti gli operatori economici del servizio estrattivo interessati ad ottimizzare gli investimenti e le tecniche estrattive.

La carta giacimentologica individua le aree di potenziale sfruttamento non soggette a vincoli preclusivi dell'attività estrattiva.

L'esercizio dell'attività estrattiva, ivi compresa la ricerca dei materiali di cui all'art. 1 comma 2 delle NTA del PRAE, è vietato:

- a) nelle aree protette a carattere nazionale e nelle relative zone di protezione esterna o aree contigue ai sensi dell'art. 11 della legge 6 dicembre 1991, n. 394, ove non sia diversamente disposto con il regolamento di cui al comma 4 del medesimo articolo;
- b) nelle aree protette a carattere regionale, salvo quanto previsto nei regolamenti e nei piani del parco redatti ai sensi degli artt. 23 e 25 L. 394/91, nonché degli artt. 20 e 22 L.R. n. 19 del 1997;
- c) nei siti di interesse comunitario, nelle zone speciali di conservazione e nelle zone di protezione speciale di cui alle Direttive 79/409/CE e 92/43/CE, qualora l'attività stessa non riguardi esclusivamente i materiali di cui all'art. 1 comma 3 o altri materiali di inderogabile necessità. I piani di gestione o le misure di conservazione individuano eventuali deroghe al divieto di estrazione e prevedono le relative misure precauzionali e di mitigazione;
- d) nei corsi d'acqua e nel demanio fluviale e lacuale;
- e) nelle aree in cui l'attività estrattiva sia preclusa da disposizioni contenute nel Piano Paesaggistico Regionale o nel Piano di Assetto idrogeologico;
- f) nelle aree sottoposte al vincolo di cui all'art. 10 L. n. 353/2000.

- 4) la carta giacimentologica contiene le necessarie informazioni di carattere pedologico, morfologico, litologico, idraulico, litotecnico, urbanistico ed amministrativo. In essa sono censiti i giacimenti per accorpamenti formazionali e le cave esistenti per stato amministrativo; quest'ultimo prevede le seguenti voci:

CAVE ATTIVE: si intendono le cave per le quali l'autorizzazione alla coltivazione sia in corso di validità. Le cave attive sono indicate con un perimetro che delimita l'area estrattiva, comprese le sue pertinenze, per la quale l'attività sia stata autorizzata. Tali cave restano in attività fino al completamento del progetto autorizzato.

CAVE INATTIVE: si intendono le cave per le quali l'autorizzazione abbia perso efficacia per decorrenza del termine di validità oppure sia cessata la coltivazione. La prosecuzione dei lavori è consentita solo per opere di messa in sicurezza del sito e per il recupero ambientale.

Il PRAE, inoltre, individua le aree nelle quali l'attività è subordinata alla preventiva approvazione di Piano Particolareggiato (P.P.). Tali aree sono:

- 1) il giacimento marmifero di Apricena (FG);
- 2) il giacimento marmifero di Trani (BA);
- 3) il giacimento marmifero di Bisceglie (BA)
- 4) il giacimento di Pietra Leccese di Cursi-Melpignano (LE);
- 5) il giacimento del Carparo di Gallipoli (LE);
- 6) il giacimento della calcarenite di Mottola (TA);
- 7) il giacimento della calcarenite e argilla di Cutrofiano;
- 8) il giacimento di calcare di Fasano (Br).

Le aree summenzionate risultano degradate per effetto di pregressa attività estrattiva, trattandosi o di zone già sede di attività estrattive abbandonate senza sistemazione ovvero esaurite e sistemate in modo tale da non aver raggiunto un sufficiente grado di reinserimento nel contesto paesaggistico ambientale. In queste aree sono presenti cave in attività, cave abbandonate o cave dismesse.

I piani particolareggiati hanno funzione di riordino dell'attività estrattiva finalizzata al recupero del territorio sotto il profilo paesaggistico ed ambientale.

Il Parco Eolico di progetto non interferisce con quanto regolamentato dal Piano Regionale delle Attività estrattive, in quanto nell'area non sono presenti cave attive o inattive; inoltre non ricade all'interno di aree di possibile estrazione di pietra.

3.5.2 PTA Piano di Tutela delle Acque

Il Piano di Tutela delle Acque è stato adottato il 10/07/2007.

La situazione regionale pugliese in tema di tutela e salvaguardia delle risorse idriche vede, a partire dal 1983, con la legge regionale n. 24 di approvazione del piano di risanamento delle acque ai sensi della L. 319/76, il primo strumento di governo della risorsa idrica. Successivamente, anche se con un certo ritardo rispetto alla emanazione della legge, sono stati emanati regolamenti regionali, fra la fine del 1989 e gli inizi del 1990, che meglio disciplinavano le modalità e gli attuativi della legge. L'avvento del D. Lgs. 152/99 ha imposto prioritariamente l'aggiornamento del patrimonio conoscitivo relativo allo stato delle risorse idriche, finalizzato, attraverso il monitoraggio della qualità delle risorse e della loro quantità, alla caratterizzazione delle risorse stesse, nonché alla individuazione di quei corpi idrici che necessitano di particolari interventi volti alla loro tutela ovvero al loro recupero qualitativo, ove possibile. Il programma operativo prevedeva la redazione di un primo documento denominato "Piano Direttore" a stralcio del Piano di Tutela del quale ha anticipato alcuni

aspetti (al giugno 2002); esso è stato orientato al conseguimento di una politica di governo delle acque, mirata prioritariamente al superamento dell'emergenza.

Il Piano Direttore in sintesi ha definito:

- i criteri per la individuazione dei recapiti finali delle acque reflue depurate da impianti a servizio dei centri abitati, al fine di consentire la definizione degli interventi di adeguamento degli impianti di depurazione, in considerazione della realtà territoriale pugliese;
- le modifiche ai limiti di emissione per gli scarichi di acque reflue sul suolo, che in molti casi rappresenta il recapito finale di numerosi impianti, con la presenza di concentrazioni di sostanze nei reflui non eliminabili attraverso i trattamenti di depurazione (si fa esplicito riferimento ai cloruri ed al boro per i quali sono state adottate deroghe ai limiti tabellari del D. Lgs.152/99);
- i criteri per la disciplina delle acque meteoriche di prima pioggia e di lavaggio delle aree esterne, di cui all'art. 39 del D. Lgs. 152/99, in considerazione della realtà regionale che vede spesso tali acque recapitate nel sottosuolo e talora direttamente in falda;
- i limiti dei parametri chimico-fisici e microbiologici per il riutilizzo irriguo delle acque reflue, che rappresenta uno degli obiettivi principali da perseguire a breve e medio termine in considerazione della grave carenza di risorse idriche da destinare al comparto agricolo.

3.5.3 Sicurezza del volo a bassa quota

Poiché gli aerogeneratori si caratterizzano per "elementi" con significativo sviluppo verticale, questi possono costituire un pericolo per la sicurezza dei voli a bassa quota. Sono frequenti, infatti, i casi in cui veicoli ed elicotteri debbano portarsi a quote relativamente basse per poter effettuare la normale attività operativa ed addestrativa, nonché di eventuale soccorso.

Per la sicurezza dei voli a bassa quota, è necessario che le opere progettate siano:

- rese visibili agli equipaggi di volo mediante l'apposizione di una particolare segnaletica;
- rappresentate sulle carte aeronautiche utilizzate dagli equipaggi di volo per i voli a bassa quota.

A partire dal febbraio 2015 è entrata in vigore una nuova procedura ENAC per la verifica dei potenziali ostacoli e pericoli per la Navigazione Aerea. Alla lettera f della procedura sono elencate le Opere Speciali che possono costituire un pericolo per la navigazione aerea (aerogeneratori, impianti fotovoltaici, impianti a biomassa, etc.).

Secondo quanto indicato al punto 1 della lettera f: “Gli aerogeneratori, costituiti spesso da manufatti di dimensioni ragguardevoli, specie in altezza, con elementi mobili e distribuiti su aree di territorio estese (differenziandosi così dalla tipologia degli ostacoli puntuali), sono una categoria atipica di ostacoli alla navigazione aerea che , ove ricadenti in prossimità di aeroporti o di sistemi di comunicazione/navigazione/radar (CNR), possono costituire elementi di disturbo per i piloti che li sorvolano e/o generare effetti di interferenza sul segnale radioelettrico dei sistemi aeronautici CNR, tali da degradarne le prestazioni e comprometterne l’operatività. Per tale motivo questa tipologia di struttura dovrà essere sempre sottoposta all’iter valutativo di ENAC se:

- a). Posizionata entro 45 Km dal centro dell’ARP di un qualsiasi aeroporto;
- b). Posizionata entro 16 km da apparati radar e in visibilità ottica degli stessi;
- c). Interferente con le BRA (Building Restricted Areas) degli apparati di comunicazione navigazione ed in visibilità ottica degli stessi.

Al di fuori delle condizioni di cui ai punti a), b) e c), dovranno essere sottoposti all’iter valutativo solo le strutture di altezza dal suolo (AGL), al top della pala, uguale o superiore a 100 metri (45 metri se sull’acqua)”.

Lo Stato Maggiore della Difesa, d’altro canto, ha approvato la circolare n.146/394/4422 dell’Agosto 2000, recante “Segnalazione delle opere costituenti ostacolo alla navigazione aerea”.

La circolare suddivide gli ostacoli in verticali e lineari, stabilendo a seconda dei casi la tipologia di segnalazione (cromatica e/o luminosa) da prevedere, a seconda se gli stessi ricadono all’interno o all’esterno del centro urbano.

Secondo quanto riportato al punto 5 della circolare, ai fini della rappresentazione cartografica di cui si occupa il CIGA, sono d’interesse gli ostacoli verticali con altezza dal suolo uguale o superiore a 15 m quando posti fuori dai centri abitati. Al punto 4 la circolare stabilisce che gli ostacoli verticali quando situati fuori dai centri urbani con altezza dal suolo superiore a 150 metri devono essere provvisti di segnaletica cromatica e luminosa.

Pertanto, gli aerogeneratori dovranno essere opportunamente segnalati e sottoposti a valutazione da parte dell’ENAC, che ha predisposto una sua procedura valutativa, e dell’Aeronautica Militare. In caso di approvazione del progetto, verranno comunicati all’ENAV e al CIGA le caratteristiche identificative degli ostacoli per la rappresentazione cartografica degli stessi.

La segnalazione cromatica e luminosa proposta per gli aerogeneratori di progetto è illustrata nell’elaborato specifico cui si rimanda per maggiori dettagli.

3.6 Programmazione provinciale e comunale

3.6.1 PTCP (Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale di Foggia)

Con deliberazione del Consiglio Provinciale n. 84 del 21.12.2009, è stato approvato in via definitiva il Piano Territoriale di Coordinamento provinciale (PTCP) della provincia di Foggia. Il PTCP per sua natura non si configura come un piano conformativo che detta prescrizioni di uso, ma definisce un livello intermedio di indirizzo per la pianificazione comunale e di coordinamento della stessa con le norme sovraordinate nazionali e regionali, al fine di armonizzare in maniera strategica le previsioni che interessano il territorio provinciale.

Le aree interessate dagli aerogeneratori ricadono nell'Ambito di Paesaggio n. 3_ Tavoliere. Per tale ambito, le NTA del PTCP individuano i seguenti obiettivi e indirizzi alla trasformazione.

“L'ambito costituisce nel suo complesso un elemento di eccellenza del sistema paesaggistico e della rete ecologica provinciale. La sua tutela e gestione sostenibile dovrà mirare soprattutto sul rafforzamento dell'identità complessiva dell'ambito, legata all'integrazione delle sue diverse componenti: collina, fiume, costa”.

In considerazione del fatto che il PTCP è del 2009 e antecedente al DM 10/09/2010 e ai relativi recepimenti della Regione Puglia già citati nel paragrafo 3.2 precedente, nonché il fatto che dovrebbe scontare l'adeguamento al PPTR, è importante sottolineare che l'impianto non ricade in aree inidonee ai sensi del RR 24/2010 e delle Linee Guida 4.4.1 del PPTR, selezionate proprio con l'obiettivo di salvaguardare quelle con maggiore sensibilità ambientale e paesaggistica.

In ogni caso dall'analisi dell'apparato normativo complessivo relativo alle interferenze dell'opera, si evince una sostanziale compatibilità dell'intervento con il PTCP della Provincia di Foggia.

3.6.2 Strumentazione Urbanistica Comunale del Comune di San Severo

Il PUG del comune di San Severo è stato adottato con delibera di Consiglio Comunale n.173 del 18/12/2014. Successivamente, con Deliberazione n. 185 del 26/07/2017 avente come oggetto “Adeguamento del PUG al PPTR – Proposta per l'adozione da parte del Consiglio Comunale”, la Giunta Comunale ha avviato il procedimento finalizzato all'approvazione dell'Adeguamento del PUG al PPTR, così come previsto e disciplinato dall'art. 97 della NTA del PPTR e dall'art. 11 del L.R. 20/2001 e con Deliberazione n. 43 del 07/09/2017 il Consiglio

Comunale ha adottato l'Adeguamento del PUG al PPTR predisposto in esito al Percorso di Sperimentazione dei Progetti Territoriali per il Paesaggio Regionale del PPTR.

Detto Adeguamento è stato approvato in via definitiva con Delib. C.C.N. 26/2019, in conformità agli esiti della conferenza di co-pianificazione e al parere di compatibilità espresso dalla Regione Puglia.

Le Norme tecniche di Attuazione del PUG perseguono la realizzazione, nel territorio interessato, di uno sviluppo sostenibile, attraverso:

- a) la tutela dell'integrità fisica e dell'identità culturale, assunte come condizioni di ogni ammissibile scelta di trasformazione, fisica o funzionale, del medesimo territorio;
- b) la valorizzazione delle qualità ambientali, paesaggistiche, urbane, architettoniche, relazionali e sociali presenti, nonché il ripristino delle qualità degradate, ed il conferimento di nuovi e più elevati caratteri di qualità, formale e funzionale.

A tali fini, il presente piano, nella parte strutturale:

- a) individua l'articolazione del territorio interessato in contesti territoriali aventi caratteristiche omogenee di rilievo generale;
- b) individua gli elementi costituenti invarianti strutturali all'interno dei medesimi contesti e stabilisce le modalità per la loro tutela;
- c) stabilisce i parametri e le direttive, preminentemente di carattere qualitativo, da osservarsi nella parte di carattere programmatico del PUG (PUG/P), dai programmi integrati di intervento e da qualsivoglia programma comunale attinente all'assetto e all'uso del territorio e degli immobili che lo compongono e definisce le trasformazioni fisiche e funzionali consentite e/o prescritte.

Il PUG adeguato al PPTR recepisce e fa propri i principi e le finalità del PPTR approvato dalla Giunta Regionale con delibera n. 176 del 16 febbraio 2015 e pubblicato nel BURP n. 40 del 23 marzo 2015, perseguendo le finalità di tutela, di recupero e di valorizzazione del paesaggio.

Il Piano recepisce e fa proprie le definizioni della struttura paesaggistico territoriale del PPTR, nonché il Quadro conoscitivo e l'Atlante del patrimonio, gli Obiettivi di qualità e le Normative d'uso relative all'Ambito Paesaggistico Tavoliere e alle Figure territoriali "Mosaico di San Severo" e "Piana foggiana della riforma".

Il PUG adeguato al PPTR individua nell'integrazione tra le funzioni regolativa (definizione del Sistema delle tutele), strategica (individuazione di azioni e progetti coerenti con lo Scenario Strategico del PPTR) e sociale (individuazione degli strumenti di governance da mettere in campo per il coinvolgimento attivo della città, mediante intese con il mondo

istituzionale, economico e dell'associazionismo) il contenuto della Carta del Mosaico, intesa allo stesso tempo quale percorso di consolidamento degli obiettivi e quale luogo di sedimentazione della complessiva azione di tutela e valorizzazione del territorio.

Con riferimento ai contesti territoriali, alle invarianti strutturali e alla relativa disciplina e previsioni (Parte sII delle NTA), il sistema extra-urbano (articolo s7 delle NTA) "ricomprende la porzione della Capitanata in relazione con la città (...) nella quale i caratteri agricoli antropici sono stati definitivamente cancellati, ovvero ove l'aggregato insediativo convive precariamente con la struttura agricola superstite".

All'interno di questo sistema sono riconoscibili diversi sub sistemi o contesti:

- il contesto del Radicosa, ovvero l'area parzialmente irrigua posta a nord dell'abitato;
- il contesto agricolo pregiato, ovvero l'area occupata prevalentemente da coltivazioni a vite e ad olivo tutt'intorno all'abitato;
- il contesto del Triolo, ovvero l'area irrigua ad alto potenziale agricolo posta ancora più a sud.

L'obiettivo strutturale della pianificazione è la tutela e la valorizzazione di tali ambiti e degli elementi territoriali da assumersi quali invarianti. Inoltre, al fine di evidenziare e valorizzare i caratteri dei paesaggi rurali nonché di reinterpretare la complessità e la molteplicità dei paesaggi rurali di grande valore storico e identitario e ridefinirne le potenzialità idrauliche, ecologiche, paesaggistiche e produttive, i Contesti rurali sono suscettibili di divenire ed essere strutturati come un parco multifunzionali.

Inoltre, il Piano prevede una disciplina specifica in ordine agli impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili (art. p58 – Impianti per la produzione energetica).

La realizzazione di impianti per la produzione energetica segue il regolamento Regionale 30 dicembre 2010, n.24 in attuazione del Decreto del Ministro per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili" e sue s.m.i.

In particolare dovranno essere verificate le tipologie di aree non idonee, ai sensi dell'Allegato 1 al R.R., le tipologie di impianto, ai sensi dell'Allegato 2 e le aree e i siti non idonei alla localizzazione di determinate tipologie d'impianto, ai sensi dell'Allegato 3.

In applicazione dell'art. 12 comma 7 del D.lgs. 387/2003, al fine di contemperare l'obiettivo della produzione di energia da fonti rinnovabili con la tutela e la valorizzazione del paesaggio agrario, nella localizzazione degli impianti da fonti rinnovabili con la tutela e la valorizzazione del paesaggio agrario, nella localizzazione degli impianti da fonti rinnovabili va tenuto conto della classificazione del territorio agricolo di cui di cui alla Tav. D7.1 "Carta di uso del suolo

– Territorio extraurbano” mediante la verifica di compatibilità con gli elementi di valore riconosciuti.

In particolare:

- con riferimento alla zona “Ea – Zona agricola del Triolo (di alto valore agronomico)”, utilizzata prevalentemente per seminativi non irrigui e caratterizzata da una diffusa presenza di edifici rurali di valore storico, nella localizzazione degli impianti va verificata la compatibilità con il sistema degli edifici rurali classificati “A1”;
- con riferimento alla zona “Es – Zona agricola pregiata (di alto valore agronomico a produzione specializzata)”, utilizzate prevalentemente per oliveti, vigneti, frutteti, ecc., nella localizzazione degli impianti va verificata la compatibilità con il sistema delle aree agricole interessate da produzioni agro-alimentari di qualità, individuate quali aree non idonee nell’Allegato 3 al R.R. n.24;
- con riferimento alla zona “Ep – Zona agricola Radicosa (di alto valore agronomico, di pregio ambientale e paesaggistico)”, caratterizzata da elementi diffusi di qualità del paesaggio, nella localizzazione degli impianti va verificata la compatibilità con il sistema degli assetti vegetazionali;
- con riferimento alle zone “Ea”, “Es”, “Ep” nella localizzazione degli impianti va verificata la compatibilità con la rete “tratturi”, che interessa diffusamente l’intero territorio comunale.

In seguito si riportano gli stralci cartografici tratti dagli elaborati del PUG del Comune di San Severo, con sovrapposizione del layout di installazione delle WTG di progetto, dai quali si desume, che:

- il progetto Florio ricadrà in zona omogenea “E” agricola;
- non interesserà alcuna zona tutelata da vincoli paesaggistici e/o zone protette;
- non interesserà alcuna delle componenti storico culturali segnalate nel PUG;
- l’intero progetto Florio sarà contenuto nell’area chiamata “Contesto del Triolo”

3.6.3 Strumentazione urbanistica comunale del Comune di Rigano Garganico

Lo strumento ad oggi vigente nel Comune di Rignano Garganico è il PUG, adottato dal Consiglio Comunale con delibera n.38 del 21/12/2016, a seguito del recepimento delle osservazioni pervenute in merito al documento presentato con atto n.16 del 16/06/2015.

Allo stato attuale la documentazione definitiva relativa alla Pianificazione Comunale non è disponibile sul portale istituzionale.

4 CONCLUSIONI RELATIVE ALLA CONFORMITÀ VINCOLISTICA

Il progetto in esame si presenta coerente con la pianificazione energetica, ambientale e territoriale ai livelli comunitario, nazionale, regionale e comunale; la realizzazione dell'impianto proposto appare coerente con il principio di sviluppo sostenibile e di conservazione delle risorse naturali. La legge dello Stato 10/1991 (Norme per l'attuazione del Piano Energetico Nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia), al comma 4 dell'art.1 afferma che: l'utilizzazione delle fonti di energia di cui al comma 3 (fonti rinnovabili di energia o assimilate) è considerata di pubblica utilità e le opere relative sono equiparate alle opere dichiarate indifferibili e urgenti ai fini dell'applicazione delle leggi sulle opere pubbliche. La realizzazione dell'intervento previsto contribuisce al raggiungimento degli obiettivi del PIEAR. Lo stesso impianto è stato progettato nel rispetto delle prescrizioni del PIEAR. Inoltre l'area dell'intervento è classificata come suolo agricolo e non si inserisce in contesti naturalistici e paesaggistici di particolare pregio.

L'area d'intervento non ricade in aree soggette a rischio geomorfologico ed insiste su terreni geologicamente stabili. Sono, infine, rispettati i limiti prescritti dalla normativa in materia di tutela di impatto acustico ed elettromagnetico. Nel calcolo delle strutture si è tenuto conto della classificazione sismica dell'area.

Infine, per la gestione dei rifiuti e degli oli minerali usati si seguiranno le disposizioni del D.lgs. n. 22/97 e del D.lgs. n. 95/92.

In definitiva, si può concludere che **l'impianto eolico è conforme con le prescrizioni della normativa vigente a livello nazionale, regionale, provinciale e comunale.**