



Green Power

Engineering &amp; Construction



Via Napoli, 363/I – 70132 Bari – Italy  
[www.bfpgroup.net](http://www.bfpgroup.net) – [info@bfpgroup.net](mailto:info@bfpgroup.net)  
 tel. (+39) 0805046361 – fax (+39) 0805619384  
 Azienda con Sistema di Gestione Controllato  
 UNI EN ISO 9001:2015  
 UNI EN ISO 14001:2015  
 UNI ISO 45001:2018

GRE CODE

GRE.EEC.R.73.IT.W.15000.00.143.00

PAGE

1 di/of 14

TITLE: Riscontro e precisazioni tecniche alle osservazioni della consultazione pubblica

AVAILABLE LANGUAGE: ITA

# RISPOSTA TECNICA ALLE OSSERVAZIONI DELLA CONSULTAZIONE PUBBLICA

## SALICE SALENTINO-VEGLIE

File: GRE.EEC.R.73.IT.W.15000.00.143.00 Risposta tecnica alle osservazioni della consultazione pubblica.docx

00	16/11/2021	Emissione			BFP																
					BFP																
					BFP																
					Mappa																
					Migliorico																
					Biscotti																
REV.	DATE	DESCRIPTION			PREPARED	VERIFIED	APPROVED														
<b>GRE VALIDATION</b>																					
EGP		Tedeschi			Tamma																
COLLABORATORS		VERIFIED BY			VALIDATED BY																
PROJECT / PLANT	GRE CODE																				
.....	GROUP	FUNCION	TYPE	ISSUER	COUNTRY	TEC	PLANT	SYSTEM	PROGRESSIVE	REVISION											
	GRE	EEC	R	7	3	I	T	W	1	5	0	0	0	0	0	0	1	4	3	0	0
CLASSIFICATION						UTILIZATION SCOPE															
This document is property of Enel Green Power S.p.A. It is strictly forbidden to reproduce this document, in whole or in part, and to provide to others any related information without the previous written consent by Enel Green Power S.p.A.																					

**RISPOSTA OSSERVAZIONI PER DIFFERENTI TEMATICHE:**

In risposta alle osservazioni della consultazione pubblica pervenute da: MATTM-2021-0043657 - Ing. Daniele Perrone per LEGAMBIENTE FUTURO VERDE (prot. 27/04/2021); MATTM-2021-0043759 - Francesco Tarantini, legale rappresentante dell'Associazione LEGAMBIENTE COMITATO REGIONALE PUGLIESE (prot. 27/04/2021); MATTM-2021-0041498 - Ing. Coimo Salvatore Montefusco in qualità di Coordinatore e gestore del Progetto EMAS Terra d'Arneo (prot. 21/04/2021); MATTM-2021-0043760 - Alessandro Montefusco CIRCOLO LEGAMBIENTE - FUTURO VERDE (prot. 27/04/2021); MATTM-2021-0043769 - Ing. Cosimo Vetrano per Comitato Ambiente, Territorio e Salute di Terra d'Arneo (prot. 22/04/2021); MATTM-2021-0043767 - Marcello Seclì, in qualità di Presidente pro-tempore della Sezione Sud Salento di Italia Nostra onlus (prot. 27-04-2021); MATTM-2021-0043758 - Giovanni D'Elia portavoce del Comitato Tutela Ambiente Salentino (prot. 27/04/2021); MATTM-2021-0043763 - Dott. Cosimo Durante presidente del Gal Terra D'Arneo (prot. 27/04/2021).

**- PIANO ENERGETICO AMBIENTALE DELLA REGIONE PUGLIA**

1. La Regione Puglia è dotata di Piano Energetico Ambientale Regionale (P.E.A.R.) che è lo strumento di pianificazione strategica con cui la Regione Puglia programma ed indirizza gli interventi in campo energetico sul territorio regionale. In linea generale, la pianificazione energetica regionale persegue finalità atte a contemperare le esigenze di sviluppo economico e sociale con quelle di tutela dell'ambiente e del paesaggio e di conservazione delle risorse naturali e culturali. Sul fronte della domanda di energia, il Piano si concentra sulle esigenze correlate alle utenze dei diversi settori: il residenziale, il terziario, l'industria e i trasporti.

In particolare, rivestono grande importanza le iniziative da intraprendere per definire misure e azioni necessarie a conseguire il miglioramento della prestazione energetico-ambientale degli insediamenti urbanistici, nonché di misure e azioni utili a favorire il risparmio energetico. Sul fronte dell'offerta, l'obiettivo del Piano è quello di costruire un mix energetico differenziato per la produzione di energia elettrica attraverso il ridimensionamento dell'impiego del carbone e l'incremento nell'utilizzo del gas naturale e delle fonti rinnovabili, atto a garantire la salvaguardia ambientale mediante la riduzione degli impatti correlati alla produzione stessa di energia. Attraverso il processo di pianificazione delineato è possibile ritenere che il contributo delle fonti rinnovabili potrà coprire gran parte dei consumi dell'intero settore civile.

Il Progetto in esame è stato redatto seguendo le linee guida del PEAR.

2. La politica della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, sia a livello europeo che nazionale, non indica dei valori di produzione che non possono essere superati, ma solo livelli minimi da raggiungere in vari step, per eliminare in toto l'utilizzo di combustibili fossili, pertanto affermare che la Puglia è già in sovrapposizione di energia elettrica non ha nessun fondamento.

**- UBICAZIONE DEL PARCO EOLICO**

1. La localizzazione degli impianti nelle aree industriali pianificate (A.P.P.E.A.) degli impianti di grande taglia viene analizzata nelle "Linee guida sulla progettazione di aree produttive paesaggisticamente ed ecologicamente attrezzate", le quali affermano che: i Comuni, le provincie, le aree sistema, i distretti produttivi dovranno individuare e censire le edificazioni a carattere produttivo presenti nei territori di competenza e redigere un piano per la riconversione delle aree produttive esistenti che non sono in conflitto né con il PAI e né con i vincoli definiti dal Piano Paesaggistico. Si sottolinea che, ad oggi, i Comuni di Salice Salentino e Veglie non hanno adempiuto a tale prescrizione e non risulta pertanto possibile localizzare l'impianto in un'area APPEA.

2. L'analisi della compatibilità del progetto del parco eolico con il PPTR ha messo in evidenza che tutti gli aerogeneratori di progetto sono stati collocati esternamente alle diverse componenti ambientali di pregio presenti nell'area vasta, risultando così compatibili con gli obiettivi di tutela del PPTR Puglia.
3. Per quanto concerne la coerenza con gli obiettivi del P.T.C.P. si evidenzia che, nelle Norme Tecniche di Attuazione del P.T.C.P. della Provincia di Lecce (giugno 2001), al capo 3.1.4 Energie rinnovabili, si cita quanto segue: *“Lo sviluppo produttivo, dei redditi e dei consumi del Salento è destinato ad aggravare il deficit energetico della regione, deficit che si inserisce peraltro in quello in via di progressivo aggravamento del paese. Il Salento è però nelle condizioni di affrontare e risolvere questa situazione collaborando anche alla soluzione di problemi più vasti e di interesse generale: da consumatore di energia il Salento può infatti trasformarsi in produttore ed esportatore di energia. Ciò implica il ricorso a tecnologie innovative che utilizzino fonti di energia rinnovabili: energia solare, energia eolica e da bio-massa. [...] Il Piano Territoriale di Coordinamento persegue l'obiettivo di una progressiva diminuzione della dipendenza energetica del Salento sino al raggiungimento di una sua completa autonomia e possibilmente di livelli di produzione energetica che ne consentano l'esportazione verso altre regioni”*.
4. Nel documento GRE.EEC.R.26.IT.W.15000.00.011.02 SIA, al paragrafo 3.2, è riportato un confronto tra l'impianto in progetto ed un impianto della medesima potenza ma costituito da turbine di media taglia. Il confronto porta ad affermare che, l'installazione di turbine di media taglia comporterebbe: un aumento del numero di turbine e, quindi, un aumento del consumo di suolo agricolo, un aumento del raggio di interferenza acustica, un aumento della barriera visiva conseguente all'aumento dell'effetto selva, un maggiore disturbo per l'avifauna locale, un maggiore area di cantiere sia in fase di realizzazione che di dismissione ed un maggior costo di realizzazione.
5. Nelle more della progettazione ed a seguito della richiesta di S.T.M.G. a Terna si è riscontrato che l'esistenza di una Sottostazione in cui sono disponibili alcuni stalli, pertanto proprio per ottimizzare la struttura pubblica già presente, si è portati a considerare la zona attrattiva per la possibile costruzione di impianti di produzione di energia.

**- SCELTE PROGETTUALI DELL'IMPIANTO (DISTANZE MINIME, INTERFERENZE CON ALTRI IMPIANTI, MITIGAZIONE IMPATTI)**

1. Come riportato nel documento GRE.EEC.R.26.IT.W.15000.00.011.02 SIA a pag. 383, la distanza minima scelta tra gli aerogeneratori è pari a 5-7 diametri lungo la direzione prevalente del vento, ovvero il Nord (come testimoniato nel documento GRE.EEC.R.11.IT.W.15000.00.022.00 VALUTAZIONE RISORSA EOLICA E ANALISI PRODUCIBILITA') e di 3-5 diametri lungo la direzione perpendicolare a quella prevalente del vento. Questa scelta progettuale è conforme con quanto previsto dalle linee guida dello scenario strategico 4.4.1 *“Linee guida sulla progettazione e localizzazione di impianti di energia rinnovabile”* ed in aggiunta, conforme con quanto previsto dal *Decreto Ministeriale del 10 settembre 2010 “Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili”*.
2. Per quanto concerne la distanza degli aerogeneratori dalle strade provinciali e nazionali si sottolinea che, la distanza minima di 300 m prevista dal comma 3 dell'art. 14, del *Regolamento Regionale n. 16/2006* (riportante l'Indicazione dell'area per l'installazione di parchi eolici ed indica le distanze degli aerogeneratori dalle strade provinciali e nazionali) non è più vigente. In particolare, la Corte costituzionale, con sentenza 17-26 novembre 2010, n. 344 (Gazz. Uff. 1° dicembre 2010, n. 48, 1a serie speciale), ha dichiarato l'illegittimità costituzionale dell'articolo 3, comma 16, nella parte in cui richiama gli articoli 10 e 14, commi 2 e 7, *Regolamento Regionale n. 16 del 4 ottobre*

2006. A valle di quanto suddetto il riferimento normativo valido per valutare la distanza minima degli aerogeneratori dalle strade è il D.M. del 10 settembre 2010. Nello specifico, come anche riportato nel documento GRE.EEC.R.26.IT.W.15000.00.014.01 RELAZIONE ANALISI AREE NON IDONEE, al fine di ridurre il rischio incidenti, alla lett. a) del Par. 7.2. "Misure di mitigazione", Cap. 7 "Incidenti" dell'Allegato 4 le Linee Guida definiscono: "La distanza di ogni turbina eolica da una strada provinciale o nazionale deve essere superiore all'altezza massima dell'elica comprensiva del rotore e comunque non inferiore a 150 m dalla base della torre". Nel progetto la distanza minima è pari a 220 m (Htip). Inoltre, nel documento GRE.EEC.R.26.IT.W.15000.00.014.01 RELAZIONE ANALISI AREE NON IDONEE è riportata una tabella in cui sono elencate le distanze minime, sempre rispettate, dalle strade provinciali e nazionali più vicine:

ID. WTG	Denominazione strada	Distanza minima	Parametro
SV08	SP 107 (Salice Salentino - Confine provinciale presso Avetrana)	272 m ca.	rispettato
SV05	SP 109 (Torre Lapillo - Confine provinciale presso San Pancrazio Salentino)	365 m ca.	rispettato
SV01	SP 144 (Caprarica di Lecce - SP 25)	545 m ca.	rispettato
SV14	SP 111 (Veglie - SP 109)	613 m ca.	rispettato
SV12	SS 7 ter Salentina	1.935 m ca.	rispettato

In risposta alle osservazioni, in aggiunta, la SV01 rispetta la distanza minima dalla SP107 (420 m); la SV02 rispetta la distanza minima con la SP107 (400 m); la SV05 rispetta la distanza minima con la SP107 (300 m); la SV06 rispetta la distanza minima con la SP109 (496 m); la SV10 rispetta la distanza minima con la SP107 (420 m).

- Per quanto concerne il piano di mitigazione e riqualificazione territoriale si evidenzia che, nel documento GRE.EEC.R.26.IT.W.15000.00.011.02 SIA al capitolo 7 vengono riportate le "Misure di mitigazione e piano di monitoraggio". Gli interventi di mitigazione sono stati previsti per le seguenti componenti: aria, rumore, effetti elettromagnetici, idrografia profonda e superficiale, suolo e sottosuolo, flora e fauna, paesaggio.

#### - IMPATTI CUMULATIVI

In merito alla valutazione degli impatti cumulativi del progetto in esame con il progetto ID VIP 5656 si evidenzia che, la valutazione degli impatti cumulativi è stata condotta sulla base di quanto riportato nella D.D. 162/2014 della Regione Puglia "Definizione dei criteri metodologici per l'analisi degli impatti cumulativi per impianti FER", che al punto 2 dell'Allegato in essa contenuto definisce il dominio di valutazione nel seguente modo: "Il Dominio degli impianti che determinano impatti cumulativi, ovvero il novero di quelli insistenti, cumulativamente, a carico dell'iniziativa oggetto di valutazione ... è definito da opportuni sottosistemi di tre famiglie di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (di seguito FER): A, B ed S.

- Tra gli impianti FER in A, compresi tra la soglia di A.U. e quella di Verifica di Assoggettabilità VIA, si ritengono ricadenti nel dominio quelli già dotati di titolo autorizzativo alla costruzione ed esercizio;

- Tra gli impianti FER in B, sottoposti all'obbligo di Verifica di Assoggettabilità VIA o a VIA, sono ricadenti nel dominio quelli provvisti anche solo di titolo di compatibilità ambientale (esclusione da VIA o parere favorevole di VIA);

- Tra gli impianti FER in S (sottosoglia rispetto all'A.U.), appartengono al dominio quelli per i quali risultano già iniziati i lavori di realizzazione."

Alla luce di quanto su riportato, l'effetto cumulativo è stato valutato in rapporto alla situazione attuale, ossia esistente, a cui vanno aggiunti gli impianti con AU rilasciata o VIA positiva, per i quali si può ritenere che il procedimento di valutazione e/o autorizzazione sia in fase avanzata, non considerando, quindi, quelli ancora in istruttoria. Non si è ritenuto di dover includere la presenza di impianti in corso di autorizzazione, in quanto per questi non è già determinata la possibilità della loro realizzazione.

Sulla scorta di questa considerazione derivante da quanto prescritto nella D.D. n. 162/2014, la valutazione degli impatti cumulativi è stata condotta tra l'impianto in progetto e gli impianti già dotati di AU o VIA positiva.

#### **- IMPATTI CUMULATIVI: COMPONENTE PAESAGGISTICA-AMBIENTALE**

Nell'elaborato "GRE.EEC.R.26.IT.W.15000.00.018.00 STUDIO DEGLI IMPATTI CUMULATIVI E DELLA VISIBILITA FOTOINSERIMENTI" è consultabile lo studio della visibilità e dei relativi impatti cumulativi, che ha tenuto conto sia dell'analisi rispetto alla *Zona di Visibilità Teorica* che dell'analisi rispetto *Zona di visibilità reale*.

Zona di Visibilità Teorica (ZVT): definita negli indirizzi applicativi del DGR n.2122/2012 come l'area in cui il nuovo impianto può essere teoricamente visto e dunque l'area all'interno della quale le analisi andranno ulteriormente approfondite. In questo caso è stata definita una area preventiva di 20 km all'interno della quale sono stati individuate le componenti percettive visibili di pregio dalle quali valutare il potenziale impatto visivo. In particolare all'interno di tale buffer sono stati individuati i centri abitati consolidati, i punti panoramici, le strade panoramiche e di interesse paesaggistico, i fulcri visivi naturali e antropici, ed in generale tutti quegli elementi riconosciuti come beni/ulteriori contesti (riconosciuti all'interno del PPTR), in grado di caratterizzare il paesaggio del territorio interessato. La tavola "GRE.EEC.D.26.IT.W.15000.00.072.00 - CARTA DEL PATRIMONIO CULTURALE E PAESAGGISISTICO NELLA ZONA DI VISIBILITA' TEORICA DEI 20 KM (ZVT) E DELLE RETI INFRASTRUTTURALI" ha messo in evidenza che i cono visivi più prossimi all'area di progetto sono dal castello di Oria e da Porto Selvaggio distanti circa 19 km, ben oltre il cono visivo dei 10 km definito per le aree FER.

Zona di visibilità reale (ZVI): si è reputato opportuno individuare nelle carte tecniche attorno agli aerogeneratori di progetto un ambito distanziale pari ai 10 Km, distanza oltre la quale l'occhio umano non riesce a distinguere nettamente un elemento presente nello spazio. Nel raggio dei 10 km è stata redatta la carta della Visibilità Complessiva, come da elaborato "GRE.EEC.D.26.IT.W.15000.00.070.00 - CARTA DELLA VISIBILITA' GLOBALE DEL PARCO EOLICO - ZVI".

Nella Carta della visibilità globale sono state discretizzate le aree in funzione del numero di torri visibili nel territorio ricadenti all'interno del raggio dei 11 km. Si vengono così a definire una serie di ambiti dai quali risulta una variazione del numero di torri visibili compresa tra "Nessuna" (caso in cui nessuna torre risulta visibile "area bianca") e "12-<14 aerogeneratori" (caso in cui sono visibili tutte le torri di progetto anche solo parzialmente). La visibilità di una qualsiasi area risulta essere anche fortemente condizionata dalla presenza di barriere, naturali e/o antropiche, che si contrappongono tra l'osservatore e la zona da osservare. A tal proposito, con specifico riferimento al progetto in studio, bisogna tener conto, nella costruzione della suddetta carta, delle seguenti barriere: aree di arborati; aree di urbanizzazione, che tuttavia non possono sempre essere utilizzate per questi modelli di teorici di visibilità. Da questa elaborazione risulta che, dato il profilo morfologico tendenzialmente pianeggiante dell'area di indagine, l'area concentrica compresa tra 5 e 7 km dall'impianto permette una completa visibilità di tutti gli aerogeneratori ma di fatto questo modello non considera la presenza effettiva di alberature, colture arboree o fabbricati. Il parco eolico di

progetto è complessivamente visibile solo lungo alcuni tratti delle strade panoramiche o paesaggistiche, presenti nel territorio, sempre in maniera discontinuata e solo puntuale.

#### - IMPATTO VISIVO

1. L'intervento progettuale è di tipo puntuale e si presenta diffuso nell'ambito del perimetro dell'area che lo interessa. Al fine di ridurre l'effetto selva tutti gli aerogeneratori hanno distanza minima tra di loro di 5-7 diametri lungo la direzione prevalente del vento e di 3-5 diametri lungo la direzione perpendicolare a quella prevalente del vento. Un supporto alla fase decisionale per l'ubicazione del parco eolico è stato offerto dalle carte della visibilità. Attraverso la loro lettura è stato possibile valutare il grado di visibilità degli aerogeneratori nell'area di studio nonché nel territorio circostante l'area stessa, andando a coinvolgere punti strategici. L'impianto risulta parzialmente visibile, in quanto la morfologia del territorio si presenta pianeggiante e in prossimità delle aree più prossime all'impianto laddove non schermate da vegetazione o fabbricati, ciononostante la disposizione degli aerogeneratori non determina un effetto selva. Effetto cumulativo nullo, vista l'assenza di ulteriori impianti eolici visibili.

Inoltre, nel documento GRE.EEC.R.26.IT.W.15000.00.016.02 RELAZIONE PAESAGGISTICA al paragrafo 8.1, si riporta l'insieme delle misure di mitigazione previste nel progetto. In particolare per la mitigazione degli impianti visivi si prevede quanto segue: rivestimento degli aerogeneratori con vernici antiriflettenti e cromaticamente neutre al fine di rendere minimo il riflesso dei raggi solari; rinuncia a qualsiasi tipo di recinzione per favorire l'integrazione dell'impianto nel paesaggio e, soprattutto, per permettere la continuazione delle attività esistenti ante operam.

2. Si richiama l'elaborato grafico "GRE.EEC.D.26.IT.W.15000.00.127.01 SITI SEGNALAZIONI\_STORICO-CULTURALI NEGLI 11 KM" (*revisionata a seguito delle richieste di integrazione pervenute dalla Commissione Tecnica di Verifica dell'impatto Ambientale VIA e VAS, e trasmesse dal Ministero delle Transizione Ecologica (MiTE) con nota prot. 82144 del 27/07/2021*) nel quale sono riportati:

- tutte le masserie storiche vincolate da PPTR, rilevate nella carta tecnica regionale, nell'ortofoto e nelle mappe catastali individuate nel raggio di 11 km dagli aerogeneratori;
- tutte le zone di interesse archeologico segnalate dal PPTR, individuate entro il buffer di 11 km dagli aerogeneratori;
- le zone di interesse culturale segnalate dal PPTR e individuate entro il buffer di 22 km dagli aerogeneratori;
- tutte le masserie non vincolate, riportate nella cartografia IGM 25.000, presenti nel raggio di 1 km dagli aerogeneratori.

I siti di cui sopra sono stati individuati nell'elaborato grafico con indicazione:

- del numero identificativo progressivo;
- della denominazione da CTR o IGM;
- del vincolo individuato da PPTR;
- dei punti di scatto fotografici;
- della distanza dall'aerogeneratore più vicino;
- di una breve descrizione tipologica del fabbricato e/o sito;
- dei dati catastali e relativa categoria di destinazione d'uso.

Il censimento dei siti di cui sopra ha permesso di rilevare che gli aerogeneratori di progetto sono posti ad opportuna distanza dalle masserie storiche vincolate da PPTR: la distanza minima è da Masseria Casili a circa 680 m, seguono Masseria Morigine a 850 m, Masseria Filippi e Masseria San Paolo a 980 m. Per quanto riguarda le Masserie non vincolate, le stesse risultano ad opportuna distanza di oltre 500 m dagli aerogeneratori di progetto, tranne il caso di Masseria Morigine Piccolo distante circa 375 m e attualmente ridotta a fabbricato diruto. Dalle fotosimulazioni è mostrato che, nonostante la relativa vicinanza con le segnalazioni

architettoniche, le turbine costituenti l'impianto di progetto saranno visibili solo da alcuni punti sulle strade pubbliche e parzialmente visibili da altri punti prossimi ai siti tutelati, in quanto tutte le altre saranno mascherate dall'esistente vegetazione. La maggior parte dei fotoinserimenti mostra che le turbine in progetto non saranno visibili dai siti tutelati soprattutto per la distanza da questi ultimi. I punti considerati per le elaborazioni dei fotoinserimenti sono quelli prossimi ai siti vincolati, di interesse storico-culturale o archeologico, con particolare attenzione alle masserie storiche fruibili e visitabili, e minore considerazione per quelle dirute e in evidente stato di abbandono e degrado che di fatto non riscattano il paesaggio storico-culturale dell'area vasta in esame.

#### - SHADOW FLICKERING

Lo shadow flickering è un fenomeno che si verifica limitatamente alle ore diurne e, come riportato nel documento GRE.EEC.R.26.IT.W.15000.00.020.00 STUDIO EVOLUZIONE DELL'OMBRA, l'occorrenza relativa al progetto di Salice è stata valutata secondo criteri cautelativi quali movimento delle pale continuo, soleggiamento ininterrotto durante tutto l'anno ed esposizione delle finestre dei fabbricati siti nell'intorno degli aerogeneratori verso gli aerogeneratori stessi (condizione teorica ipotizzata senza considerare l'effettiva disposizione delle finestre). Pertanto il valore di ore reali del fenomeno in esame è inferiore a quello teorico. Dalla valutazione effettuata, stanti le considerazioni riportate, si può quindi concludere che, il fenomeno di ombreggiatura non ha impatti negativi sul territorio, dove, in aggiunta, i fabbricati adibiti a civile abitazione risultano in numero limitato e a distanze sempre superiori a 500 metri dagli aerogeneratori di progetto. Oltre queste distanze, il fenomeno dello shadow flickering si può considerare praticamente modesto o nullo.

#### - IMPATTO ACUSTICO

Gli impatti dovuti al rumore sono stati valutati nel documento GRE.EEC.R.26.IT.W.15000.00.025.00 VALUTAZIONE PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO, al capitolo "5 - Inquadramento acustico dell'area di intervento".

La caratterizzazione del clima acustico ante-operam è stata eseguita mediante campagna di misure fonometriche in campo esperite nelle date del 03 e 04 novembre e del 05 dicembre 2020, mentre i dati di potenza sonora del modello di aerogeneratore SG 6.0-170 previsto sono stati desunti dalla documentazione tecnica Siemens Gamesa messa a disposizione dalla Committenza.

I n° 17 recettori interessati dalle emissioni sonore prodotte dall'impianto di progetto, ricadenti nei territori dei Comuni di Salice Salentino (LE), Veglie (LE), Guagnano (LE), e San Pancrazio Salentino (BR), sono stati individuati entro un areale di 1 km dalle WTGs di progetto, in accordo con quanto disposto dal p.to 1, Par. 1.6, Capitolo 1 delle "LINEE GUIDA PER LA REALIZZAZIONE DI IMPIANTI EOLICI NELLA REGIONE PUGLIA" di cui alla D.G.R. (Regione Puglia) n. 131/2004, e in accordo con la definizione di "ricettore" di cui al p.to 3.1.13 del Par. 3.1 "Termini e definizioni di carattere generale", Cap. 3 "TERMINI E DEFINIZIONI" della Norma UNI/TS 11143-7:2013 e di "ambiente abitativo" ai sensi dell'art. 2, comma 1, lett. b), della Legge 26 ottobre 1995, n. 447.

Nell'area d'indagine è stata accertata l'assenza di recettori sensibili quali scuole, ospedali, case di cura o di riposo.

La modellazione acustica delle emissioni prodotte dall'impianto di progetto secondo le diverse configurazioni in funzione della velocità del vento è stata redatta avvalendosi di software previsionale Wind Farm basato sullo standard internazionali ISO 9613-2.

La modellazione ha tenuto conto dell'eventuale presenza di impianti eolici esistenti (e in esercizio) e in progetto (in avanzato iter procedimentale o comunque previsti nel breve e medio termine) entro un areale di 3.000 m dal centro degli aerogeneratori di progetto, ai sensi della D.G.R. Regione Puglia n. 2122/2012.

La valutazione previsionale di impatto acustico è stata redatta in conformità alla normativa vigente in campo ambientale, con particolare riferimento alla Legge Quadro sull'inquinamento acustico ed ai decreti attuativi in materia, e tiene conto delle indicazioni desunte dalle Norme Tecniche di riferimento.

Sulla base delle informazioni acquisite, utilizzando la metodologia di analisi descritta nei capitoli precedenti, è possibile concludere che le emissioni sonore dell'impianto di progetto rispetteranno i limiti di accettabilità previsti dall'art. 6, comma 1, del D.P.C.M. 01 marzo 1991, nei territori non classificati acusticamente.

Le emissioni acustiche dell'impianto di progetto rispetteranno inoltre i limiti differenziali di immissione presso tutti i recettori nei periodi diurno (06:00-22:00) e notturno (22:00-06:00). Si osserva che le valutazioni sono state eseguite escludendo la applicabilità del criterio differenziale solo nel caso in cui il livello di pressione sonora ambientale in facciata sia inferiore a 55 dB(A) in periodo diurno e 45 dB(A) in periodo notturno; tale assunzione, suggerita dalle linee guida ISPRA, risulta cautelativa in favore di sicurezza verso i ricettori.

Per quanto attiene la Valutazione Previsionale d'Impatto acustico per la fase di cantiere, è previsto sempre il rispetto del limite di emissione sonora pari a 70 dB(A) sancito dall'art. 17, comma 4, della L.R. (Regione Puglia) n. 3/2002 entro il periodo stabilito dal comma 3 dello stesso articolo, ovvero dalle ore 07:00 alle ore 12:00 e dalle ore 15:00 alle ore 19:00.

In merito, infine, alla scelta di considerare velocità del vento non superiori a 9 m/s, dipende dalla caratteristica dell'aerogeneratore scelto secondo cui, per velocità del vento superiori a 9 m/s l'emissione sonora resta costante non determinando un effettivo incremento delle emissioni. Preme precisare, inoltre, che, diversamente da quanto si pensi, all'aumentare della velocità del vento diminuisce il livello differenziale di rumore, aumentando il livello di rumore residuo ai recettori.

In particolare l'analisi è stata compiuta entro un areale di 3 km dall'ubicazione degli aerogeneratori di progetto; all'interno di questo areale è stata individuata una fitta rete di strade statali, provinciali e comunali percorse quotidianamente da autoveicoli e mezzi pesanti, che rappresentano la principale sorgente di rumore dell'intera area. Pertanto gli aerogeneratori in esercizio non andranno ad aggravare il rumore di fondo già presente sull'area.

#### - CONSUMO DI SUOLO AGRICOLO

1. L'uso del suolo rappresentato sulle tavole del PTCP non è coerente con quanto riportato nella carta dell'uso del suolo e con il reale utilizzo delle aree interessate dall'intervento, caratterizzate da seminativi ed in alcuni casi da colture legnose e incolti.
2. La Regione Puglia, con Regolamento Regionale n. 24 del 31 dicembre 2004 "Regolamento attuativo del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, 'Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili', recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia", ha dato attuazione a quanto indicato al comma 10 dell'art. 12 del D.Lgs. 387/2003.

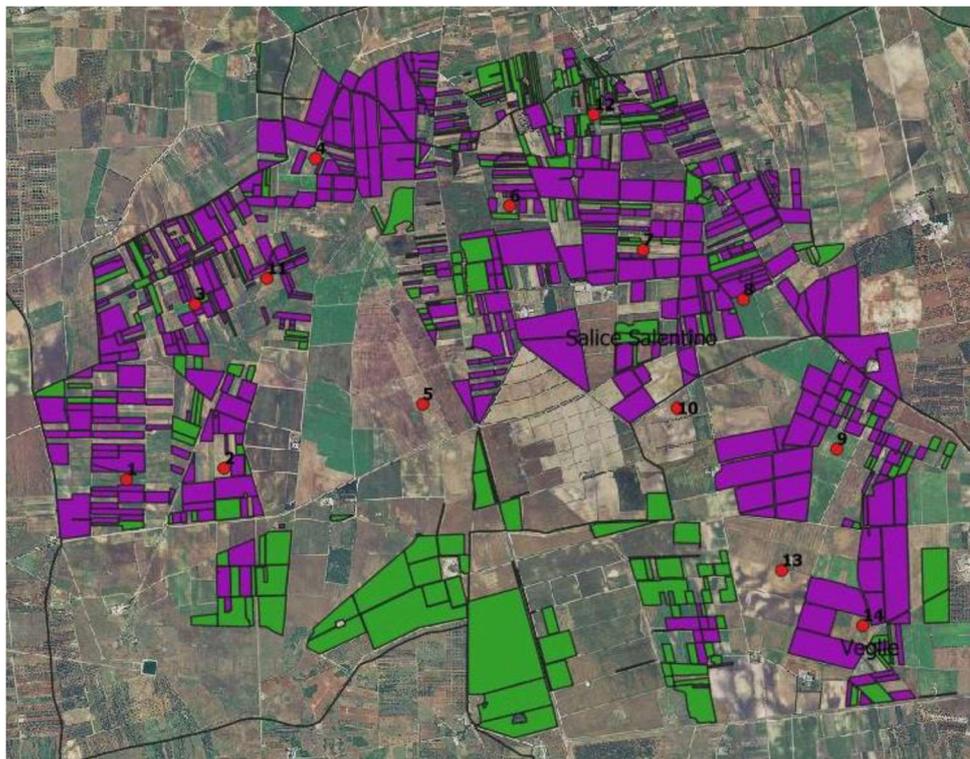
Con riferimento alle aree agricole interessate da produzioni agro-alimentari di qualità, il R.R. n. 24/2010 all'allegato 3 stabilisce che "Per questa tipologia di area non idonea, gli impianti definiti non idonei sono tutti quelli che producono in fase di realizzazione espianto di piante della specie sottoposta al riconoscimento di denominazione."

Nello specifico, le aree interessate dalla realizzazione del parco eolico in progetto, sono aree prevalentemente destinate a seminativi; per quanto attiene le quattro turbine collocate nel territorio comunale di Veglie, solo una ricadrà in area destinata a seminativi arborati.

Nonostante l'area vasta salentina sia effettivamente caratterizzata dalla presenza di produzioni agricole di pregio, queste non interessano specificatamente le aree interessate

dalle opere in progetto, non essendo in esse presenti né vigneti né oliveti.

In particolare, l'impianto eolico non compromette la produzione di colture e nemmeno di quelle riconosciute di pregio (denominazioni DOC, DOP e IGP) od oggetto di finanziamenti europei, circostanza verificata durante le fasi preliminari della progettazione dell'impianto.



Il posizionamento degli aerogeneratori che compongono il progetto in esame non interessa colture di qualità, e dunque il progetto in esame non produrrà alterazioni e non andrà a vincolare, appezzamenti interessati da colture da pregio. Tuttavia, dato che il posizionamento di alcuni aerogeneratori è prossimo ad appezzamenti a vigneti e uliveti, sarà riposta particolare attenzione nella realizzazione delle opere accessorie, al fine di mantenere l'integrità del complesso delle colture di qualità presenti nell'area d'indagine.

3. Il consumo effettivo di suolo, in fase di esercizio, è limitato alla sola piazzola operativa (con una superficie pari a 1500 mq) e alla viabilità di accesso alle torri.

In aggiunta si riporta una tabella nella quale sono adeguatamente e puntualmente contabilizzate le aree destinate a viabilità (di nuova realizzazione e da adeguare), piazzole degli aerogeneratori e sottostazione di trasformazione, nelle fasi di cantiere e di esercizio.

	Uso del suolo	Fase di cantiere	Fase di esercizio
Viabilità			
- Da adeguare	Seminativi	2,81 ha	
- Di nuova realizzazione	Seminativi		7,00 ha
Piazzole aerogeneratori		2,82 ha	2,10 ha
- WTG1	Seminativi	0,2014 ha	0,15 ha
- WTG2	Seminativi	0,2014 ha	0,15 ha
- WTG3	Seminativi	0,2014 ha	0,15 ha
- WTG4	Seminativi	0,2014 ha	0,15 ha
- WTG5	Seminativi	0,2014 ha	0,15 ha
- WTG6	Seminativi	0,2014 ha	0,15 ha
- WTG7	Seminativi	0,2014 ha	0,15 ha
- WTG8	Seminativi	0,2014 ha	0,15 ha
- WTG9	Seminativi	0,2014 ha	0,15 ha
- WTG10	Seminativi arborati	0,2014 ha	0,15 ha
- WTG11	Seminativi / Incolti	0,2014 ha	0,15 ha
- WTG12	Seminativi / Colture legnose	0,2014 ha	0,15 ha
- WTG13	Seminativi	0,2014 ha	0,15 ha
- WTG14	Seminativi	0,2014 ha	0,15 ha
Sottostazione di trasformazione	Vigneti		0,57 ha
Aree di cantiere	Seminativi	2,23 ha	

Per quanto riguarda il valore del consumo di suolo si trasmette il seguente elaborato: GRE.EEC.D.26.IT.W.15000.00.144.00 INQUADRAMENTO SUPERFICI DI CONSUMO DI SUOLO.

4. Come evidenziato nel documento GRE.EEC.R.26.IT.W.15000.00.011.02 SIA, l'impianto si inserirà in un territorio già antropizzato, servito da una rete stradale provinciale, collocandosi in prossimità della viabilità esistente, per cui il consumo di suolo naturale/agricolo produttivo sottratto alla collettività sarà una percentuale irrisoria, circa 1,5 ha complessivi (data dalla superficie complessiva occupata dalle piazzole). A tal proposito occorre rilevare che tale impatto non deve essere considerato in termini assoluti, ma essere letto in relazione sia ai benefici socio-economici che il progetto apporterà sia in relazione alla compatibilità delle scelte progettuali effettuate. Gli aerogeneratori, esclusa la fase di cantiere, lasceranno intatta l'originale destinazione d'uso agricola dei terreni, ad eccezione dei limitati spazi occupati dalle piazzole di posizionamento delle macchine, disposte nel territorio sporadicamente.

Si fa presente infine, che per contenere al minimo la superficie occupata dalle piazzole definitive, si è scelto di utilizzare una turbina più performante che consentisse, a parità di energia prodotta, di installare un numero minore di aerogeneratori.

#### - AVIFAUNA

L'impatto dell'impianto sull'avifauna risulta essere basso, in quanto si può affermare che il territorio di Salice-Veglie risulta essere distante da aree IBA-Important Bird Areas e ZPS, Zone di Protezione Speciale per gli uccelli.

Il progetto colloca gli aerogeneratori all'esterno di aree vincolate per la tutela della biodiversità ed inoltre, è stato condotto uno studio faunistico da parte di un naturalista che ha portato alla definizione di un piano di monitoraggio ante-operam (1 anno) e post operam (2 anni), volto a verificare il disturbo dell'impianto sull'avifauna durante la fase di esercizio. Lo studio, ha portato alla conclusione che, dato lo scarso valore di naturalità che caratterizza la zona, dovuto principalmente alla assenza di vegetazione spontanea, alla povertà di ambienti naturali e semi-naturali, ed alla progressiva cementificazione delle esigue sponde fluviali presenti nei dintorni del sito, l'impianto possa essere realizzato escludendo significativi impatti sugli habitat e sulle specie faunistiche.

In riferimento al Piano Faunistico Venatorio, la scelta delle aree idonee all'ubicazione degli aerogeneratori è stata appositamente studiata per non interessare nessuna area di tutela

faunistica.

#### - DISPERSIONE ENERGETICA

In relazione alla dispersione energetica, è opportuno consentire lo sviluppo delle tecnologie decentrate per la produzione e lo stoccaggio di energia da fonti rinnovabili. Il passaggio a una produzione energetica decentrata presenta molti vantaggi, compreso l'utilizzo delle fonti di energia locali, maggiore sicurezza locale degli approvvigionamenti energetici, minori distanze di trasporto e ridotta dispersione energetica. Tale passaggio favorisce, inoltre, lo sviluppo e la coesione delle comunità grazie alla disponibilità di fonti di reddito e alla creazione di posti di lavoro a livello locale. Si può affermare la produzione di energia deve essere il più presente possibile su tutto il territorio, dall'impianto sul tetto a quello di grande taglia per assicurare in un futuro la totale indipendenza energetica dei territori dai combustibili fossili, e non che sia irrazionale ed antieconomico il dislocamento dei grandi impianti sul territorio.

#### - GITTATA DI ELEMENTI ROTANTI IN CASO DI ROTTURA

Si faccia riferimento all'elaborato: "GRE.EEC.R.01.IT.W.15000.00.053.00 PRIME INDICAZIONI E DISPOSIZIONI PER LA STESURA PSC" per la fase di realizzazione. Per il calcolo della rottura invece "GRE.EEC.R.73.IT.W.15000.00.023.00 RELAZIONE GITTATA MASSIMA".

Per le risposte alle varie osservazioni sul calcolo della gittata massima fare riferimento GRE.EEC.R.73.IT.W.15000.00.146.00 Risposta tecnica a osservazioni Provincia e Comuni.

#### - TRASPORTO ED ALLESTIMENTO CANTIERE

1. In merito alle tempistiche legate al ripristino della viabilità anche in termini di sicurezza degli utenti si sottolinea che, la viabilità sarà ripristinata a seguito del tempo minimo necessario per il trasporto degli elementi della turbina.
2. Per quanto concerne l'allestimento del cantiere per la realizzazione della viabilità interna di accesso alle torri, è stato effettuato sia il censimento dei muretti a secco che quello delle alberature. Tramite ortofoto e rilievo in sito sono stati censiti n. 76 alberi, per i quali sarà previsto il momentaneo espianto durante i lavori di costruzione del parco eolico, in quanto interferenti solo con le opere temporanee, e il successivo reimpianto; per quanto riguarda i muretti a secco è stata individuata solo una possibile traccia, come meglio evidenziato nell'elaborato grafico GRE.EEC.D.26.IT.W.15000.00.130.00 CENSIMENTO MURETTI A SECCO ED ALBERATURE.

Nemmeno per la posa dei cavidotti saranno espianati alberi, infatti, i cavidotti saranno realizzati lungo strade esistenti, sia poderali che comunali.

#### - DISMISSIONE IMPIANTO

Per quanto riguarda la dismissione dell'impianto e il ripristino allo stato dei luoghi, ai sensi del D.M. 10 settembre 2010 vengono definite le modalità di dismissione dell'impianto al termine della vita utile e nello specifico al punto 9 dell'Allegato 4 cita: [omissis] il progetto di ripristino dovrà documentare il soddisfacimento dei seguenti criteri:

- annegamento della struttura di fondazione in calcestruzzo sotto il profilo del suolo per almeno 1 m;
- rimozione completa delle linee elettriche e conferimento agli impianti di recupero e trattamento secondo la normativa vigente;
- obbligo di comunicazione, a tutti i soggetti pubblici interessati.

#### - BENI TUTELATI DAL CODICE DEI BENI CULTURALI E DEL PAESAGGIO (D. Lgs. 42/2004)

Una considerazione specifica è stata data ai beni tutelati dal D.Lgs. n. 42/04: alcuni beni

perimetrati nel sito "AREE NON IDONEE FER della Regione Puglia" erano aree di tutela individuate nel PUTT/p, in vigore all'epoca dell'entrata in vigore del R.R. n. 24/2010. La disciplina di tutela di dette aree è stata oggi superata in seguito all'adozione e alla successiva approvazione del PPTR della Regione Puglia.

Tuttavia nell'ambito delle aree non idonee del R.R. 24/2010, solo le perimetrazioni degli ambiti PUTT/p – ATE A e B continuano ad essere applicate ed in merito a ciò si precisa che l'area dell'impianto eolico è esterna dalle perimetrazioni degli ambiti ATE A e B. Tutto ciò premesso, è stata eseguita la compatibilità sulla base dei beni paesaggistici tutelati dal D. Lgs. n. 42/04. L'analisi ha evidenziato che l'impianto eolico:

**non ricade** in Beni culturali e/o nel relativo buffer di 100 m (parte II D.Lgs. n. 42/04) (vincolo L.1089/1939);

**non ricade** in Immobili e aree dichiarate di notevole interesse pubblico (art. 136 D.Lgs. n. 42/04, vincolo L. 1497/1939);

**non ricade** in Territori costieri e Laghi e territori contermini e/o nel relativo buffer di 300 m;

**non ricade** in Fiumi Torrenti e corsi d'acqua e/o nel relativo buffer di 150 m;

**non ricade** in prossimità e/o nel buffer di 100 m dei Boschi delle "Aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs. n. 42/04)"; si precisa a riguardo che il cavidotto di interconnessione interna, nel tratto uscente dalla WTG SV5, attraverserà l'area di rispetto del bosco, ma tale attraversamento avverrà in fregio ad una strada provinciale già esistente;

**non ricade** in Zone archeologiche e/o nel relativo buffer di 100 m;

**non ricade** in Tratturi e/o nel relativo buffer di 100 m.

#### - RISCHIO ARCHEOLOGICO

L'analisi vincolistica ha riscontrato che l'impianto **non ricade** in Zone archeologiche e/o nel relativo buffer di 100 m delle "Aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs. n. 42/04)": in più lo studio di VIA ha previsto l'approfondimento archeologico dell'area e la redazione della Carta del Rischio Archeologico (cfr. GRE.EEC.D.26.IT.W.15000.00.039.01), del quale di seguito verrà riportato lo stralcio e le conclusioni. La Carta del Rischio Archeologico, con l'annessa relazione, è stata il risultato di una verifica preventiva dell'interesse archeologico delle superfici interessate dalla realizzazione dell'impianto eolico di progetto. Lo studio è stato caratterizzato dallo sviluppo dell'indagine su più fronti con lo scopo di ottenere un'acquisizione dei dati archeologici inerenti al territorio in questione che fosse il più completa possibile, e quindi quello di fornire una valutazione del rischio meglio ponderata. Le fasi di studio hanno riguardato:

- il censimento dei siti noti e della viabilità antica desumibili da siti istituzionali quali "CartApulia" o PPTR della Regione Puglia, fonti di archivio e altra bibliografia specifica;
- l'analisi delle fotografie aeree;
- la realizzazione di una campagna di ricognizioni archeologiche sul campo, considerando una superficie totale di circa 4,3 kmq.

#### - ANALISI COSTI/BENEFICI

1. Come riportato nel documento GRE.EEC.R.26.IT.W.15000.00.011.02 SIA, il progetto apporterà benefici socio-economici. Infatti, investendo nello sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili, la comunità locale sarà impegnata nello svolgimento delle opere di gestione e manutenzione dell'impianto. Nello specifico verranno utilizzate risorse locali favorendo lo sviluppo interno; si contribuirà al mantenimento di posti di lavoro per le attività di cantiere e gestione e si rafforzerà l'approvvigionamento energetico del territorio. Quanto detto determinerà nuovi sbocchi lavorativi, nonché la creazione di nuove attività, in grado di dare impulso all'economia del paese.

In aggiunta, nel documento GRE.EEC.R.26.IT.W.15000.00.011.02 SIA (a pagina 386) si riporta una matrice che descrive quantitativamente gli impatti socio-economici, valutati

in fase di costruzione, esercizio/manutenzione e dismissione, con effetti temporanei e permanenti.

2. Sebbene l'impianto si sostituisca all'attività agricola, limitatamente alla superficie delle piazzole operative necessarie, l'intervento si inquadra come opera di pubblica utilità in quanto finalizzato alla produzione di energia elettrica da fonte energetica rinnovabile ponendosi, in questo senso, come alternativa all'utilizzo di fonti fossili responsabili dei cambiamenti climatici, e dei fenomeni associati come la desertificazione e l'impoverimento della componente organica del suolo. Occorre riconoscere che questi fenomeni, a cascata, inficiano l'utilizzo agricolo di vaste aree del territorio, contribuendo ad impoverirne, sul lungo termine, anche la vocazione turistica.

#### - TURISMO RURALE

Dal punto di vista dell'impatto paesaggistico è stato condotto uno studio con valutazioni paesaggistiche e fotoinserimenti dai beni culturali ed è stato verificato che le turbine non hanno un impatto considerevole sui beni culturali tutelati dal PPTR.

#### - ASPETTI DI CARATTERE GENERALE

Il comma 4 dell'art. 1 della Lg. 239/2004 cita "Lo Stato e le regioni, al fine di assicurare su tutto il territorio nazionale i livelli essenziali delle prestazioni concernenti l'energia nelle sue varie forme e in condizioni di omogeneità sia con riguardo alle modalità di fruizione sia con riguardo ai criteri di formazione delle tariffe e al conseguente impatto sulla formazione dei prezzi, garantiscono: [...] (f) *l'adeguato equilibrio territoriale nella localizzazione delle infrastrutture energetiche, nei limiti consentiti dalle caratteristiche fisiche e geografiche delle singole regioni, prevedendo eventuali misure di compensazione e di riequilibrio ambientale e territoriale qualora esigenze connesse agli indirizzi strategici nazionali richiedano concentrazioni territoriali di attività, impianti e infrastrutture ad elevato impatto territoriale, con esclusione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili*" [...].

Si specifica inoltre, che l'illegittimità della dicitura "con esclusione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili" impone al legislatore regionale il divieto di prendere in considerazione una serie di differenziati impianti, infrastrutture ed attività per la produzione energetica, ai fini di valutare il loro impatto sull'ambiente e sul territorio regionale, solo perché alimentati da fonti energetiche rinnovabili.

Gli effetti di tale dichiarazione di illegittimità si traducono nell'indicazione, per lo Stato e le Regioni, di garantire anche per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili "l'adeguato equilibrio territoriale nella localizzazione delle infrastrutture energetiche, nei limiti consentiti dalle caratteristiche fisiche e geografiche delle singole regioni, prevedendo eventuali misure di compensazione e di riequilibrio ambientale e territoriale qualora esigenze connesse agli indirizzi strategici nazionali richiedano concentrazioni territoriali di attività, impianti e infrastrutture ad elevato impatto territoriale".

Risulta evidente, quindi, rientrando il progetto tra "impianti e infrastrutture ad elevato impatto territoriale" e rispondendo alle "esigenze connesse agli indirizzi strategici nazionali" in quanto collocato nei dintorni della Stazione Elettrica di Trasformazione della RTN denominata "Erchie", spetta allo Stato e alla Regione prevedere le eventuali misure di compensazione e riequilibrio ambientale.

In aggiunta, l'obiettivo di chiusura della centrale di Cerano, rientrante nel programma di phase out dal carbone in Italia entro il 2025, necessiterà di una diffusione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, al fine di perseguire gli obiettivi nazionali e promuovere il processo di transizione energetica.

#### - PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER ENERGIA E CLIMA

Il Ministero dello Sviluppo Economico ha pubblicato il testo Piano Nazionale Integrato per

l'Energia e il Clima, predisposto con il Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, che recepisce le novità contenute nel Decreto Legge sul Clima nonché quelle sugli investimenti per il Green New Deal previste nella Legge di Bilancio 2020.

Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) si pone come obiettivo la trasformazione dell'economia nella quale anche e soprattutto mediante un uso più razionale ed equo delle risorse naturali. Primo tra gli obiettivi generali perseguiti dall'Italia attraverso il PNIEC è *"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"* (cfr. par. 6 del PNIEC).

Il graduale abbandono del carbone sarà effettuato a favore di un mix elettrico basato su una quota sempre più crescente di energia prodotta da fonti rinnovabili, ed una parte residua di energia prodotta dal gas. Le misure che l'Italia intende adottare al fine del conseguimento dell'obiettivo vincolante dell'UE per il 2030 sono finalizzate a sostenere la realizzazione di nuovi impianti, unitamente al potenziamento di quelli esistenti.

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 CO<sub>2</sub>, 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 PNIEC, ad oggi, deve essere aggiornato per rispettare il nuovo target di riduzione delle emissioni fissato di recente dalla Ue (-55% al 2030 per l'intera Unione rispetto al 1990), e comunque rappresenta delle linee guida e non è vincolante per la realizzazione degli impianti.

#### **- DIFFORMITA' DALLE DIRETTIVE EUROPEE IN TEMA DI IMPIANTI ALIMENTATI DA FONTI RINNOVABILI**

La Direttiva UE 2018/2001 dell'11/12/2018 stabilisce un quadro comune per la promozione dell'energia da fonti rinnovabili. Essa fissa un obiettivo vincolante dell'Unione Europea per la quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia dell'Unione nel 2030. Detta anche 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 e 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.

Si tratta, quindi, di una direttiva europea di carattere generale che detta indirizzi per gli Stati Membri volti all'incremento dell'utilizzo delle fonti rinnovabili di produzione di energia finalizzato al raggiungimento degli obiettivi della politica energetica *"di ridurre le emissioni di almeno il 40 % rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030"*.

La Direttiva UE 2018/2001, inoltre, tende a favorire lo sviluppo delle tecnologie decentrate per la produzione e lo stoccaggio dell'energia prodotta dalle fonti rinnovabili promuovendo il passaggio alla produzione energetica decentrata.