

REGIONE BASILICATA
PROVINCIA DI POTENZA

Comuni di :

Castelgrande - Muro Lucano - Rapone - San Fele

LOCALITA' "Toppo Macchia"

PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE EOLICA E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE - 16 AEROGENERATORI (potenza totale 88,2 MW)

Sezione A :

PROGETTO DEFINITIVO DELL'IMPIANTO, DELLE OPERE CONNESSE E DELLE INFRASTRUTTURE INDISPENSABILI

Titolo elaborato:

A.17.1 - STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE _ QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO

N. Elaborato: **A.17.1**

Scala:

Proponente

MIA WIND Srl

Via della Tecnica, 18 - 85100 - Potenza (PZ)

Amministratore Unico
Donato Macchia

Progettazione



sede legale e operativa

San Giorgio Del Sannio (BN) via de Gasperi 61

sede operativa

Lucera (FG) S.S.17 loc. Vaccarella snc c/o Villaggio Don Bosco

P.IVA 01465940623

Azienda con sistema gestione qualità Certificato N. 50 100 11873



Progettista

Dott. Ing. Nicola Forte



| Rev. | Data | Elaborazione | Approvazione | Emissione | DESCRIZIONE |
|--------------------|---------------|----------------------------|------------------|---------------------------|----------------------|
| 00 | NOVEMBRE 2018 | GAS | PM | NF | RICHIESTA A.U. |
| | | sigla | sigla | sigla | |
| Nome File sorgente | | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1.docx | Nome file stampa | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1.pdf | Formato di stampa A4 |

INDICE

| | |
|---|-----------|
| 1 INTRODUZIONE | 4 |
| 1.1 Premessa e contenuti dello Studio di Impatto Ambientale..... | 4 |
| 1.2 La proposta di progetto della MIA Wind srl..... | 6 |
| 1.2.1 Ubicazione e principali caratteristiche del progetto. | 6 |
| 1.2.2 Coerenza del progetto con gli obiettivi europei e nazionali di diffusione delle FER .. | 11 |
| 1.2.3 Coerenza del progetto con gli strumenti pianificatori e di tutela vigenti _ Elenco autorizzazioni, pareri e atti di assenso necessari | 11 |
| 2 QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | 15 |
| 2.1 La VIA in Europa, in Italia e in Basilicata | 15 |
| 2.1.1 Le direttive della comunità europea..... | 15 |
| 2.1.2 Il quadro normativo nazionale..... | 16 |
| 2.1.3 La normativa Regionale..... | 19 |
| 2.1.4 La procedura di Valutazione di Impatto Ambientale per l'impianto eolico di progetto ... | 21 |
| 2.2 La politica e la pianificazione energetica | 23 |
| 2.2.1 La normativa di settore | 23 |
| 2.2.1.1 Ambito internazionale | 23 |
| 2.2.1.2 Il Protocollo di Kyoto..... | 24 |
| 2.2.1.3 L'accordo di Parigi sul Clima | 27 |
| 2.2.1.4 Nuovi Scenari | 28 |
| 2.2.2 L'unione europea e le politiche energetiche | 30 |
| 2.2.3 Ambito nazionale – Strumenti di programmazione | 31 |
| 2.2.3.1 Piano Energetico Nazionale | 32 |
| 2.2.3.2 Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente | 32 |
| 2.2.3.3 Legge n. 239 del 23 agosto 2004..... | 33 |
| 2.2.3.4 Strategia Energetica Nazionale 2017 | 33 |
| 2.2.3.5 Recepimento delle Direttive Europee..... | 35 |
| 2.2.4 Ambito nazionale - La situazione Energetica e le norme attuative | 36 |
| 2.2.4.1 La normativa attuativa nel settore energetico | 37 |
| 2.2.4.2 Le Linee Guida nazionali e il D.Lgs. 28/2011 | 39 |
| 2.2.4.3 Il mercato dei certificati verdi | 39 |
| 2.2.3.5 Il DM 5 luglio 2012..... | 42 |
| 2.2.3.6 Il DM 6 luglio 2012..... | 42 |
| 2.2.3.6 Il DM 23 giugno 2016 | 44 |
| 2.2.4 Ambito Regionale | 48 |
| 2.2.4.1 La normativa di settore | 48 |

| | | | |
|---|---|---|--|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 2 di 88 |
|---|---|---|--|

| | |
|--|-----------|
| 2.2.4.2 La produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile..... | 49 |
| 2.2.4.3 L'eolico in Basilicata | 51 |
| 2.2.4.4 Le previsioni del PIEAR – produzione di energia da fonti energetiche rinnovabili..... | 51 |
| 2.2.5 L'impianto di progetto e la conformità agli indirizzi energetici..... | 55 |
| 2.2.5.1 Coerenza del progetto con gli obiettivi europei e nazionali..... | 55 |
| 3 STRUMENTI DI TUTELA, NORMATIVE E VERIFICA DI COMPATIBILITA' DEL PROGETTO | 56 |
| 3.1 Pianificazione urbanistica comunale..... | 56 |
| 3.2 Patrimonio floristico e faunistico e aree protette | 57 |
| 3.2.1 Aree Naturali Protette | 57 |
| 3.2.2 Rete Natura 2000 | 57 |
| 3.2.3 Programma IBA | 60 |
| 3.3 Patrimonio culturale, ambientale e paesaggio..... | 60 |
| 3.4 Piano Stralcio di Assetto Idrogeomorfologico - PAI | 64 |
| 3.5 Vincolo idrogeologico, tutela delle acque e del suolo | 67 |
| 3.5.1 Vincolo Idrogeologico | 67 |
| 3.5.2 Tutela delle acque | 68 |
| 3.5.3 Aree percorse dal Fuoco | 68 |
| 3.5.4 Rischio sismico | 69 |
| 3.5 Normativa di riferimento in materia di rifiuti | 70 |
| 3.6 Normativa di riferimento per la tutela e la salvaguardia della salute pubblica | 71 |
| 3.6.1 Inquinamento elettromagnetico | 71 |
| 3.6.2 Inquinamento acustico..... | 74 |
| 3.6.3 Effetto delle Ombre..... | 77 |
| 3.6.4 Sicurezza del volo a bassa quota | 79 |
| 3.6.5 Rottura accidentale degli organi rotanti | 79 |
| 3.7 Compatibilità dell'impianto rispetto alle aree e siti non idonei di cui al PIEAR (LR 01/2010), al DM 30/09/2010 e alla relativa LR 54/2015 di recepimento. | 81 |
| 3.7.1 Criteri di inserimento degli impianti stabiliti dal PIEAR (LR 01/2010) | 81 |
| 3.7.2 Aree e Siti non idonei di cui al DM 30/09/2010..... | 83 |
| 3.7.3 Aree e Siti non idonei di cui alla LR 54/2015 in recepimento del DM 30/09/2010 | 85 |
| 3.8 Conclusioni..... | 87 |

| | | | |
|---|---|---|--|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 3 di 88 |
|---|---|---|--|

INDICE DELLE FIGURE

| | |
|---|----|
| Figura 1: Inquadramento delle aree dell'impianto (IGM 1: 50000), con indicazione della viabilità e degli aerogeneratori di progetto (in rosso), di quelli autorizzati (cerchi blu grandi) o esistenti (cerchi blu piccoli), del cavidotto esterno in cavo interrato e della SSE di collegamento alla RTN..... | 9 |
| Figura 2: -- Inquadramento delle aree dell'impianto con indicazione dei limiti comunali, della viabilità e degli aerogeneratori di progetto (in rosso), di quelli autorizzati (cerchi blu grandi) o esistenti (cerchi blu piccoli), del cavidotto esterno in cavo interrato e della SSE di collegamento alla RTN..... | 10 |
| Figura 3: Viste dell'area di intervento..... | 14 |

INDICE DELLE TABELLE

| | |
|---|----|
| Tabella 1: principali paesi emettitori di CO2 (anno 1998) | 25 |
| Tabella 2: Potenziali offerenti di diritti di emissione in Mton CO2 | 26 |
| Tabella 3: Principali acquirenti di diritti di emissione in Mton CO2..... | 26 |
| Tabella 4: Definizione degli obiettivi regionali al 2020 in materia di fonti rinnovabili | 36 |
| Tabella 5: Target 2012 e 2020 in migliaia di tonnellate di CO2 equivalente | 37 |
| Tabella 6: Incremento annuale della quota d'obbligo introdotta dal D.lgs n. 79/1999 | 40 |
| Tabella 7: Andamento dei prezzi dei Certificati Verdi del GSE (senza IVA), | 41 |
| Tabella 8: Andamento dei prezzi dei CV del GSE (senza IVA), prima della revisione | 42 |
| Tabella 9: Evoluzione storica della produzione e della potenza da rinnovabili installate in Basilicata (elaborazioni GSE da dati GSE, TERNA) | 50 |
| Tabella 10: Impianti qualificati IAFR al 31 dicembre 2006 (fonte GSE) | 50 |
| Tabella 11: Impianti eolici in esercizio nel 2008 (elaborazione Regione Basilicata su dati GSE e Terna) | 51 |
| Tabella 12: Verifica del raggiungimento dell'obiettivo dell'UE al 2020 (soddisfare il 20% del fabbisogno energetico con le sole fonti rinnovabili (fonte: Regione Basilicata)..... | 52 |
| Tabella 13: La produzione di energia elettrica in Basilicata nel 2007 (fonte: Terna)..... | 53 |
| Tabella 14: La nuova produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili prevista dal PIEAR (fonte: Regione Basilicata). | 53 |
| Tabella 15: Confronto tra la produzione di energia elettrica del 2007 e quelle previste dal Piano per il 2015 e il 2020 (fonti: Terna per dati a consuntivo, Regione Basilicata, per dati previsionali)..... | 54 |
| Tabella 16: Confronto tra il fabbisogno energetico e la produzione energetica da fonti rinnovabili in Basilicata: situazione al 2007 e previsioni al 2015 e al 2020 (fonti: Terna per dati a consuntivo, Regione Basilicata per dati previsionali). | 54 |
| Tabella 17: Definizioni di limiti di esposizione, di valori di attenzione e di obiettivi di qualità secondo la legge quadro. . | 71 |
| Tabella 18: Limiti di esposizione, limiti di attenzione e obiettivi di qualità del DPCM 08/07/03, confrontati con i livelli di riferimento della Raccomandazione 1999/512CE..... | 72 |
| Tabella 19: Limiti di accettabilità provvisori di cui all'art. 6 del DPCM 1/3/91 (LeqA in dB(A))..... | 74 |
| Tabella 20: valori limite del DPCM 14/11/97 (LeqA in dB(A)) | 75 |
| Tabella 21: Tabella di sintesi sei rischi sulla salute e sicurezza e degli interventi previsti per la riduzione degli stessi .. | 80 |

| | | | |
|---|---|---|--|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 4 di 88 |
|---|---|---|--|

1 INTRODUZIONE

1.1 Premessa e contenuti dello Studio di Impatto Ambientale

Oggetto dello Studio di Impatto Ambientale è la verifica della compatibilità ambientale di un progetto di una centrale eolica di 88,2 MW e relative opere e infrastrutture connesse, da realizzare in Regione Basilicata e che interessa aree a ricadenti nei comuni di Castelgrande, Muro Lucano, Rapone e San Fele facenti parti della Provincia di Potenza.

Il progetto segue l'iter di Autorizzazione Unica, così come disciplinato dall'Art. 12 del D.lvo 387/03 e dal DM 30 settembre 2010, e dai relativi atti di recepimento da parte della Regione Basilicata e in particolare da parte del PIEAR regionale di cui alla LR 01/2010 e ss.mm.ii..

Il progetto è soggetto a Valutazione di Impatto Ambientale di competenza Statale, in relazione alla tipologia di intervento e alla potenza nominale installata, in quanto ricompreso nell'Allegato II alla Parte Seconda del D.lgs 152/2006 e ss.mm.ii.e specificamente al comma 2 *"Impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 30 MW"*.

Poiché l'intervento è ubicato al di fuori del perimetro di parchi e aree naturali protette, di aree della Rete Natura 2000 e di aree IBA e ZPS, ai sensi della normativa nazionale e regionale **non è soggetto a Valutazione di Incidenza** (DPR 357/97 e successive modifiche ed integrazioni).

Il proponente intende ottenere il Provvedimento Unico Ambientale, così come previsto dall'Art. 27 del D.lgs 152/2006 e ss.mm.ii, secondo cui

"...il proponente può richiedere all'autorità competente che il provvedimento di VIA sia rilasciato nell'ambito di un provvedimento unico comprensivo di ogni autorizzazione, intesa, parere, concerto, nulla osta, o atto di assenso in materia ambientale, richiesto dalla normativa vigente per la realizzazione e l'esercizio del progetto".

A tal fine, il proponente presenterà un'istanza ai sensi dell'articolo 23, avendo cura che l'avviso al pubblico di cui all'articolo 24, comma 2, rechi altresì specifica indicazione di ogni autorizzazione, intesa, parere, concerto, nulla osta, o atti di assenso in materia ambientale richiesti, nonché la documentazione e gli elaborati progettuali previsti dalle normative di settore per consentire la compiuta istruttoria tecnico-amministrativa finalizzata al rilascio di tutti i titoli ambientali e in particolare, secondo il comma 2 del medesimo art. 27:

- L'Autorizzazione Paesaggistica prevista dall'Art 146 del Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio;
- L'Autorizzazione culturale di cui all'Art. 21 del Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio;
- L'autorizzazione riguardante il vincolo idrogeologico di cui al RD n. 3267/1923 e al DPR n. 661/1977;
- I Pareri da parte delle strutture territorialmente competenti dei Piani Stralcio di Assetto Idrogeologico;
- Gli atti d'assenso degli Enti richiamati in apposito elenco.

Lo Studio di Impatto Ambientale illustra le caratteristiche salienti del proposto impianto eolico, analizza i possibili effetti ambientali derivanti dalla sua realizzazione, il quadro delle relazioni che si stabiliscono tra

| | | | |
|---|---|---|--|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 5 di 88 |
|---|---|---|--|

l'opera e il contesto territoriale e paesaggistico; individua le soluzioni tecniche mirate alla mitigazione degli effetti negativi sull'ambiente.

Lo Studio di Impatto Ambientale è strutturato in quattro parti:

- QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO nel quale vengono elencati i principali strumenti di pianificazione territoriale ed ambientale vigenti, attraverso i quali vengono individuati i vincoli ricadenti sulle aree interessate dal progetto in esame verificando la compatibilità dell'intervento con le prescrizioni di legge;
- QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE nel quale, partendo da una lettura e da un'analisi delle caratteristiche precipue del contesto, vengono descritte le opere di progetto e le loro caratteristiche fisiche e tecniche;
- QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE nel quale, partendo da una lettura e analisi delle caratteristiche precipue del contesto, sono individuati e valutati i possibili impatti, sia negativi che positivi, conseguenti alla realizzazione dell'opera; viene resa la valutazione degli impatti cumulativi; si dà conto della fattibilità tecnico-economica dell'intervento e delle ricadute che la realizzazione apporta nel contesto sociale ed economico generale e locale; vengono individuate le misure di mitigazione e compensazione previste per l'attenuazione degli impatti potenziali negativi;
- SINTESI NON TECNICA, delle informazioni contenute nei tre quadri precedenti, predisposta al fine di consentirne un'agevole comprensione da parte del pubblico ed un'agevole riproduzione.

Per agevolare le consultazioni, le parti di cui si compone lo Studio di Impatto Ambientale, sono organizzate in fascicoli separati in cui vengono riportati una premessa comune e delle informazioni di carattere generale riferite al progetto, al fine di evitare continui rimandi ai diversi quadri di analisi. La descrizione dei caratteri del contesto ambientale e paesaggistico è diffusamente trattata nel Quadro di Riferimento Ambientale

Oggetto della relazione è il QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO, che indaga le relazioni tra l'opera progettata e gli atti di pianificazione e programmazione territoriale e settoriale.

Esso comprende:

- Un regesto di programmi e normative di riferimento in materia ambientali;
- Un regesto degli strumenti di politica energetica relativi alla tipologia di intervento;
- L'analisi degli strumenti di tutela e la verifica dei rapporti di coerenza del progetto con gli obiettivi perseguiti dagli strumenti pianificatori e normativi vigenti e riferiti all'area di localizzazione; in particolare è stata verificata la compatibilità dell'intervento con le norme tecniche ed urbanistiche che regolano la realizzazione dell'opera, con i vincoli paesaggistici, naturalistici, architettonici, archeologici, storico-culturali, demaniali ed idrogeologici eventualmente presenti;
- La descrizione e la coerenza del progetto con Piani regionali e nazionali di settore.

Data la complessità degli argomenti trattati, la progettazione e lo Studio di Impatto Ambientale, coordinati dalla Tenproject srl, sono stati elaborati con approccio multidisciplinare, avvalendosi di studi specialistici a firma di esperti (§ Sezione A - Relazioni Generali allegate al progetto).

| | | | |
|---|---|---|--|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 6 di 88 |
|---|---|---|--|

1.2 La proposta di progetto della MIA Wind srl

Oggetto della Studio di Impatto Ambientale è il progetto proposto dalla società MIA WIND srl (p.iva 02022970764) con sede in Via della Tecnica, 18 – Potenza (PZ), il cui Amministratore Unico è Donato Macchia nato a Filiano (PZ) il 12/06/1962, residente in Filiano (PZ) ss.93 Contrada Iscalonga 14 CAP 85020 (C.F. MCCDNT62H12D593J).

Di seguito si richiamano sinteticamente le principali caratteristiche del progetto e in via preliminare la sostanziale coerenza dello stesso con il quadro programmatico di diffusione e sostegno delle fonti energetiche rinnovabili e con i diversi strumenti di pianificazione e di tutela che governano il territorio interessato.

1.2.1 Ubicazione e principali caratteristiche del progetto.

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto eolico costituito da sedici aerogeneratori (per una potenza complessiva di 88,2 MW da installare nella parte nord occidentale della Basilicata, in provincia di Potenza, in un'area posta a confine dei comuni di Castelgrande, Muro Lucano, Rapone e San Fele.

L'intervento sinteticamente prevede:

- L'installazione di n. 16 aerogeneratori di cui 15 di Modello Vestas V150 di potenza di 5.6 MW ed altezza al mozzo (a seguire hub) pari a 105 m ed 1 (individuato come B14) Modello Vestas V136 di potenza di 4.2 MW ed hub 112 m.;
- L'installazione 16 di cabine di trasformazione poste all'interno della base della torre e realizzazione delle opere di fondazione degli aerogeneratori;
- La realizzazione di 16 piazzole di montaggio con adiacenti piazzole di stoccaggio, per un'occupazione complessiva di circa 7000 mq per singolo aerogeneratore (comprensivi di movimenti terra) di cui circa 4000 mq per ciascun aerogeneratore saranno da ripristinare a fine cantiere (le piazzole di montaggio, comprensive di plinto di fondazione, occupano un'area praticabile di 50x55 m di lato, mentre le piazzole di stoccaggio mediamente occupano un'area di 20x75 m, entrambe al netto delle scarpate e dei rilevati di raccordo morfologico);
- La realizzazione di nuova viabilità per una lunghezza complessiva di circa 10 Km (di cui 2000 m circa vanno intese come opere temporanee soggette a totale dismissione a fine cantiere);
- L'adeguamento di circa 8 Km di strade esistenti (l'adeguamento consiste in miglioramenti delle pendenze e del fondo stradale e allargamenti della carreggiata, laddove necessario, per garantire il passaggio dei mezzi di cantiere e di trasporto degli aerogeneratori);
- La realizzazione di un'area di cantiere (temporanea da ripristinare a fine lavori) di superficie pari a circa 4500 mq, da allocare in prossimità dell'aerogeneratore B07;
- La realizzazione di un cavidotto interrato in media tensione per il collegamento delle turbine di lunghezza pari a circa 17,3 Km di cui circa 9 Km lungo viabilità esistente (detto cavidotto interno) da realizzare con TOC (Trivellazione Orizzontale Controllata) nei tratti interferenti con il reticolo idrografico e con la rete dei tratturi, Beni Paesaggistici tutelati ai sensi del D.lgs 42/2004; tale tecnica non produrrà alterazioni morfologiche né esteriori dello stato dei luoghi e sarà necessaria

| | | | |
|---|---|---|--|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 7 di 88 |
|---|---|---|--|

per l'attraversamento del tratturo "Della Correa" da parte del cavidotto in uscita dalle WTG B01 e B02, e per l'attraversamento di un impluvio lungo la strada di servizio della WTG B05.;

- La realizzazione di un cavidotto interrato in media tensione per il collegamento delle turbine alla sottostazione di trasformazione di lunghezza pari a circa 10,6 Km (detto cavidotto esterno);
- La realizzazione di una stazione elettrica di trasformazione MT/AT da collegare in antenna alla futura stazione elettrica di smistamento AT autorizzata sul territorio del comune di Rapone (all'interno dell'area PIP) con DD 150c.2141/D.00579 del 19/06/2014;
- La realizzazione di un cavidotto AT interrato lungo circa 100 m per il collegamento tra la stazione di trasformazione e la stazione di smistamento;
- L'installazione di un anemometro di campo, ubicato in territorio di San Fele.

Dei sedici aerogeneratori in progetto, 3 ricadono in comune di Castelgrande (contrassegnati dal codice B01, B02, B03), 2 in comune di San Fele (B04 e B05) mentre tutti gli altri ricadono in comune di Muro Lucano.

Per ciò che riguarda l'ubicazione cartografica, le opere (aerogeneratori, anemometro, strade, cavidotti, stazione elettrica) ricadono nei seguenti fogli della sezione 50 e 25 dell'Istituto Geografico Militare (IGM):

IGM 50000 Foglio n.451 _Melfi;

IGM 50000 Foglio n. 469 _ Muro Lucano

IGM 25000 Foglio n. 451 III _ Pescopagano (ivi ricadono 4 WTG - wind turbin generator);

IGM 25000 Foglio n. 451 II _ San Fele (ivi ricade una WTG) :

IGM 25000 Foglio 469 IV _ Muro Lucano (ivi ricadono 6 WTG);

IGM 25000 Foglio 469 I _ Bella (ivi ricadono 5 WTG).

Gli aerogeneratori si dispongono al confine dei fogli IGM 25000 mentre l'intero tracciato del cavidotto esterno e la stazione elettrica ricadono interamente nel foglio IGM 25000 n. 451 III _ Pescopagano.

Per quanto riguarda l'inquadramento catastale, gli aerogeneratori ricadono con la base delle torri sui seguenti fogli mappali e particelle:

Aerogeneratore B01: comune di Castelgrande, Fg. 4, P.Ile 1-48;

Aerogeneratore B02: comune di Castelgrande, Fg. 4, P.Ila 22;

Aerogeneratore B03: comune di Castelgrande, Fg. 4, P.Ila 34;

Aerogeneratore B04: comune di San Fele, Fg. 38, P.Ila 35;

Aerogeneratore B05: comune di San Fele, Fg. 38, P.Ila 165;

Aerogeneratore B06: comune di Muro Lucano, Fg. 1, P.Ila 59;

Aerogeneratore B07: comune di Muro Lucano, Fg. 5, P.Ila 55;

Aerogeneratore B08: comune di Muro Lucano, Fg. 6, P.Ila 22;

Aerogeneratore B09: comune di Muro Lucano, Fg. 4, P.Ila 43;

Aerogeneratore B10: comune di Muro Lucano, Fg. 9, P.Ila 377;

Aerogeneratore B11: comune di Muro Lucano, Fg. 9, P.Ila 388;

Aerogeneratore B12: comune di Muro Lucano, Fg. 6, P.Ila 93;

Aerogeneratore B13: comune di Muro Lucano, Fg. 6, P.Ila 130;

| | | | |
|---|---|---|--|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 8 di 88 |
|---|---|---|--|

Aerogeneratore B14: comune di Muro Lucano, Fg. 11, P.IIa 1;

Aerogeneratore B15: comune di Muro Lucano, Fg. 15, P.IIa 140;

Aerogeneratore B16: comune di Muro Lucano, Fg. 15, P.IIa 111.

L'area di cantiere ricade sulle particelle 44-46-47 del foglio 1 del comune di Muro Lucano.

L'anemometro di campo, ricade in comune di San Fele, Foglio 38, P.IIa 94.

Il cavidotto esterno, nel suo tracciato che parte dall'area di impianto e raggiunge la sottostazione, attraversa i seguenti fogli catastali:

- Comune di San Fele: Fogli 38; 27;
- Comune di Rapone: fogli 27; 25; 24; 19; 18; 13; 8, 7; 5; 4; 1; 2.

La sottostazione di trasformazione e il cavidotto AT ricadono sulla particella 469 del foglio 2 del comune di Rapone.

A seguire si riporta un quadro riepilogativo con l'identificazione del numero degli aerogeneratori, le coordinate secondo i sistemi di georeferenziazione UTM WGS 84 e Gauss Boaga, il modello di aerogeneratore previsto, l'altezza al mozzo e la quota altimetrica di riferimento della base torre.

| ID WTG | UTM WGS84 Lon. Est [m] | UTM WGS 84 Lat. Nord [m] | Gauss Boaga Lon. Est [m] | Gauss Boaga Lat. Nord [m] | Modello aerogeneratore | Potenza [KW] | Altitudine s.l.m. [m] | Altezza mozzo s.l.t. [m] |
|------------|------------------------|--------------------------|--------------------------|---------------------------|------------------------|--------------|-----------------------|--------------------------|
| B01 | 540427 | 4517990 | 2560432 | 4517999 | VESTAS V150 | 5600 | 1194,7 | 105,0 |
| B02 | 540629 | 4517520 | 2560634 | 4517529 | VESTAS V150 | 5600 | 1191,3 | 105,0 |
| B03 | 540817 | 4517044 | 2560822 | 4517053 | VESTAS V150 | 5600 | 1181,2 | 105,0 |
| B04 | 541313 | 4517391 | 2561318 | 4517400 | VESTAS V150 | 5600 | 1183,7 | 105,0 |
| B05 | 542048 | 4517400 | 2562053 | 4517409 | VESTAS V150 | 5600 | 1070,0 | 105,0 |
| B06 | 541683 | 4516681 | 2561688 | 4516690 | VESTAS V150 | 5600 | 1159,5 | 105,0 |
| B07 | 541576 | 4515942 | 2561581 | 4515951 | VESTAS V150 | 5600 | 1172,3 | 105,0 |
| B08 | 542036 | 4515734 | 2562041 | 4515743 | VESTAS V150 | 5600 | 1152,8 | 105,0 |
| B09 | 541019 | 4515323 | 2561024 | 4515332 | VESTAS V150 | 5600 | 1182,1 | 105,0 |
| B10 | 541036 | 4514757 | 2561041 | 4514766 | VESTAS V150 | 5600 | 1133,6 | 105,0 |
| B11 | 541452 | 4514586 | 2561457 | 4514595 | VESTAS V150 | 5600 | 1100,0 | 105,0 |
| B12 | 542443 | 4515433 | 2562448 | 4515442 | VESTAS V150 | 5600 | 1168,5 | 105,0 |
| B13 | 542789 | 4515064 | 2562794 | 4515073 | VESTAS V150 | 5600 | 1192,9 | 105,0 |
| B14 | 543646 | 4514404 | 2563651 | 4514413 | VESTAS V136 | 4200 | 1190,0 | 112,0 |
| B15 | 543547 | 4513296 | 2563552 | 4513305 | VESTAS V150 | 5600 | 1027,4 | 105,0 |
| B16 | 543105 | 4513092 | 2563110 | 4513101 | VESTAS V150 | 5600 | 954,0 | 105,0 |

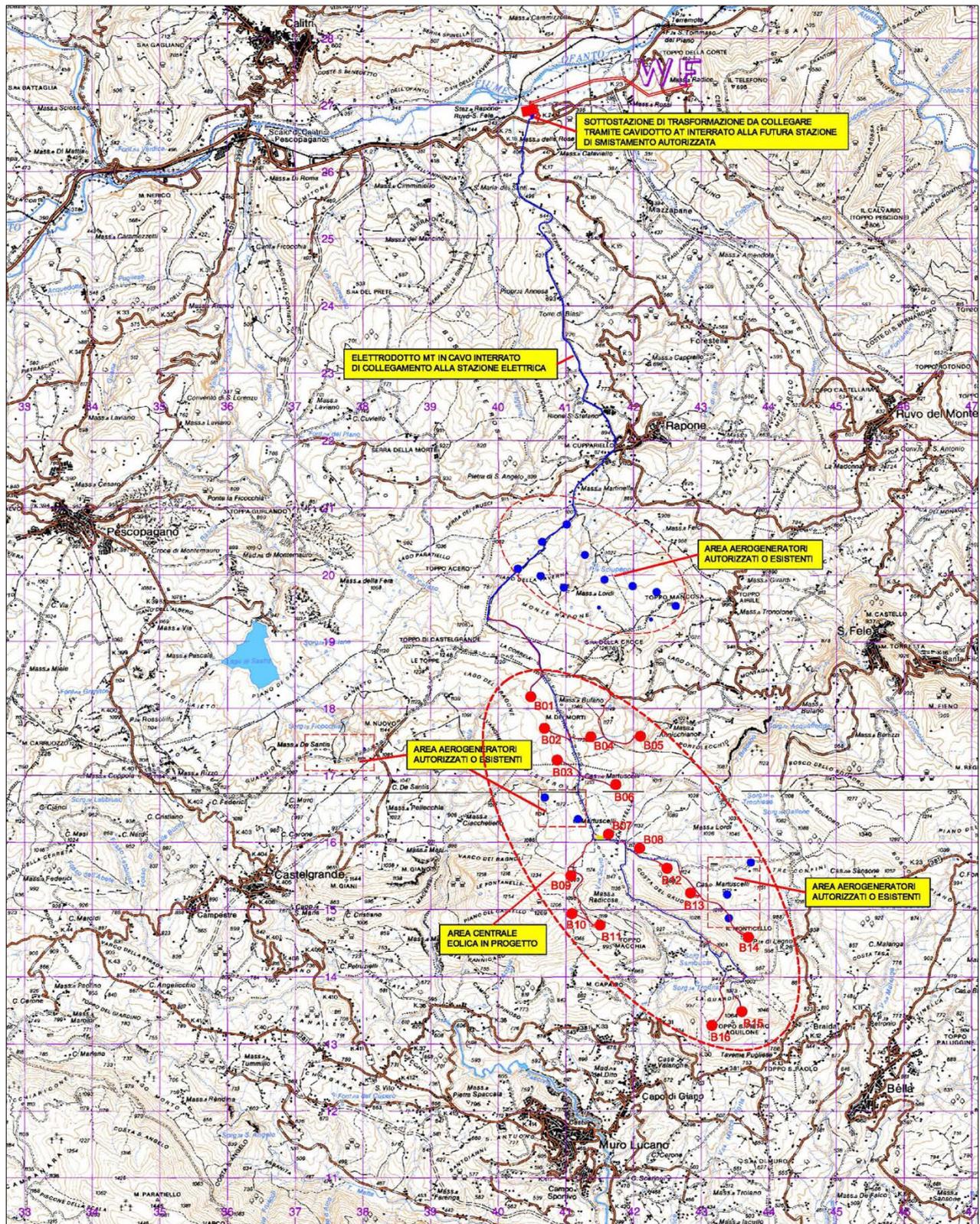


Figura 1: Inquadramento delle aree dell'impianto (IGM 1: 50000), con indicazione della viabilità e degli aerogeneratori di progetto (in rosso), di quelli autorizzati (cerchi blu grandi) o esistenti (cerchi blu piccoli), del cavidotto esterno in cavo interrato e della SSE di collegamento alla RTN.

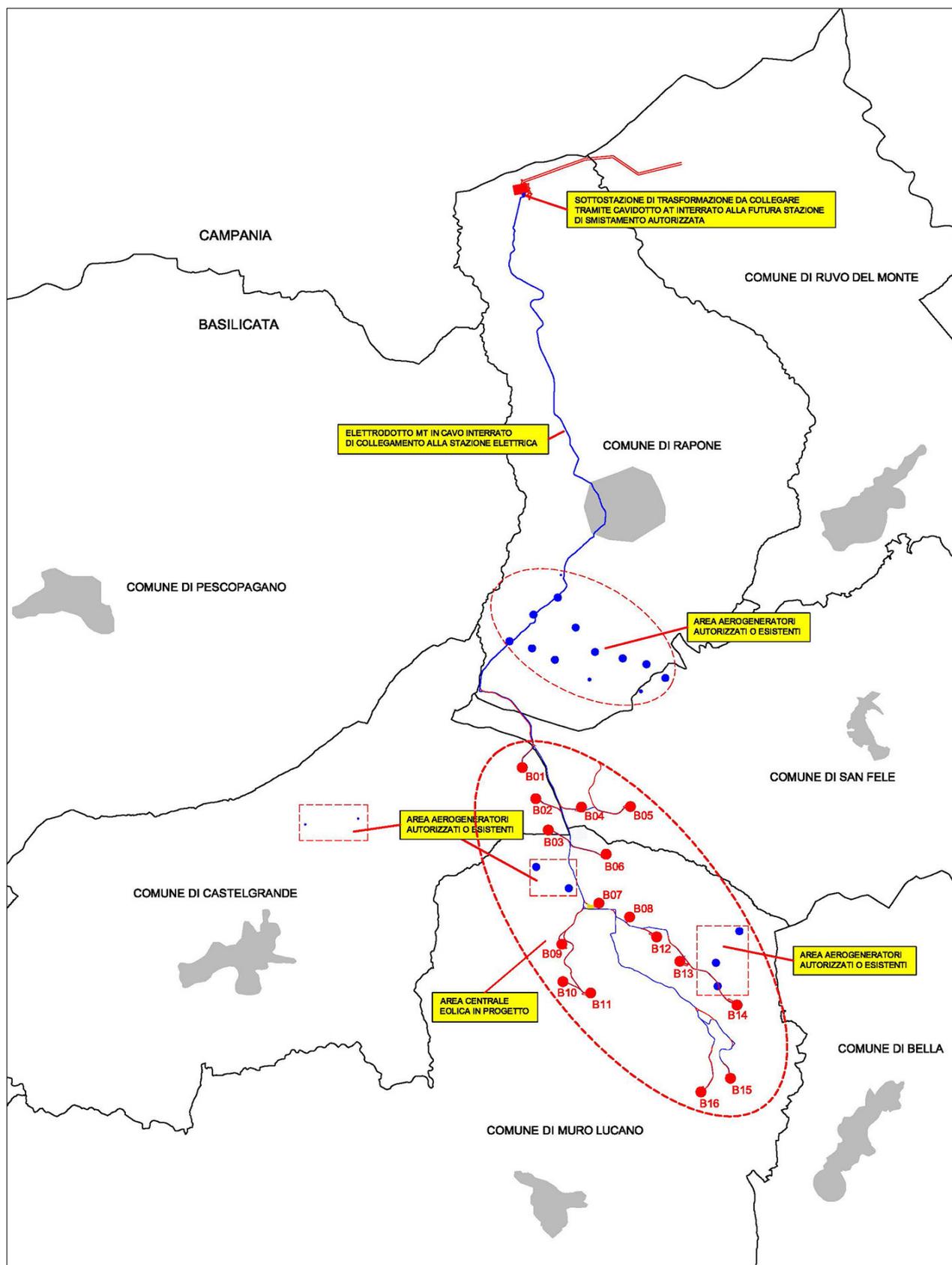


Figura 2: -- Inquadramento delle aree dell'impianto con indicazione dei limiti comunali, della viabilità e degli aerogeneratori di progetto (in rosso), di quelli autorizzati (cerchi blu grandi) o esistenti (cerchi blu piccoli), del cavidotto esterno in cavo interrato e della SSE di collegamento alla RTN.

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 11 di 88 |
|---|---|---|---|

1.2.2 Coerenza del progetto con gli obiettivi europei e nazionali di diffusione delle FER

Il progetto si inquadra nell'ambito della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile e, in relazione alla tipologia di generazione, risulta coerente con gli obiettivi enunciati all'interno di quadri programmatici e provvedimenti normativi comunitari, nazionali e regionali.

La coerenza si evidenzia sia in termini di adesione alle scelte strategiche energetiche e sia in riferimento agli accordi globali in tema di contrasto ai cambiamenti climatici (in particolare, il protocollo di Parigi del 2015 ratificato nel 2016 dall'Unione Europea); in particolare è opportuno richiamare gli impegni definiti per il 2030 dalla Strategia Energetica Nazionale del novembre 2017 che pone come fondamentale favorire l'ulteriore promozione dello sviluppo e diffusione delle tecnologie rinnovabili (in particolare quelle relative a eolico e fotovoltaico, riconosciute come le più mature e economicamente vantaggiose) e il raggiungimento dell'obiettivo per le rinnovabili elettriche del 55% al 2030 rispetto al 33,5% fissato per il 2015.

La SEN 2017, risulta perfettamente coerente con lo scenario a lungo termine del 2050 stabilito dalla Road Map europea che prevede la riduzione di almeno l'80% delle emissioni rispetto al 1990. e rispetto agli obiettivi al 2030 risulta in linea con il Piano dell'Unione dell'Energia.

Con la SEN 2017 sono stati definiti gli obiettivi al 2030 per il cui raggiungimento, come si evince nelle Linee di Azione delle Rinnovabili Elettriche, il significativo potenziale residuo tecnicamente ed economicamente sfruttabile e la riduzione dei costi di fotovoltaico ed eolico prospettano un importante sviluppo di queste tecnologie, la cui produzione - secondo il modello assunto dallo scenario e secondo anche gli scenari EUCO - dovrebbe più che raddoppiare entro il 2030.

Il raggiungimento degli obiettivi ambientali al 2030 e l'interesse complessivo di incremento delle fonti rinnovabili anche ai fini della sicurezza e del contenimento dei prezzi dell'energia, presuppongono non solo di stimolare nuova produzione, ma anche di non perdere quella esistente e anzi, laddove possibile, di incrementarne l'efficienza.

Per la Regione Basilicata, secondo Il D.M. 15 marzo 2012 "Definizione e qualificazione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili (c.d. Burden Sharing)" e sue successive integrazioni e modificazioni, a fronte di un valore iniziale di riferimento pari al 7,9%, si prevedono incrementi percentuali annuali tali da consentire il raggiungimento al 2020 dell'obiettivo del 33,1% di energia prodotta con fonti rinnovabili.

In generale, per l'attuazione delle strategie sopra richiamate, gli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili sono dichiarati per legge di pubblica utilità ai sensi del D.lgs 387/2003) e del DM del settembre 2010 recante Linee Guida per l'autorizzazione Unica di impianti FER.

1.2.3 Coerenza del progetto con gli strumenti pianificatori e di tutela vigenti _ Elenco autorizzazioni, pareri e atti di assenso necessari

Come premesso, il progetto segue l'iter di Autorizzazione Unica, così come disciplinato dall'Art. 12 del D.lvo 387/03 e dal DM 30 settembre 2010, e dai relativi atti di recepimento da parte della Regione Basilicata.

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 12 di 88 |
|---|---|---|---|

In relazione alla tipologia di intervento il progetto segue le procedure di VIA (Valutazione di Impatto Ambientale) di competenza statale, per effetto dei disposti dell'art. 7-bis comma 2 del D.Lgs 152/2006, così come modificato e aggiornato dal D.lgs 104/2017.

In relazione alla coerenza localizzativa e progettuale, si premette che:

- o gli aerogeneratori sono stati ubicati tenendo conto delle migliori condizioni anemologiche che favoriscono la maggiore efficienza produttiva e al tempo stesso seguendo tutte le indicazioni metodologiche e prescrittive dei "Principi generali per la progettazione, la costruzione, l'esercizio e la dismissione degli impianti eolici" riportati nel capitolo 1 dell'allegato A del piano di indirizzo energetico ambientale regionale (PIEAR) approvato con Legge Regionale n.1 del 19 gennaio 2010 e ss.mm. e ii.;
- o Il progetto risulta pertanto conforme al PIEAR regionale, sia per ciò che riguarda i siti prescelti e sia in merito alle condizioni tecniche e di sicurezza;
- o la rispondenza del progetto ai requisiti localizzativi del PIEAR rende di fatto l'intervento coerente con i disposti del DM 30 settembre 2010 recante "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", con gli allegati "Criteri per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio degli impianti da fonti di energia rinnovabili" ai sensi dell'Art. 17 del D.M. 09/2010 e sostanzialmente compatibile con la successiva LR 54/2015 di recepimento del DM medesimo.

In considerazione di quanto sopra richiamato si evidenzia come la proposta progettuale, anche in considerazione della temporaneità e della pressoché totale reversibilità delle opere, che saranno dismesse a fine cantiere, sia stata sviluppata in modo da sostenere e valorizzare al massimo il rapporto tra le opere stesse e il territorio, da limitare il più possibile i potenziali impatti ambientali e paesaggistici e da garantire pertanto la sostenibilità ambientale dell'intervento.

Tuttavia, date le caratteristiche dell'impianto di progetto e il regime normativo vigente a livello statale, regionale, provinciale e comunale, si fa presente che:

- o Il progetto non interessa Aree Naturali Protette di interesse nazionale o regionale o facenti parte della Rete Natura 2000.
- o L'impianto in minima parte interessa aree sottoposte a vincolo paesaggistico per cui è necessario l'ottenimento dell'Autorizzazione Paesaggistica ex Art. 146 del D.lgs 42/2004, che verrà rilasciata in seno al procedimento di VIA di competenza Statale laddove esplicitamente richiesto dal proponente ai sensi dell'art. 27 del D.lgs 152/2006 e ss.mm.ii;
per ciò che riguarda le interferenze del progetto riferite a aree o beni tutelate ai sensi del D.lgs 42/2004, si sottolinea che le stesse sono relative a due aerogeneratori (B13 e B14) che ricadono in aree gravate da Usi civici del Demanio Comunale di Muro Lucano (gravami da confermare, in quanto riportati in cartografie comunali non aggiornate, a seguito dell'esito di specifica richiesta già inoltrata agli uffici regionali competenti), mentre alcuni tratti di viabilità e corrispondenti tratti di cavidotto interrato, interessano le medesime aree gravate da usi civici, aree montane appenniniche eccedenti i 1200 m s.l.m. e infine 2 brevi tratti risultano in attraversamento della rete dei tratturi, che

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 13 di 88 |
|---|---|---|---|

per quanto attiene il cavidotto saranno realizzati con l'utilizzo della TOC (Trivellazione Orizzontale Controllata), tecnica che non implica alterazione morfologica e dell'aspetto esteriore dei luoghi;

- Nei medesimi 2 tratti sopra citati interferenti con la rete dei tratturi è necessaria l'acquisizione dell'Autorizzazione da parte della Soprintendenza Beni Archeologici della Basilicata in quanto i beni sono sottoposti a tutte le disposizioni contenute nel D.M. 22.12.1983 e D.Lgs 22.01.2004 n. 42 (come detto, tali tratti interferenti saranno realizzati con TOC, Trivellazione Orizzontale Controllata, tecnica che non produce modifiche morfologiche né dell'aspetto esteriore dei luoghi);
- Gli aerogeneratori B04, B05, B09, B10, B11, B13, B14 e B15, nonché alcuni relativi tratti di viabilità di progetto e di corrispondenti tratti di elettrodotta in cavo interrato, ricadono in aree sottoposte a vincolo idrogeologico ed è pertanto necessaria l'acquisizione del nullaosta da parte dell'Ufficio Foreste e Tutela del territorio ai sensi del RD 3625/1923 e della L. R. 42/98;
- Deve essere acquisito il parere del Comitato Istituzionale dell'Autorità di Bacino Regionale Campania Sud ed Interregionale per il bacino idrografico del fiume Sele, in quanto alcune opere interessano aree classificate come a pericolosità potenziale da frana moderata P_utr1, come aree con elevata propensione all'inesco-transito-invasione da frane P_utr3 e come aree con propensione all'inesco-transito-invasione da frane P_utr5; sempre in aree classificate come P_utr5, insiste un tratto di viabilità esistente, che definisce il confine con l'AdB Puglia, che dovrà essere adeguato con minimi interventi di allargamento della carreggiata e ricarica della massicciata per consentire il transito degli automezzi di cantiere; si precisa che ai sensi delle NTA del PAI (art. 36 commi 1 e 2), nelle aree a pericolosità potenziale P_utr1, P_utr3 e P_utr5 è consentito qualunque intervento perché lo stesso sia corredato da uno studio geologico che attesti la compatibilità rispetto all'assetto idro-geo-morfologico dell'area di interesse.
- Deve essere acquisito il parere dell'AdB Puglia per i motivi in precedenza indicati, in quanto l'intervento in parte ricade al confine dell'ambito di due competenze territoriali, pur sottolineando che nessuna opera interessa aree soggette a tutela dall'Autorità di Bacino della Puglia;

Al fine dell'ottenimento dell'Autorizzazione Unica ai sensi dell'art 12 del Dlgs 387/2003 e s.m.i, verrà, altresì, richiesto che vengano rilasciati i pareri di competenza, da parte di ciascun Ente di seguito indicato:

- Comune di Castelgrande (PZ);
- Comune di Muro Lucano (PZ);
- Comune di San Fele (PZ);
- Comune di Rapone (PZ);
- Provincia di Potenza;
- Regione Basilicata - Dipartimento Ambiente Territorio e Politiche della Sostenibilità- Ufficio Tutela della Natura;
- Regione Basilicata - Dipartimento Infrastrutture Opere Pubbliche e Mobilità - Ufficio Infrastrutture;
- Regione Basilicata- Dipartimento agricoltura e sviluppo Rurale – sez.Usi Civici;
- Regione Basilicata - Dipartimento agricoltura, sviluppo rurale, economia montana

- Regione Basilicata - Dipartimento ambiente territorio e politiche della sostenibilità- Ufficio geologico ed attività estrattive
- ARPAB;
- Enac ed Enav;
- Ministero Dello Sviluppo Economico-Dipartimento per le Comunicazioni;
- Aeronautica Militare;
- Esercito Italiano;
- Marina Militare;
- Asl di Potenza;
- CIGA;
- Terna S.p.A.;
- SNAM Rete Gas SpA;
- Ministero Sviluppo Economico - Dipartimento per L'energia - Dgerm - Divisione Iv - Sezione Unmig di Napoli;
- Rete Acquedotto - Acquedotto Lucano S.p.A.;
- Consorzio di Bonifica Vulture Alto Bradano

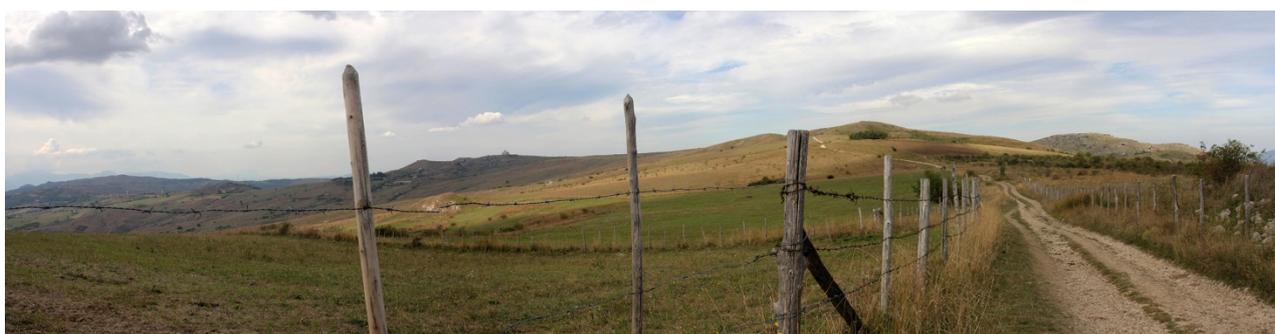


Figura 3: Viste dell'area di intervento

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 15 di 88 |
|---|---|---|---|

2 QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO

2.1 La VIA in Europa, in Italia e in Basilicata

2.1.1 Le direttive della comunità europea

La Valutazione d'Impatto Ambientale è nata negli Stati Uniti nel 1969 con il National Environment Policy Act (NEPA) anticipando di quasi 10 anni il principio fondatore del concetto di Sviluppo Sostenibile definito come "uno sviluppo che soddisfi le nostre esigenze d'oggi senza privare le generazioni future della possibilità di soddisfare le proprie", enunciato dalla World Commission on Environment and Development, Our Common Future, nel 1987. In Europa tale procedura è stata introdotta dalla Direttiva Comunitaria 85/337/CEE (Direttiva del Consiglio del 27 giugno 1985, Valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati) quale strumento fondamentale di politica ambientale.

La direttiva europea VIA ha anticipato molti e importanti cambiamenti avvenuti all'interno dell'Unione Europea (UE). Il primo è l'Atto Unico Europeo del 1986 che, insieme al trattato di Maastricht del 1992, ha introdotto i più importanti principi della politica ambientale europea, rendendoli un tema centrale delle politiche comunitarie in tutti i settori. La direttiva ha altresì introdotto e stabilito i contenuti che il proponente doveva presentare la valutazione ambientale dell'opera che intendeva realizzare.

Nel settembre 1996 veniva emanata la **Direttiva 96/61/CE**, che modificava la Direttiva 85/337/CEE introducendo il concetto di prevenzione e riduzione integrata dell'inquinamento proveniente da attività industriali (IPPC), al fine di conseguire un livello adeguato di protezione dell'ambiente nel suo complesso, e introduceva l'AIA (Autorizzazione Integrata Ambientale). La direttiva tendeva alla promozione delle produzioni pulite, valorizzando il concetto di "migliori tecniche disponibili".

Successivamente veniva emanata la **Direttiva 97/11/CE** (Direttiva del Consiglio concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, Modifiche ed integrazioni alla Direttiva 85/337/CEE) che costituiva l'evoluzione della Direttiva 85, e veniva presentata come una sua revisione critica dopo gli anni di esperienza di applicazione delle procedure di VIA in Europa. La direttiva 97/11/CE ha ampliato la portata della VIA aumentando il numero dei tipi di progetti da sottoporre a VIA (allegato I), e ne ha rafforzato la base procedurale garantendo nuove disposizioni in materia di selezione, con nuovi criteri (allegato III) per i progetti dell'allegato II, insieme a requisiti minimi in materia di informazione che il committente deve fornire. La direttiva introduceva inoltre le fasi di "screening" e "scoping" e fissava i principi fondamentali della VIA che i Paesi membri dovevano recepire.

Un resoconto dell'andamento dell'applicazione della VIA in Europa è stato pubblicato nel 2003: la Relazione della Commissione al Parlamento Europeo e al Consiglio sull'applicazione, sull'efficacia e sul funzionamento della direttiva 85/337/CEE, modificata dalla direttiva 97/11/CE (Risultati ottenuti dagli Stati membri nell'attuazione della direttiva VIA). Il 26 maggio 2003 al Parlamento Europeo veniva approvata la **Direttiva 2003/35/CE** che rafforzava la partecipazione del pubblico nell'elaborazione di taluni piani e programmi in materia ambientale, migliorava le indicazioni delle Direttive 85/337/CEE e 96/61/CE relative alla disposizioni sull'accesso alla giustizia e contribuiva all'attuazione degli obblighi derivanti dalla convenzione di Århus del 25 giugno 1998.

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 16 di 88 |
|---|---|---|---|

Un ulteriore aggiornamento sull'andamento dell'applicazione della VIA in Europa è stato pubblicato nel **2009**: la Relazione della Commissione al Consiglio, al Parlamento Europeo, al Comitato Economico e Sociale Europeo e al Comitato delle Regioni sull'applicazione e l'efficacia della direttiva VIA (dir. 85/337/CEE, modificata dalle direttive 97/11/CE e 2003/35/CE).

Dal 17 febbraio 2012 entra in vigore la nuova **direttiva 2011/92/UE** del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 dicembre 2011 concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea del 28 febbraio 2012. Obiettivo della direttiva è quello di riunificare in un unico testo legislativo consolidato tutte le modifiche apportate nel corso degli anni alla direttiva 85/337/CEE che viene conseguentemente abrogata. Non è stato fissato nessun termine per il recepimento da parte degli Stati Membri in quanto la nuova direttiva sostituisce la 85/337/CEE, così come modificata dalle direttive 97/11/CE, 2003/35/CE e 2009/31/CE, fatti salvi i termini per il recepimento delle singole direttive, già recepite nell'ordinamento nazionale. Nel provvedimento (articolo 6) è dato particolare rilievo alla partecipazione del pubblico ai processi decisionali attraverso specifiche modalità di informazione, anche mediante mezzi di comunicazione elettronici, in una fase precoce della procedura garantendo l'accesso alla documentazione fornita dal proponente ed alle informazioni ambientali rilevanti ai fini della decisione.

Il 16 maggio 2014 sono entrati in vigore importanti cambiamenti in materia di valutazione di impatto ambientale (VIA) a seguito della **Direttiva Europea 2014/52/UE**. La nuova direttiva reca modifiche alla direttiva 2011/92/UE, per quanto concerne limiti e deroghe alla disciplina stop a conflitti d'interesse e maggiore coinvolgimento del pubblico e delle forze sociali. Con le ultime modifiche si vuole concentrare maggiormente l'attenzione sui rischi e le sfide emerse nel corso degli ultimi anni, come efficienza delle risorse, cambiamenti climatici e prevenzione dei disastri. Tra le principali novità introdotte: obbligo degli Stati Membri di semplificare le varie procedure di valutazione ambientale, fissati diversi termini di tempo a seconda dei differenti stadi di valutazione ambientale, semplificazione della procedura d'esame per stabilire la necessità o meno di una valutazione d'impatto ambientale, rapporti più chiari e comprensibili per il pubblico, obbligo da parte degli sviluppatori di intraprendere i passi necessari per evitare, prevenire o ridurre gli effetti negativi laddove i progetti comportino delle conseguenze importanti sull'ambiente. Gli Stati Membri dovranno recepire le nuove regole al più tardi entro il 2017 e dovranno anche comunicare alla Commissione la legislazione nazionale adottata per ottemperare alla nuova Direttiva.

2.1.2 Il quadro normativo nazionale

La Direttiva 85/337/CEE è stata recepita in Italia con la **Legge n. 349 dell'8 luglio 1986 e s.m.i.**, legge che Istituisce il Ministero dell'Ambiente e le norme in materia di danno ambientale. Il testo prevedeva la competenza statale, presso il Ministero dell'Ambiente, della gestione della procedura di VIA e della pronuncia di compatibilità ambientale, inoltre disciplinava sinteticamente la procedura stessa.

Il **D.P.C.M. n. 377 del 10 agosto 1988 e s.m.i.** regolamentava le pronunce di compatibilità ambientale di cui alla Legge 349, individuando come oggetto della valutazione i progetti di massima delle opere sottoposte a VIA a livello nazionale e recependo le indicazioni della Dir 85/337/CEE sulla stesura dello Studio di Impatto Ambientale.

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 17 di 88 |
|---|---|---|---|

Il **D.P.C.M. 27 dicembre 1988** e s.m.i., fu emanato secondo le disposizioni dell'art. 3 del D.P.C.M. n. 377/88, e contiene le Norme Tecniche per la redazione degli Studi di Impatto Ambientale e la formulazione del giudizio di compatibilità. Le Norme Tecniche del 1988, ancora oggi vigenti, definiscono, per tutte le categorie di opere, i contenuti degli Studi di Impatto Ambientale e la loro articolazione, la documentazione relativa, l'attività istruttoria ed i criteri di formulazione del giudizio di compatibilità. Lo Studio di Impatto Ambientale dell'opera va quindi redatto conformemente alle prescrizioni relative ai quadri di riferimento programmatico, progettuale ed ambientale ed in funzione della conseguente attività istruttoria.

Nel 1994 venne emanata la Legge quadro in materia di Lavori Pubblici (**L. 11/02/94, n. 109 e s.m.i.**) che riformava la normativa allora vigente in Italia, definendo tre livelli di progettazione caratterizzati da diverso approfondimento tecnico: Progetto preliminare; Progetto definitivo; Progetto esecutivo. Relativamente agli aspetti ambientali venne stabilito che fosse assoggettato alla procedura di VIA il progetto definitivo.

Presentato a valle dei primi anni di applicazione della VIA, il **D.P.R. 12 aprile 1996** costituiva l'atto di indirizzo e coordinamento alle Regioni, relativamente ai criteri per l'applicazione della procedura di VIA per i progetti inclusi nell'allegato II della Direttiva 85/337/CEE. Il D.P.R. nasceva quindi dalla necessità di dare completa attuazione alla Direttiva europea e ne ribadiva gli obiettivi originari, presentando nell'Allegato A le opere da sottoporre a VIA regionale, nell'Allegato B le opere da sottoporre a VIA per progetti che ricadevano, anche parzialmente, all'interno di aree naturali protette. Dal recepimento del D.P.R. seguì un complesso di circa 130 dispositivi legislativi regionali.

Il D.P.R. 12.4.96 è stato successivamente integrato e modificato dal **D.P.C.M. del 03.09.99** "*Atto di indirizzo e coordinamento che modifica ed integra il precedente atto di indirizzo e coordinamento per l'attuazione dell'art. 40, comma 1, della legge 22.02.94, n. 146, concernente disposizioni in materia di valutazione di impatto ambientale*" e dal **D.P.C.M. 01.09.2000**.

Il quadro normativo in Italia, relativo alle procedure di VIA, è stato ampliato a seguito dell'emanazione della cd. "**Legge Obiettivo**" (**L.443/2001**) ed il relativo decreto di attuazione (D.Lgs n. 190/2002 - Attuazione della legge n. 443/2001 per la realizzazione delle infrastrutture e degli insediamenti produttivi strategici e di interesse nazionale"). Il D.Lgs individua una procedura di VIA speciale, con una apposita Commissione dedicata, che regola la progettazione, l'approvazione dei progetti e la realizzazione delle infrastrutture strategiche, descritte nell'elenco della delibera CIPE del 21 dicembre 2001. Nell'ambito della VIA speciale, venne stabilito che si dovesse assoggettare alla procedura il progetto preliminare dell'opera.

Con l'entrata in vigore del "Codice dell'Ambiente" (**DLgs n.152 del 3 aprile 2006**), concernente disposizioni in materia di Valutazione di Impatto Ambientale, VAS, difesa del suolo, lotta alla desertificazione, tutela delle acque e della qualità dell'aria, gestione dei rifiuti, il D.P.R. 12.4.96 e ss.mm.ii. è stato abrogato. Detto termine, già prorogato al 31 gennaio 2007 ai sensi dell'art. 52 del citato D.Lgs n. 152/2006, come modificato dal D.L. 173/2006, convertito, con modifiche, in L. n.228/2006, è stato ulteriormente prorogato al 31 luglio 2007 dal D. L. n. 300/2006, convertito in L. n. 17/2007.

Il D.Lgs n.152/2006 è stato aggiornato e modificato prima dal D.Lgs n.284/2006 e poi recentemente dal **DLgs 4/2008**, entrato in vigore il 13 febbraio 2008, recante "*Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale*". Con l'entrata in vigore del DLgs 4/2008, tra le altre modifiche, viene effettuata una precisa differenza tra gli interventi da

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 18 di 88 |
|---|---|---|---|

assoggettare a procedura di VIA Statale e Regionale; vengono sostituiti gli allegati dal I a V della Parte II del DLgs 152/2006.

Ulteriori modifiche al Testo Unico Ambientale (DLgs 3 aprile 2006, n. 152 e s.m.i.), nelle Parti I e II (VIA, VAS, IPPC), vengono apportate dal **D.Lgs 29 giugno 2010, n. 128**, in vigore dal 26 agosto 2010, dal **DLgs 4 marzo 2014, n.46**, in vigore dall'11 aprile 2014, e dal **D.L. 24 giugno 2014, n.91** entrato in vigore in data 25/06/2014 e convertito con modificazioni dalla legge L. 11 agosto 2014 n.116. Quest'ultimo decreto, in particolare, rimanda all'approvazione di un nuovo decreto da parte del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare che ridefinisca le soglie dei progetti da sottoporre a procedura di assoggettabilità a VIA.

Ai sensi e per effetti dell'art.15 comma 1, lettere c) e d) del DL n.91/2014 convertito, con modificazioni, dalla L. n.116/2014, con **DM 30/03/2015** sono state emanate "*Linee guida per la verifica di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale dei progetti di competenza delle regioni e province autonome*".

Le citate linee guida forniscono indirizzi e criteri per l'espletamento della procedura di verifica di assoggettabilità a VIA (art. 20 del decreto legislativo n. 152/2006) dei progetti, relativi ad opere o interventi di nuova realizzazione, elencati nell'allegato IV alla parte seconda del decreto legislativo n. 152/2006, al fine di garantire una uniforme e corretta applicazione su tutto il territorio nazionale delle disposizioni dettate dalla direttiva 2011/92/UE concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati (art. 4, allegato II, allegato III).

Le linee guida integrano i criteri tecnico-dimensionali e localizzativi utilizzati per la fissazione delle soglie già stabilite nell'allegato IV alla parte seconda del decreto legislativo n. 152/2006 per le diverse categorie progettuali, individuando ulteriori criteri contenuti nell'allegato V alla parte seconda del decreto legislativo n. 152/2006, ritenuti rilevanti e pertinenti ai fini dell'identificazione dei progetti da sottoporre a verifica di assoggettabilità a VIA. L'applicazione di tali ulteriori criteri comporta una riduzione percentuale delle soglie dimensionali già fissate nel citato allegato IV, ove presenti, con conseguente estensione del campo di applicazione delle disposizioni in materia di VIA a progetti potenzialmente in grado di determinare effetti negativi significativi sull'ambiente.

Le linee guida sono rivolte sia alle autorità cui compete l'adozione del provvedimento di verifica di assoggettabilità per i progetti dell'allegato IV alla parte seconda del decreto legislativo n. 152/2006 (regioni e province autonome, ovvero enti locali), sia ai soggetti proponenti.

Recentemente è entrato in vigore il **Decreto Legislativo 16/06/2017, n. 104** che ha modificato la Parte II e i relativi allegati del D.Lgs. n. 152/2006 per adeguare la normativa nazionale alla Direttiva n. 2014/52/UE. Quest'ultima, a sua volta, ha modificato la Direttiva n. 2011/92/UE al fine, tra l'altro, di rafforzare la qualità della procedura di valutazione d'impatto ambientale, allineare tale procedura ai principi della regolamentazione intelligente (*smart regulation*), rafforzare la coerenza e le sinergie con altre normative e politiche dell'Unione, garantire il miglioramento della protezione ambientale e l'accesso del pubblico alle informazioni attraverso la disponibilità delle stesse anche in formato elettronico (considerando nn. 3 e 18). In linea con tali obiettivi il decreto di attuazione introduce nuove norme che rendono maggiormente efficienti le procedure sia di verifica di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale sia della valutazione

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 19 di 88 |
|---|---|---|---|

stessa, che incrementano i livelli di tutela ambientale e che contribuiscono a rilanciare la crescita sostenibile.

Inoltre il Decreto sostituisce l'articolo 14 della Legge n. 241/1990 in tema di Conferenza dei servizi relativa a progetti sottoposti a VIA e l'articolo 26 del D.Lgs n. 42/2004 (Codice dei beni culturali e del paesaggio) che disciplina il ruolo del Ministero dei Beni e delle Attività Culturali nel procedimento di VIA.

Ai sensi dell'articolo 2 della Direttiva, il recepimento doveva avvenire entro il 16/05/2017.

Nel rispetto di tale previsione il Decreto (art. 23) stabilisce che le disposizioni si applicano ai procedimenti di verifica di assoggettabilità a VIA e ai procedimenti di VIA avviati dal 16/05/2017.

Con riferimento agli impianti eolici, ai sensi del DLgs 152/2006 e s.m.i:

- *Gli impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 30 MW e gli impianti eolici ubicati in mare rientrano nell'allegato II alla parte seconda del DLgs 152/2006 (punto 2 e punto 7-bis) e quindi sono sottoposti a VIA statale per effetto dell'art7-bis comma 2 del D.Lgs 152/2006;*
- *Gli impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 1 MW, qualora disposto dall'esito della verifica di assoggettabilità di cui all'articolo 19, rientrano nell'allegato III alla parte seconda del DLgs 152/2006 (lettera c-bis) sono sottoposti a VIA regionale per effetto dell'art7-bis comma 3 del D.Lgs 152/2006;*
- *Gli impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 1 MW rientrano nell'allegato IV alla parte seconda del DLgs 152/2006 (punto 2 lettera d) sono sottoposti a procedura di screening ambientale per effetto dell'art 7-bis comma 3 del D.Lgs 152/2006.*

2.1.3 La normativa Regionale

In attuazione della direttiva CEE 85/377 la Regione Basilicata emanò una prima legge nel 1994: **Legge Regionale n. 47 del 19 dicembre 1994** "Disciplina della valutazione impatto ambientale e norme per la tutela dell'ambiente". All'art. 3 della L.R. 47/94 venivano individuati gli interventi da sottoporre a procedura di Valutazione di Impatto ambientale in forma semplificata e in forma ordinaria. In particolare, gli impianti eolici con potenza compresa tra 1 e 3Kw seguivano il procedimento semplificato quelli; quelli con potenza superiore ai 3kw venivano sottoposti a VIA ordinaria.

La legge n.47/94 è stata modificata dalla **legge regionale n. 3 del 16 gennaio 1996** "Modifiche ed integrazioni alla LR n.47/94 disciplina della valutazione impatto ambientale e norme per la tutela dell'ambiente" secondo la quale era prevista l'attivazione della procedura di VIA per gli impianti eolici con potenza superiore a 2MW.

In attuazione del DPR 12 Aprile 2006 ed in conformità alle direttive CEE 85/377 e 97/111, la Regione Basilicata ha emanato la **legge regionale n. 47 del 14-12-1998** "Disciplina della valutazione di impatto ambientale e norme per la tutela dell'ambiente" che abroga le precedenti disposizioni normative. La legge regionale n.47/98 inserisce tutti gli impianti eolici nell'allegato B "Elenco delle tipologie progettuali

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 20 di 88 |
|---|---|---|---|

sottoposte alla fase di verifica o sottoposte alla fase di valutazione qualora ricadenti, anche parzialmente, in aree naturali protette”.

Al fine di regolamentare la realizzazione degli impianti eolici sul territorio lucano, la Regione Basilicata con **DGR n. 1138 del 24.6.2002** ha adottato il documento avente ad oggetto “Atto di indirizzo tesò al corretto inserimento nel paesaggio degli impianti eolici” con il quale sostanzialmente venivano definite:

- Le procedure autorizzative per la costruzione di impianti eolici;
- La documentazione tecnico-amministrativa occorrente per l'istruttoria dei progetti di che trattasi, ai sensi della L.R. 47/98;
- Gli elementi e le circostanze che rendevano incompatibili la realizzazione degli impianti eolici sul territorio, nonché quelli che al contrario possono essere resi.

Successivamente, su incarico dell'Assessorato all'Ambiente e al Territorio, l'ufficio Compatibilità Ambientale conformandosi alle finalità perseguite dalla politica di programmazione energetica comunitaria e regionale, perseguendo l'obbiettivo di coniugare lo sviluppo della produzione di energia da fonte eolica con la conservazione e la tutela del patrimonio paesaggistico, naturalistico, storico e culturale presente sul territorio regionale, ha implementato i contenuti dell'Atto di indirizzo di cui alla DGR n.1138/2002 elaborando un nuovo documento sostituiva definitivamente il precedente. Il nuovo atto di indirizzo è stato approvato con **DGR n.2920 del 13 dicembre 2004** e stabiliva:

- La documentazione da produrre per l'esame dei progetti ai sensi della L.R. 47/98;
- Gli elementi che rendono assolutamente incompatibili gli impianti eolici;
- I criteri minimi da osservare nelle fasi di progettazione, esercizio e dismissione di un impianto eolico.

Successivamente, la Regione Basilicata ha emanato la **legge regionale n.9 del 26-04-2007** avente ad oggetto “Disposizioni in materia di energia”. La nuova legge disciplinava le autorizzazioni per la costruzione e l'avvio di impianti per la produzione di energia, nelle more di approvazione del Piano di indirizzo energetico ambientale regionale (PIEAR). Inoltre, venivano apportate modifiche ed integrazioni alla legge regionale n.47/1998 secondo le quali la procedura di screening per gli impianti eolici andava attivata per impianti di potenza superiore a 100kW, purché esterni ad aree naturali protette. Nelle aree naturali protette la realizzazione degli impianti eolici era limitata ad una potenza complessiva inferiore a 50kW (rif. comma 1 art 5 della L.r. n.9/2007).

La **legge regionale 24 dicembre 2008 n.31** “Disposizioni per la formazione del Bilancio di Previsione annuale e pluriennale della Regione Basilicata – Legge Finanziaria 2009” ha ulteriormente ridefinito le soglie degli impianti da sottoporre a procedura ambientale. In particolare, sono sottoposti a screening ambientale gli impianti eolici con potenza superiore a 1MW (rif. comma 7 art.10 l.r. n.31/2008).

La **legge regionale n.27 del 7 agosto 2009** “Assestamento del Bilancio di Previsione per l'Esercizio Finanziario 2009 e del Bilancio Pluriennale per il triennio 2009/2011” ha stabilito che impianti gli impianti eolici con potenza inferiore a 1MW e numero massimo di 5 turbine sono sottoposti a procedura di DIA di cui agli art. 22 e 23 del T.U. delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di edilizia DPR n. 380/2001 e s.m.i.

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 21 di 88 |
|---|---|---|---|

La **legge regionale n.1 del 19 gennaio 2010 e s.m.i.** *“Norme in materia di energia e piano di indirizzo energetico ambientale regionale DLgs. n.152 del 3 Aprile 2006 L.r. n.9/2007”* ha approvato il PIEAR Piano Di Indirizzo Energetico Ambientale ed ha, ulteriormente, modificato ed integrato la legge regionale n.47/98, prevedendo l’attivazione della procedura di VIA per:

- Impianti a biomassa con potenza complessiva superiore a 1 MWe;
- Impianti eolici con potenza superiore a 1 MW;
- Impianti per la produzione di energia solare con potenza superiore a 1MW, esclusi quelli relativi a dispositivi di sicurezza, dispositivi di illuminazione o che risultano parzialmente o totalmente integrati in edifici residenziali ai sensi del DMSE 19 febbraio 2007;
- Impianti idroelettrici con potenza superiore a 1 MW.

Nell’allegato A del piano sono stati definiti i “principi generali per la progettazione, la realizzazione, l’esercizio e la dismissione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili”.

La L.R. n.1/2010 inoltre ha introdotto il comma 3-bis all’art. 7 della legge regionale 47/98 secondo il quale *“per le opere sottoposte alla procedura di V.I.A. e contemporaneamente assoggettate ad autorizzazione unica di cui all’articolo 12 comma 3 del D. Lgs. 387/2003, il provvedimento definitivo, di cui al precedente comma 3, è compreso nel provvedimento di autorizzazione unica di cui all’articolo 12, comma 3, del D. Lgs. 387/2003”*.

La legge regionale n.7 del 30 aprile 2014 *“Collegato alla legge di bilancio 2014-2016”* ha modificato ed integrato ulteriormente la legge regionale 47/98 stabilendo che *“in attuazione dei principi di azione preventiva e di tutela in materia ambientale e paesaggistica, il Ministero per i beni e le attività culturali partecipa al Comitato Tecnico Regionale per l’Ambiente nell’ambito dell’istruttoria di valutazione di impatto ambientale degli impianti eolici, anche qualora l’impianto non ricada in area sottoposta a tutela ai sensi del citato Decreto Legislativo 22 gennaio 2004, n. 42 e nei casi in cui la Soprintendenza verifichi che l’impianto alimentato da fonte rinnovabile ricade in aree interessate da procedimenti di tutela ovvero da procedure di accertamento della sussistenza di beni archeologici in itinere alla data di presentazione dell’istanza di autorizzazione unica di cui all’art.12 del D.Lgs. n. 387/2003”*. La stessa legge ha abrogato il comma 3 bis dell’articolo 7 della L.R. n.47/1998, come introdotto dall’art.7, comma 1 lett. b) della L.R. n.1/2010.

Ad oggi la Basilicata non ha ancora adeguato la propria normativa regionale agli aggiornamenti apportati dal DLgs 104/2017 al DLgs 152/2006.

2.1.4 La procedura di Valutazione di Impatto Ambientale per l’impianto eolico di progetto

Come premesso, in relazione alla tipologia di intervento e secondo i disposti dell’Art.12 del D.lgs 387/2003 e del DM 30/10/2010 in materia di Autorizzazione Unica, il progetto per la realizzazione dell’impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica e opere accessorie è stato redatto a livello di Progettazione Definitiva in ottemperanza a quanto disposto dal D.lgs 50/2016, così come modificato e integrato con il D.lgs 19 aprile 2017, n. 56 e la legge 21 giugno 2017, n. 96 e in relazione al DPR. 5 ottobre 2010, n. 207 per le parti ancora vigenti (Artt. 14-23).

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 22 di 88 |
|---|---|---|---|

Nell'elaborazione del progetto si è seguito altresì il Disciplinare specifico allegato al PIEAR della Regione Basilicata (LR 1/2010).

Poiché l'intervento è soggetto alle procedure di Valutazione di Impatto Ambientale, secondo l'art. 5 del D.lgs 152/2006 e ss.mm.ii., lo Studio di Impatto Ambientale: è il documento che integra gli elaborati progettuali ai fini del procedimento ed è stato predisposto secondo le indicazioni e i contenuti di cui all'Art. 22 e all'allegato VII alla Parte Seconda del Codice dell'Ambiente e in ossequio a quanto richiesto dalla normativa regionale e nazionale in materia ambientale.

Lo Studio di Impatto Ambientale illustra le caratteristiche salienti del proposto impianto eolico, analizza i possibili effetti ambientali derivanti dalla sua realizzazione, il quadro delle relazioni che si stabiliscono tra l'opera e il contesto territoriale e paesaggistico; individua le soluzioni tecniche mirate alla mitigazione degli effetti negativi sull'ambiente.

In particolare lo Studio di Impatto Ambientale comprende:

- Un regesto dei principali strumenti di programmazione, di governo del territorio e di tutela ambientale e paesaggistica, rispetto a cui è stata coerentemente elaborata la proposta progettuale;
- La descrizione del progetto, comprendente informazioni relative alla sua ubicazione e concezione, alle sue dimensioni e ad altre sue caratteristiche pertinenti;
- La descrizione dei probabili effetti significativi del progetto sull'ambiente, sia in fase di realizzazione che in fase di esercizio e di dismissione;
- La descrizione delle misure previste per evitare, prevenire o ridurre e, possibilmente, compensare i probabili impatti ambientali significativi e negativi;
- La descrizione delle alternative ragionevoli prese in esame dal proponente, adeguate al progetto ed alle sue caratteristiche specifiche, compresa l'alternativa zero, con indicazione delle ragioni principali alla base dell'opzione scelta, prendendo in considerazione gli impatti ambientali;
- Il progetto di monitoraggio dei potenziali impatti ambientali significativi e negativi derivanti dalla realizzazione e dall'esercizio del progetto, che include le responsabilità e le risorse necessarie per la realizzazione e la gestione del monitoraggio;
- Le informazioni supplementari di cui all'allegato VII relativa alle caratteristiche peculiari di un progetto specifico o di una tipologia di progetto e dei fattori ambientali che possono subire un pregiudizio.

Non essendo intervenuto alcun recepimento da parte della Regione Basilicata delle modifiche apportate al D.lgs 152/2006 dal D.lgs 104 del 2017, si applicano le procedure di cui e le modalità previste dal Decreto Legislativo 152/2006 allo stato vigente, ai sensi dell'art. 35 comma 1 del Codice dell'Ambiente secondo cui *“Le regioni ove necessario adeguano il proprio ordinamento alle disposizioni del presente decreto, entro dodici mesi dall'entrata in vigore. In mancanza di norme vigenti regionali trovano diretta applicazione le norme di cui al presente decreto”*.

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 23 di 88 |
|---|---|---|---|

2.2 La politica e la pianificazione energetica

2.2.1 La normativa di settore

2.2.1.1 Ambito internazionale

Le caratteristiche salienti delle recenti politiche ambientali in relazione all'uso delle risorse energetiche sono ascrivibili a due processi.

Il primo è relativo al tentativo internazionale di giungere a comuni accordi per la riduzione, in tempi e quantità definite, delle emissioni in atmosfera derivate dalla combustione delle fonti energetiche.

A questo proposito, un grande impulso al dibattito mondiale e al sostegno di politiche energetiche maggiormente sostenibili è arrivato dalla ratifica del Protocollo di Kyoto sulla riduzione dei gas serra. Di minore risonanza, ma non certo di importanza secondaria, sono i progressi degli accordi internazionali per un'ulteriore e radicale diminuzione delle emissioni acide in atmosfera (ossidi di azoto, anidride solforosa, particelle sospese) che hanno trovato un momento significativo nel 1999 con la stesura del Protocollo di Göteborg.

Il 16 febbraio 2005 è entrato in vigore il Protocollo di Kyoto. Il Protocollo, firmato nel dicembre 1997 a conclusione della terza sessione plenaria della Conferenza delle parti (COP3), contiene obiettivi legalmente vincolanti e decisioni sull'attuazione operativa di alcuni degli impegni della Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici (United Nation Framework Convention on Climate Change).

Il Protocollo impegna i paesi industrializzati e quelli a economia in transizione (i paesi dell'Est europeo) a ridurre complessivamente del 5,2 per cento le principali emissioni antropogeniche di gas serra entro il 2010 e, più precisamente, nel periodo compreso tra il 2008 e il 2012.

Il paniere di gas serra considerato nel Protocollo include sei gas: l'anidride carbonica, il metano, il protossido di azoto, i fluorocarburi idrati, i perfluorocarburi, l'esafioruro di zolfo. L'anno di riferimento per la riduzione delle emissioni dei primi tre gas è il 1990, mentre per i rimanenti tre (che sono gas lesivi dell'ozono stratosferico e che per altri aspetti rientrano in un altro protocollo, il Protocollo di Montreal) è il 1995.

La riduzione complessiva del 5,2 per cento non è uguale per tutti i paesi. Per i paesi membri dell'Unione europea nel loro insieme la riduzione dovrà essere pari all'8 per cento, per gli USA al 7 per cento, per il Giappone al 6 per cento.

A seguito della Conferenza di Marrakech (novembre 2001) 40 Paesi hanno ratificato il Protocollo di Kyoto. Nel novembre 2003 i paesi aderenti erano saliti a 120. Ad ottobre 2004 anche la Russia, responsabile del 17,4% delle emissioni, ha ratificato l'accordo, facendo raggiungere il quorum per rendere il protocollo legalmente vincolante. Nell'agosto del 2005 159 paesi avevano ratificato l'accordo, con le notevoli e riduttive eccezioni di USA e Australia.

Il secondo processo riguarda la promozione delle fonti rinnovabili e l'uso razionale dell'energia, nonché l'incentivo ad accelerare la transizione verso maggiori consumi di combustibili a minor impatto ambientale. La possibilità di utilizzare una sempre maggiore quantità di energia pulita e rinnovabile è considerata l'elemento chiave dello sviluppo sostenibile. Rientrano in questo ambito i lavori del G8 con la task force ad

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 24 di 88 |
|---|---|---|---|

hoc sulle energie rinnovabili, la direttiva europea per lo sviluppo di queste ultime, l'inclusione nei piani energetici nazionali di pratiche per un impiego più efficiente dell'energia negli usi finali e l'introduzione di misure fiscali per penalizzare le fonti combustibili che rilasciano maggiori quantità di carbonio (Carbon Tax). Il gruppo di 33 membri che costituisce la task force sulle energie rinnovabili si è riunito più volte tra il 2000 e il 2001, producendo un rapporto finale presentato al Summit di Genova del luglio 2001. Questo documento, che analizza il ruolo delle energie rinnovabili in un contesto di sviluppo sostenibile, considerandone le implicazioni in termini di costi e benefici alla luce dei bisogni energetici regionali, delle condizioni di mercato e dei principali fattori di incentivo, contiene anche una serie di consigli e proposte specifiche per l'incremento delle fonti energetiche rinnovabili. In particolare, si raccomandano:

- L'espansione dei mercati di fonti rinnovabili. Da attuarsi soprattutto nei paesi sviluppati in modo da ridurre i costi legati alle tecnologie e indurre lo sviluppo anche nei paesi in via di sviluppo;
- Lo sviluppo di politiche ambientali forti;
- La predisposizione di adeguate capacità finanziarie. Ottenuta invitando l'OCSE a includere le fonti rinnovabili negli International Development Targets;
- Il sostegno ai meccanismi di mercato.

Recentemente è stato siglato il cosiddetto **Accordo di Parigi sul Clima**, di cui si dirà di seguito.

È probabilmente il più grande accordo politico sul clima e l'ambiente a cui si è giunti finora. Raggiunto a fine 2015, come gran parte degli altri accordi internazionali, è una scelta condivisa a cui tendere, ma non si è dotato ancora di strumenti operativi per applicarlo. Esso introduce la contabilità verde: fra cinque anni sarà fatto un bilancio della prima parte di applicazione dell'accordo.

Moltissimo si punta sulle nuove tecnologie: si deve tendere all'utilizzo di nuova tecnologia capace di diminuire drasticamente le emissioni inquinanti nella produzione di energia; l'obiettivo di diminuzione delle emissioni climalteranti sarà raggiunto mettendo in disparte il carbone che è causa primaria della attuale produzione di CO₂ (in particolare perché usatissimo nei Paesi di economia in crescita), riducendo in modo rilevante il petrolio e puntando sul ricorso al metano (emette poca CO₂) in associazione con le fonti rinnovabili d'energia, ancora "fragili".

2.2.1.2 Il Protocollo di Kyoto

Il Protocollo di Kyoto è uno strumento giuridico internazionale i cui obblighi a carico degli Stati firmatari sono legati, come anticipato, ad obiettivi di riduzione dei gas serra e sono modulati attraverso una analisi dei costi-benefici.

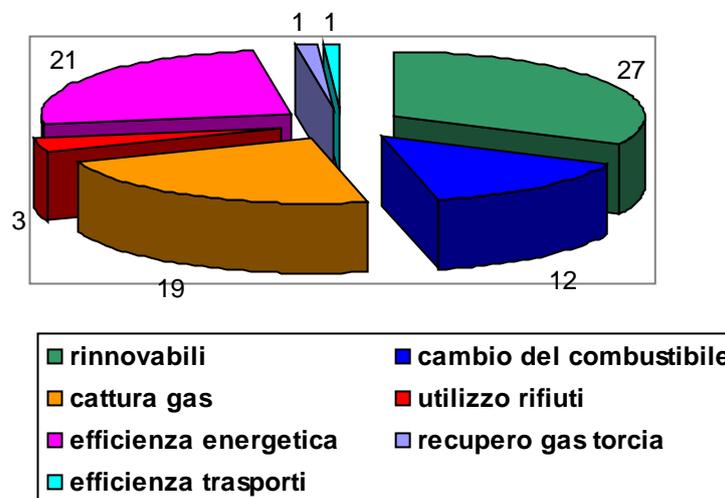
Questa analisi si fonda su tre strumenti definiti dal Trattato come i "meccanismi flessibili", il principale dei quali è il commercio di quote di emissione, detto anche Emission Trading. Questo è uno strumento finalizzato a permettere lo scambio di crediti d'emissione tra paesi o società in relazione ai rispettivi obiettivi. Una società o una nazione che abbia conseguito una diminuzione delle proprie emissioni di gas serra superiori al proprio obiettivo potrà cedere tali "crediti" a un paese o una società che non sia stata in grado di abbattere sufficientemente le proprie (si vedano le tabelle a seguire).

I paesi potenziali offerenti di diritti di emissione (ad esclusione della Gran Bretagna) sono in possesso di queste quote a seguito della chiusura di numerose grandi aziende energivore, tipiche delle ex-economie pianificate. Aumentare l'efficienza di una vecchia centrale a carbone o convertirla a gas in questi paesi comporterebbe riduzioni di emissioni notevoli e (oggi) poco costose. Una serie di studi sostiene che il costo di abbattimento della CO₂ in questi paesi sarebbe oggi di ca 1,5 Euro/ton, un valore decisamente inferiore ai prezzi di mercato dei permessi di emissione (che al gennaio 2005 valevano ca. 9 Euro/tonn) e ovviamente molto più bassi delle multe per inadempienza. (v.oltre). Alcune stime indicano, ad esempio, per la Russia un potenziale di riduzione di 350-500 Mton nel periodo 2008-2012 e un introito per questo paese di c.a1-3 MD di \$. Un vantaggio ulteriore del meccanismo verrebbe anche dal trasferimento di tecnologie e competenze innovative in questi paesi, attraverso i meccanismi di Joint implementation (JT) e di Clean Development Mechanism (CDM).

 Tabella 1: principali paesi emettitori di CO₂ (anno 1998)

| Paesi | CO ₂ /anno [Mton/anno] | % mondo |
|----------------|--------------------------------------|---------|
| USA | 5410 | 24 |
| Cina | 2893 | 13 |
| Russia | 1416 | 6 |
| Giappone | 1128 | 6 |
| Germania | 857 | 4 |
| India | 908 | 4 |
| Regno Unito | 550 | 2 |
| Canada | 477 | 2 |
| Italia | 426 | 2 |
| Francia | 376 | 2 |
| Sud Africa | 353 | 2 |
| Brasile | 295 | 1 |
| Arabia Saudita | 270 | 1 |
| Iran | 259 | 1 |
| Indonesia | 208 | 1 |

Una classificazione degli attuali progetti CDM per tipologia di innovazione (N° progetti) ha dato i seguenti risultati:



Per l'Italia il ricorso ai CDM è molto importante al fine di raggiungere i propri obiettivi di riduzione e il Ministero dell'Ambiente ha stanziato 24,5 milioni di \$ per l'acquisto dei "certificati di riduzione delle emissioni" (CER) che si creano a partire dai progetti che apportano benefici reali, misurabili e in relazione alla mitigazione dei cambiamenti climatici.

Cruciali per la possibilità di usare con efficacia questi nuovi e sofisticati meccanismi saranno ovviamente le "istituzioni" che accompagneranno la nascita di questi nuovi mercati (regole, autorità, controlli, certificazioni, finanza, tecnologie...).

La gestione del Trattato di Kyoto e dei meccanismi flessibili richiede metodi di gestione e competenze che unifichino aspetti tecnici, finanziari, organizzativi ed ambientali.

Alcuni paesi a questo scopo hanno già attivato agenzie per l'acquisto dei crediti per conto dei propri governi, grandi banche internazionali hanno aperto dei "desk" (tavoli) per il commercio dei diritti di emissione. In Olanda e in Usa sono già attive società di finanziamento private per investire in progetti di riduzione delle emissioni da rivendere poi (a caro prezzo) ai paesi in difetto.

I progetti di riduzione delle emissioni attraverso i meccanismi flessibili non sono a buon mercato: hanno costi elevati di gestione (registrazione, monitoraggio, certificazione) e si stima che per ogni progetto i soli costi amministrativi si aggirino sui 50-80000 euro.

Tabella 2: Potenziali offerenti di diritti di emissione in Mton CO2

| | Allocazione annuale 2008-2012 | Emissioni 2002 | Quote vendibili |
|-------------------|----------------------------------|----------------|-----------------|
| Federazione Russa | 3040 | 1876 | - 1163 |
| Ucraina | 919 | 483 | -435 |
| Repub. Ceca | 176 | 143 | -33 |
| Ungheria | 106 | 78 | -28 |
| Gran Bretagna | 657 | 634 | -27 |
| Slovacchia | 66 | 51 | -14 |

Tabella 3: Principali acquirenti di diritti di emissione in Mton CO2

| | Allocazione annuale 2008-2012 | Emissioni 2002 | Quote acquistabili |
|---------------|----------------------------------|----------------|-----------------------|
| Giappone | 1116 | 1330 | 214 |
| Canada | 572 | 731 | 159 |
| Italia | 475 | 553 | 78 |
| Spagna | 327 | 399 | 72 |
| Germania | 990 | 1014 | 23 |
| Belgio | 135 | 150 | 15 |

Dato che in Italia sarebbero poche le imprese con le dimensioni e le competenze necessarie ad affrontare questo mercato, occorre l'intervento di soggetti aggregatori dei progetti come le banche, le associazioni di categorie, le Regioni o le stesse utilities del settore (es ex municipalizzate).

In tal modo Kyoto aspira a creare una nuova governance di ambiente e sviluppo, basata su obiettivi di riduzione misurabili a cui collegare premi di mercato per i più virtuosi e sanzioni economico-amministrative per gli inadempienti, come nei paesi della UE.

Strumento di questa "governance" è il commercio globale di "certificati di riduzione delle emissioni" (CER). Il lato della "domanda" di questi certificati viene alimentato dalle autorità governative e dalle imprese private

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 27 di 88 |
|---|---|---|---|

attraverso appositi fondi (per il nostro Paese l'Italian Carbon Fund) mentre quello dell'offerta dai progetti di riduzione delle emissioni, il cui iter di approvazione resta al momento decisamente lungo e tortuoso.

La Direttiva UE 2003/87/CE ha istituito il sistema per lo scambio di quote di emissioni di gas serra all'interno dell'Unione Europea ed ha regolato in questo ambito l'utilizzo dei "crediti di emissione" derivanti dai progetti Joint Implementation e Clean Development Mechanism.

La Direttiva prevede due obblighi per gli impianti da essa regolati (trasformazione energetica, produzione metalli ferrosi-lavorazioni minerarie, cementifici, vetrerie, ceramica, cartiere):

- Possedere un permesso di emissione
- Emettere un numero di quote di emissione pari alle emissioni di gas serra rilasciate entro l'anno.

I permessi di emissione vengono rilasciati dalle autorità competenti previa verifica della capacità dell'operatore di monitorare le proprie emissioni. Ogni quota equivale ad una tonnellata di CO2 equivalente. Le quote di emissione vengono rilasciate dall'autorità all'operatore di ciascun impianto sulla base di un piano di assegnazione nazionale. Il piano nazionale è redatto in conformità ai criteri della Direttiva, coerenti con gli obiettivi di riduzione. Le quote, una volta rilasciate, possono essere vendute o acquistate.

Il mancato rispetto delle quote prevede una sanzione pari a 40 euro/ton di CO2 equivalente nel periodo 2005-2007 e di 100 euro nei periodi successivi.

In base alla Direttiva UE 2003/87/CE gli operatori possono valutare la convenienza di:

- Intervenire sugli impianti eserciti in ambito UE;
- Acquisire crediti attraverso la cooperazione internazionale

2.2.1.3 L'accordo di Parigi sul Clima

È probabilmente il più grande accordo politico sul clima e l'ambiente a cui si è giunti finora. Raggiunto a Parigi a fine 2015 e firmato a New York il 22 aprile 2016, come gran parte degli altri accordi internazionali, è una scelta condivisa a cui tendere, ma non si è dotato ancora di strumenti operativi per applicarlo. Esso introduce la contabilità verde: fra cinque anni sarà fatto un bilancio della prima parte di applicazione dell'accordo.

Moltissimo si punta sulle nuove tecnologie: si deve tendere all'utilizzo di nuova tecnologia capace di diminuire drasticamente le emissioni inquinanti nella produzione di energia; l'obiettivo di diminuzione delle emissioni climalteranti sarà raggiunto mettendo in disparte il carbone che è causa primaria della attuale produzione di CO2 (in particolare perché usatissimo nei Paesi di economia in crescita), riducendo in modo rilevante il petrolio e puntando sul ricorso al metano (emette poca CO2) in associazione con le fonti rinnovabili d'energia, ancora "fragili".

Di seguito vengono elencati i punti principali dell'accordo finale.

RISCALDAMENTO GLOBALE - L'articolo 2 dell'accordo fissa l'obiettivo di restare «ben al di sotto dei 2 gradi rispetto ai livelli pre-industriali», con l'impegno a «portare avanti sforzi per limitare l'aumento di temperatura a 1,5 gradi».

OBIETTIVO A LUNGO TERMINE SULLE EMISSIONI - L'articolo 3 prevede che i Paesi «puntino a raggiungere il picco delle emissioni di gas serra il più presto possibile», e proseguano "rapide riduzioni

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 28 di 88 |
|---|---|---|---|

dopo quel momento» per arrivare a «un equilibrio tra le emissioni da attività umane e le rimozioni di gas serra nella seconda metà di questo secolo».

IMPEGNI NAZIONALI E REVISIONE - In base all'articolo 4, tutti i Paesi «dovranno preparare, comunicare e mantenere» degli impegni definiti a livello nazionale, con revisioni regolari che “rappresentino un progresso” rispetto agli impegni precedenti e «riflettano ambizioni più elevate possibile». I paragrafi 23 e 24 della decisione sollecitano i Paesi che hanno presentato impegni al 2025 «a comunicare entro il 2020 un nuovo impegno, e a farlo poi regolarmente ogni 5 anni», e chiedono a quelli che già hanno un impegno al 2030 di «comunicarlo o aggiornarlo entro il 2020». La prima verifica dell'applicazione degli impegni è fissata al 2023, i cicli successivi saranno quinquennali.

LOSS AND DAMAGE - L'accordo prevede un articolo specifico, l'8, dedicato ai fondi destinati ai Paesi vulnerabili per affrontare i cambiamenti irreversibili a cui non è possibile adattarsi, basato sul meccanismo sottoscritto durante la Cop 19, a Varsavia, che «potrebbe essere ampliato o rafforzato». Il testo «riconosce l'importanza» di interventi per «incrementare la comprensione, l'azione e il supporto», ma non può essere usato, precisa il paragrafo 115 della decisione, come «base per alcuna responsabilità giuridica o compensazione».

FINANZIAMENTI - L'articolo 9 chiede ai Paesi sviluppati di «fornire risorse finanziarie per assistere» quelli in via di sviluppo, «in continuazione dei loro obblighi attuali». Più in dettaglio, il paragrafo 115 della decisione «sollecita fortemente» questi Paesi a stabilire «una roadmap concreta per raggiungere l'obiettivo di fornire insieme 100 miliardi di dollari l'anno da qui al 2020», con l'impegno ad aumentare «in modo significativo i fondi per l'adattamento».

TRASPARENZA - L'articolo 13 stabilisce che, per «creare una fiducia reciproca» e «promuovere l'implementazione» è stabilito «un sistema di trasparenza ampliato, con elementi di flessibilità che tengano conto delle diverse capacità».

2.2.1.4 Nuovi Scenari

Già dal rapporto della International Energy Agency del 2008 (World Energy Outlook 2008), è emerso che se i governi mondiali dovessero perseverare nelle attuali politiche energetiche, il fabbisogno di energia nello scenario del 2030 crescerebbe del 45% rispetto al 2005, con nazioni emergenti quali India e Cina protagonisti principali di questo incremento.

Nel 2030 i combustibili fossili costituirebbero circa l'80% del mix energetico primario mondiale, una percentuale leggermente inferiore al livello odierno, con il petrolio che continuerebbe a rimanere il combustibile preponderante.

In questo scenario, seguendo i trend attuali, le emissioni di anidride carbonica (CO₂) legate al consumo di energia e degli altri gas ad effetto serra aumenterebbero inesorabilmente, portando ad un rialzo della temperatura media del pianeta di 6°C nel lungo periodo. Per frenare queste tendenze e prevenire conseguenze catastrofiche ed irreversibili sul clima, il documento dell'IEA auspica un'azione urgente e decisa che assicuri una profonda decarbonizzazione delle fonti energetiche mondiali.

D'altra parte, in accordo con quanto contenuto nel rapporto 2007 del Comitato intergovernativo per lo studio dei cambiamenti climatici delle Nazioni Unite (International Panel for Climate Change - IPCC), al fine

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 29 di 88 |
|---|---|---|---|

di scongiurare significativi effetti negativi sul clima mondiale, l'incremento massimo tollerabile della temperatura media globale non dovrebbe essere superiore di 2 °C nello stesso intervallo di tempo. Affinché si possa conseguire un tale obiettivo, secondo le previsioni dell'IPPC, è necessario ridurre drasticamente le emissioni globali di CO₂, abbattendole al 2050 del 50÷80% rispetto a quanto fatto registrare nel 2000.

Nel gennaio 2008, rispondendo all'invito del Consiglio Europeo, che nel marzo 2007 ha approvato la strategia su energia e cambiamenti climatici, la Commissione europea ha adottato un Pacchetto di proposte (c.d. Pacchetto Energia-Clima) che darà attuazione agli impegni assunti dal Consiglio in materia di lotta ai cambiamenti climatici e promozione delle energie rinnovabili. Le misure previste accresceranno significativamente il ricorso alle fonti energetiche rinnovabili in tutti i paesi e imporranno ai governi obiettivi giuridicamente vincolanti. Grazie a una profonda riforma del sistema di scambio delle quote di emissione, che imporrà un tetto massimo alle emissioni a livello comunitario, tutti i principali responsabili delle emissioni di CO₂ saranno incoraggiati a sviluppare tecnologie produttive pulite. Il pacchetto legislativo si propone di consentire all'Unione europea di ridurre di almeno il 20% le emissioni di gas serra e porta al 20% la quota di rinnovabili nel consumo energetico entro il 2020, secondo quanto deciso dai capi di Stato e di governo europei nel marzo 2007. La riduzione delle emissioni sarà portata al 30% entro il 2020 quando sarà stato concluso un nuovo accordo internazionale sui cambiamenti climatici.

Per l'Italia l'obiettivo da raggiungere nella quota di rinnovabili sul consumo energetico è stato fissato al 17% per il 2020. Tale obiettivo risulta già oggi centrato, essendo le fonti rinnovabili al 17,3% dei consumi energetici.

Con la ratifica dell'Accordo di Parigi, la Fondazione per lo Sviluppo Sostenibile ha tracciato lo scenario delle azioni virtuose necessario a raggiungere gli obiettivi prefissi. Nel documento "La svolta dopo l'accordo di Parigi. Italy Climate Report 2016" si prevede che per l'Italia, ipotizzando l'obiettivo intermedio di una crescita della temperatura di 1,75 gradi, significa dimezzare le emissioni serra al 2050 rispetto ai valori del 1990 (oggi sono a -20%), **portare le fonti rinnovabili al 35% dei consumi energetici (oggi sono al 17,3%) e al 66% dei consumi elettrici (oggi sono al 38%)**, aumentare del 40% l'efficienza. E' un obiettivo raggiungibile? Quello che è successo negli ultimi anni non induce all'ottimismo. Il 2015 è stato denso di segnali negativi. Le emissioni serra - complice una leggera ripresa del Pil, il basso prezzo del petrolio e il rallentamento delle politiche innovative - sono tornate a crescere del 2,5% (2% secondo i dati Ispra). La produzione di elettricità da fonti rinnovabili è scesa dal 43 al 38% ed è la prima volta che ha il segno meno dal 2007. Il complesso della produzione energetica da rinnovabili aumenta appena dello 0,2% annuo da tre anni.

Dunque, se si seguisse questo trend, l'Italia non solo sarebbe condannata a fallire l'obiettivo fissato dall'accordo di Parigi, ma non riuscirebbe a raggiungere i target europei (**27% di elettricità da rinnovabili al 2030**) e neppure quelli della **Strategia energetica nazionale (19-20% di rinnovabili al 2020)**. Insomma, l'obiettivo mondiale si alza e le performance italiane scendono.

Lo stop dell'Italia (dopo i risultati straordinari ottenuti nel periodo 2005 - 2012) arriva proprio mentre il quadro complessivo spinge a un cauto ottimismo. A livello globale le emissioni mondiali di gas serra nel 2014 e nel 2015 sono state infatti sostanzialmente stabili, nonostante l'aumento del Pil di circa il 3% l'anno.

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 30 di 88 |
|---|---|---|---|

E gli investimenti sulle fonti rinnovabili nel 2015 hanno segnato un record arrivando a 286 miliardi di dollari contro i 130 miliardi dei finanziamenti ai combustibili fossili.

Ora con l'accordo di Parigi gli impegni dovranno diventare più consistenti. Una recente ricerca pubblicata sulla rivista *Nature* calcola che un terzo delle riserve di petrolio, metà delle riserve di gas e l'80% delle riserve di carbone dovrebbero restare sottoterra per evitare che l'aumento di temperatura superi i 2 gradi. Per fermarci a 1,5 gradi - aggiunge l'Italy Climate Report 2016 - dovremmo consumare solo un terzo delle riserve di petrolio, un quarto di quelle di gas e un decimo di quelle di carbone. In modo da tagliare le emissioni serra dell'85% al 2050 e azzerarle al 2070.

2.2.2 L'unione europea e le politiche energetiche

Negli ultimi anni, la Commissione Europea ha fatto emergere con forza il legame clima energia-innovazione, con precise scelte di politica pubblica incentrate sullo sviluppo e la diffusione delle nuove tecnologie e sul finanziamento delle attività di ricerca e sviluppo in campo energetico.

La politica integrata in materia di energia e cambiamento climatico preannuncia il lancio di una nuova rivoluzione industriale, volta a trasformare il modo in cui produciamo ed usiamo l'energia nonché i tipi di energia che utilizziamo. L'obiettivo è passare a un'economia più compatibile con l'ambiente, basata su una combinazione di tecnologie e di risorse energetiche ad alta efficienza e bassa emissione di gas serra, assicurando nel contempo maggiore sicurezza nell'approvvigionamento.

Circa l'80% dell'energia utilizzata nell'UE proviene oggi da fonti fossili (petrolio, gas naturale e carbone) che, oltre ad essere per lo più importate (la dipendenza energetica dell'UE è attualmente superiore al 50%), rappresentano fonti di emissioni di CO₂.

Anche se lo sviluppo tecnologico può contribuire a ridurre tali emissioni- ad esempio le tecniche di utilizzo "pulito" del carbone nelle centrali termoelettriche (Carbon Capture and Storage, CCS) che dovrebbero diventare operative nel corso dei prossimi 10 o 15 anni- tuttavia, le risorse fossili sono limitate, ed in prospettiva la loro disponibilità sarà sempre più bassa, in rapporto alla domanda mondiale.

Senza un adeguato controllo del consumo energetico e una differenziazione delle fonti energetiche, la dipendenza dalle importazioni di petrolio e gas potrebbe raggiungere rispettivamente il 93% e l'84 % entro il 2030. Ancora, attualmente il 50 % circa degli approvvigionamenti di gas naturale dell'UE proviene da tre soli paesi: Russia, Norvegia e Algeria.

In questo contesto, la Commissione Europea ha provveduto ad un riesame strategico della politica energetica europea costruendo il pacchetto di azioni in materia energetica presentato con il documento "Due volte 20 per il 2020. L'opportunità del cambiamento climatico per l'Europa".

La road map proposta delinea una visione a lungo termine nella riduzione delle emissioni climalteranti e delle fonti energetiche rinnovabili nell'UE. Il pacchetto clima è stato condiviso in via definitiva alla conferenza di Poznań e ratificato il 17 dicembre 2008 in sede di Consiglio europeo, divenendo così vincolante per gli stati membri.

Gli obiettivi principali fissati per il 2020 per l'intera UE possono essere così sintetizzati:

- Riduzione delle emissioni di CO₂ del 20% rispetto al 1990, così ripartita:
 - -21% (rispetto al 2005) nei settori soggetti alla Direttiva sull'Emission Trading

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 31 di 88 |
|---|---|---|---|

(ETS), ovvero quelli più energivori (termoelettrico, impianti di combustione oltre i 20 MWt, raffinazione, produzione di cemento, acciaio, carta, ceramica, vetro); in questo ambito, le quote di emissioni consentite saranno fissate complessivamente per l'intera UE, e non più per nazione, e sarà incrementato in modo molto significativo il ricorso al meccanismo delle aste dei permessi;

- -10% (rispetto al 2005) nei settori non ETS, tra cui trasporti, edilizia, servizi, etc. (per l'Italia, l'obiettivo fissato è del -13%);

- Raggiungimento di un livello minimo di copertura del fabbisogno complessivo di energia mediante fonti rinnovabili pari al 20% (17% per l'Italia), comprensivo di un minimo del 10% di fonti rinnovabili nei trasporti per tutti gli stati membri.

L'accordo sul pacchetto clima assume una valenza essenziale per il processo negoziale globale e costituirà l'elemento che tutti attendevano per il lancio di una nuova stagione energetica in Europa.

A tal proposito va ribadito che l'industria dell'Unione Europea è all'avanguardia nel campo dell'eco-innovazione e dell'energia sostenibile, detenendo circa un terzo del mercato mondiale dell'efficienza energetica e delle energie rinnovabili, e che le imprese europee dominano nel campo della sostenibilità offrendo di fatto concrete possibilità di lavoro.

Tuttavia, se molti paesi europei possono vantare livelli di sviluppo molto avanzati nel settore dell'energia e dell'ambiente, questo ovviamente non vale per la totalità degli stati membri, compresa l'Italia che dovrà compiere grossi sforzi per rispettare gli obiettivi europei.

La Commissione europea ha inoltre lanciato nuove proposte che fanno parte del pacchetto Second Strategic Energy Review, dove sono indicate misure in materia di sicurezza, solidarietà ed efficienza energetica presentato dalla Commissione il 13 novembre 2008, all'interno del quale trovano spazio un Libro verde in materia di reti energetiche, un nuovo piano d'azione in materia di sicurezza e solidarietà energetica -con priorità per infrastrutture e risorse energetiche interne- ed una nuova serie di iniziative da intraprendere, in tal senso, all'interno dei paesi dell'Unione.

La Direttiva 2009/28/CE (Direttiva Fonti Rinnovabili) ha confermato per l'Italia l'obiettivo di coprire con energia da fonti rinnovabili il 17% dei consumi finali lordi di energia entro il 2020.

2.2.3 Ambito nazionale – Strumenti di programmazione

La Direttiva europea 2009/28/CE (Direttiva Fonti Rinnovabili), come detto, ha assegnato all'Italia l'obiettivo di coprire con energia da fonti rinnovabili il 17% dei consumi finali lordi di energia entro il 2020.

È noto che l'Italia ha già raggiunto nel 2016 gli obiettivi.

Attualmente la quota di consumo di energia da fonte rinnovabile si aggira intorno al 17,5%.

Gli strumenti normativi e di pianificazione a livello nazionale relativi al settore energetico sono i seguenti:

- Piano Energetico Nazionale, approvato dal Consiglio dei Ministri il 10 agosto 1988;
- Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente del 1998;
- Legge n. 239 del 23 agosto 2004, sulla riorganizzazione del settore dell'energia e la delega al governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia;

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 32 di 88 |
|---|---|---|---|

- Strategia Energetica Nazionale, approvata con Decreto Ministeriale dell'8 marzo 2013.

Con riferimento alla natura del progetto, è stata inoltre analizzata la legislazione nazionale nel campo delle fonti rinnovabili, che consiste principalmente nel recepimento delle direttive Europee di settore.

2.2.3.1 Piano Energetico Nazionale

Il Piano Energetico Nazionale (PEN), approvato dal Consiglio dei Ministri il 10 agosto 1988 al fine di promuovere un piano nazionale per l'uso razionale di energia e il risparmio energetico, stabiliva degli obiettivi strategici a lungo termine, tra cui:

- il risparmio energetico, tramite un sistema di misure in grado di migliorare i processi produttivi e sostituire alcuni prodotti con altri simili, ma caratterizzati da un minore consumo energetico, e di assicurare la razionalizzazione dell'utilizzo finale;
- la tutela dell'ambiente attraverso lo sviluppo di energie rinnovabili e la riduzione dell'impatto sul territorio e delle emissioni inquinanti derivanti dalla produzione, lavorazione e utilizzo dell'energia.

Tali obiettivi erano finalizzati a limitare la dipendenza energetica da altri paesi, in termini di fabbisogno elettrico e di idrocarburi. Ad oggi gli investimenti già effettuati corrispondono nel complesso a quanto identificato a suo tempo dal PEN. Da un punto di vista programmatico, l'art. 5 della Legge sanciva l'obbligo per le Regioni e le Province autonome di predisporre Piani Regionali e Provinciali contenenti indicazioni in merito all'uso di fonti rinnovabili di energia. Il Governo Italiano, nel 2013, ha elaborato ed emanato la nuova Strategia Energetica Nazionale (§ Paragrafo 3.3.2.4).

2.2.3.2 Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente

Dal 25 al 28 novembre 1998 si è tenuta la Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente, promossa dall'ENEA ("Ente per le Nuove Tecnologie l'Energia e l'Ambiente") su incarico dei Ministeri dell'Industria, Ambiente, Università e Ricerca Tecnologica e Scientifica. La conferenza ha rappresentato un importante passo avanti nella definizione di un nuovo approccio alla politica nazionale sull'energia e l'ambiente.

Dal 1988, con l'approvazione del Piano Energetico Nazionale, sono state sviluppate delle strategie integrate per l'energia e l'ambiente a livello nazionale, prendendo in considerazione la sicurezza delle fonti di approvvigionamento, lo sviluppo delle risorse naturali nazionali, la competitività e gli obiettivi di tutela dell'ambiente e di miglioramento dell'efficienza energetica attraverso la razionalizzazione delle risorse energetiche.

La Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente ha contribuito sia a rafforzare l'importanza di questo approccio sia a passare da una politica di controllo dell'energia a una politica che promuova gli interessi individuali e collettivi, che rappresenti la base per accordi volontari, e un nuovo strumento dell'attuale politica energetica.

Durante la Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente è stato siglato "l'Accordo per l'Energia e l'Ambiente". Tale Accordo coinvolge le amministrazioni centrali e locali, i partner economici e sociali, gli operatori e gli utenti. L'Accordo definisce le norme e gli obiettivi generali della nuova politica energetica sulla base di alcune priorità, tra cui:

- cooperazione internazionale;

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 33 di 88 |
|---|---|---|---|

- apertura del settore dell'energia alla concorrenza;
- coesione sociale;
- creazione di consenso sociale;
- competitività, qualità, innovazione e sicurezza;
- informazione e servizi.

2.2.3.3 Legge n. 239 del 23 agosto 2004

La Legge n. 239/04 del 23 agosto 2004 disciplina e riorganizza il settore dell'energia attraverso l'ulteriore sviluppo (in aggiunta al Piano Energetico Nazionale del 1988 e alla Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente del 1998) della politica italiana dell'energia e del generale rinnovamento della gestione del settore dell'energia. La legge stabilisce gli obiettivi generali della politica nazionale dell'energia, definisce il ruolo e le funzioni dello stato e fissa i criteri generali per l'attuazione della politica nazionale dell'energia a livello territoriale, sulla base dei principi di sussidiarietà, differenziazione, adeguatezza e cooperazione tra lo Stato, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, le Regioni e le Autorità locali.

Le strategie di intervento principali stabilite dalla Legge n. 239/2004 sono:

- la diversificazione delle fonti di energia;
- l'aumento dell'efficienza del mercato interno attraverso procedure semplificate e la riorganizzazione del settore dell'energia;
- il completamento del processo di liberalizzazione del mercato dell'energia, allo scopo di promuovere la competitività e la riduzione dei prezzi;
- la suddivisione delle competenze tra stato e regioni e l'applicazione dei principi fondamentali della legislazione regionale di settore.

Alcuni tra gli obiettivi generali principali della politica energetica (sanciti dall'art. 1, punto 3) sono i seguenti:

- garantire la sicurezza, la flessibilità e la continuità degli approvvigionamenti di energia, in quantità commisurata alle esigenze, diversificando le fonti energetiche primarie, le zone geografiche di provenienza e le modalità di trasporto (punto a);
- perseguire il miglioramento della sostenibilità ambientale dell'energia, anche in termini di uso razionale delle risorse territoriali, di tutela della salute e di rispetto degli impegni assunti a livello internazionale, in particolare in termini di emissioni di gas ad effetto serra e di incremento dell'uso delle fonti energetiche rinnovabili assicurando il ricorso equilibrato a ciascuna di esse. La promozione dell'uso delle energie rinnovabili deve avvenire anche attraverso il sistema complessivo dei meccanismi di mercato, assicurando un equilibrato ricorso alle fonti stesse, assegnando la preferenza alle tecnologie di minore impatto ambientale e territoriale (punto e).

2.2.3.4 Strategia Energetica Nazionale 2017

Con D.M. del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, è stata adottata la Strategia Energetica Nazionale 2017, il piano decennale del Governo italiano per anticipare e gestire il cambiamento del sistema energetico.

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 34 di 88 |
|---|---|---|---|

Lo sviluppo della Strategia Energetica Nazionale ha lo scopo di definire i principali obiettivi che l'Italia si pone di raggiungere nel breve, medio e lungo periodo, fino al 2050.

Tali obiettivi sono di seguito elencati:

- competitività, riducendo significativamente il gap di costo dell'energia per i consumatori e le imprese italiane, con un graduale allineamento ai prezzi europei;
- ambiente, raggiungendo e superando gli obiettivi ambientali definiti dal "Pacchetto 20-20-20" e assumendo un ruolo guida nella "Roadmap 2050" di decarbonizzazione europea;
- sicurezza, rafforzando la sicurezza di approvvigionamento, soprattutto nel settore gas, e riducendo la dipendenza dall'estero;
- crescita, favorendo la crescita economica sostenibile attraverso lo sviluppo del settore energetico.

Per raggiungere gli obiettivi sopra citati, la Strategia Energetica Nazionale definisce sette priorità fino al 2020, ognuna caratterizzata da azioni specifiche già definite o da definirsi:

- aumento dell'efficienza energetica;
- miglioramento della competitività del mercato del gas e dell'hub dell'Europa meridionale;
- sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili;
- sviluppo delle infrastrutture energetiche e del mercato energetico;
- miglioramento del mercato della raffinazione e della distribuzione;
- produzione sostenibile degli idrocarburi nazionali;
- modernizzazione del sistema di governance.

Il documento prevede la chiusura di tutte le centrali a carbone entro il 2025, il 28% dei consumi energetici coperti da fonti rinnovabili, di questi il 55% riguarda l'elettricità. In termini di efficienza energetica la Sen prevede una riduzione del 30% dei consumi entro il 2030.

Tra gli obiettivi anche il rafforzamento della sicurezza di approvvigionamento, la riduzione dei gap di prezzo dell'energia e la promozione della mobilità pubblica e dei carburanti sostenibili. Un percorso che entro il 2050 prevede, in linea con la strategia europea, la riduzione di almeno l'80 per cento delle emissioni rispetto al 1990, per contrastare i cambiamenti climatici.

In particolare, gli 8 gigawatt di potenza coperta da centrali a carbone dovranno uscire dal mix energetico nazionale entro il 2025, con cinque anni di anticipo rispetto alla prima versione la SEN che prevedeva la chiusura di tutte le centrali a carbone entro il 2030.

Perché questo avvenga l'effetto nimby dovrà essere annullato, i cittadini dovranno essere consapevoli della di accettare nuovi impianti a fonti rinnovabili e di ridurre i consumi. Servirà, soprattutto, la collaborazione delle amministrazioni locali che non potranno mettere alcun veto sulla realizzazione di nuovi impianti a fonti rinnovabili.

Il documento fissa il 28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17,5% del 2015.

Nel dettaglio, si dovrà arrivare al 2030 con il 55% dei consumi elettrici di energia prodotta da rinnovabili e del 30% per i consumi termici.

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 35 di 88 |
|---|---|---|---|

2.2.3.5 Recepimento delle Direttive Europee

In base alla *Direttiva 2009/28/CE*, ciascuno Stato membro è tenuto a predisporre il proprio piano d'azione nazionale per le energie rinnovabili mediante il quale, fermo restando l'obbligo di conseguire gli obiettivi nazionali generali stabiliti a livello comunitario, esso potrà liberamente determinare i propri obiettivi per ogni specifico settore di consumo energetico da FER (elettricità, riscaldamento e raffreddamento, trasporti) e le misure per conseguirli.

L'Italia ha trasmesso il proprio Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili (PAN) alla Commissione Europea nel luglio 2010. Ai due obiettivi vincolanti di consumo di energia da fonti rinnovabili fissati per l'Italia dalla *Direttiva 2009/28/CE* (il 17% e 10% dei consumi finali lordi di energia coperti da fonti rinnovabili entro il 2020, rispettivamente sui consumi energetici complessivi e sui consumi del settore Trasporti), il PAN ne aggiunge altri due, non vincolanti, per il settore Elettrico e per il settore Termico (rispettivamente il 26,4% e 17,1% dei consumi coperti da FER).

Il PAN individua le misure economiche, non economiche, di supporto e di cooperazione internazionale, necessarie per raggiungere gli obiettivi. Esso prevede inoltre l'adozione di alcune misure trasversali, quali lo snellimento dei procedimenti autorizzativi, lo sviluppo delle reti di trasmissione e distribuzione, l'introduzione di specifiche tecniche per gli impianti, la certificazione degli installatori, criteri di sostenibilità per i biocarburanti ed i bioliquidi e misure di cooperazione internazionale.

Il provvedimento con cui l'Italia ha definito inizialmente gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi ed il quadro istituzionale, giuridico e finanziario, necessari per il raggiungimento degli obiettivi al 2020 in materia di energia da fonti rinnovabili, è il *D.lgs. 3 marzo 2011 n. 28 (Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE)*.

Le disposizioni del decreto, noto come "Decreto Rinnovabili", introducono diverse ed importanti novità dal punto di vista delle procedure autorizzative, della regolamentazione tecnica e dei regimi di sostegno.

In materia di procedure autorizzative, tra le novità vi sono la riduzione da 180 a 90 giorni del termine massimo per la conclusione del procedimento unico di autorizzazione degli impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili e la sostituzione della Dichiarazione di Inizio Attività (DIA), così come disciplinata dalle Linee Guida, con la "Procedura Abilitativa Semplificata" (PAS). Tale decreto è stato successivamente modificato ed integrato dal *D.L. 1/2012*, dalla *Legge 27/2012* e dal *D.L. 83/2012*.

L'obiettivo del 17% assegnato all'Italia dall'UE dovrà essere conseguito secondo la logica del burden-sharing (letteralmente, suddivisione degli oneri), in altre parole ripartito tra le Regioni e le Province autonome italiane in ragione delle rispettive potenzialità energetiche, sociali ed economiche. Il *D.M. 15 marzo 2012 "Definizione e qualificazione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili (c.d. Burden Sharing)"* norma questo aspetto indicando i target per le rinnovabili, Regione per Regione.

Per la Regione Basilicata, a fronte di un valore iniziale di riferimento pari al 7,9%, il decreto prevede incrementi percentuali annuali tali da consentire il raggiungimento al 2020 dell'obiettivo del 33,1% di energia prodotta con fonti rinnovabili.

| Regioni e province autonome | Obiettivo regionale per l'anno [%] | | | | | |
|-----------------------------|------------------------------------|------------|------------|-------------|-------------|-------------|
| | anno iniziale di riferimento (*) | 2012 | 2014 | 2016 | 2018 | 2020 |
| Abruzzo | 5,8 | 10,1 | 11,7 | 13,6 | 15,9 | 19,1 |
| Basilicata | 7,9 | 16,1 | 19,6 | 23,4 | 27,8 | 33,1 |
| Calabria | 8,7 | 14,7 | 17,1 | 19,7 | 22,9 | 27,1 |
| Campania | 4,2 | 8,3 | 9,8 | 11,6 | 13,8 | 16,7 |
| Emilia Romagna | 2,0 | 4,2 | 5,1 | 6,0 | 7,3 | 8,9 |
| Friuli V. Giulia | 5,2 | 7,6 | 8,5 | 9,6 | 10,9 | 12,7 |
| Lazio | 4,0 | 6,5 | 7,4 | 8,5 | 9,9 | 11,9 |
| Liguria | 3,4 | 6,8 | 8,0 | 9,5 | 11,4 | 14,1 |
| Lombardia | 4,9 | 7,0 | 7,7 | 8,5 | 9,7 | 11,3 |
| Marche | 2,6 | 6,7 | 8,3 | 10,1 | 12,4 | 15,4 |
| Molise | 10,8 | 18,7 | 21,9 | 25,5 | 29,7 | 35,0 |
| Piemonte | 9,2 | 11,1 | 11,5 | 12,2 | 13,4 | 15,1 |
| Puglia | 3,0 | 6,7 | 8,3 | 10,0 | 11,9 | 14,2 |
| Sardegna | 3,8 | 8,4 | 10,4 | 12,5 | 14,9 | 17,8 |
| Sicilia | 2,7 | 7,0 | 8,8 | 10,8 | 13,1 | 15,9 |
| TAA – Bolzano | 32,4 | 33,8 | 33,9 | 34,3 | 35,0 | 36,5 |
| TAA – Trento | 28,6 | 30,9 | 31,4 | 32,1 | 33,4 | 35,5 |
| Toscana | 6,2 | 9,6 | 10,9 | 12,3 | 14,1 | 16,5 |
| Umbria | 6,2 | 8,7 | 9,5 | 10,6 | 11,9 | 13,7 |
| Valle D'Aosta | 51,6 | 51,8 | 51,0 | 50,7 | 51,0 | 52,1 |
| Veneto | 3,4 | 5,6 | 6,5 | 7,4 | 8,7 | 10,3 |
| Italia | 5,3 | 8,2 | 9,3 | 10,6 | 12,2 | 14,3 |

Tabella 4: Definizione degli obiettivi regionali al 2020 in materia di fonti rinnovabili

2.2.4 Ambito nazionale - La situazione Energetica e le norme attuative

L'attuale assetto energetico italiano è in larga parte frutto della scelta referendaria del novembre 1987 che sancì l'abbandono della produzione di energia elettrica nucleare e di quanto stabilito nel piano energetico redatto nel 1975, mirante, tra l'altro, ad un incremento delle disponibilità derivanti dalla fonte nucleare pari a 20mila megawatt.

Pertanto, l'attuale approvvigionamento italiano risulta notevolmente diverso da quello dei partner europei; in particolare, esso presenta carenze oggettivamente riconosciute e riconducibili a molti fattori, tra i quali la dipendenza estera (per un totale di circa 50.000 GWh), la tipologia delle strutture e delle reti di trasporto sono quelli principali.

Sul fronte delle fonti energetiche rinnovabili, soltanto nella seconda metà del trascorso decennio, soprattutto a seguito degli indirizzi dell'UE in materia, nel Paese si è verificato un deciso sviluppo delle FER, segnatamente di quella eolica e fotovoltaica.

Particolari condizioni geoclimatiche di alcune aree centro-meridionali ed insulari hanno favorito la realizzazione di wind farm di notevoli dimensioni e la difficile valutazione di impatto ambientale e un quadro normativo non completamente coerente ed esaustivo hanno creato negli ultimi anni una situazione di stallo. L'Italia aveva indicato, quale obiettivo realistico al 2010, una produzione interna lorda di elettricità da fonti rinnovabili pari a 76 GWh ed una percentuale di produzione da fonti rinnovabili del 22%.

Difatti tale obiettivo è stato centrato, essendo la produzione di interna lorda di elettricità arrivata nel 2010 a 76,96 GWh.

In coerenza con il pacchetto clima energia dell'UE sono stati definiti nuovi limiti di riduzione, in particolare entro il 2020 dovranno essere ridotte le emissioni di CO₂ del 13 % rispetto al 2005 nei soli settori non soggetti alla direttiva Emission Trading System (ETS (termoelettrico, impianti di combustione oltre i 20 MW, raffinazione, produzione di cemento, acciaio, carta e vetro) ovvero trasporti, edilizia, servizi, agricoltura, rifiuti e piccoli impianti industriali. La scelta dell'Ue di fissare come anno di riferimento il 2005 piuttosto che il 1990 è stata indubbiamente vantaggiosa per l'Italia (visto che l'Italia era in controtendenza rispetto a molti paesi avendo aumentato le emissioni di circa il 12% rispetto al 1990).

Tabella 5: Target 2012 e 2020 in migliaia di tonnellate di CO₂ equivalente

| | 1990 TOTALE (Mt CO ₂ eq) | 2005 TOTALE (Mt CO ₂ eq) | 2012 TARGET % anno base 1990 | 2012 TARGET (Mt CO ₂ eq) | 2020 TARGET % anno base 1990 | 2020 TARGET (Mt CO ₂ eq) |
|-------------|--|---|--|---|---------------------------------------|---|
| Francia | 562 | 569 | 0 | 562,3 | -14,9 | 448 |
| Germania | 1231 | 1022 | -21 | 972,9 | -31,6 | 842 |
| Regno Unito | 775 | 692 | -12,5 | 678 | -27 | 565 |
| Italia | 519 | 588 | -6,5 | 485 | -5,1 | 492 |
| UE 15 | 4269 | 4310 | -8,1 | 3925 | -16,1 | 3581 |
| UE 27 | 5800 | 5299 | -8,1 | 5340 | -21,9 | 4527 |

2.2.4.1 La normativa attuativa nel settore energetico

La legislazione italiana fa riferimento essenzialmente alla Legge 9/1991, alla Legge 10/1991, che disciplinano la pianificazione energetica a livello nazionale e regionale, e al Decreto legislativo 16 marzo 1999, n.79, noto come decreto Bersani.

In particolare il decreto Bersani, all'interno di una riforma complessiva del settore elettrico nazionale, si occupa della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili all'art.11. In questo articolo viene richiamata la necessità, anche con riferimento agli impegni internazionali previsti dal protocollo di Kyoto, di "incentivare l'uso delle energie rinnovabili, il risparmio energetico, la riduzione delle emissioni di anidride carbonica e l'utilizzo delle risorse energetiche nazionali".

A tal fine, ai produttori di energia elettrica viene fatto obbligo di immettere in rete, fin dal 2001, una quota di energia prodotta da fonti rinnovabili mediante impianti nuovi o ripotenziati in data successiva all'entrata in vigore del decreto stesso.

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 38 di 88 |
|---|---|---|---|

Il “Piano Nazionale per la riduzione delle emissioni di gas responsabili dell'effetto serra”, approvato con la delibera CIPE del 19 dicembre 2002 e previsto nella legge di ratifica del protocollo di Kyoto (legge n° 120 del 01 giugno 2002, “Ratifica ed esecuzione del protocollo di Kyoto alla Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, fatto a Kyoto il 11 dicembre 1997”), descrive le politiche e le misure assunte dall'Italia per il rispetto del protocollo, volte all'incentivazione delle fonti rinnovabili per la produzione di energia, e prevede la possibilità di fare ricorso ai meccanismi di flessibilità di Joint Implementation e Clean Development Mechanism.

A fine dicembre 2003 è stato emanato il Decreto Legislativo n. 387 in recepimento della direttiva 2001/77/CE del Parlamento europeo e del consiglio del 27 settembre 2001 sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità (GU n. 25 del 31/01/2004).

Tale decreto introduce una semplificazione molto interessante delle procedure amministrative per la realizzazione degli impianti da fonti rinnovabili. Infatti, è previsto che la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili sono soggetti ad una autorizzazione unica (svolta con le modalità di cui alla legge 241/90), rilasciata dalla Regione o altro soggetto istituzionale da questa delegata: questa disposizione, oltre a essere coerente con il vigente quadro delle competenze, è coerente con la già richiamata natura diffusa delle fonti rinnovabili.

Ancora, si stabilisce che gli impianti a fonti rinnovabili possono essere ubicati in zone classificate agricole dai vigenti strumenti urbanistici: ciò sia allo scopo di salvaguardare la destinazione d'uso di terreni sui quali l'attività di produzione di energia elettrica è quasi sempre compatibile con l'esercizio di attività agricole, sia al fine di dare risposta a dubbi dei Comuni, riguardo alla necessità o meno di procedere a una variante di piano regolatore, qualora ricevano proposte di realizzazione sui loro territori di impianti a fonti rinnovabili.

L'Italia, in adempimento della Direttiva 2009/28/CE, ha inviato il proprio Piano di Azione Nazionale (PAN) alla Commissione europea nel luglio 2010.

Il Piano si inserisce nel quadro di una strategia energetica nazionale, sostenibile sul piano ambientale, che risponde a una molteplicità di obiettivi, tra i quali in primis:

- Migliorare la sicurezza degli approvvigionamenti energetici, data l'elevata dipendenza dalle importazioni di fonti di energia;
- Ridurre le emissioni di gas climalteranti, data la necessità di portare l'economia italiana su una traiettoria strutturale di riduzione delle emissioni e di rispondere agli impegni assunti
- In tal senso dal Governo a livello europeo e internazionale;
- Migliorare la competitività dell'industria manifatturiera nazionale attraverso il sostegno alla domanda di tecnologie rinnovabili e lo sviluppo di politiche di innovazione tecnologica.

Nel PAN è stata messa in luce la complessità del quadro legislativo italiano in materia di “Energia” e “Autorizzazioni”. La riforma del Titolo V della Costituzione avvenuta nel 2001 e la delega di molte competenze agli Enti locali hanno comportato un'elevata frammentazione del contesto normativo che ha rallentato, di fatto, la diffusione degli impianti alimentati a fonti rinnovabili in Italia.

Le Linee Guida Nazionali previste dall'articolo 12 del D.Lgs n. 387/2003 e approvate nel 2010 (si veda oltre) hanno costituito lo strumento chiave per dare nuova congruenza al quadro legislativo. Il citato

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 39 di 88 |
|---|---|---|---|

documento, infatti, ha obbligato le Regioni ad adeguare entro gennaio 2011 la propria disciplina in materia di “Autorizzazioni”, salvo applicare direttamente quando previsto nel documento nazionale decorso tale termine.

L’approvazione del Decreto Legislativo 28/2011 di recepimento della Direttiva Fonti Rinnovabili ha contribuito alla ulteriore ridefinizione del contesto normativo di settore. Al fine di rendere le procedure autorizzative proporzionate e necessarie, nonché semplificate e accelerate al livello amministrativo adeguato così come richiesto dal dettato europeo, sono state ridisegnate le procedure e gli iter autorizzativi per la realizzazione di impianti alimentati a fonti rinnovabili.

2.2.4.2 Le Linee Guida nazionali e il D.Lgs. 28/2011

Il D.Lgs 29 dicembre 2003, n. 387 prevedeva, all’articolo 12 comma 10, l’approvazione in Conferenza Unificata, su proposta del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell’Ambiente e del Ministro per i Beni e le Attività Culturali, di apposite Linee Guida per lo svolgimento del procedimento di autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica.

Nel 2010 sono state finalmente emanate tali Linee Guida. In esse è stato stabilito l’elenco degli atti che rappresentano i contenuti minimi indispensabili per superare positivamente l’iter autorizzativo e vengono chiarite le procedure che ogni impianto, in base alla fonte e alla potenza installata, deve affrontare per ottenere l’autorizzazione.

Il Decreto Legislativo 28/2011, entrato in vigore a fine marzo 2011, modifica e integra quanto già stabilito dalle Linee Guida in merito agli iter procedurali per l’installazione degli impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili. I singoli interventi, a seconda della taglia e della potenza installata, possono essere sottoposti a Comunicazione, Procedura Abilitativa Semplificata (P.A.S.) o Autorizzazione Unica (A.U.) (rif. Tabella seguente).

Le autorizzazioni indicate dovranno essere corredate, laddove necessario, da tutti i provvedimenti di concessione, autorizzazione, valutazione di impatto ambientale e paesaggistico, ecc.

Infine, il D.Lgs 28/2011 introduce novità importanti al sistema degli incentivi degli impianti alimentati da FER; infatti da esso discendono il D.M. 5 luglio 2012 e il D.M. 6 luglio 2012 (che si applicano, rispettivamente, al fotovoltaico, il primo, e alle altre FER, il secondo) di cui si dirà appresso.

2.2.4.3 Il mercato dei certificati verdi

Con la riforma del sistema elettrico anche il meccanismo della promozione dell’utilizzo delle fonti rinnovabili è stato profondamente modificato, con l’introduzione dell’obbligo per i produttori e gli importatori di energia elettrica di immettere nella rete di trasmissione energia “verde”, cioè prodotta da Impianti Alimentati da Fonti Rinnovabili (IAFR).

La normativa attuale ha assegnato al GRTN il compito di qualificare gli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili, una volta accertato il possesso dei requisiti previsti in base al decreto MICA 11/11/1999, al decreto MAP 18/3/2002 ed al decreto legislativo n. 387 del 29 dicembre 2003 che fornisce precisazioni per

la regolamentazione della produzione da fonti rinnovabili e del relativo sistema di promozione ed incentivazione con Certificati Verdi;

in particolare, possono ottenere la qualificazione IAFR gli impianti entrati in esercizio successivamente al 1° aprile 1999 a seguito di nuova costruzione, potenziamento, rifacimento totale o parziale, riattivazione e gli impianti che operano in co-combustione entrati in esercizio prima del 1° aprile 1999.

La qualificazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili è necessaria per poter riconoscere successivamente al produttore, a determinate condizioni, una quota di Certificati Verdi proporzionale all'energia prodotta.

Il sistema di incentivazione della produzione di energia rinnovabile, introdotto dall'art.11 del decreto 79/99, prevede il superamento del vecchio criterio di incentivazione tariffaria noto come Cip6, per passare ad un meccanismo di mercato basato sui Certificati Verdi, titoli emessi dal GRTN che attestano la produzione di energia da fonti rinnovabili.

La Legge n. 239/2004 ha ridotto a 50 MWh la taglia del "certificato verde", che in precedenza era pari a 100 MWh.

L'art. 11 del D.Lgs. 16/03/1999 n. 79 ha introdotto l'obbligo, a carico dei produttori e degli importatori di energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili, di immettere nel sistema elettrico nazionale, a decorrere dal 2002, una quota minima di elettricità prodotta da impianti alimentati a fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo l'1/4/1999.

La quota percentuale è calcolata sulla base delle produzioni e delle importazioni da fonti non rinnovabili dell'anno precedente, decurtate dell'elettricità prodotta in cogenerazione ai sensi della Delibera AEEG 42/02 e successive modifiche ed integrazioni, degli autoconsumi di centrale e delle esportazioni, con una franchigia di 100 GWh per ciascun operatore. Tale quota inizialmente era fissata nel 2%; il DLgs 29/12/2003 n. 387 ha stabilito un progressivo incremento annuale di 0,35 punti percentuali nel triennio 2004– 2006.

La Legge Finanziaria 2008 ha elevato l'incremento annuale a 0,75 punti percentuali per il periodo 2007-2012; successivi decreti ministeriali potranno stabilire ulteriori incrementi per gli anni successivi al 2012. Nella tabella seguente è illustrato l'incremento nel tempo della quota d'obbligo.

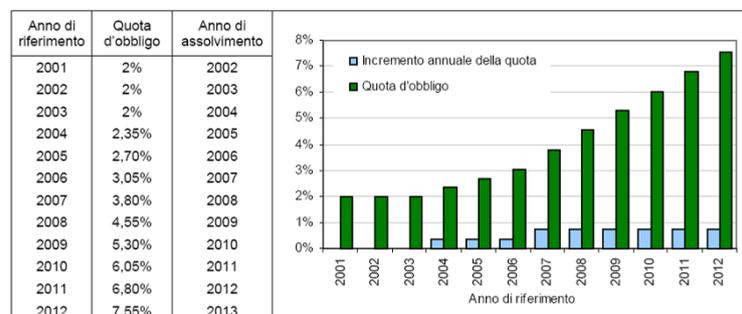


Tabella 6: Incremento annuale della quota d'obbligo introdotta dal D.lgs n. 79/1999

I soggetti sottoposti all'obbligo possono adempiervi immettendo in rete elettricità prodotta da fonti rinnovabili oppure acquistando da altri produttori titoli, chiamati certificati verdi (CV), comprovanti la produzione dell'equivalente quota. I certificati verdi sono lo strumento con il quale tali soggetti devono dimostrare di avere adempiuto al proprio obbligo e quindi costituiscono l'incentivo alla produzione da fonte

rinnovabile. Si crea infatti un mercato, in cui la domanda è data dai soggetti sottoposti all'obbligo e l'offerta è costituita dai produttori di elettricità con impianti aventi diritto ai certificati verdi.

L'articolo 27 della Legge 23/07/2009 n. 99, come modificato dalla Legge 20/11/2009 n. 166, ha stabilito il trasferimento dell'obbligo dai produttori e dagli importatori ai soggetti che conducono con Terna SpA uno o più contratti di dispacciamento. Tale trasferimento avverrà a decorrere dal 2012, per l'energia prelevata nel 2011.

Successivi decreti ministeriali definiranno le modalità applicative.

I produttori di energia da fonti rinnovabili titolari di impianti qualificati IAFR possono richiedere al GSE l'emissione di certificati verdi "a consuntivo", in base all'energia effettivamente prodotta dall'impianto nell'anno precedente rispetto a quello di emissione, oppure "a preventivo", in base alla producibilità attesa dall'impianto risultante dai dati di qualificazione (solo nei primi due anni di esercizio) o dai dati storici di produzione già disponibili (negli anni successivi).

Prima della Legge Finanziaria 2008 il prezzo di offerta dei CV del GSE era calcolato come differenza tra l'onere di acquisto da parte del GSE dell'elettricità prodotta dagli impianti a fonti rinnovabili che godono di incentivo CIP6 ed i proventi derivanti dalla sua vendita. Nel periodo 2002 - 2007 il prezzo dei certificati verdi del GSE è passato dagli 84,18 €/MWh del 2002 ai 125,13 €/MWh del 2007, facendo registrare una crescita del 48,6%.

| Anno | Costo medio ritiro energia Cip 6 | Ricavo medio cessione energia Cip 6 | Prezzo di offerta CV del GSE |
|------|--|---|---------------------------------|
| | [€/MWh] | [€/MWh] | [€/MWh] |
| 2002 | 134,39 | 50,21 | 84,18 |
| 2003 | 137,76 | 55,36 | 82,40 |
| 2004 | 148,41 | 51,03 | 97,39 |
| 2005 | 159,09 | 50,17 | 108,92 |
| 2006 | 180,29 | 55,01 | 125,28 |
| 2007 | 184,85 | 59,72 | 125,13 |

Tabella 7: Andamento dei prezzi dei Certificati Verdi del GSE (senza IVA), prima della revisione della modalità di calcolo introdotta dalla Legge Finanziaria 2008

La Legge Finanziaria 2008 ha introdotto una nuova modalità di calcolo del prezzo di offerta dei CV del GSE: a partire dal 2008 essi sono collocati sul mercato ad un prezzo pari alla differenza tra un valore di riferimento fissato in 180 €/MWh ed il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica definito dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas in attuazione dell'articolo 13 comma 3 del DLgs n. 387/2003, registrato nell'anno precedente e comunicato dalla stessa Autorità entro il 31 gennaio di ogni anno.

L'applicazione di questa nuova modalità di calcolo ha dato luogo ad un valore di offerta dei CV del GSE pari a 112,88 €/MWh per l'anno 2008 e 88,66 €/MWh per l'anno 2009 (tabella seguente).

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 42 di 88 |
|---|---|---|---|

| Anno | Valore di riferimento | Prezzo medio cessione energia anno precedente | Prezzo di offerta CV del GSE |
|------|-----------------------|---|------------------------------|
| | [€/MWh] | [€/MWh] | [€/MWh] |
| 2008 | 180 | 67,12 | 112,88 |
| 2009 | | 91,34 | 88,66 |

Tabella 8: Andamento dei prezzi dei CV del GSE (senza IVA), prima della revisione della modalità di calcolo introdotta dalla Legge Finanziaria 2008

L'accesso al meccanismo dei certificati è stato possibile per gli impianti entrati in esercizio al 31 dicembre 2012 o, in casi particolari, per quelli entrati in esercizio entro il 30 aprile del 2013.

Con l'attuazione dell'art. 24 del D.Lgs. 28/2011 e l'introduzione dei decreti ministeriali 5 luglio 2012 e 6 luglio 2012 il sistema degli incentivi è radicalmente cambiato.

2.2.3.5 Il DM 5 luglio 2012

Il Decreto disciplina le modalità d'incentivazione per la produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica da applicarsi successivamente al raggiungimento di un costo indicativo cumulato annuo degli incentivi pari a 6 miliardi di euro, costantemente monitorato dal GSE attraverso il "Contatore fotovoltaico", reso pubblicamente visibile attraverso il proprio sito internet.

L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG), conseguentemente all'aggiornamento del costo cumulato annuo comunicato dal GSE, ha determinato, con propria delibera del 12 luglio 2012, l'avvenuto raggiungimento del valore annuale di 6 miliardi di euro e ha fissato il 27 agosto 2012 quale data di decorrenza delle nuove modalità di incentivazione disciplinate dal Decreto (quarantacinque giorni solari dalla data di pubblicazione della delibera).

Il Quinto Conto energia prevede due distinti meccanismi di accesso agli incentivi, a seconda della tipologia d'installazione e della potenza nominale dell'impianto:

- Accesso diretto
- Accesso tramite Registro.

2.2.3.6 Il DM 6 luglio 2012

Il DM 6 luglio 2012 stabilisce le nuove modalità di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili, diverse da quella solare fotovoltaica, con potenza non inferiore a 1 kW.

Gli incentivi previsti dal Decreto si applicano agli impianti nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di intervento di potenziamento o di rifacimento, che entrano in esercizio dal 1° gennaio 2013.

Per tutelare gli investimenti in via di completamento, il Decreto prevede che gli impianti dotati di titolo autorizzativo antecedente all'11 luglio 2012 (data di entrata in vigore del decreto) che entrano in esercizio entro il 30 aprile 2013 e i soli impianti alimentati da rifiuti di cui all'art. 8, comma 4, lettera c) che entrano in esercizio entro il 30 giugno 2013, possono richiedere l'accesso agli incentivi con le modalità e le condizioni

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 43 di 88 |
|---|---|---|---|

stabilite dal DM 18/12/2008. A tali impianti saranno applicate le decurtazioni sulla tariffa omnicomprensiva o sui coefficienti moltiplicativi per i certificati verdi previste nell'art.30, comma 1 del Decreto.

Il nuovo Decreto disciplina anche le modalità con cui gli impianti già in esercizio, incentivati con il DM 18/12/08, passeranno, a partire dal 2016, dal meccanismo dei certificati verdi ai nuovi meccanismi di incentivazione.

Il nuovo sistema di incentivazione introduce dei contingenti annuali di potenza incentivabile, relativi a ciascun anno dal 2013 al 2015, divisi per tipologia di fonte e di impianto e ripartiti secondo la modalità di accesso agli incentivi (Aste; Registri per interventi di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione, potenziamento e ibridi; Registri per rifacimenti).

Il Decreto definisce quattro diverse modalità di accesso agli incentivi, a seconda della potenza dell'impianto e della categoria di intervento (art. 4):

- Accesso diretto, nel caso di interventi di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento con potenza non superiore ad un determinato limite (art.4 comma 3), per determinate tipologie di fonte o per specifiche casistiche;
- Iscrizione a Registri, in posizione tale da rientrare nei contingenti annui di potenza incentivabili (art.9 comma 4), nel caso di interventi di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento con potenza superiore a quella massima ammessa per l'accesso diretto agli incentivi e non superiore al valore di soglia oltre il quale è prevista la partecipazione a procedure di Aste competitive al ribasso. Il Soggetto Responsabile dovrà richiedere al GSE l'iscrizione al Registro informatico relativo alla fonte e alla tipologia di impianto per il quale intende accedere agli incentivi;
- Iscrizione a Registri per gli interventi di rifacimento, in posizione tale da rientrare nei relativi contingenti annui di potenza incentivabile (art.17 comma 1), nel caso di rifacimenti di impianti la cui potenza successiva all'intervento è superiore a quella massima ammessa per l'accesso diretto. Il Soggetto Responsabile dovrà richiedere al GSE l'iscrizione al Registro informatico per gli interventi di rifacimento, relativo alla fonte e alla tipologia di impianto per il quale intende richiedere gli incentivi;
- Aggiudicazione degli incentivi partecipando a procedure competitive di Aste al ribasso, gestite dal GSE esclusivamente per via telematica, nel caso di interventi di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento con potenza superiore a un determinato valore di soglia (10 MW per gli impianti idroelettrici, 20 MW per gli impianti geotermoelettrici e 5MW per gli altri impianti a fonti rinnovabili).

Si precisa che, in caso di interventi di potenziamento, per determinare la modalità di accesso agli incentivi, la potenza da considerare corrisponde all'incremento di potenza a seguito dell'intervento.

Il Decreto stabilisce che gli incentivi siano riconosciuti sulla produzione di energia elettrica netta immessa in rete dall'impianto. L'energia elettrica autoconsumata non ha pertanto accesso agli incentivi.

La produzione netta immessa in rete è il minor valore tra la produzione netta dell'impianto e l'energia elettrica effettivamente immessa in rete dallo stesso.

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 44 di 88 |
|---|---|---|---|

Il Decreto prevede due distinti meccanismi incentivanti, individuati sulla base della potenza, della fonte rinnovabile e della tipologia dell'impianto:

- Una tariffa incentivante omnicomprensiva (To) per gli impianti di potenza fino a 1 MW, determinata dalla somma tra una tariffa incentivante base – il cui valore è individuato per ciascuna fonte, tipologia di impianto e classe di potenza nell'Allegato 1 del Decreto - e l'ammontare di eventuali premi (es. cogenerazione ad alto rendimento, riduzione emissioni, etc.).
- Un incentivo (I) per gli impianti di potenza superiore a 1 MW e per quelli di potenza fino a 1 MW che non optano per la tariffa omnicomprensiva, calcolato come differenza tra la tariffa incentivante base – a cui vanno sommati eventuali premi a cui ha diritto l'impianto - e il prezzo zonale orario dell'energia (riferito alla zona in cui è immessa in rete l'energia elettrica prodotta dall'impianto).

L'energia prodotta dagli impianti che accedono all'incentivo (I) resta nella disponibilità del produttore.

Il DM 6 luglio 2012 individua, per ciascuna fonte, tipologia di impianto e classe di potenza, il valore delle tariffe incentivanti base (Tb) di riferimento per gli impianti che entrano in esercizio nel 2013 (Allegato 1, Tabella 1.1 del Decreto). Le tariffe si riducono del 2% per ciascuno degli anni successivi fino al 2015, fatte salve le eccezioni previste nel caso di mancato raggiungimento dell'80% della potenza del contingente annuo previsto per i registri e per le aste (art. 7, comma 1 del Decreto).

La richiesta di accesso agli incentivi, la richiesta di iscrizione ai Registri e la domanda di partecipazione alle Procedure d'Asta, nonché l'invio della documentazione - incluse le dichiarazioni sostitutive di atto di notorietà - devono essere effettuate esclusivamente per via telematica utilizzando l'applicazione informatica Portale FER-E, accessibile registrandosi all'Area Clienti del sito GSE.

Resta grande incertezza per quello che succederà dopo il 2015, ossia all'orizzonte temporale di validità del D.M. 6 luglio 2012.

La procedura di iscrizione ai registri ha fatto registrare una grande richiesta di accesso agli incentivi. Già alla prima scadenza il contingente messo a disposizione per l'eolico (fino alla potenza di 5 MW) per i 3 anni è andato completamente assegnato. Ciò fa pensare che i contingenti messi a disposizione per l'eolico siano stati sostanzialmente troppo limitati (60 MW annui per complessivi 180 MW).

Relativamente alle procedure d'asta, per la prima scadenza si è osservato uno scarso interesse degli operatori dovuto soprattutto al timore di tariffe troppo basse: le domande di ammissione agli incentivi sono state inferiori al contingente incentivabile disponibile. Per l'eolico si è arrivati all'88% del contingente annuale disponibile, 442 MW su 500. Per quello in mare una sola richiesta, per un parco da 30 MW in Puglia (poco più del 4% di un contingente triennale da 650 MW).

2.2.3.6 Il DM 23 giugno 2016

Il decreto ministeriale, fatto salvo il comma 4, disciplina l'incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili, diverse da quella solare fotovoltaica.

Il decreto ministeriale 6 luglio 2012 continua ad applicarsi agli impianti iscritti in posizione utile nelle graduatorie formate a seguito delle procedure di asta e registro svolte ai sensi del medesimo decreto e agli impianti che accedono direttamente ai meccanismi d'incentivazione, entrati in esercizio nei trenta giorni precedenti alla data di entrata in vigore del presente decreto, a condizione che presentino domanda di

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 45 di 88 |
|---|---|---|---|

accesso agli incentivi nei termini di cui all'art. 21 del decreto ministeriale 6 luglio 2012. Le tariffe determinate ai sensi del medesimo decreto sono attribuite altresì agli impianti di cui all'art. 7, comma 1, lettere b) e c), fermo restando che per tali impianti si applicano le modalità e le condizioni di accesso agli incentivi di cui al presente decreto.

Il presente decreto continua ad applicarsi agli impianti iscritti in posizione utile nelle graduatorie formate a seguito delle procedure di asta e registro svolte ai sensi degli articoli 9, 12, 17 dello stesso.

In base al presente decreto accedono ai meccanismi di incentivazione previa iscrizione in appositi registri in posizione tale da rientrare in limiti specifici di potenza, i seguenti impianti:

- a) gli impianti nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, se la relativa potenza non è superiore alla potenza di soglia;
- b) gli impianti ibridi, la cui potenza complessiva non è superiore al valore di soglia della fonte rinnovabile impiegata;
- c) gli impianti oggetto di un intervento di rifacimento totale o parziale, nei limiti di contingenti e con le modalità stabiliti all'art. 17;
- d) gli impianti oggetto di un intervento di potenziamento, qualora la differenza tra il valore della potenza dopo l'intervento e quello della potenza prima dell'intervento non sia superiore al valore di soglia vigente per impianti alimentati dalla stessa fonte.

Accedono ai meccanismi di incentivazione di cui al presente decreto a seguito di partecipazione a procedure competitive di aste al ribasso i seguenti impianti:

- a) gli impianti di cui al comma 1, lettere a) e b), la cui potenza è superiore alla pertinente potenza di soglia;
- b) gli impianti oggetto di un intervento di potenziamento qualora la differenza tra il valore della potenza dopo l'intervento e quello della potenza prima dell'intervento sia superiore al valore di soglia vigente per gli impianti alimentati dalla stessa fonte.

Possono accedere direttamente ai meccanismi di incentivazione di cui al presente decreto:

- a) gli impianti eolici e alimentati dalla fonte oceanica di potenza fino a 60 kW;
- b) gli impianti idroelettrici di potenza nominale di concessione fino a 250 kW che abbiano specifiche caratteristiche riportate all'art.4 del DM.
- c) gli impianti alimentati a biomassa di cui all'art. 8 comma 4, lettere a) e b), di potenza fino a 200 kW e gli impianti alimentati a biogas di potenza fino a 100 kW;
- d) gli impianti oggetto di un intervento di potenziamento, qualora la differenza tra il valore della potenza dopo l'intervento e quello della potenza prima dell'intervento non sia superiore ai valori massimi di potenza di cui alle lettere a), b) e c);
- e) gli impianti oggetto di rifacimento aventi potenza complessiva, a valle dell'intervento, non superiore ai valori massimi di potenza di cui alle lettere a), b) e c);
- f) gli impianti realizzati con procedure ad evidenza pubblica da amministrazioni pubbliche, anche tra loro associate, ivi inclusi i consorzi di bonifica, aventi potenza fino al doppio del livello massimo indicato alle lettere da a) a c);
- g) gli impianti solari termodinamici di potenza fino a 100 kW

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 46 di 88 |
|---|---|---|---|

Il Decreto Rinnovabili ha messo a disposizione, per l'anno 2016, oltre 400 mln di euro per una potenza incentivabile superiore a 1.300 MW. Come evidenziato nella tabella che segue, si noti che il settore eolico e quello idroelettrico beneficeranno di un contingente di potenza incentivabile maggiore rispetto a quello messo a disposizione con gli ultimi accessi ai meccanismi di incentivazione – aste e registri – nel 2015.

La possibilità di richiedere l'accesso agli incentivi cessa decorsi 30 giorni dal raggiungimento della prima delle seguenti date:

- 1 dicembre 2016 (o 1 dicembre 2017 per gli impianti ad accesso diretto, i.e. senza necessità di partecipazione alle procedure di asta o registri);
- Data di raggiungimento di un costo indicativo annuo medio degli incentivi di 5,8 miliardi di Euro l'anno.

È utile rilevare che il D.M. 6 luglio 2012 non è stato completamente abrogato e sostituito. Tale decreto continua infatti ad applicarsi:

- Agli impianti iscritti in posizione utile nelle graduatorie formate a seguito delle procedure di asta e registro svolte ai sensi dello stesso D.M. 6 luglio 2012;
- Agli impianti che accedono direttamente ai meccanismi di incentivazione, entrati in esercizio nei 30 giorni precedenti l'entrata in vigore del Decreto Rinnovabili (i.e. tra il 31 maggio e il 29 giugno 2016),
- Continuano poi ad applicarsi le tariffe incentivanti e gli eventuali premi fissati dal D.M. 6 luglio 2012, l'applicazione delle modalità e delle condizioni di accesso agli incentivi stabilite dal Decreto Rinnovabili;
- Agli impianti che accedono direttamente agli incentivi ai sensi del Decreto Rinnovabili, a condizione che tali impianti entrino in esercizio entro un anno dalla data di entrata in vigore del Decreto Rinnovabili (i.e. entro il 29 giugno 2017);
- Agli impianti iscritti in posizione utile nelle procedure di registro svolte ai sensi del Decreto Rinnovabili, a condizione che entrino in esercizio entro un anno dalla data di entrata in vigore del Decreto Rinnovabili (i.e. entro il 29 giugno 2017).

Il Decreto Rinnovabili prevede diverse modalità di incentivazione per gli impianti di nuova costruzione a seconda della potenza degli stessi.

Come in passato, la tariffa incentivante onnicomprensiva e gli incentivi previsti dal Decreto Rinnovabili sono alternativi alle modalità di ritiro dell'energia di cui all'art. 13 del D. Lgs. 387/2003 e all'accesso del meccanismo dello scambio sul posto.

Il Decreto Rinnovabili, analogamente al D.M. 6 luglio 2012, prevede tre diverse modalità di accesso ai meccanismi di incentivazione, a seconda della potenza degli impianti:

- Accesso diretto per impianti di piccole dimensioni;
- Iscrizione ad appositi registri per impianti di medie dimensioni;
- Aggiudicazione di procedure di asta al ribasso per impianti di grandi dimensioni (>5MW).

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 47 di 88 |
|---|---|---|---|

I bandi per la partecipazione ai registri e alle procedure d'asta saranno pubblicati dal GSE. Decorsi 10 giorni dalla pubblicazione dei bandi, i soggetti responsabili degli impianti avranno a disposizione:

- 60 giorni per la presentazione delle domande di iscrizione al registro informatico;
- 90 giorni per la presentazione delle domande di partecipazione alle procedure pubbliche d'asta al ribasso.

Per il DM Il nuovo criterio di calcolo del costo cumulato degli incentivi e' previsto che per il calcolo del prezzo dell'energia di riferimento non si applica più quello dell'anno precedente o, a seconda del caso, di quello in corso, ma un media dei prezzi nei 24 mesi precedenti e nei 12 successivi (come risultanti dagli esiti del mercato a termine pubblicati sul sito del GME).

Tale nuovo sistema di calcolo consente – secondo le valutazioni degli analisti – di posticipare sensibilmente la data stimata per il raggiungimento del limite di 5,8 milioni e quindi di fugare le preoccupazioni di investitori e finanziatori riguardo ad un imminente stop degli incentivi. La soluzione rimane, comunque, provvisoria considerato che il Decreto Rinnovabili espressamente prevede il termine per l'accesso al contingente al 31 dicembre 2016 (salve le eccezioni espressamente previste).

La finestra temporale per un nuovo accesso ai meccanismi di incentivazione, seppur circoscritta a 6 mesi, appare sufficiente a restituire agli operatori la possibilità di investire nel mercato delle rinnovabili.

Peraltro, nonostante la limitata portata temporale del decreto, il nuovo metodo di calcolo del costo cumulato annuo – e quindi della disponibilità di finanziamento degli incentivi – sembra suggerire un'intenzione del legislatore di adottare un nuovo decreto, che consideri l'orizzonte temporale successivo al 31 dicembre 2016.

Il Decreto Rinnovabili sembra quindi costituire una disciplina "temporanea" rispetto ad un ulteriore provvedimento che, nelle dichiarazioni del Governo, disciplinerà il sistema degli incentivi con un orizzonte temporale triennale. Ciò nonostante, merita sottolineare come il Decreto Rinnovabili introduca previsioni di favore per gli impianti idonei iscritti nei registri precedenti – quindi, per lo più impianti sotto i 5 MW – ma in posizione non utile poiché non rientrati nel contingente incentivato. Questi impianti, se entrassero in esercizio entro il 30 giugno 2017, beneficerebbero delle più favorevoli tariffe incentivanti stabilite dal D.M. 6 luglio 2012. In sintesi, il Decreto Rinnovabili sembra dunque presentare luci ed ombre. Sicuramente positiva la scelta di mettere a disposizione ulteriori 1370 MW di contingente incentivato corrispondenti a 435 milioni di euro: sufficienti a dare nuova linfa al mercato. D'altro lato, l'articolo 29 sul frazionamento sembra un'occasione persa per regolare situazioni complesse per le quali è necessario un chiarimento definitivo nell'interesse del settore. Il nuovo decreto ministeriale del 23.06.2016 ha stabilito i nuovi incentivi e le relative regole applicative per l'ottenimento degli stessi, in particolare ha ridotto notevolmente gli incentivi previsti dal precedente decreto ministeriale del 6.07.2012 ed ha inserito la necessità per la partecipazione alle aste della presentazione di fidejussioni bancarie e non più assicurative a garanzia della realizzazione dell'impianto. Tali modifiche hanno reso necessario che gli impianti da realizzare siano più performanti ovvero capaci di produrre il massimo quantitativo di energia diminuendo gli investimenti e quindi riducendo il numero di aerogeneratori, ma prevedendo l'utilizzo delle tecnologie più moderne.

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 48 di 88 |
|---|---|---|---|

2.2.4 Ambito Regionale

2.2.4.1 La normativa di settore

La Regione Basilicata, nel 1984 con L.R. n.28, disciplinava i criteri e le modalità di accesso al finanziamento regionale delle iniziative e degli interventi per il contenimento dei consumi energetici e l'utilizzo delle fonti di energia rinnovabili, individuando dette fonti (sole, vento, energia idraulica, risorse geotermiche, maree, moto ondoso, trasformazione dei rifiuti organici e inorganici o di prodotti vegetali, calore recuperabile da impianti, processi e prodotti).

Con L.R. n.33/1988 e ss. modifiche è stata prevista l'elargizione di contributi agli enti locali sul costo dell'energia elettrica necessaria al funzionamento degli impianti destinati al sollevamento e/o depurazione delle acque.

In relazione allo sfruttamento dei giacimenti petroliferi in Val d'Agri la L.R n.40/1995 ha disciplinato l'utilizzo dell'aliquota relativa da destinarsi allo sviluppo delle attività economiche ed all'incremento industriale del comprensorio, istituendo un apposito Fondo alimentato dai trasferimenti dello Stato a titolo di compartecipazione regionale all'imposta erariale sul prodotto di coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi.

Con la L. R. n.26/1997 è stato previsto il completamento del programma di distribuzione del gas metano, mediante contributi per la realizzazione di opere a favorire la diffusione del gas metano sulla base di un programma triennale di finanziamento.

La L.R. n.7/1999 recepisce le funzioni delegate dal d.lgs. n.112/98 e prevede al capo V, dedicato all'energia, le funzioni di competenza regionale concernenti:

- a. La costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica di potenza inferiore o pari a 300 MW termici;
- b. La costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili e da rifiuti;
- c. La costruzione e l'esercizio delle reti per il trasporto dell'energia elettrica con tensione inferiore o pari a 150 kV;
- d. La costruzione e l'esercizio delle reti di oleodotti e gasdotti di interesse regionale;
- e. Il rilascio delle concessioni per l'esercizio delle attività elettriche di competenza regionale;
- f. La concessione di contributi in conto capitale ex l.10/1999;
- g. L'assistenza agli enti locali per le attività di informazione al pubblico e di formazione degli operatori pubblici e privati nel campo della progettazione, installazione, esercizio e controllo degli impianti termici;
- h. La promozione della diffusione e dell'uso delle fonti energetiche rinnovabili e delle assimilate nei settori produttivi, nel rispetto degli impegni assunti a livello europeo ed a livello internazionale, sostenendo, a tal fine, la qualificazione e la riconversione di operatori pubblici e privati;
- i. L'elaborazione del Piano Energetico Regionale (PER) e la predisposizione dei relativi programmi attuativi, d'intesa con le Province e gli enti locali interessati.

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 49 di 88 |
|---|---|---|---|

La L.R. n. 20/2003 detta norme riguardanti la razionalizzazione ed ammodernamento della rete distributiva dei carburanti; a tal fine prevede l'adozione da parte della Regione di un Piano Regionale avente efficacia triennale.

Con L.R. n.13/2006 viene costituita la Società Energetica Lucana (SEL) al fine di supportare le politiche regionali in materia di energia. La Società, che è a partecipazione interamente pubblica, è entrata in funzione a fine maggio del 2008 ed ha fra i suoi compiti quello di promuovere il risparmio e l'efficienza energetica, favorendo un migliore utilizzo delle risorse energetiche locali, siano esse convenzionali che rinnovabili, operando nei mercati dell'energia elettrica e del gas.

La L.R. n.9/2007 detta disposizioni in materia energetica in applicazione dei principi derivanti dall'ordinamento comunitario, dagli obblighi internazionali e in applicazione dell'art.117, c. 3-4 Cost.. Tra le finalità della legge, nelle more dell'attuazione del Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale (PIEAR), c'è quella di disciplinare le autorizzazioni per la costruzione e l'avvio di impianti per la produzione di energia.

La legge fissa anche delle disposizioni di carattere programmatico laddove prevede che la Regione sostiene il risparmio energetico e l'uso delle fonti rinnovabili attraverso programmi finanziati con risorse comunitarie, nazionali e regionali.

Nella L.R. n. 28/2007 (Finanziaria Regionale 2008) sono previste disposizioni per la riduzione del costo dell'energia e l'attenuazione delle emissioni inquinanti e climalteranti.

La legge Finanziaria per il 2009 (L.r. n.31/2008), infine, prevede misure per la riduzione del costo dell'energia regionale elaborate dalla Giunta Regionale. La medesima normativa promuove interventi, affidati alla SEL, per la razionalizzazione e riduzione dei consumi e dei costi energetici dei soggetti pubblici regionali (art.9).

L'art.10 della legge 31/2008 stabilisce norme per il procedimento amministrativo semplificato per la realizzazione di impianti di cui all'art.2, com.1, lett. C) del d.lgs. 387/2003.

Con delibera n° 720 del 22/04/09 è stato adottato la Proposta di Piano Di Indirizzo Energetico Ambientale (PIEAR). Il PIEAR è stato approvato con Legge Regionale n.1 del 19 gennaio 2010 e ss.mm.ii. "Norme in materia di energia e piano di indirizzo energetico ambientale regionale D.Lgs. n.152 del 3 Aprile 2006 L.r. n.9/2007".

Nell'allegato A del piano sono stati definiti i "principi generali per la progettazione, la realizzazione, l'esercizio e la dismissione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili".

L'obiettivo principale del piano è quello di dare impulso allo sviluppo economico e produttivo del territorio e ridurre la spesa per l'energia delle famiglie lucane. Il Piano si muove in sintonia con tutte le scelte programmatiche che il governo regionale ha adottato in materia di difesa dell'ambiente e di sostenibilità. Tre i macro-obiettivi del documento: il risparmio energetico, la produzione da fonti rinnovabili, la realizzazione del distretto energetico nella Val D'Agri.

2.2.4.2 La produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile

Le fonti rinnovabili contribuiscono e hanno contribuito in maniera determinante alla produzione di energia elettrica. Infatti, nel 1990 circa il 37% della produzione elettrica lucana era da attribuirsi all'utilizzo di fonti

rinnovabili (idroelettrico); questa percentuale è poi diminuita nel corso degli anni fino al 23% nel 1998, risalendo al 30 % nel 2005 per effetto dell'energia eolica e dell'utilizzo dei rifiuti solidi urbani per la produzione di energia elettrica.

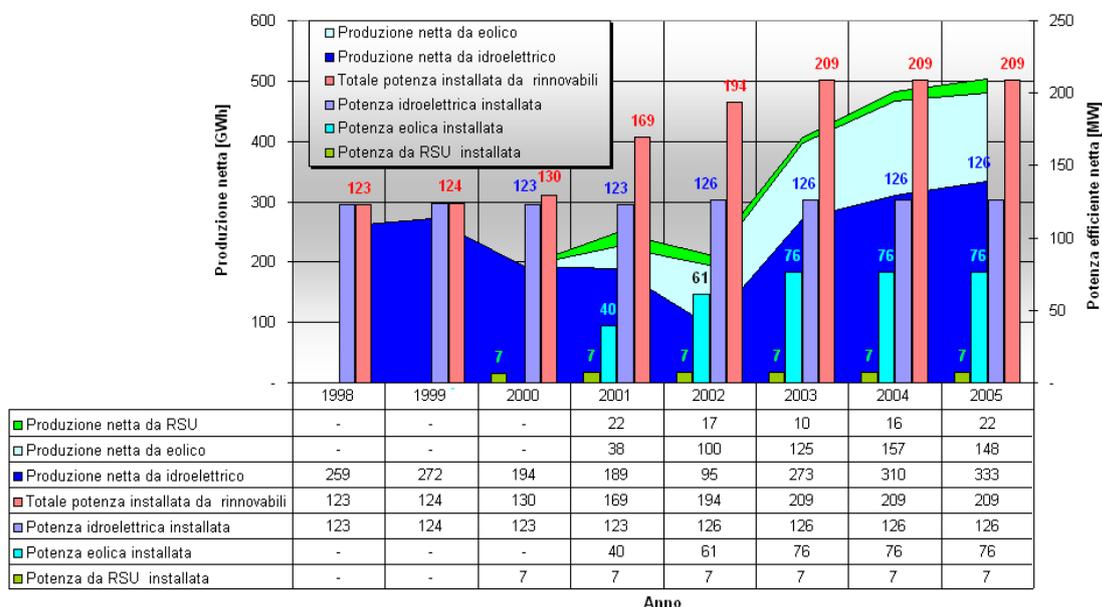


Tabella 9: Evoluzione storica della produzione e della potenza da rinnovabili installate in Basilicata (elaborazioni GSE da dati GSE, TERNA)

Dalla tabella 7 si nota che mentre nel 1998 la produzione da fonti rinnovabili era imputabile esclusivamente all'idroelettrico, nel 2005 essa è dovuta per il 66% all'idroelettrico, per il 29% all'eolico e per il restante 5% a RSU. Lo sviluppo della produzione da eolico e RSU ha in parte assorbito il calo di produzione da idroelettrico verificatosi fra il 2000 e il 2003.

Dall'analisi del parco impianti attuale si nota che alcuni di essi godono di vecchi sistemi di incentivazione in conto esercizio (provvedimento CIP 6/92), mentre altri hanno avuto accesso al meccanismo di incentivazione delle rinnovabili introdotto dal decreto legislativo n. 79 del 1999 (certificati verdi).

Nella tabella a seguire si riporta la situazione al 31 dicembre del 2006 degli impianti, in esercizio o in progetto, la cui richiesta di qualificazione IAFR, inoltrata al GSE, ha ottenuto esito positivo.

| Fonte | Numero | | Potenza [MW] | | Producibilità [GWh] | |
|---------------|-----------|-----------|--------------|--------------|---------------------|--------------|
| | Esercizio | Progetto | Esercizio | Progetto | Esercizio | Progetto |
| Idrica | 3 | - | 4,6 | - | 22,5 | - |
| Geotermica | - | - | - | - | - | - |
| Eolica | 4 | 12 | 44,3 | 320,1 | 106,6 | 707,7 |
| Biogas | - | - | - | - | - | - |
| Biomasse | - | 2 | - | 17,5 | - | 139,6 |
| Solare | - | - | - | - | - | - |
| Rifiuti | 1 | - | 7,6 | - | 60,0 | - |
| Totale | 8 | 14 | 56,4 | 337,6 | 189,1 | 847,3 |

Tabella 10: Impianti qualificati IAFR al 31 dicembre 2006 (fonte GSE)

2.2.4.3 L'eolico in Basilicata

Il settore eolico ha iniziato a svilupparsi in Basilicata a partire dal 2001 con l'entrata in esercizio dei primi impianti realizzati tramite il provvedimento CIP 6/92. Sulla base dei dati 2005, sul territorio lucano sono installati 7 impianti eolici per una potenza di 76 MW e una produzione di circa 148 GWh. A questi impianti se ne sono aggiunti altri tanto che nel 2008 la potenza installata complessiva ha raggiunto i 198 MW circa. Nella tabella a seguire si riporta il dettaglio degli impianti in esercizio al 2008.

| Comune | Provincia | Aerogeneratori | Potenza Installata (MW) |
|----------------------|-----------|----------------|-------------------------|
| Avigliano | PZ | 20 | 13,20 |
| Brindisi di Montagna | PZ | 30 | 60,00 |
| Campomaggiore | PZ | 7 | 10,50 |
| Colobraro | MT | 3 | 2,55 |
| Corleto Perticara | PZ | 11 | 9,35 |
| Forenza | PZ | 36 | 23,76 |
| Gorgoglione | MT | 5 | 3,25 |
| Maschito | PZ | 8 + 28 | 15,84 |
| Montemurro | PZ | 36 | 29,08 |
| Rotondella | MT | 12 | 18,00 |
| Vaglio Basilicata | PZ | 20 | 12,30 |
| TOTALE | | 204 | 197,83 |

Tabella 11: Impianti eolici in esercizio nel 2008 (elaborazione Regione Basilicata su dati GSE e Terna)

2.2.4.4 Le previsioni del PIEAR – produzione di energia da fonti energetiche rinnovabili

Il PIEAR prevede per l'energia elettrica, come si è visto, un incremento di produzione che verrà conseguito ricorrendo esclusivamente alle fonti rinnovabili, e che avrà luogo in due distinte fasi (tabelle 11-12-13):

- nella prima, che si concluderà nel 2015, la produzione netta raggiungerà il 40% dell'incremento necessario a coprire il fabbisogno al 2020;
- nella seconda, che si protrarrà fino al 2020, la produzione netta arriverà a coprire l'intero fabbisogno relativo al medesimo anno, eliminando quindi l'attuale dipendenza della Basilicata dalle altre regioni in merito all'approvvigionamento di energia elettrica.

Tale proposito garantisce il conseguimento dell'obiettivo dell'UE di soddisfare, entro il 2020, almeno il 20% del fabbisogno energetico complessivo ricorrendo esclusivamente alle fonti rinnovabili, come viene mostrato dai dati riportati nella tabella 10.ù

| | MW | GWh | ktep | % | Note |
|---|---------|----------|---------|-------------|------|
| Anno 2007 | | | | | |
| Produzione netta energia elettrica (e.e.) | 573,0 | 1.537,8 | 132,3 | - | 1 |
| / Non rinnovabili | 291,0 | 1.048,6 | 90,2 | 68,2 | 1 |
| / Rinnovabili | 282,0 | 489,2 | 42,1 | 31,8 | 1 |
| Fabbisogno e.e. | - | 3.162,7 | 272,0 | - | 1 |
| Saldo e.e. | - | -1.624,9 | -139,7 | -51,4 | - |
| Fabbisogno energetico | - | 13.351,2 | 1.148,2 | - | - |
| Anno 2020 - Scenario S1: nessun intervento spontaneo + nessun intervento PIEAR | | | | | |
| Risparmio energetico | - | 0,0 | 0,0 | 0,0 | - |
| Produzione netta e.e. (= prod. netta e.e. 2007) | 573,0 | 1.537,8 | 132,3 | - | - |
| Fabbisogno e.e. | - | 4.143,8 | 356,4 | - | - |
| Saldo e.e. | - | -2.606,0 | -224,1 | -62,9 | - |
| Fabbisogno energetico | - | 15.838,7 | 1.362,1 | - | - |
| Anno 2020 - Scenario S2: interventi spontanei + interventi PIEAR | | | | | |
| Risparmio energetico | - | 3.167,7 | 272,4 | 20,0 | - |
| / E.E. | - | 316,8 | 27,2 | 2,0 | 2 |
| / Altre fonti | - | 2.851,0 | 245,2 | 18,0 | - |
| Produzione netta e.e. | 2.011,3 | 3.827,0 | 329,1 | - | - |
| / Non rinnovabili (= non rinn. 2007) | 291,0 | 1.048,6 | 90,2 | 27,4 | 3 |
| / Rinnovabili | 1.720,3 | 2.778,4 | 238,9 | 72,6 | - |
| / Rinnovabili 2007 | 282,0 | 489,2 | 42,1 | 17,6 | - |
| / Incremento rinnovabili 2008-20 (= saldo e.e. S1 - risp. e.e. S2) | 1.438,3 | 2.289,2 | 196,9 | 82,4 | - |
| Fabbisogno e.e. (= fabb. e.e. S1 - risp. e.e. S2) | - | 3.827,0 | 329,1 | - | - |
| Saldo e.e. | - | 0,0 | 0,0 | 0,0 | - |
| Fabbisogno energetico (= fabb. energ. S1 - risp. energ. S2) | - | 12.671,0 | 1.089,7 | - | - |
| Rinnovabili / fabbisogno energetico | - | - | - | 21,9 | - |
| Rinnovabili / fabbisogno energetico - obiettivo UE | - | - | - | 20,0 | - |
| 1. Fonte dati a consuntivo 2007 su fabbisogno e produzione di e.e.:Terna. 2. Stima effettuata facendo riferimento allo studio "Scenari energetici nazionali al 2020" di ENEA – CESI ricerca. 3. Si assume che la produzione netta di energia elettrica da fonti non rinnovabili nel periodo 2008-2020 rimanga invariata rispetto a quella del 2007. | | | | | |

Tabella 12: Verifica del raggiungimento dell'obiettivo dell'UE al 2020 (soddisfare il 20% del fabbisogno energetico con le sole fonti rinnovabili (fonte: Regione Basilicata).

Si osservi che i dati riportati nel presente paragrafo non tengono conto dell'autoproduzione di energia elettrica, delle iniziative della SEL e della produzione degli impianti sperimentali del Distretto energetico. L'insieme di queste voci non conteggiate corrisponde ad un'ulteriore aliquota di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, stimabile intorno ai 250 MW di potenza installata entro il 2020.

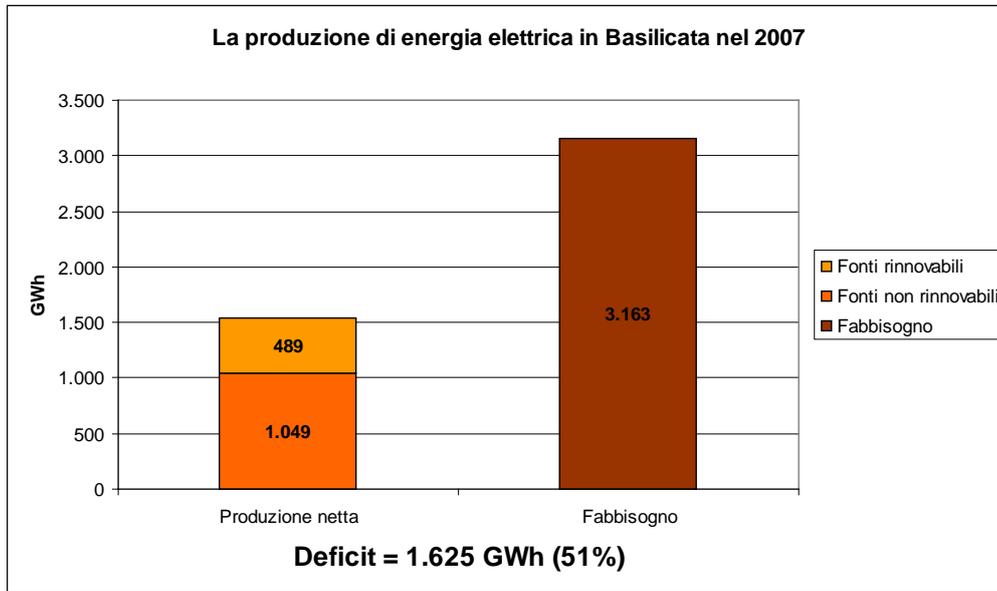


Tabella 13: La produzione di energia elettrica in Basilicata nel 2007 (fonte: Terna).

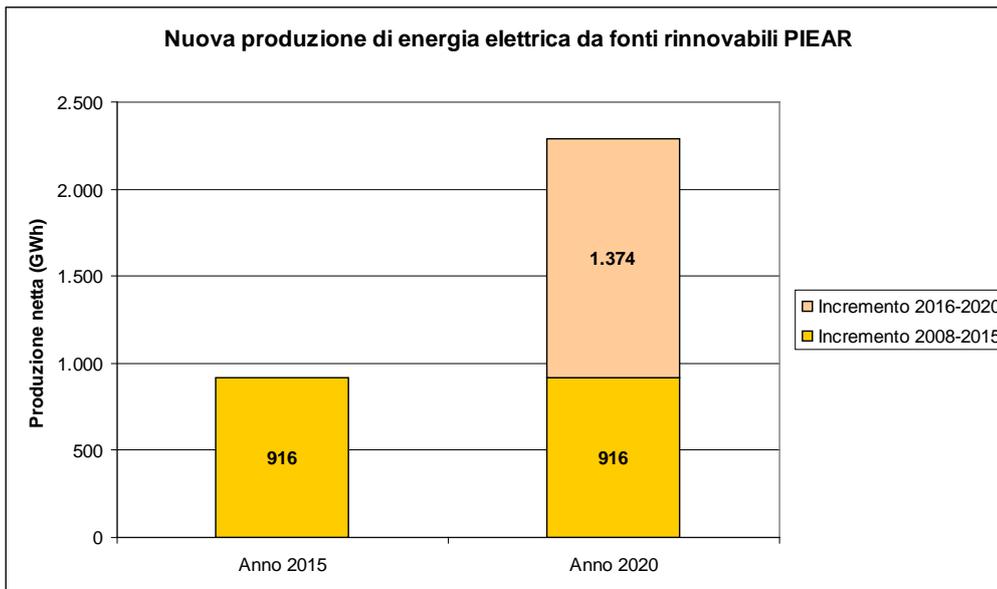


Tabella 14: La nuova produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili prevista dal PIEAR (fonte: Regione Basilicata).

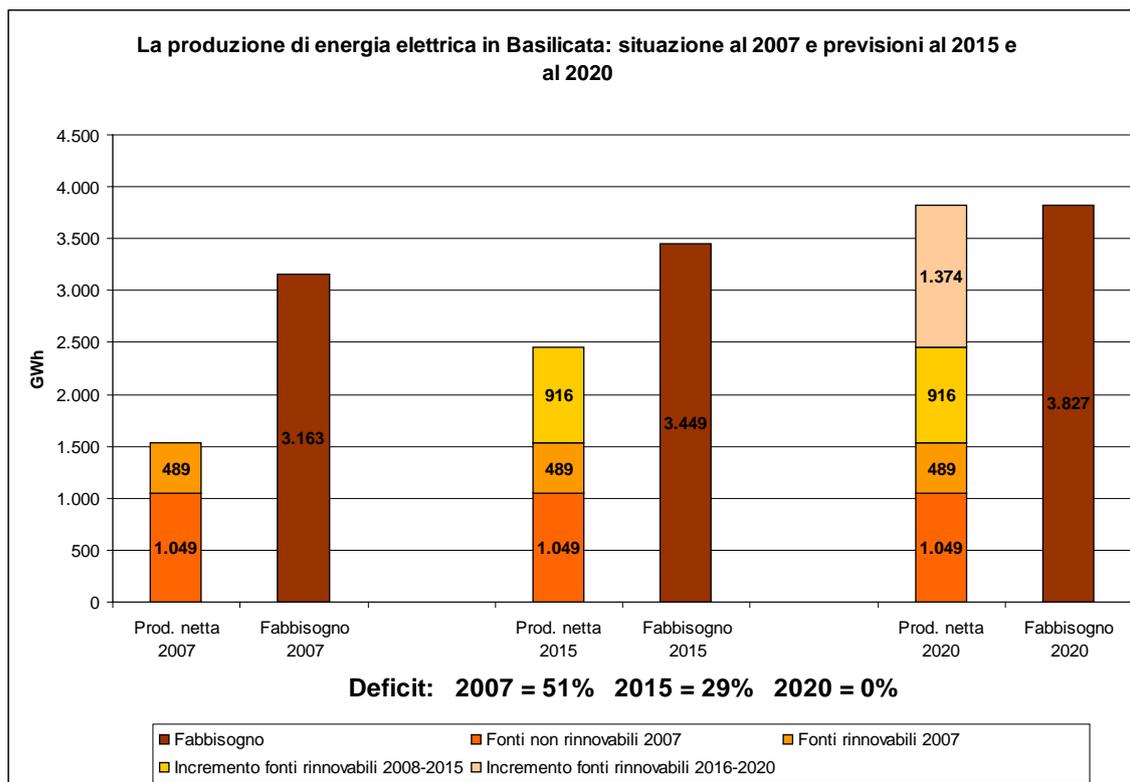


Tabella 15: Confronto tra la produzione di energia elettrica del 2007 e quelle previste dal Piano per il 2015 e il 2020 (fonti: Terna per dati a consuntivo, Regione Basilicata, per dati previsionali).

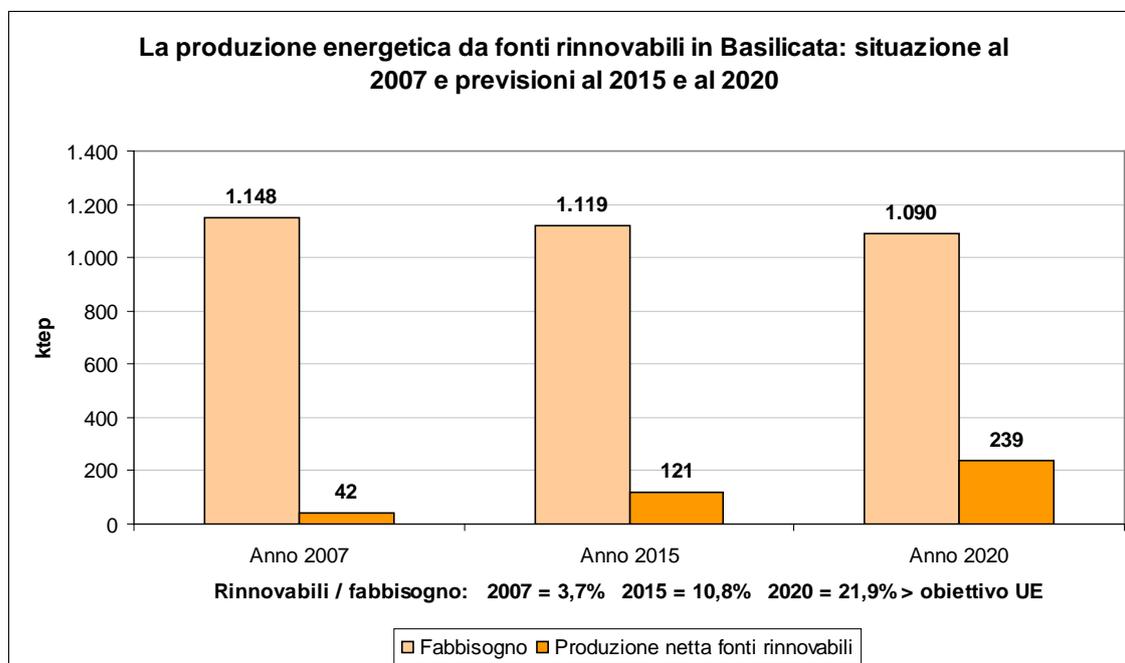


Tabella 16: Confronto tra il fabbisogno energetico e la produzione energetica da fonti rinnovabili in Basilicata: situazione al 2007 e previsioni al 2015 e al 2020 (fonti: Terna per dati a consuntivo, Regione Basilicata per dati previsionali).

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 55 di 88 |
|---|---|---|---|

2.2.5 L'impianto di progetto e la conformità agli indirizzi energetici

2.2.5.1 Coerenza del progetto con gli obiettivi europei e nazionali

La realizzazione dell'impianto eolico di progetto è in linea con gli obiettivi della programmazione energetica ambientale internazionale, nazionale, regionale che prevede l'incentivo all'uso razionale delle fonti energetiche rinnovabili.

La conformità del progetto al PIEAR è illustrata di seguito e nella relazione allegata A.17.6.1.

La realizzazione dell'impianto eolico di progetto rispecchia gli obiettivi del PEAR e della SEN che promuovono, tra le altre cose, l'incentivo alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, favorendo la riduzione delle emissioni in atmosfera, in particolar modo di CO₂.

Come premesso, il progetto si inquadra nell'ambito della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile e, in relazione alla tipologia di generazione, risulta coerente con gli obiettivi enunciati all'interno di quadri programmatici e provvedimenti normativi comunitari, nazionali e regionali.

La coerenza si evidenzia sia in termini di adesione alle scelte strategiche energetiche e sia in riferimento agli accordi globali in tema di contrasto ai cambiamenti climatici (in particolare, il protocollo di Parigi del 2015 ratificato dall'Unione Europea); in particolare è opportuno richiamare gli impegni definiti per il 2030 dalla Strategia Energetica Nazionale del novembre 2017 che pone come fondamentale l'ulteriore promozione dello sviluppo e diffusione delle tecnologie rinnovabili (in particolare quelle relative a eolico e fotovoltaico, riconosciute come le più mature e economicamente vantaggiose) e il raggiungimento dell'obiettivo per le rinnovabili elettriche del 55% al 2030 rispetto al 33,5% fissato del 2015.

La SEN 2017, risulta perfettamente coerente con lo scenario a lungo termine del 2050 stabilito dalla Road Map europea che prevede la riduzione di almeno l'80% delle emissioni rispetto al 1990 e rispetto agli obiettivi al 2030 risulta in linea con il Piano dell'Unione dell'Energia.

Data la particolarità del contesto ambientale e paesaggistico italiano, la SEN 2017 pone grande rilievo alla compatibilità tra obiettivi energetici ed esigenze di tutela del paesaggio.

Si tratta di un tema che riguarda soprattutto le fonti rinnovabili con maggiore potenziale residuo sfruttabile, cioè eolico e fotovoltaico, che si caratterizzano come potenzialmente impattanti per alterazioni percettive (eolico) e consumo di suolo (fotovoltaico).

Per la questione eolico e paesaggio, la SEN 2017 propone

"... un aggiornamento delle linee guida per il corretto inserimento degli impianti eolici nel paesaggio e sul territorio, approvate nel 2010, che consideri la tendenza verso aerogeneratori di taglia crescente e più efficienti, per i quali si pone il tema di un adeguamento dei criteri di analisi dell'impatto e delle misure di mitigazione. Al contempo, occorre considerare anche i positivi effetti degli impianti a fonti rinnovabili, compresi gli eolici, in termini di riduzione dell'inquinamento e degli effetti sanitari, al fine di pervenire a una valutazione più complessiva degli effettivi impatti."

In generale, per l'attuazione delle strategie sopra richiamate, gli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili sono dichiarati per legge di pubblica utilità ai sensi del D.lgs 387/2003 e del DM del settembre 2010 recante Linee Guida per l'autorizzazione Unica di impianti FER.

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 56 di 88 |
|---|---|---|---|

3 STRUMENTI DI TUTELA, NORMATIVE E VERIFICA DI COMPATIBILITA' DEL PROGETTO

In questo paragrafo viene definito il rapporto dell'opera con la normativa ambientale, paesistica e territoriale vigente e vengono individuati gli eventuali vincoli presenti sulle aree interessate dall'impianto eolico e dalle relative opere accessorie.

Gli strumenti presi in considerazione per l'individuazione dei vincoli sono gli strumenti urbanistici dei vari comuni interessati dalle opere, le leggi nazionali e regionali in materia di tutela dei beni culturali, ambientali e paesaggistici.

Inoltre per l'individuazione delle aree sensibili dal punto di vista naturalistico si è fatto riferimento al progetto IBA e gli ambiti della Rete Natura 2000 oltre alle leggi di istituzione dei parchi e delle riserve naturali presenti sul territorio regionale.

Per quanto attiene agli aspetti idrologici e geomorfologici, si è fatto riferimento al PAI delle AdB territorialmente competenti, al R.D.L. 30/12/1932 n. 3267 per il vincolo idrogeologico, alla Legge 21 novembre 2000, n. 353 che tutela le aree interessate da incendi, e alla DGR 663/2014 per la tutela delle sorgenti.

Infine, a conclusione del paragrafo si riporta un approfondimento sulla pianificazione regionale in termini di idoneità dell'area di impianto e del progetto, rispetto ai criteri di inserimento di cui al PIEAR (LR 01/2010 e ss.mm.ii.) e alla LR 54/2015 e ss.mm.ii. emanata in recepimento del DM 10 settembre 2010 recante "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", e agli allegati "Criteri per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio degli impianti da fonti di energia rinnovabili" ai sensi dell'Art. 17.

3.1 Pianificazione urbanistica comunale

Secondo lo strumento urbanistico dei comuni interessati dalle opere (Castelgrande, Muro Lucano, Rapone e San Fele), l'impianto con le relative opere accessorie ricade principalmente in "zona agricola". L'intervento è compatibile con la destinazione urbanistica di tali zone in quanto la normativa nazionale che rende autorizzabili gli impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili su tali aree (rif. DLgs 387/2003).

Si specifica che gli aerogeneratori di progetto ricadono oltre 1 km dal perimetro degli ambiti urbani compatibilmente con quanto prescritto dal PIEAR.

Un tratto del cavidotto esterno attraversa l'ambito urbano del Comune di Rapone, mantenendosi su viabilità comunale esistente per cui non risulta in contrasto con la destinazione urbanistica delle aree attraversate.

La sottostazione di trasformazione ricade nella zona D_{1,2} "Zona per insediamenti produttivi di tipo industriale (2^a fase)" appartenente all'area PIP del comune di Rapone ubicata nel fondovalle dell'Ofanto.

Secondo l'articolo 20.3 delle NTA del PRG di Rapone le destinazioni d'uso ammesse in tale zona sono quelle collegate alle attività industriale-artigianale e commerciale.

La realizzazione della sottostazione in tale zona risulta compatibile con tale destinazione d'uso come dimostrato dal fatto che nella stessa zona è stata autorizzata la futura stazione di smistamento (con DD 150c.2141/D.00579 del 19/06/2014), con parte delle "opere di rete" alle quali verrà trasferita l'energia prodotta dall'impianto eolico di progetto.

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 57 di 88 |
|---|---|---|---|

L'impianto eolico di progetto risulta compatibile con le destinazioni d'uso relative agli strumenti di pianificazione comunali vigenti.

L'inquadramento rispetto agli ambiti urbani è riportato sugli elaborati GE.AGB01.P4.PD.A.16.a.2.1_2.

3.2 Patrimonio floristico e faunistico e aree protette

I principali riferimenti normativi sono:

- La legge n. 394 del 6 dicembre 1991 "Legge quadro sulle aree protette";
- La legge regionale n.28 del 28/06/94 "Individuazione, classificazione, istituzione, tutela e gestione delle aree naturali protette in Basilicata";
- Il DPR n. 357 dell'8 settembre 1997 "Regolamento recante attuazione della direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatiche";
- Il DM 3 aprile 2000 "Elenco dei siti di importanza comunitaria e delle zone di protezione speciali", individuati ai sensi delle direttive 92/43/CEE e 79/409/CEE, e successivi aggiornamenti;
- DGR 4 giugno 2003, n. 978 "Pubblicazione dei siti Natura 2000 della Regione Basilicata" (e s.m.i),
- Programma IBA

3.2.1 Aree Naturali Protette

La Regione Basilicata con la L.R. n.28 del 28/06/94 "Individuazione, classificazione, istituzione, tutela e gestione delle aree naturali protette in Basilicata" si è adeguata al dettato della legge n.394/91 "Legge quadro sulle aree protette".

Con riferimento all'area d'interesse, si fa presente che con Legge Regionale 20 novembre 2017, n.28, in recepimento della L.R. n.28/94, è stato istituito il Parco Naturale Regionale del Vulture e nell'areale d'interesse, non risultano istituite altre aree naturali protette ed oasi di protezione.

L'impianto eolico di progetto ricade all'esterno del Parco Naturale Regionale del Vulture, dal cui perimetro (area 2) la distanza minima è pari a circa 1 Km (WTG B05). (rif. tav. A.16.a.4.2.1_2).

3.2.2 Rete Natura 2000

Con la Direttiva 92/43/CEE si è istituito il progetto Natura 2000 che l'Unione Europea sta portando avanti per "contribuire a salvaguardare la biodiversità mediante la conservazione di habitat naturali, nonché della flora e della fauna selvatiche nel territorio europeo degli Stati membri" al quale si applica il trattato U.E.

La rete ecologica Natura 2000 è la rete europea di aree contenenti habitat naturali e seminaturali, habitat di specie, specie di particolare valore biologico e a rischio di estinzione.

La Direttiva Comunitaria 92/43/CEE, relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche (cosiddetta "Direttiva Habitat"), disciplina le procedure per la costituzione di tale rete.

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 58 di 88 |
|---|---|---|---|

Il recepimento della Direttiva è avvenuto in Italia nel 1997 attraverso il Regolamento D.P.R. 8 settembre 1997 n. 357. Entro il 2004, l'Italia, come gli altri Stati membri, si impegnava a designare le Zone Speciali di Conservazione (ZSC) che avrebbero costituito la Rete Natura 2000, individuandole tra i proposti Siti d'Importanza Comunitaria (pSIC) la cui importanza sia stata riconosciuta e validata dalla Commissione e dagli stessi Stati membri mediante l'inserimento in un elenco definitivo.

Fanno già parte della rete ecologica Natura 2000 le Zone di Protezione Speciale (ZPS), designate dagli Stati membri ai sensi della Direttiva Comunitaria 79/409/CEE concernente la conservazione degli uccelli selvatici (cosiddetta "Direttiva Uccelli"). In attesa della designazione delle ZSC, gli Stati membri (e quindi in Italia anche le Regioni) avevano l'obbligo di "mantenere in un soddisfacente grado di conservazione" gli habitat e le specie presenti in tutti i pSIC.

In considerazione di questi aspetti e della necessità di rendere pubblico l'elenco delle Zone di protezione speciale e dei Siti di importanza comunitaria, individuati e proposti dalle regioni e dalle province autonome di Trento e Bolzano nell'ambito del citato progetto Bioitaly e trasmessi alla Commissione europea dal Ministero dell'ambiente, per permetterne la conoscenza, la valorizzazione e la tutela ai sensi delle direttive 79/409/CEE e 92/43/CEE, il Ministro dell'Ambiente emanò il DM 3 aprile 2000, periodicamente aggiornato con deliberazione della Conferenza Permanente per i rapporti tra lo Stato, le Regioni e le Province Autonome di Trento e Bolzano.

L'ultima deliberazione risale al 24.7.2003 e costituisce la "Approvazione del 5° aggiornamento dell'Elenco Ufficiale delle Aree Naturali Protette", pubblicato nel Supplemento ordinario n. 144 alla Gazzetta Ufficiale n. 205 del 04.09.2003.

L'Elenco raccoglie tutte le aree naturali protette, marine e terrestri, che rispondono ad alcuni criteri ed è periodicamente aggiornato a cura del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio.

Nel contempo, in attesa di specifiche norme di salvaguardia per gli ambiti della Rete Natura 2000, la Direttiva prevedeva che "piani, programmi e progetti", non connessi e necessari alla tutela del sito ma che incidono sulla tutela di habitat e specie del pSIC, siano sottoposti a specifica valutazione di tale incidenza. In Italia la procedura di valutazione di incidenza è regolata dal DPR 12 marzo 2003, n. 120 che ha modificato ed integrato il DPR n.357/97.

L'obbligo degli Stati membri a non vanificare il lavoro per il raggiungimento degli obiettivi della Direttiva è stato sancito più volte dalle sentenze della Corte di Giustizia dell'Unione Europea.

Con il DMA del 17 ottobre 2007, sono stati introdotti i criteri minimi per la conservazione delle ZPS.

Tale decreto, alla lettera l) dell'articolo 5, vieta la *"realizzazione di nuovi impianti eolici, fatti salvi gli impianti per i quali, alla data di emanazione del presente atto, sia stato avviato il procedimento di autorizzazione mediante deposito del progetto. Gli enti competenti dovranno valutare l'incidenza del progetto, tenuto conto del ciclo biologico delle specie per le quali il sito è stato designato, sentito l'INFS. Sono inoltre fatti salvi gli interventi di sostituzione e ammodernamento, anche tecnologico, che non comportino un aumento dell'impatto sul sito in relazione agli obiettivi di conservazione della ZPS, nonché gli impianti per autoproduzione con potenza complessiva non superiore a 20 kw"*.

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 59 di 88 |
|---|---|---|---|

La regione Basilicata, con DGR 4 giugno 2003, n. 978 “Pubblicazione dei siti Natura 2000 della Regione Basilicata”, ha individuato l’elenco dei siti di importanza comunitaria e delle zone di protezione speciali, individuati ai sensi delle direttive 92/43/CEE e 79/409/CEE in previsione della adozione ed attuazione delle <Linee guida per la gestione dei Siti Natura 2000> di cui al Decreto del Ministro dell’Ambiente e della Tutela del Territorio del 03.09.2002.

Con D.G.R. n. 2454 del 22 dicembre 2003 D.P.R. 8 settembre 1997, n. 357 – “*Regolamento recante attuazione della direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatica. Indirizzi applicativi in materia di valutazione d’incidenza.*”, vengono stabiliti i principi e i criteri per la redazione dello studio d’incidenza cui sottoporre i piani e i progetti richiamati nell’allegato I della stessa delibera in ossequio alle prescrizioni del D.Lgs n.120/2003.

Con DGR 9 ottobre 2006, n. 1484 “Legge regionale 2/95, art. 7 – Costituzione dell’Osservatorio regionale degli habitat naturali e delle popolazioni faunistiche”, è stata prevista la costituzione presso il Dipartimento Ambiente e Territorio, Ufficio Tutela della Natura, l’Osservatorio regionale degli habitat naturali e delle popolazioni faunistiche con lo specifico compito di promuovere le ricerche per la raccolta e l’elaborazione dei dati relativi alla fauna selvatica secondo le indicazioni e le direttive fornite dall’Istituto nazionale per la fauna selvatica (INFS).

In data 19 marzo 2007, con DGR n. 388 sono state approvate le “Misure transitorie in materia forestale per le aree della Rete Natura 2000 in applicazione del D.P.R. 357/97 e s.m.i.”.

La transitorietà si riferiva alla entrata in vigore del DMATT di cui al comma 1226 dell’articolo unico della legge 296/2006.

In particolare, venivano individuati gli interventi sulle aree boscate e sulle foreste che, in via transitoria, non erano da assoggettarsi a procedura di valutazione di incidenza.

In applicazione del Decreto Ministeriale MATT del 23/09/2002, con DGR 28 dicembre 2007, n. 1925 la Regione ha approvato le “Linee Guida per la gestione dei Siti comunitari di Rete Natura 2000”.

Con DGR n.655 del 6 maggio 2008, in applicazione del D.P.R. 357/97, del D.P.R. 120/2003 e del Decreto MATTM del 17/10/2007, la Regione approva la “Regolamentazione sui tagli selvicolturali per le aree della Rete Natura 2000”.

Successivamente sono state emanate ulteriori delibere recanti disposizioni in merito alla tutela delle aree appartenenti alla Rete Natura 2000 della Basilicata.

Rispetto all’area interessata dal progetto, valgano le seguenti considerazioni.

Nell’area vasta, sono presenti il SIC IT9210210 Monte Vulture, il SIC IT9210190 Monte Paratiello, mentre in Comune di Calitri (AV) si rimarca la presenza del SIC IT8040005 Bosco di Zampaione.

A circa 7 km dall’area di impianto, scorre il Fiume Ofanto, che nella Regione Puglia è stato riconosciuto come Parco Naturale Regionale e dal quasi coincidente SIC "Valle dell’Ofanto-Lago Capacciotti" (IT9120011), mentre quando il suo corso rientra nelle Regioni Basilicata e Campania risulta quasi totalmente sprovvisto di vincoli naturalistici (risulta parzialmente coperto in Basilicata dal piccolissimo SIC "Grotticelle di Monticchio" - IT9210140- e in Campania dal SIC "Bosco di Zampaione" - IT8040005-, dalla

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 60 di 88 |
|---|---|---|---|

ZPS "Lago di Conza della Campania" - IT8040007- e dal piccolo SIC "Alta Valle del Fiume Ofanto" - IT8040003.

E' in corso un'azione di coordinamento interregionale affinché possa essere istituito un nuovo SIC della Media Valle dell'Ofanto, il cui perimetro proposto termina a nord est del comune di Ruvo del Monte e in ogni caso risulterebbe distante dall'area di impianto circa 10 km.

L'impianto eolico di progetto con le relative opere accessorie ricade all'esterno delle aree della Rete Natura 2000 (rif. tav. A.16.a.4.2.1_2).

3.2.3 Programma IBA

Nel 1981 BirdLife International, il network mondiale di associazioni per la protezione della natura di cui la LIPU è partner per l'Italia, ha lanciato un grande progetto internazionale: il progetto IBA. "IBA" sta per Important Bird Areas, ossia Aree Importanti per gli Uccelli e identifica le aree prioritarie che ospitano un numero cospicuo di uccelli appartenenti a specie rare, minacciate o in declino. Proteggerle significa garantire la sopravvivenza di queste specie. A tutt'oggi, le IBA individuate in tutto il mondo sono circa 10mila. In Italia le IBA sono 172, per una superficie di territorio che complessivamente raggiunge i 5 milioni di ettari.

L'impianto eolico di progetto con le relative opere accessorie ricade all'esterno di aree IBA, di cui la più vicina all'impianto risulta essere l'IBA "Fiumara di Atella". (rif. tav. A.16.a.4.2.1_2).

3.3 Patrimonio culturale, ambientale e paesaggio

Il principale riferimento, a livello nazionale, è il D. Lgs. 42/2004 e ss.mm.ii recante il Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio.

Il "Codice dei beni culturali e del paesaggio" emanato con Decreto Legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, in attuazione dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137, tutela sia i beni culturali, comprendenti le cose immobili e mobili che presentano interesse artistico, storico, archeologico, etnoantropologico, archivistico e bibliografico, sia quelli paesaggistici, costituenti espressione dei valori storici, culturali, naturali, morfologici ed estetici del territorio.

Il decreto legislativo 42/2004 è stato successivamente aggiornato ed integrato dal DLgs 62/2008, dal Dlgs 63/2008, e da successivi atti normativi.

L'ultima modifica è stata introdotta dal DLgs 104/2017 che ha aggiornato l'art.26 del DLgs 42/2004 disciplinando il ruolo del Ministero dei Beni e delle Attività Culturali nel procedimento di VIA.

In particolare, l'art. 26 dispone quanto segue:

"....

1. Per i progetti da sottoporre a valutazione di impatto ambientale, il Ministero si esprime ai sensi della disciplina di cui agli articoli da 23 a 27-bis del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152.

2. Qualora prima dell'adozione del provvedimento di valutazione di impatto ambientale risulti che il progetto non è in alcun modo compatibile con le esigenze di protezione dei beni culturali sui quali esso è destinato

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 61 di 88 |
|---|---|---|---|

ad incidere, il Ministero si pronuncia negativamente e, in tal caso, il procedimento di valutazione di impatto ambientale si conclude negativamente.

3. Qualora nel corso dei lavori di realizzazione del progetto risultino comportamenti contrastanti con l'autorizzazione di cui all'articolo 21 espressa nelle forme del provvedimento unico ambientale di cui all'articolo 27 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, ovvero della conclusione motivata della conferenza di servizi di cui all'articolo 27-bis del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, tali da porre in pericolo l'integrità dei beni culturali soggetti a tutela, il soprintendente ordina la sospensione dei lavori”.

Il D.lgs 42/2004 è stato redatto in conformità agli indirizzi e agli obiettivi della Convenzione Europea del Paesaggio, sottoscritta dai Paesi Europei nel Luglio 2000 e ratificata a Firenze il 20 ottobre del medesimo anno.

Tale Convenzione, applicata sull'intero territorio europeo, promuove l'adozione di politiche di salvaguardia, gestione e pianificazione dei paesaggi europei, intendendo per paesaggio il complesso degli ambiti naturali, rurali, urbani e periurbani, terrestri, acque interne e marine, eccezionali, ordinari e degradati [art. 2].

Per quanto riguarda la Regione Basilicata, in recepimento dei disposti del D.lgs 42/2004 che obbliga le Regioni a predisporre i Piani Paesaggistici adeguandoli ai criteri stabiliti dal medesimo decreto, la Giunta Regionale, con DGR n. 366 del 18/03/2008 ha deliberato di redigere, in contestuale attuazione della LR 23/99 e del Codice, il Piano Paesaggistico Regionale (PPR), quale unico strumento di Tutela, Governo e Uso del Territorio della Basilicata.

Tale strumento, reso obbligatorio dal D.Lgs. n. 42/04, rappresenta ben al di là degli adempimenti agli obblighi nazionali, un'operazione unica di grande prospettiva, integrata e complessa che prefigura il superamento della separazione fra politiche territoriali, identificandosi come processo “proattivo”, fortemente connotato da metodiche partecipative e direttamente connesso ai quadri strategici della programmazione, i cui assi prioritari si ravvisano su scala europea nella competitività e sostenibilità.

Il quadro normativo di riferimento per la pianificazione paesaggistica regionale è costituito dalla citata Convenzione europea del paesaggio (CEP) sottoscritta a Firenze nel 2000, ratificata dall'Italia con L. 14/2006 e dal Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio D.Lgs. n. 42/2004 che impongono una struttura di piano paesaggistico evoluta e diversa dai piani paesistici approvati in attuazione della L. 431/85 negli anni novanta.

La LR n. 19/2017 ha integrato la LR 11 agosto 1999 n. 23 “Tutela, governo e uso del territorio” con l'art. 12 bis, stabilendo al comma 1 che la Regione, ai fini dell'art. 145 del D.lgs 42/224, redige il PPR quale unico strumento di tutela, governo ed uso del territorio della Basilicata sulla base di quanto stabilito nell'Intesa sottoscritta da Regione, Ministero dei Beni e delle attività Culturali e del Turismo e Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare”.

Sono da allora seguiti:

- il protocollo di Intesa tra il Ministero per i Beni e le Attività Culturali (MiBAC), il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM) e la Regione Basilicata per la definizione delle modalità di elaborazione congiunta del Piano Paesaggistico Regionale (art. 143, comma 2, D.Lgs. n. 42/2004). Disciplinare Attuativo Comitato Tecnico.

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 62 di 88 |
|---|---|---|---|

- I Criteri Metodologici per la ricognizione, delimitazione e rappresentazione degli Immobili e delle aree dichiarati di notevole interesse pubblico ai sensi dell'articolo 136 e delle aree tutelate per legge ai sensi dell'articolo 142 del D.Lgs. n. 42/2004 e ss.mm.ii.) e per la ricognizione, delimitazione e rappresentazione dei Beni Culturali ai sensi degli artt. 10 e 45 del D.Lgs. n. 42/2004 e ss.mm.ii.)
- 6 fasi di individuazione, precisazione e corretta perimetrazione di Beni paesaggistici e Ulteriori Contesti di cui all'Art. 136, 142 e 143 del D.lgs 42/2004 (D.G.R. n. 319 del 13 Aprile 2017, D.G.R. n. 872 del 04 Agosto 2017, D.G.R. n. 204 del 09 Marzo 2018, D.G.R. n. 362 del 30 Aprile 2018, D.G.R. n. 581 del 27 Giugno 2018, D.G.R. n. 587 del 27 Giugno 2018), al fine di mappare con attenzione l'intero territorio, azione obbligata dal Codice e propedeutica alla disciplina del Piano.

I dati riguardanti i beni culturali e i beni paesaggistici presenti nel portale del PPR, sono frutto dell'attività di ricognizione e delimitazione su Carta Tecnica Regionale dei perimetri riportati nei provvedimenti di tutela condotta dal Centro Cartografico del Dipartimento Ambiente e Energia.

L'attività è stata operata congiuntamente dalla Regione Basilicata e dal Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo attraverso un Comitato Tecnico appositamente istituito e secondo le modalità disciplinate dal Protocollo d'intesa, sottoscritto il 14/9/2011 e dal suo Disciplinare di attuazione, siglato in data 11 aprile 2017. La ricognizione e delimitazione dei beni è stata condotta sulla base di specifici criteri condivisi in sede di Comitato tecnico e sono stati approvati con DGR n 319/2017 e DGR n 867/2017.

La Redazione del Piano Paesaggistico Regionale è ancora in corso e devono ancora seguire le fasi di predisposizione della bozza, di adozione della stessa, le osservazioni, il recepimento delle stesse e tutto l'iter di approvazione.

Pertanto, In relazione agli strumenti di tutela paesaggistica vigenti, restano inalterate le considerazioni seguenti, in quanto di fatto non sono sati introdotti ad oggi ulteriori aree o beni rispetto a quelli tutelati per legge ai sensi del D.Lgs 42/2004 e s.m.i.

➤ **Compatibilità del progetto rispetto alle aree e beni soggetti a tutela**

Sono presenti nell'area diverse aree soggette a tutela paesaggistica, tra cui corsi d'acqua (Art. 142 comma 1 lettera c), le montagne appenniniche per la parte eccedente i 1200 m (Art. 142 comma 1 lettera d), territori coperti da foreste e boschi (Art. 142 comma 1 lettera g), tratturi, in quanto zone di interesse archeologico (Art. 142 comma 1 lettera m) zone di interesse archeologico e culturale di cui DM 30/12/1983).

Le interferenze dirette del progetto sono le seguenti:

- due aerogeneratori (B13 e B14) ricadono in aree gravate da Usi civici del Demanio Comunale di Muro Lucano (gravami da confermare, in quanto riportati in cartografie comunali non aggiornate, a seguito dell'esito di specifica richiesta già inoltrata agli uffici regionali competenti), e alcuni tratti di viabilità e corrispondenti tratti di cavidotto interrato; in particolare interessano usi civici circa 145 m di strada e corrispondente cavidotto in prossimità della WTG B13 e 220 m di viabilità e corrispondente cavidotto in prossimità della WTG B14;

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 63 di 88 |
|---|---|---|---|

- B. Alcuni tratti di viabilità e di corrispondenti tratti di cavidotto interrato, attraversano aree montane appenniniche eccedenti i 1200 m slm; in particolare: 400 m in prossimità della WTG B01; 390 m in prossimità della WTG B02; 110 m in prossimità della WTG B03; 310 m in prossimità della WTG B04; 210 m in prossimità della WTG B06; 630 m in prossimità della WTG B14; parte della piazzola di montaggio e di stoccaggio della B14 ricadono all'interno delle medesime quote eccedenti i 1200 m slm;
- C. 2 brevi tratti di viabilità e di corrispondente cavidotto risultano in attraversamento della rete dei tratturi (Tratturo della Correa), che per quanto attiene il cavidotto saranno realizzati con l'utilizzo della TOC (Trivellazione Orizzontale Controllata), tecnica che non implica alterazione morfologica e dell'aspetto esteriore dei luoghi; nei medesimi 2 tratti sopra citati interferenti con la rete dei tratturi è pertanto necessaria l'acquisizione del parere anche da parte della Soprintendenza Beni Archeologici della Basilicata in quanto i beni sono sottoposti a tutte le disposizioni contenute nel D.M. 22.12.1983;
- D. circa 1100 m di cavidotto esterno attraversa aree boscate, ma seguendo il tracciato della viabilità esistente;
- E. circa 3000 m di viabilità da adeguare ricadono in aree eccedenti i 1200 m; in generale, per quanto riguarda le parti montane eccedenti i 1200 m, le opere interferenti interessano di fatto un pianoro poco acclive il cui crinale si attesta su quote che non superano i 1240 m e che ha di fatto un andamento lineare, per cui le opere stesse, che in gran parte interessano viabilità esistente, non produrranno significative modifiche morfologiche e esteriori dello stato dei luoghi.

Per un confronto, si faccia riferimento agli elaborati A.16.a.4.1.1_2 allegati al progetto, di cui si riportano alcuni stralci in calce al presente documento.

Il progetto, ai fini della verifica ex ante della compatibilità paesaggistica della previsione della scelta del sito e delle modalità di inserimento paesaggistico, è stato elaborato osservando i criteri introdotti dal D.P.C.M. del 12 dicembre 2005, che ne ha normato e specificato i contenuti e che considera tale strumento conoscitivo e di analisi utile sia nei casi obbligatori di verifica di compatibilità paesaggistica di interventi che interessano aree e beni soggetti a tutela diretta dal Codice e sia ai fini della verifica della compatibilità generale di opere di trasformazione potenziale che interessano qualunque tipo di paesaggio.

Rispetto all'intervento complessivo, il progetto risulta sostanzialmente compatibile con le norme di tutela paesaggistica, in quanto le opere interferenti sono minime e si riferiscono esclusivamente a tratti di viabilità (previste con tipologie realizzative del tutto simili alle sterrate esistenti) che interessano aree appenniniche eccedenti i 1200 m e da alcuni attraversamenti di tratturi che saranno realizzati con TOC (tecnica che non produce modifiche morfologiche né dell'aspetto esteriore dei luoghi; gli attraversamenti di linee elettriche sono comunque consentiti dal D.M. 1983). E' fondamentale considerare che l'impianto proposto si compone in ogni caso di opere temporanee e reversibili nel medio periodo, che saranno totalmente dismesse alla fine della vita utile dell'impianto, con ripristino dello stato dei luoghi.

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 64 di 88 |
|---|---|---|---|

3.4 Piano Stralcio di Assetto Idrogeomorfologico - PAI

La normativa nazionale per la tutela del rischio idrogeologico

La difesa del territorio dalle frane e dalle alluvioni rappresenta una condizione prioritaria per la tutela della vita umana, dei beni ambientali e culturali, delle attività economiche e del patrimonio edilizio.

Al fine di contrastare l'incalzante susseguirsi di catastrofi idrogeologiche sul territorio nazionale sono stati emanati una serie di provvedimenti normativi, di cui il primo e più importante riferimento è rappresentato dalla Legge 18 maggio 1989 n. 183, Norme per il riassetto organizzativo e funzionale sulla difesa del suolo. Detta legge ha tra i suoi obiettivi: la difesa del suolo, il risanamento delle acque, la fruizione del patrimonio idrico per gli usi di razionale sviluppo economico e sociale nonché la tutela dell'ambiente. La normativa citata individua nel bacino idrografico l'ambito fisico di riferimento per il complesso delle attività di pianificazione, in tal modo superando le problematiche connesse alle delimitazioni territoriali di ordine amministrativo.

L'articolo 17 della Legge 183/89 ha stabilito che "i Piani di Bacino Idrografico possono essere redatti ed approvati anche per sottobacini o per stralci relativi a settori funzionali". Il primo Piano Stralcio funzionale del Piano di Bacino è costituito dal Piano Stralcio per la Difesa dal Rischio Idrogeologico, in quanto la definizione del detto rischio è prioritario nel contesto delle attività conoscitive e di programmazione previste dalla legge in parola.

La legge 493/93 alla luce delle difficoltà metodologiche e procedurali, modifica la legge 183/89, consentendo la realizzazione del Piano di Bacino per stralci relativi a settori o "tematismi" ben distinti tra di loro (es. tutela delle acque, difesa dalle alluvioni, difesa dalle frane, attività estrattive, ...).

Nel corso degli anni '90 una serie di atti di indirizzo e coordinamento forniscono ulteriori elementi essenziali per la redazione dei Piani di Bacino, ed in particolare del Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico (PAI). Tali elementi sono contenuti nei seguenti decreti: D.P.C.M. 23/3/90, D.P.R. 7/1/92, D.P.R. 14/4/1994, D.P.R. 18/7/95.

A seguito dell'evento calamitoso di Sarno è stato emanato il D.L. 11 giugno 1998 n. 180 ("Misure urgenti per la prevenzione del rischio idrogeologico ed a favore delle zone colpite da disastri franosi nella regione Campania"), convertito e modificato dapprima dalla Legge 267/98 e, in seguito, dalla Legge 226/99. Le norme citate hanno introdotto l'obbligo di adozione ed approvazione, da parte delle Autorità di Bacino nazionali, regionali ed interregionali o delle regioni stesse, dei Piani Stralcio per l'Assetto Idrogeologico (PAI).

Da ultimo, il D.L. 12 ottobre 2000 n. 279, convertito nella legge 11 dicembre 2000 n. 365 ("Interventi urgenti per le aree a rischio idrogeologico molto elevato e in materia di protezione civile, nonché a favore di zone colpite da calamità naturali") ha stabilito che i Piani Stralcio per l'Assetto Idrogeologico dovessero essere predisposti entro il 30 aprile 2001.

Detti Piani devono in particolare contenere l'individuazione delle aree a rischio idrogeologico e la perimetrazione delle aree da sottoporre a misure di salvaguardia, nonché le misure medesime. Nello specifico, tale strumento di pianificazione fornisce i criteri per l'individuazione, la perimetrazione e la classificazione delle aree a rischio da frana e da alluvione, tenuto conto, quali elementi essenziali per

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 65 di 88 |
|---|---|---|---|

l'individuazione del livello di pericolosità, della localizzazione e della caratterizzazione di eventi avvenuti nel passato riconoscibili o dei quali si ha, al momento, cognizione.

I Piani Stralcio per l'Assetto Idrogeologico, elaborati dalla Autorità di Bacino, producono efficacia giuridica rispetto alla pianificazione di settore, ivi compresa quella urbanistica, ed hanno carattere immediatamente vincolante per le amministrazioni ed Enti Pubblici nonché per i soggetti privati, ai sensi dell'articolo 17 della Legge 183/89.

Nel corso dell'anno 2006, in attuazione della Legge 15/12/2004 n.308 (Delega al Governo per il riordino, il coordinamento e l'integrazione della legislazione in materia ambientale), è stato approvato il D.Lgs. 3 aprile 2006 n. 152, contenente una revisione complessiva della normativa in campo ambientale.

In particolare in tema di difesa del suolo e di gestione delle risorse idriche la parte III del decreto introduce: una riorganizzazione delle strutture territoriali preposte alla pianificazione ed alla programmazione di settore basata sui distretti idrografici; le Autorità di bacino distrettuali quali soggetti di gestione di tali distretti; i Piani di bacino distrettuali quali strumenti di pianificazione e programmazione.

La riforma prevista dal D.Lgs. 152/2006 in termini di ripartizioni territoriali, per i territori interessati dal progetto è stata attuata con l'istituzione dell'Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale ai sensi del D.Lgs.152/2006 e s.m.i., Legge 221/2015, D.M. n. 294/2016 e DPCM 4 aprile 2018 i soggetti, che ha competenze in merito alle finalità, le attività e gli strumenti di pianificazione e programmazione in materia di difesa del suolo e di gestione delle risorse idriche previsti dalle normative precedenti al decreto.

Inquadramento del progetto rispetto al PAI

L'area di impianto interessa una porzione di territorio posto a confine dei perimetri di competenza delle Autorità di bacino della Puglia e della Campania Sud.

AdB Campania sud – EX Interregionale del fiume Sele

Il Comitato Istituzionale dell'Autorità di Bacino Regionale Campania Sud ed Interregionale per il bacino idrografico del fiume Sele, ai sensi della vigente normativa in materia, ha adottato, in via definitiva, con deliberazione n. 22 del 2 agosto 2016, il Testo Unico coordinato recante: "Norme di Attuazione dei PSAI per il territorio di competenza dell'Autorità di Bacino Regionale Campania Sud ed Interregionale per il bacino idrografico del fiume Sele".

Come evidente dagli elaborati grafici A.16.a.4.4.1_2, dalla sovrapposizione delle opere di progetto con le aree del PSAI, alcune opere interessano zone classificate come *aree a pericolosità potenziale da frana moderata P_utr1*, come *aree con elevata propensione all'innescamento-transito-invasione da frane P_utr3* e come *aree con propensione all'innescamento-transito-invasione da frane P_utr5*.

In particolare:

- A. gli aerogeneratori B01, B02, B03, B09, B10, B11 e B16, ricadono in aree di pericolosità potenziale con *propensione all'innescamento-transito-invasione da frane P_utr5*;
- B. gli aerogeneratori B14 e B15 ricadono in *aree a pericolosità potenziale da frana moderata P_utr1*;
- C. Alcuni tratti di strada di progetto e di corrispondenti cavidotti in prossimità delle WTG B01 (400 m), B02 (390 m), B03 (350 m), B09 (130 m), B10 (245 m), B11 (1670 m), B14 (300 m) e B16 (730 m),

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 66 di 88 |
|---|---|---|---|

ricadono in aree di pericolosità potenziale con *propensione all'inesco-transito-invasione da frane P_utr5*;

- D. Alcuni tratti di strada di progetto e di corrispondenti cavidotti in prossimità delle WTG B14 (75 m) e B15 (150 m), ricadono in *aree a pericolosità potenziale da frana moderata P_utr*;
- E. Un breve tratto di strada e relativo cavidotto interrato in prossimità della WTG B14 (circa 200 m) ricadono in *aree con elevata propensione all'inesco-transito-invasione da frane P_utr3*;
- F. Sempre in aree classificate come P_utr5, insiste un tratti di viabilità esistente (circa 4 Km), che definisce il confine con l'AdB Puglia, e che dovrà essere adeguato con minimi interventi di allargamento della carreggiata e ricarico della massicciata per consentire il transito degli automezzi di cantiere.

AdB della Puglia

Come specificato, cartograficamente un tratto di viabilità esistente da adeguare lungo circa 4 Km, che definisce il confine tra l'AdB della Puglia e l'AdB Campania Sud interregionale del Fiume Sele, ricade in aree di pericolosità potenziale con *propensione all'inesco-transito-invasione da frane P_utr5*; il tratto di viabilità esistente dovrà essere adeguato con minimi interventi di allargamento della carreggiata e ricarico della massicciata per consentire il transito degli automezzi di cantiere.

Deve pertanto essere acquisito il parere dell'AdB Puglia per i motivi in precedenza indicati, in quanto l'intervento in parte ricade al confine dell'ambito di due competenze territoriali, **pur sottolineando che nessuna opera interessa aree soggette a tutela dall'Autorità di Bacino della Puglia**

Lo studio geologico allegato al progetto non ha rilevato criticità di carattere idro-geo-morfologico sulle aree interessate dalle opere, per cui l'intervento risulta compatibile con gli indirizzi del PAI.

➤ **Compatibilità del progetto con i Piani Stralcio di Assetto Idrogeologico**

Si precisa che ai sensi delle NTA del PAI Campania Sud (art. 36 commi 1 e 2), nelle aree a pericolosità potenziale P_utr1, P_utr3 e P_utr5i è consentito qualunque intervento perché lo stesso (per le aree P_utr3 e P_utr5i) sia corredato da uno studio geologico che attesti la compatibilità rispetto all'assetto idro-geo-morfologico dell'area di interesse.

Quattro punti della viabilità di progetto e relativi cavidotti interni (tre nel tratto di strada di servizio della WTG B05 e uno nel tratto che si collega alla WTG B02) intercettano il reticolo idrografico episodico; l'attraversamento del cavidotto, laddove indicato dallo studio di compatibilità idraulica in relazione alle zone potenzialmente allagabili, sarà realizzato mediante TOC con ingresso e uscita a distanza dalle aree a pericolosità di non meno di 15 metri, bypassando in tal modo l'intera fascia di rispetto dei corsi d'acqua episodici; laddove lo studio idraulico non lo dovesse considerare necessario, per i tratti di strada e cavidotto interferenti con linee d'impiuvio, è prevista la posa di un tubazione di diametro 1200 per consentire il regolare deflusso idrico superficiale; lo studio di compatibilità idraulica è stato eseguito con tempi di ritorno di Tr=200 anni, che avendo riferito tutte le valutazioni agli eventi bicentenari, definito le fasce di pertinenza fluviale di ogni reticolo idrografico e verificato l'incidenza della configurazione progettuale proposta, consente di affermare che l'impianto in progetto è in condizioni di "sicurezza idraulica".

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 67 di 88 |
|---|---|---|---|

3.5 Vincolo idrogeologico, tutela delle acque e del suolo

3.5.1 Vincolo Idrogeologico

Il Regio Decreto Legislativo 30 dicembre 1923, n. 3267, "Riordinamento e riforma della legislazione in materia di boschi e terreni montani", tuttora in vigore, sottopone a vincolo per scopi idrogeologici i terreni di qualsiasi natura e destinazione che, per effetto di dissodamenti, modificazioni colturali ed esercizio di pascoli possono con danno pubblico subire denudazioni, perdere la stabilità o turbare il regime delle acque. Detto vincolo è rivolto a preservare l'ambiente fisico, evitando che irrazionali interventi possano innescare fenomeni erosivi, segnatamente nelle aree collinari e montane, tali da compromettere la stabilità del territorio.

La normativa in parola non esclude, peraltro, la possibilità di utilizzazione delle aree sottoposte a vincolo idrogeologico, che devono in ogni modo rimanere integre e fruibili nel rispetto dei valori paesaggistici dell'ambiente.

Gli aerogeneratori B04, B05, B09, B10, B11, B13, B14 e B15, nonché le piazzole di montaggio e stoccaggio e alcuni relativi tratti di viabilità di progetto e di corrispondenti tratti di elettrodotto in cavo interrato, ricadono in aree sottoposte a vincolo idrogeologico ed è pertanto necessaria l'acquisizione del nullaosta da parte dell'Ufficio Foreste e Tutela del territorio ai sensi del R. D 3625/1923 e della L. R. 42/98. In particolare ricadono in aree a vincolo tratti di viabilità di progetto e corrispondenti cavidotti interrati (le distanze dei tratti sono in parentesi in relazione agli aerogeneratori) sono ubicati in corrispondenza della WTG B05 (800 m), B09 (660 m), B10 (245 m), B11 (400 m);, B14 (700 m), B15 (220 m). (rif. tav. A.16.a.4.3.1_2).

La proponente si impegnerà ad effettuare richiesta di svincolo all'ufficio competente per la realizzazione delle opere ricadenti nelle aree vincolate e l'autorizzazione perverrà in seno al procedimento di VIA.

In termini di compatibilità del progetto, in fase di progetto delle opere stradali (quelle di maggiore impatto potenziale) sono state assunte tutte le metodologie atte ad assicurare la minore modifica possibile dell'attuale configurazione morfologica, al fine di non innescare processi di instabilità o turbare il naturale deflusso delle acque.

I tracciati sono stati attentamente individuati, privilegiando piste o tratti già esistenti e consolidati e facendo in modo da ottenere profili e sezioni tali da non determinare significative modifiche dello stato dei luoghi, pur dovendo rispettare alcuni vincoli tecnici determinati dalle specifiche dimensionali fornite dal Vestas e relative alle necessità di transito dei mezzi di trasporto di notevoli lunghezza (con particolare riguardo ai raggi minimi di curvatura, alle pendenze massime, ai raccordi verticali).

Laddove la viabilità di progetto attraversa linee d'impluvio, come indicato nella relazione idraulica, è prevista la posa di un tubazione di diametro 1200 mm per consentire il regolare deflusso idrico superficiale. A lato delle strade e piazzole è prevista la realizzazione di un opportuno sistema di raccolta e smaltimento delle acque piovane che verranno convogliate verso le linee naturali di deflusso delle acque superficiali (impluvi, fossi, ecc.).

C'è da specificare che il tipo di lavorazioni da eseguire per realizzare le strade e le piazzole richiede dei movimenti terra in sterro e riporto che sono stati portati a compensazione..

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 68 di 88 |
|---|---|---|---|

In particolare il materiale proveniente dallo scavo verrà in parte utilizzato per formare i rilevati; la parte residua sarà momentaneamente stoccata in aree idonee prossime alle piazzole per poter poi essere utilizzata per la realizzazione di rilevati, nonché rinaturalizzazione post cantiere.

I materiali di scavo provvisoriamente abbancati in fase di realizzazione dell'impianto saranno opportunamente modellati e sagomati con angoli di attrito tali da rispettare condizioni di sicurezza che favoriscano la coesione ed evitino fenomeni di slittamento o scivolamento di inerti e di terreno.

3.5.2 Tutela delle acque

La normativa nazionale in tutela delle acque superficiali e profonde fa capo al D.Lgs 152/99 disposto in recepimento della direttiva 91/271/CEE concernente il trattamento delle acque reflue urbane e della direttiva 91/676/CEE relativa alla protezione delle acque dall'inquinamento provocato dai nitrati provenienti da fonti agricole.

Il D.Lgs 152/99 definisce la disciplina generale per la tutela delle acque superficiali, marine e sotterranee, perseguendo come obiettivi:

- Prevenire e ridurre l'inquinamento e attuare il risanamento dei corpi idrici inquinati;
- Conseguire il miglioramento dello stato delle acque ed adeguate protezioni di quelle destinate a particolari usi;
- Perseguire usi sostenibili e durevoli delle risorse idriche, con priorità per quelle potabili;
- Mantenere la capacità naturale di autodepurazione dei corpi idrici, nonché la capacità di sostenere comunità animali e vegetali ampie e ben diversificate.

Il D.Lgs 152/99 demanda alle Regioni a statuto ordinario di regolamentare la materia disciplinata dallo stesso decreto nel rispetto delle disposizioni in esso contenute che, per la loro natura riformatrice, costituiscono principi fondamentali della legislazione statale ai sensi dell'articolo 117, primo comma, della Costituzione. Alle Regioni a statuto speciale e le Province autonome di Trento e di Bolzano viene chiesto di adeguare la propria legislazione nel rispetto di quanto previsto dai rispettivi statuti e dalle relative norme di attuazione.

Il decreto D.Lgs 152/99 è stato integrato e modificato dal successivo D.Lgs 258 del 18_08_2000 e quindi dal D.Lgs 152/06.

Il progetto in esame non rilascia scarichi idrici per cui non si prevedono forme di contaminazione.

La DGR n.663/2014 stabilisce in corrispondenza delle sorgenti due livelli di tutela: tutela assoluta che si esplica in un raggio di 10m dalla sorgente e tutela relativa che si esplica in un raggio di 200m dalla sorgente.

L'impianto eolico di progetto ricade all'esterno delle aree di tutela assoluta e relativa delle sorgenti;

3.5.3 Aree percorse dal Fuoco

La legge 21 novembre 2000, n. 353 «Legge quadro sugli incendi boschivi», finalizzata alla difesa dagli incendi e alla conservazione del patrimonio boschivo nazionale, all'articolo 10 pone vincoli di destinazione

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 69 di 88 |
|---|---|---|---|

e limitazioni d'uso quale deterrente del fenomeno degli incendi boschivi finalizzati alla successiva speculazione edilizia.

Al comma primo dell'articolo 10 viene sancito che *“le zone boscate ed i pascoli i cui soprassuoli siano stati percorsi dal fuoco non possono avere una destinazione diversa da quella preesistente all'incendio per almeno quindici anni. E' comunque consentita la costruzione di opere pubbliche necessarie alla salvaguardia della pubblica incolumità e dell'ambiente.....Nei comuni sprovvisti di piano regolatore e' vietata per dieci anni ogni edificazione su area boscata percorsa dal fuoco. E' inoltre vietata per dieci anni, sui predetti soprassuoli, la realizzazione di edifici nonché di strutture e infrastrutture finalizzate ad insediamenti civili ed attività produttive, fatti salvi i casi in cui detta realizzazione sia stata prevista in data precedente l'incendio dagli strumenti urbanistici vigenti a tale data”*.

Con riferimento al caso di specie, si fa presente che le aree percorse da fuoco sono individuate dal PIEAR della Regione Basilicata come “aree non idonee” all'installazione di impianti eolici.

L'impianto eolico di progetto ricade all'esterno di aree percorse dal fuoco (rif. tav. A.16.a.4.3.1 2).

3.5.4 Rischio sismico

La classificazione sismica del territorio nazionale è stabilita in forza dell'Ordinanza della Presidenza del Consiglio dei Ministri del 20 marzo 2003, n. 3274, modificata in un primo tempo dall'O.P.C.M. 2 ottobre 2003, n. 3316 e successivamente dall'O.P.C.M. 3 maggio 2005, n. 3431, aggiornata al 16/01/2006 con le comunicazioni delle Regioni, tutte riguardanti la classificazione sismica del territorio nazionale e le normative tecniche per le costruzioni in zona sismica.

Questa classificazione pone i comuni di Castelgrande, Muro Lucano, Rapone e San Fele, ove sono previste opere strutturali, in zona 1 (*la zona più pericolosa, dove possono verificarsi forti terremoti*).

L'area di progetto a livello generale e secondo le ultime mappe redatte dall'Istituto Nazionale di Geofisica risulta possedere una massima intensità macrosismica, espressa in scala M.C.S., compresa tra il IX° ed il X° grado. L'esame della distribuzione dei danni causati da un terremoto nello stesso territorio dimostra che l'intensità sismica può essere diversa, anche a breve distanza, in funzione delle diverse condizioni locali, quali: geomorfologia, litologia, idrogeologia, proprietà fisico-meccaniche dei terreni del sottosuolo, faglie, anomalie morfologiche.

Nella valutazione dell'effettiva risposta sismica locale, grande rilievo rivestono:

- Il modello reale del sottosuolo, la cui definizione è legata ad una precisa valutazione dei caratteri litologici, idrogeologici, geomorfologici, clivometrici del sito indagato e delle proprietà fisico-meccaniche dei terreni costituenti la parte di sottosuolo che risente delle tensioni indotte da un generico manufatto;
- Il terremoto di riferimento, ossia i caratteri del moto sismico atteso al bedrock.
- La vulnerabilità sismica di un'area è collegata alle caratteristiche combinate (all'azione combinata) dei due predetti elementi (caratteri).

Tanto premesso nella classificazione di uno specifico sito, inteso come singolo aerogeneratore e non più come intero areale di progetto, è necessario acquisire una serie di dati oggettivi, quali:

- 1) la velocità delle onde trasversali “Vs, eq” negli strati di copertura;

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 70 di 88 |
|---|---|---|---|

2) il numero e lo spessore degli strati sovrastanti il bedrock.

Appare pertanto evidente che siffatta acquisizione non può essere generica e/o generale necessitando di dati certi che necessitano di specifiche indagini e che vanno necessariamente condotte in corrispondenza di ciascuna soprastruttura di progetto, ma appare pari modo che la microzonazione sismica (o nanozonazione) non può essere condotta in assenza di specifiche indagini puntuali da compiersi in corrispondenza di ciascun aerogeneratore e stazione di consegna, e che siffatta mole geognostico-investigativa può essere effettuata solo nella fase di progettazione esecutiva.

Di conseguenza, per la definizione delle caratteristiche strutturali e dei materiali del plinto di fondazione sarà necessario effettuare una campagna di indagini geognostiche in sito e una serie di analisi di laboratorio finalizzate al riconoscimento, all'identificazione e alla caratterizzazione dal punto di vista geologico e sotto il profilo strettamente geotecnico dei terreni di fondazione delle torri in progetto.

3.5 Normativa di riferimento in materia di rifiuti

A partire dal 29 aprile 2006, data di entrata in vigore del D.lgs. 3 aprile 2006, n. 152 recante "Norme in materia ambientale" la normativa nazionale sui rifiuti ha subito una profonda trasformazione. Le nuove regole sulla gestione dei rifiuti sono contenute, in particolare, nella "Parte quarta" del Decreto legislativo, composta da 89 articoli (dal 177 al 266) e 9 allegati (più 5 sulle bonifiche). Il provvedimento, emanato in attuazione della legge 15 dicembre 2004 n. 308 ("Delega al Governo per il riordino, il coordinamento e l'integrazione della legislazione in materia ambientale"), ha riformulato infatti l'intera legislazione interna sull'ambiente, e ha sancito - sul piano della disciplina dei rifiuti - l'espressa abrogazione del D.lgs. 22/1997 (cd. "Decreto Ronchi").

In attuazione del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, la regione Basilicata ha emanato il PRGR Piano di gestione dei Rifiuti della Regione Basilicata (Aggiornamento e adeguamento come pubblicato sul N. 46 - BOLLETTINO UFFICIALE DELLA REGIONE BASILICATA - 16-12-2012) e al recente DM n. 161/2012 "Utilizzo terre e rocce da Scavo".

I rifiuti provenienti dalle attività di cantiere verranno gestiti secondo le disposizioni normative nazionali e regionali vigenti. In relazione a tali temi si prevede di riutilizzare tutto il terreno proveniente dagli scavi all'interno del cantiere sempre che la caratterizzazione ambientale che verrà eseguita in fase esecutiva confermi l'assenza di contaminazioni (rif. art. 24 del DPR 120/2017). Eventuali esuberanti verranno conferiti a discarica autorizzata.

Durante l'esecuzione dei lavori e al termine degli stessi si prevederà un accurato monitoraggio delle aree attraversate dagli automezzi al fine di verificare se si è avuto lo sversamento di carburante e la contaminazione di alcune aree. In tal caso si provvederà allo smaltimento dei dispersi e alla bonifica dei siti secondo le prescrizioni dell'art.242 e segg. del D.Lgs 152/2006.

Durante la fase di esercizio, la manutenzione del moltiplicatore di giri e della centralina idraulica di comando, comporta la sostituzione, con cadenza all'incirca quinquennale, degli oli lubrificanti esausti ed il loro conseguente smaltimento secondo quanto previsto dalla normativa vigente (conferimento al Consorzio Oli Usati).

Presso l'impianto non sarà inoltre realizzato alcuno stoccaggio di oli minerali vergini da utilizzare per il ricambio né, tanto meno, di quelli esausti.

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 71 di 88 |
|---|---|---|---|

Altri componenti soggetti a periodica sostituzione sono le “batterie tampone” presenti all’interno degli aerogeneratori e nella sottostazione.

All’atto della loro sostituzione le batterie verranno conferite, secondo quanto previsto dalla normativa vigente, al COBAT (Consorzio Obbligatorio Batterie al piombo esauste e rifiuti piombosi), senza alcuno stoccaggio in sito.

Durante le esecuzioni dei lavori e al termine degli stessi si prevedrà un accurato monitoraggio delle aree attraversate dagli automezzi al fine di verificare se si è avuto lo sversamento di carburante e la contaminazione di alcune aree. In tal caso si provvederà allo smaltimento dei dispersi e alla bonifica dei siti secondo le prescrizioni dell’art.242 e segg. del D.Lgs 152/2006.

3.6 Normativa di riferimento per la tutela e la salvaguardia della salute pubblica

3.6.1 Inquinamento elettromagnetico

La normativa nazionale per la tutela della popolazione dagli effetti dei campi elettromagnetici disciplina separatamente le basse frequenze (es. elettrodotti) e le alte frequenze (es. impianti radiotelevisivi, stazioni radiobase, ponti radio).

Il 14 febbraio 2001 è stata approvata dalla Camera dei deputati la legge quadro sull’inquinamento elettromagnetico (L.36/01). In generale il sistema di protezione dagli effetti delle esposizioni agli inquinanti ambientali distingue tra:

- Effetti acuti (o di breve periodo), basati su una soglia, per cui si fissano limiti di esposizione che garantiscono - con margini cautelativi - la non insorgenza di tali effetti;
- Effetti cronici (o di lungo periodo), privi di soglia e di natura probabilistica (all’aumentare dell’esposizione aumenta non l’entità ma la probabilità del danno), per cui si fissano livelli operativi di riferimento per prevenire o limitare il possibile danno complessivo.

E’ importante dunque distinguere il significato dei termini utilizzati nelle leggi (riportiamo nella tabella 14 le definizioni inserite nella legge quadro).

| | |
|-----------------------|---|
| Limiti di esposizione | Valori di CEM che non devono essere superati in alcuna condizione di esposizione, ai fini della tutela dagli effetti acuti. |
| Valori di attenzione | Valori di CEM che non devono essere superati negli ambienti abitativi, scolastici e nei luoghi adibiti a permanenze prolungate. Essi costituiscono la misura di cautela ai fini della protezione da possibili effetti di lungo periodo. |
| Obiettivi di qualità | Valori di CEM causati da singoli impianti o apparecchiature da conseguire nel breve, medio e lungo periodo, attraverso l’uso di tecnologie e metodi di risanamento disponibili. Sono finalizzati a consentire la minimizzazione dell’esposizione della popolazione e dei lavoratori ai CEM anche per la protezione da possibili effetti di lungo periodo. |

Tabella 17: Definizioni di limiti di esposizione, di valori di attenzione e di obiettivi di qualità secondo la legge quadro.

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 72 di 88 |
|---|---|---|---|

La normativa di riferimento in Italia per le linee elettriche è il DPCM del 08/07/2003 (G.U. n. 200 del 29.08.2003) "Fissazione dei limiti massimi di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici generati alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti"; tale decreto, per effetto di quanto fissato dalla legge quadro sull'inquinamento elettromagnetico, stabilisce:

I limiti di esposizione, i valori di attenzione e gli obiettivi di qualità per la tutela della salute della popolazione nei confronti dei campi elettromagnetici generati a frequenze non contemplate dal D.M. 381/98, ovvero i campi a bassa frequenza (ELF) e a frequenza industriale (50 Hz);

I limiti di esposizione, i valori di attenzione e gli obiettivi di qualità per la tutela della salute dei lavoratori professionalmente esposti nei confronti dei campi elettromagnetici generati a frequenze comprese tra 0 Hz e 300 GHz (esposizione professionale ai campi elettromagnetici);

Le fasce di rispetto per gli elettrodotti.

Relativamente alla definizione di limiti di esposizione, valori di attenzione e obiettivi di qualità per l'esposizione della popolazione ai campi di frequenza industriale (50 Hz) relativi agli elettrodotti, il DPCM 08/07/03 propone i valori descritti in tabella 15, confrontati con la normativa europea.

| Normativa | Limiti previsti | Induzione magnetica B (μ T) | Intensità del campo elettrico E (V/m) |
|-------------------|---|-------------------------------------|---------------------------------------|
| DPCM | Limite d'esposizione Limite d'attenzione Obiettivo di qualità | 100 10 3 | 5.000 |
| Racc. 1999/512/CE | Livelli di riferimento (ICNIRP1998, OMS) | 100 | 5.000 |

Tabella 18: Limiti di esposizione, limiti di attenzione e obiettivi di qualità del DPCM 08/07/03, confrontati con i livelli di riferimento della Raccomandazione 1999/512CE.

Il valore di attenzione di 10 μ T si applica nelle aree di gioco per l'infanzia, negli ambienti abitativi, negli ambienti scolastici e in tutti i luoghi in cui possono essere presenti persone per almeno 4 ore al giorno. Tale valore è da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio.

L'obiettivo di qualità di 3 μ T si applica ai nuovi elettrodotti nelle vicinanze dei sopraccitati ambienti e luoghi, nonché ai nuovi insediamenti ed edifici in fase di realizzazione in prossimità di linee e di installazioni elettriche già esistenti (valore inteso come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio).

Da notare che questo valore corrisponde approssimativamente al livello di induzione prevedibile, per linee a pieno carico, alle distanze di rispetto stabilite dal vecchio DPCM 23/04/92.

Si ricorda che i limiti di esposizione fissati dalla legge sono di 100 μ T per lunghe esposizioni e di 1000 μ T per brevi esposizioni.

Per quanto riguarda la determinazione delle fasce di rispetto degli elettrodotti, il direttore generale per la salvaguardia ambientale vista la legge 22 febbraio 2001, n. 36 e, in particolare, l'art. 4, comma 1, lettera h) che prevede, tra le funzioni dello Stato, la determinazione dei parametri per la previsione di fasce di rispetto per gli elettrodotti; visto il D.P.C.M. 8 luglio 2003, in base al quale il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare deve approvare la metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 73 di 88 |
|---|---|---|---|

rispetto, definita dall'APAT, sentite le ARPA; ha approvato, con Decreto 29 Maggio 2008, "La metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto degli elettrodotti".

Tale metodologia, ai sensi dell'art. 6 comma 2 del D.P.C.M. 8 luglio 2003, ha lo scopo di fornire la procedura da adottarsi per la determinazione delle fasce di rispetto pertinenti alle linee elettriche aeree e interrate, esistenti e in progetto. I riferimenti contenuti in tale articolo implicano che le fasce di rispetto debbano attribuirsi ove sia applicabile l'obiettivo di qualità: "Nella progettazione di nuovi elettrodotti in corrispondenza di aree di gioco per l'infanzia, di ambienti abitativi, di ambienti scolastici e di luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore e nella progettazione di nuovi insediamenti e delle nuove aree di cui sopra in prossimità di linee ed installazioni elettriche già presenti nel territorio". (Art. 4)

La Regione Basilicata ha adottato la legge regionale n.30 del 5 aprile 2000, successivamente integrata dalla legge regionale 31.1.2002 n.10, recante disposizioni circa l'installazione e la modifica degli impianti per telecomunicazioni, nel rispetto della normativa Statale in materia, al fine di salvaguardare l'ambiente e tutelare la popolazione dai possibili rischi sanitari, derivanti dall'esposizione a campi elettromagnetici.

Le componenti dell'impianto sulle quali rivolgere l'attenzione al fine della valutazione dell'impatto elettromagnetico sono:

- le linee di distribuzione in MT (interne al parco) per il collegamento tra gli aerogeneratori
- le linee di vettoriamento in MT (esterne al parco) per il collegamento con la stazione elettrica 150/30 kV;
- la stazione elettrica 150/30 kV;
- il cavidotto in AT di trasporto dell'energia.

Per ogni componente è stata determinata la Distanza di Prima Approssimazione "DPA" in accordo al D.M. del 29/05/2008. Dalle analisi, dettagliate nella *Relazione tecnica specialistica sull'impatto elettromagnetico (elaborato A.12)*, si è desunto quanto segue:

- per la stazione elettrica 150/30 kV, la distanza di prima approssimazione è stata valutata in ± 15 m per le sbarre in AT e ± 7 m per le sbarre in MT della cabina utente;
- per i cavidotti in media tensione di distribuzione interna la distanza di prima approssimazione non eccede il range di ± 3 m rispetto all'asse del cavidotto; si fa presente che la posa dei cavidotti è prevista in luoghi che non sono adibiti a permanenze prolungate della popolazione e tanto meno negli ambienti particolarmente protetti, quali scuole, aree di gioco per l'infanzia ecc., correndo per la gran parte del loro percorso lungo la rete viaria o ai margini delle strade di impianto;
- Per i cavidotti del collegamento esterno in media tensione del parco eolico la distanza di prima approssimazione non eccede il range di ± 3 m rispetto all'asse del cavidotto;
- Per il cavidotto in alta tensione la distanza di prima approssimazione non eccede il range di ± 3 m rispetto all'asse del cavidotto,
- Per il cavidotto in alta tensione la distanza di prima approssimazione non eccede il range di ± 3 m rispetto all'asse del cavidotto.

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 74 di 88 |
|---|---|---|---|

I valori di campo elettrico risultano rispettare i valori imposti dalla norma (<5000 V/m) in quanto le aree con valori superiori ricadono all'interno delle cabine MT ed all'interno della stazione elettrica il cui accesso è consentito al solo personale autorizzato.

In riferimento al progetto, tutte le aree summenzionate delimitate dalla DPA ricadono all'interno di aree nelle quali non risultano recettori sensibili ovvero aree di gioco per l'infanzia, ambienti abitativi, ambienti scolastici, luoghi adibiti a permanenza di persone per più di quattro ore giornaliere.

Si può quindi concludere che la realizzazione delle opere elettriche relative al parco eolico sito nelle località "Toppo Macchia" di proprietà Mia Wind S.r.l ubicato nei comuni di nei comuni di San Fele, Castelgrande, Muro Lucano, Rapone e San Fele in provincia di Potenza, rispetta la normativa vigente

Tutte le aree summenzionate delimitate dalla Dpa ricadono all'interno delle fasce di servitù che sono riportate nel particellare di esproprio del presente progetto.

3.6.2 Inquinamento acustico

La legge n.349 dell'8 luglio 1986, all'art. 2, comma 14, prevedeva che il Ministro dell'ambiente, di concerto con il Ministro della sanità, proponesse al Presidente del Consiglio dei Ministri la fissazione dei limiti massimi di accettabilità delle concentrazioni e i limiti massimi di esposizione relativi ad inquinamenti di natura chimica, fisica, biologica e delle emissioni sonore relativamente all'ambiente esterno e abitativo di cui all'art. 4 della legge 23 dicembre 1978, n. 833

In recepimento di tale articolo, il **DPCM 01/03/91** ha stabilito i limiti massimi dei livelli sonori equivalenti, fissati in relazione alla diversa destinazione d'uso del territorio, demandando ai comuni il compito di adottare la zonizzazione acustica. Nelle more di approvazione dei piani di zonizzazione acustica da parte dei comuni, il DPCM 01/03/91 ha stabilito all'art. 6 i valori di pressione acustica da rispettare (tab. 16):

| Zonizzazione | Limite diurno | Limite notturno |
|---------------------------------|---------------|-----------------|
| Tutto il territorio nazionale | 70 | 60 |
| Zona A (DM 1444/68) | 65 | 55 |
| Zona B (DM 1444/68) | 60 | 50 |
| Zona esclusivamente industriale | 70 | 70 |

Tabella 19: Limiti di accettabilità provvisori di cui all'art. 6 del DPCM 1/3/91 (L_{eqA} in dB(A))

La **legge quadro n. 447 del 1995** definisce l'inquinamento acustico come l'introduzione di rumore nell'ambiente abitativo o nell'ambiente esterno. All'art. 4, tale legge stabilisce che le Regioni debbano provvedere, tramite legiferazione, alla definizione di criteri in base ai quali i Comuni possano procedere alla classificazione acustica del proprio territorio.

I valori limite di emissione, i valori limite assoluti di immissione, i valori di attenzione e di qualità validi per l'ambiente esterno dipendono dalla classificazione acustica del territorio che è di competenza dei comuni e

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 75 di 88 |
|---|---|---|---|

che prevede l'istituzione di 6 zone, da quelle particolarmente protette (parchi, scuole, aree di interesse urbanistico) fino a quelle esclusivamente industriali, con livelli di rumore ammessi via via crescenti; tali limiti sono riportati nel **DPCM del 14/**

| Classi di destinazione d'uso del territorio | Emissione | | Immissione | | Qualità | |
|---|-------------------------|---------------------------|-------------------------|---------------------------|-------------------------|---------------------------|
| | diurno (06.00-22.00) | notturno (22.00-06.00) | diurno (06.00-22.00) | notturno (22.00-06.00) | diurno (06.00-22.00) | notturno (22.00-06.00) |
| I aree particolarmente protette | 45 | 35 | 50 | 40 | 47 | 37 |
| II aree prevalentemente residenziali | 50 | 40 | 55 | 45 | 52 | 42 |
| III aree di tipo misto | 55 | 45 | 60 | 50 | 57 | 47 |
| IV aree ad intensa attività umana | 60 | 50 | 65 | 55 | 62 | 52 |
| V aree prevalentemente industriali | 65 | 55 | 70 | 60 | 67 | 57 |
| VI aree esclusivamente industriali | 65 | 65 | 70 | 70 | 70 | 70 |

Valori limite di emissione: il valore massimo di rumore che può essere emesso da una sorgente sonora, misurato in prossimità della sorgente stessa;

Valore limite di immissione: il valore massimo di rumore che può essere immesso da una o più sorgenti sonore nell'ambiente abitativo nell'ambiente esterno, misurato in prossimità dei ricettori;

Valori di qualità: i valori di rumore da conseguire nel breve, nel medio e nel lungo periodo con le tecnologie e le metodiche di risanamento disponibili, per realizzare gli obiettivi di tutela previsti dalla legge.

Tabella 20: valori limite del DPCM 14/11/97 (LeqA in dB(A))

Il **DPCM 14/11/97** indica i valori limite di emissione, i valori limite assoluti di immissione, i valori di attenzione e di qualità validi per l'ambiente esterno, riportati nella tabella 17. Con l'entrata in vigore di tale Decreto, i limiti stabiliti dal DPCM 01/03/1991, vengono sostituiti da quelli riportati nella tabella a seguire; restano in vigore i limiti stabiliti all'art. 6 del DPCM 01/03/1991.

Con legge regionale n. 23 del 4-11-1986 e ss.mm.ii., la Regione Basilicata ha disciplinato le "Norme per la tutela contro l'inquinamento atmosferico ed acustico". La legge da disposizioni per la redazione dei piani regionali di risanamento e prevede l'istituzione del comitato regionale contro l'inquinamento atmosferico (CRIA). In particolare all'art. 9, la stessa legge prevede che il CRIA si occupi di questioni relative all'inquinamento acustico relativo agli ambienti abitativi ed all'ambiente esterno con i compiti di:

- a) esaminare qualsiasi questione che abbia rilevanza nell' ambito regionale;
- b) esprimere, a richiesta, parere sui provvedimenti di competenza dei comuni, singoli o associati, o di altra pubblica amministrazione;
- c) formulare proposte alla Giunta regionale per l'effettuazione di studi, ricerche ed iniziative di interesse regionale nonché per l' esercizio delle funzioni spettanti, in materia, alla regione.

La Regione Basilicata ha predisposto, altresì, le linee guida per la redazione dei piani di zonizzazione acustica ma non sono state ancora approvate.

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 76 di 88 |
|---|---|---|---|

In relazione al progetto, i recettori sensibili, come individuati sull'elaborato A.17.9 - Individuazione dei recettori, ricadono nel territorio dei Comuni di Muro Lucano e di San Fele che allo stato attuale non hanno ancora effettuato la zonizzazione acustica; pertanto, per le elaborazioni in tema di inquinamento acustico con riferimento alle emissioni assolute ci si è riferito ai limiti di pressione acustica indicati all'articolo 6, comma 1, del DPCM 1/3/91.

I risultati riportati in appendice nell'elaborato A.6 - Studio di fattibilità acustica hanno messo in evidenza che **il limite di pressione acustica notturna ammesso per legge di 60 dB(A) (DPCM 1/3/91 – tutto il territorio nazionale) è rispettato.**

Per la valutazione previsionale del differenziale sono state analizzate tutte le condizioni di vento per capire se l'apporto delle turbine di progetto eccede il rumore residuo di 3 dB(A), limite di legge valido per il periodo notturno, o di 5 dB(A) per il periodo diurno.

➤ Sorgente sonora

Le simulazioni sono state effettuate considerando come sorgente sonora di progetto 15 aerogeneratori prodotti dalla Vestas Mod. V 150 di potenza elettrica nominale 5.6 MW ed altezza del mozzo posta a quota 105 m s.l.t. ed 1 aerogeneratore Vestas Mod. V 136 di potenza elettrica nominale 4.2 MW ed altezza del mozzo posta a quota 112 m s.l.t. **insieme con le turbine esistenti ed autorizzate di potenziale futura installazione**, imputando per ogni modello i corrispondenti spettri emissivi dichiarati e certificati dai rispettivi fornitori (o associati da turbine con equiparabili caratteristiche dimensionali e potenza nominale ove non disponibile).

➤ Periodo di riferimento diurno

In accordo al DPCM 14/11/97, avendo riscontrato come livello continuo equivalente di pressione sonora ponderato A, rumore ambientale, in condizioni di velocità del vento ≤ 5 m/s, un valore massimo di $Leq=45,3$ dB(A) presso il recettore più esposto individuato come R04, risulta rispettato il limite imposto per legge di 70 dB(A)..

➤ Periodo di riferimento notturno

In questo caso il valore massimo riscontrato, per velocità non superiori a 5 m/s, è pari a $Leq=44,8$ dB(A) presso il recettore più esposto individuato come R04, risulta rispettato il limite imposto per legge di 60 dB(A).

L'analisi porta alle seguenti conclusioni:

➤ LIMITI DI IMMISSIONE ASSOLUTA: FASE DI ESERCIZIO DELL'IMPIANTO:

Lo studio effettuato ha mostrato che, con i dati rilevati e la conseguente elaborazione, il limite di immissione, è rispettato in tutte le condizioni e per tutto l'arco della giornata, in quanto:

- In accordo al DPCM 14/11/97 ed alla zonizzazione acustica vigente sul territorio nazionale, il massimo livello equivalente di pressione sonora previsto nell'area in condizioni ≤ 5 m/s, pari a $Leq=45,3$ dB(A) riscontrato per il periodo di riferimento diurno e $44,8$ dB(A) per il periodo di riferimento notturno, rimane ben al di sotto dei limiti di 70 e 60 dB(A) imposti per legge.

➤ LIMITI AL DIFFERENZIALE:

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 77 di 88 |
|---|---|---|---|

Ponendosi nelle condizioni più penalizzanti e utilizzando i limiti imposti sia per il periodo notturno (3 dB(A)) che diurno (5 dB(A)), i risultati delle simulazioni portano alla seguente conclusione:

- sul recettore più esposto individuato come R04 risultano rispettati i limiti di legge in tutte le condizioni di immissione delle sorgenti, ovvero in tutte le condizioni di ventosità, e per tutto l'arco della giornata.
- Il differenziale massimo infatti non supera il valore di 2,5 dB(A) in fascia diurna ed 2,9 dB(A) in fascia notturna per tutte le condizioni di velocità del vento

La verifica dei limiti al differenziale non è prevista per la fase di cantiere.

Rispetto all'esito delle analisi, è possibile attestare che l'impianto di progetto rispetta i limiti di pressione acustica stabiliti dalla normativa vigente.

Si rimarca quanto detto rispetto alla verifica di immissione cumulativa riferita alle turbine esistenti e autorizzate, che son state considerate come sorgenti emissive nell'ambito delle analisi effettuate.

Per quanto attiene al rischio dovuto alle emissioni acustiche e vibrazionali durante le fasi di cantiere e di dismissione, per evitare o limitare il disturbo indotto si eviterà l'esecuzione dei lavori o il transito degli automezzi durante le ore di riposo; si predisporranno se necessarie barriere fonoassorbenti in prossimità dei recettori sensibili.

3.6.3 Effetto delle Ombre

In Italia e nel mondo non esiste alcuna norma o regolamento che regoli questo aspetto.

Le turbine eoliche, come altre strutture fortemente sviluppate in altezza, proiettano un'ombra sulle aree adiacenti in presenza della luce solare diretta.

Per chi vive in tali zone prossime all'insediamento eolico può essere molto fastidioso il cosiddetto fenomeno del "flicker" che consiste in un effetto di lampeggiamento che si verifica quando le pale del rotore in movimento "tagliano" la luce solare in maniera intermittente. Una progettazione attenta a questa problematica permette di evitare questo spiacevole fenomeno semplicemente prevedendo il luogo di incidenza dell'ombra e disponendo le turbine in maniera tale che l'ombra sulle zone sensibili non superi un certo numero di ore all'anno.

In Italia, questo fenomeno è meno importante rispetto alle latitudini più settentrionali (come Danimarca, Germania) perché l'altezza media del sole è più elevata e, inversamente, la zona d'influenza è più ridotta.

Sono soprattutto le zone situate ad est o ad ovest degli impianti eolici che sono più suscettibili a subire questi fenomeni all'alba ed al tramonto.

E' possibile stimare questi fenomeni tramite degli appositi software.

Tramite l'ausilio del software specifico WindPRO è stato indagato il fenomeno di flickering o ombreggiamento (rif. *Studio sugli effetti di Shadow-Flickering – Elaborato A.8*).

Il calcolo è stato effettuato nella doppia ipotesi di "condizioni sfavorevoli" (worst case) e di "condizioni reali" (real case), di seguito illustrate.

Nel primo caso, sono state adottate le ipotesi più restrittive che prevedono che:

- Il sole risplende per tutta la giornata dall'alba al tramonto (cioè si è sempre in assenza di copertura nuvolosa);

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 78 di 88 |
|---|---|---|---|

- Il piano di rotazione delle pale è sempre perpendicolare alla linea che passa per il sole e per l'aerogeneratore (l'aerogeneratore "insegue" il sole);
- L'aerogeneratore è sempre operativo.

Nel secondo caso, si è tenuto conto:

- Della nuvolosità media mensile desumibile dalla vicina stazione meteorologica di Amendola (fonte istituto meteorologico italiano);
- Dell'orientamento del piano di rotazione delle pale desumibile dalla distribuzione di frequenza del vento (rilevabile dai dati del vento misurati in sito)

Negli allegati alla stessa relazione si evidenziano i valori di ombreggiamento che le torri di progetto produrranno sui recettori tenendo conto anche del contributo delle torri esistenti sul sito d'impianto.

E' possibile constatare che i limiti di ombreggiamento sono ampiamente soddisfatti in quanto, rispetto al recettore più sollecitato (R06), si stimano i seguenti valori di shadow-ombreggiamento:

- 127 ore/anno recettore I ("worst case")
- 35.09 ore/anno recettore I ("real case")

In entrambi i casi, si sottolinea che i risultati sono ampiamente cautelativi ed è comunque da rimarcare l'effetto di sovrastima dovuto al grado di cautela, in quanto, a vantaggio di sicurezza, nei calcoli si è tenuto conto della sola orografia senza tenere in conto tutte le possibili fonti di attenuazione dell'effetto cui ogni recettore è (o può essere) soggetto, quali presenza di alberi, ostacoli, siepi e quant'altro possa attenuare il fenomeno dell'evoluzione giornaliera dell'ombra.

Inoltre, si ribadisce che nei calcoli si è assunto un orientamento dei recettori a 360° e altresì che sono stati elaborati effetti cumulativi sui recettori interessati valutando l'apporto degli impianti esistenti sul territorio e già in esercizio oltre quelli autorizzati e quindi di potenziale futura installazione.

In conclusione, si può affermare che i risultati ottenuti dalle elaborazioni evidenziano, pur considerando le condizioni più sfavorevoli, che le turbine di progetto unitamente anche agli aerogeneratori di medie e piccola taglia già insistenti sul territorio oltre quelli di grande taglia autorizzati, considerati ed inclusi nel modello di simulazione, generano effetti di shadow flickering i cui impatti risultano essere nulli o del tutto trascurabili per molte strutture, e molto modesti per altre.

In via generale va comunque sottolineato che, anche laddove via siano le condizioni più sfavorevoli di esposizione, come nel caso del recettore individuato con R06, il fenomeno di ombreggiamento si manifesterebbe per un periodo massimo di circa **35 ore/anno (35 ore e 09')** per l'elaborazione effettuata nelle condizioni più verosimili ("Real Case").

Si può dunque affermare, che l'impianto di progetto non impatterà in alcun modo sui recettori per quanto riguarda il fenomeno dell'ombreggiamento e del flickering ad esso associato.

Per quanto riguarda effetti d'ombra su strade provinciali e statali, l'ombreggiamento del nuovo impianto non interesserà strade provinciali o statali.

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 79 di 88 |
|---|---|---|---|

3.6.4 Sicurezza del volo a bassa quota

Poiché gli aerogeneratori si caratterizzano per “elementi” con significativo sviluppo verticale, 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.

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.

Lo Stato Maggiore della Difesa ha approvato la circolare n.146/394/4422 del 9 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 di se gli stessi ricadono all'intero o all'esterno del centro urbano.

Con riferimento riportato nella circolare richiamata, al fine di garantire la sicurezza del volo a bassa quota, gli aerogeneratori saranno opportunamente segnalati con segnalazione luminosa e cromatica come indicato sull'elaborato *Elaborato A.17.5.2 Segnalazione degli aerogeneratori per la sicurezza del volo a bassa quota*. Relativamente alla rappresentazione cartografica degli ostacoli, si provvederà ad inviare al C.I.G.A. – Aeroporto di Pratica di Mare, quanto necessario per permettere la loro rappresentazione cartografica.

3.6.5 Rottura accidentale degli organi rotanti

Per questo aspetto, particolarmente rilevante in materia di sicurezza e tutela della salute, non esistono norme nazionali di riferimento, ad esclusione di alcune indicazioni del PIEAR Basilicata che impone il rispetto di distanze da recettori sensibili e strade ordinarie provinciali e statali.

La procedura per il calcolo della gittata massima di una pala di un aerogeneratore è stata effettuata nell'ipotesi di distacco della stessa nel punto di serraggio sul mozzo, punto di maggiore sollecitazione, per evidente effetto di intaglio, dovuto al collegamento (§ *Relazione A.7 - Analisi degli effetti della rottura degli organi rotanti*).

Le condizioni al contorno considerate per il calcolo della gittata massima, sono le più gravose possibili, in modo da porsi nella situazione maggiormente cautelativa e sono state considerate le seguenti ipotesi:

- Il moto del sistema considerato è quello di un sistema rigido non vincolato (modello che approssima la pala nel momento del distacco).
- Si ritengono trascurabili le forze ed il momento di resistenza dovute al mezzo in cui si svolge il moto (aria).
- Si suppone che la pala si rompa nel punto di attacco al mozzo; nella posizione tale da avere una velocità periferica inclinata a 45° (posizione corrispondente alla massima gittata) rispetto ad un sistema di riferimento orizzontale passante per il baricentro e con asse verticale parallelo all'asse della torre, così come si evince dalla figura successiva.

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 80 di 88 |
|---|---|---|---|

Gli aerogeneratori previsti nel progetto in esame sono del tipo Vestas V150 da 5,6 MW (altezza al mozzo 105 m) e Vestas V136 da 4,2 MW (altezza al mozzo 112m).

Date le caratteristiche geometriche della pala, e considerata la distribuzione dei pesi lungo il profilo della stessa, possiamo ritenere con buona approssimazione che il baricentro sia posizionato ad un terzo rispetto alla lunghezza della pala, cioè ad $r_{G1} = 22,67$ m per un aerogeneratore del tipo Vestas V136 e $r_{G1} = 25$ m per un aerogeneratore del tipo Vestas V150 previsti in progetto.

Dai calcoli eseguiti si evince che nelle condizioni più gravose il vertice della pala del rotore può raggiungere una distanza di circa 234 m dalla base di ogni aerogeneratore del tipo Vestas V136 e 222 m dalla base di ogni aerogeneratore del tipo Vestas V150.

I valori contenuti sono da imputare essenzialmente alla bassa velocità angolare delle macchine previste in progetto, macchine di nuova generazione il che implica una velocità periferica di distacco molto bassa.

In un intorno di ampiezza pari a quello della gittata dalle pale di progetto non ricadono recettori (rif. Elaborato A.17.7) o strade interessate da traffico intenso (SP e SS), come si evince anche dalle immagini riportate nella pagina seguente. Pertanto, è da escludere che l'impianto proposto possa arrecare danni alla salute pubblica per distacco accidentale di una pala.

| Rischio | Valutazione rischio | Assunzioni riduzione rischio |
|--|--|--|
| Rumore | Limiti di immissione: massimo livello di pressione acustica inferiore a 60 dB(A); Limiti al differenziale: 2,5 dB(A) in fascia diurna ed 2,9 dB(A) in fascia notturna, | -Distanza da edifici superiore a 300m (edifici non presenti in zona); - distanza superiore da abitazione superiore a - 2,5 Hmax dell'aerogeneratore (450m per la turbina di progetto) - Distanza da centro urbano superiore a 1000m; |
| Shadow/Flickering | -127,00 ore/anno recettore "R09" ("worst case"); -35.09 ore/anno recettore "R09" ("real case"); | Come precedenti |
| Elettromagnetismo | Dpa per i cavidotti di distribuzione interna ± 2 m ed esterna ± 3 m; Dpa per la stazione elettrica 150/30 kV, ± 15 m per le sbarre in AT e ± 7 m per le sbarre in MT; | Nessun recettore ricade all'interno delle Dpa; le aree contenute nel Dpa ricadono nelle fasce di servizi indicate sul particolare; |
| Rottura organi rotanti | Gittata massima 234 m (Vestas V136) e 222 m (Vestas V150); | distanza da edifici superiore a 300m; distanza superiore da abitazione superiore a 2,5Hmax (450 m) distanza da centro urbano superiore a 1000m; distanza dalle SP superiore al 222/234 m; distanza superiore a SS e autostrade superiore a 300m; distanza da strade di accesso alle abitazioni superiore a 222/234 m; |
| Sicurezza per il volo a bassa quota | Segnalazione aerogeneratori | Segnalazione luminosa e cromatica aerogeneratori per tutti gli aerogeneratori |

Tabella 21: Tabella di sintesi sei rischi sulla salute e sicurezza e degli interventi previsti per la riduzione degli stessi

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 81 di 88 |
|---|---|---|---|

3.7 Compatibilità dell'impianto rispetto alle aree e siti non idonei di cui al PIEAR (LR 01/2010), al DM 30/09/2010 e alla relativa LR 54/2015 di recepimento.

In relazione agli impianti eolici, si sono susseguite nel tempo tutta una serie di Linee Guida metodologiche, spesso dichiarate incostituzionali qualora non emanate dal MIBAC o dal MISE ma autonomamente dalle singole Regioni o addirittura dai singoli comuni, finalizzate a definire criteri di corretto inserimento degli impianti eolici nel territorio,

Sin dall'emanazione del D.lgs 387/2003, si attendevano indicazioni metodologiche sulle aree possibilmente utilizzabili per realizzare impianti eolici, tenendo conto non solo della risorsa eolica ma anche delle implicazioni ambientali e paesaggistiche.

Tali Linee Guida sono state emanate con DM del 30 settembre 2010, recepito poi dalle regioni con atti specifici.

Si richiamano di seguito il PIEAR Basilicata e i principi di localizzazione degli impianti stabiliti, il DM 30/09/2010 e la LR 54/2015, legge regionale di recepimento dello stesso DM e integrativa del PIEAR.

3.7.1 Criteri di inserimento degli impianti stabiliti dal PIEAR (LR 01/2010)

Gli aerogeneratori sono stati ubicati tenendo conto delle migliori condizioni anemologiche che favoriscono la maggiore efficienza produttiva e al tempo stesso seguendo tutte le indicazioni metodologiche e prescrittive dei "Principi generali per la progettazione, la costruzione, l'esercizio e la dismissione degli impianti eolici" riportati nel capitolo 1 dell'allegato A del piano di indirizzo energetico ambientale regionale (PIEAR) approvato con **Legge Regionale n.1 del 19 gennaio 2010 e ss.mm. e ii.**

L'obiettivo del Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale (PIEAR) della Basilicata è quello prioritario di sostenere e favorire lo sviluppo e la diffusione degli impianti eolici sul territorio lucano nel rispetto di specifici criteri di ubicazione, costruzione e gestione, nell'ottica di promuovere realizzazioni di qualità che conseguano la migliore integrazione possibile nel territorio, minimizzando gli impatti sull'ambiente circostante.

Alcuni di questi requisiti variano a seconda delle zone in cui è suddiviso il territorio, divenendo sempre più stringenti con l'aumento del valore naturalistico e paesaggistico dell'area prescelta.

Il PIEAR della Regione Basilicata definisce "impianti di grande generazione" gli impianti eolici di potenza nominale superiore a 1 MW; essi devono possedere requisiti minimi di carattere territoriale, anemologico, tecnico e di sicurezza, propedeutici all'avvio dell'iter autorizzativo.

Il territorio della Basilicata è stato suddiviso nelle seguenti due macro aree:

1. aree e siti non idonei;
2. aree e siti idonei suddivisi in:
 - aree di valore naturalistico, paesaggistico ed ambientale;
 - aree permesse.

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 82 di 88 |
|---|---|---|---|

Il PIEAR individua:

- Le aree non idonee, all'interno delle quali non è consentita la realizzazione degli impianti eolici di macrogenerazione, ovvero quelle aree che per effetto dell'eccezionale valore ambientale, paesaggistico, archeologico e storico, o per effetto della pericolosità idrogeologica, il piano intende preservare (aree e siti non idonei);
- Le aree idonee di valore naturalistico, paesaggistico e ambientale, ovvero le aree dei Piani Paesistici soggette a trasformabilità condizionata o ordinaria, i Boschi governati a ceduo e le aree agricole investite da colture di pregio (quali ad esempio le DOC, DOP, IGT, IGP, ecc.); in tali aree si consente esclusivamente la realizzazione di impianti eolici, con numero massimo di quindici aerogeneratori, realizzati da soggetti dotati di certificazione di qualità (ISO) ed ambientale (ISO e/o EMAS).
- Il aree idonee, quelle che non ricadono nelle altre categorie.

Con riferimento a quanto indicato all'art. 1.2.1.1 dell'Appendice A, circa "Aree e siti non idonei", si fa presente che:

- 1) L'impianto non interessa Riserve Naturali regionali e Statali (rif. tav. elaborati A.16.a.4.2.1_2);
- 2) L'impianto ricade all'esterno di aree SIC e pSIC (rif. tav. elaborati A.16.a.4.2.1_2);
- 3) L'impianto ricade all'esterno di aree ZPS e quelle pZPS (rif. tav. elaborati A.16.a.4.2.1_2);
- 4) L'impianto ricade all'esterno di Oasi WWF (rif. tav. elaborati A.16.a.4.2.1_2);
- 5) Gli aerogeneratori ricadono al di fuori del buffer dei 1000 m dai siti archeologici e storico-monumentali (rif. tav. elaborati A.16.a.4.1.1_2).
- 6) L'impianto è esterno dalla perimetrazione delle aree comprese nei Piani Paesistici di Area vasta soggette a vincolo di conservazione A1 e A2 (rif. tav. elaborati A.16.a.4.1.1_2);
- 7) Gli aerogeneratori non ricadono su aree boscate a fustaia (rif. tav. elaborato A.16.a.4.1.1);
- 8) L'impianto non ricade su aree percorse da incendio da meno di 10 anni dalla data di presentazione dell'istanza di autorizzazione del presente progetto (rif. tav. elaborati A.16.a.4.3.1_2);
- 9) L'impianto ricade a più di 1000 m dalla fascia costiera;
- 10) Gli aerogeneratori ricadono all'esterno del buffer dei 150 m dalle aree fluviali, umide, lacuali e le dighe artificiali (rif. tav. elaborato A.16.a.4.2.1) e all'esterno alle aree vietate del PAI (rif. elaborato A.16.a.4.4.1);
- 11) Gli aerogeneratori sono esterni agli ambiti urbani come individuati dai PRG (rif. tav. A.16.a.2.1_2).
- 12) Gli aerogeneratori non interessano le aree dei Parchi Regionali esistenti (rif. tav. elaborato A.16.a.4.2.1)
- 13) L'impianto non interessa le aree comprese nei Piani Paesistici di Area Vasta soggette a verifica di ammissibilità (rif. tav. elaborati A.16.a.4.1.1_2);
- 14) Gli aerogeneratori non interessano direttamente quote superiori i 1.200 m di altitudine (rif. tav. elaborato A.16.a.4.1.1);
- 15) L'impianto non ricade in aree di crinale individuati dai Piani Paesistici di Area Vasta come elementi lineari di valore elevato (rif. tav. elaborati A.16.a.4.1.1_2)

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 83 di 88 |
|---|---|---|---|

All'art. 1.2.1.2 dell'Appendice A il PIEAR individua "aree idonee di valore naturalistico, paesaggistico e ambientale" e "aree idonee".

Sono definite "aree idonee di valore naturalistico, paesaggistico e ambientale" le aree dei Piani Paesistici soggette a trasformabilità condizionata o ordinaria, i Boschi governati a ceduo e le aree agricole investite da colture di pregio (quali ad esempio colture DOC, DOP, IGT, IGP...).

Sono definite "aree idonee" tutte le aree e i siti che non ricadono nelle altre categorie.

L'impianto di progetto ricade all'esterno dei piani-paesistici, gli aerogeneratori non interferiscono con formazioni di boschi ed interessa solo terreni destinati a pascolo, incolti ed agricoli.

Pertanto, l'impianto ricade "in area idonea".

Per completezza di informazione si fa presente che solo alcuni tratti di viabilità e corrispondenti tratti di elettrodotto interrato, intercettano aree boscate ma in tali casi le opere ricalcano il tracciato di strade ordinarie esistenti.

In merito ai requisiti tecnici e di sicurezza:

- Gli aerogeneratori ricadono ad una distanza superiore ai 1000m dal limite degli ambiti urbani;
- E' garantita la distanza minima degli aerogeneratori da ogni abitazione superiore a 2,5H e sono rispettati i limiti di pressione acustica, i limiti di Flickering-Shadow nonché la distanza minima di sicurezza di sicurezza in caso di rottura degli organi rotanti;
- Rispetto agli edifici sono rispettati i limiti di pressione acustica;
- Nel calcolo delle opere in c.a. si tiene conto della classificazione sismica dei comuni interessati osservando quanto previsto dall'Ordinanza n. 3274/03 e sue successive modifiche, nonché il DM 14 gennaio 2008 e il recente DM 17/01/2018;
- Il progetto non interferisce con le attività di centri di osservazione astronomiche e di rilevazione dei dati spaziali (valutazione fatta sulla base delle informazioni disponibili e degli impianti autorizzati prossimi all'Osservatorio di Castelgrande);
- La distanza minima dalle strade statali e dalle autostrade è superiore ai 300m, ed è tale da garantire il rispetto della distanza di sicurezza in caso di rottura accidentale degli organi rotanti;
- La distanza dalle strade provinciali è superiore ai 200m e comunque tale da garantire il rispetto della distanza di sicurezza in caso di rottura accidentale degli organi rotanti;
- E' stata garantita la distanza minima di 200m dalle strade di accesso alle abitazioni;

3.7.2 Aree e Siti non idonei di cui al DM 30/09/2010

La rispondenza del progetto ai requisiti localizzativi del PIEAR rende di fatto l'intervento compatibile anche ai disposti del DM 30 settembre 2010 recante "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", agli allegati "Criteri per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio degli impianti da fonti di energia rinnovabili" ai sensi dell'Art. 17 del D.M. 09/2010, **che individuano le modalità di individuazione delle cosiddette aree critiche per l'installazione di impianti eolici.**

L'adesione ai principi del disciplinare del PIEAR configura di fatto una sostanziale compatibilità anche con i criteri di definizione delle cosiddette aree inidonee di cui al DM del settembre 2010 e delle allegate Linee Guida per il corretto inserimento degli impianti eolici nel paesaggio, che

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 84 di 88 |
|---|---|---|---|

individuano le modalità di individuazione delle cosiddette aree critiche per l'installazione di impianti eolici.

Ai sensi dell'art. 17 e dell'allegato III del citato decreto ministeriale DM 10 settembre 2010, le aree non idonee devono essere eventualmente reperite all'interno delle aree identificate dal DM come particolarmente sensibili e basandosi su criteri su criteri tecnici oggettivi legati ad aspetti di tutela dell'ambiente, del paesaggio e del patrimonio artistico culturale, connessi alle caratteristiche intrinseche del territorio e del sito.

Le perimetrazioni non vanno intese come vincoli esclusivi che impediscono l'installazione di impianti, ma semmai come aree di particolare sensibilità ambientale e paesaggistica che possono rivelarsi critiche e rispetto a ciò l'operatore può avere un quadro chiaro che gli possa consentire di orientare al meglio le scelte localizzative degli impianti.

In relazione a quanto sopra, gli interventi e i siti interessati dal progetto non ricadono in alcuna delle aree di particolare sensibilità indicate nel DM 10 settembre 2010 (art. 17 e Allegato III) e pertanto gli aerogeneratori non interferiscono con:

- i siti inseriti nella lista del patrimonio mondiale dell'UNESCO;
- le aree ed i beni di notevole interesse culturale di cui alla Parte Seconda del D.Lgs. n. 42 del 2004, nonché gli immobili e le aree dichiarati di notevole interesse pubblico ai sensi dell'art. 136 dello stesso decreto legislativo;
- le zone all'interno di coni visuali la cui immagine è storicizzata e identifica i luoghi anche in termini di notorietà internazionale di attrattiva turistica;
- le zone situate in prossimità di parchi archeologici e nelle aree contermini ad emergenze di particolare interesse culturale, storico e/o religioso;
- le aree naturali protette ai diversi livelli (nazionale, regionale, locale) istituite ai sensi della Legge n. 394/1991 ed inserite nell'Elenco Ufficiale delle Aree Naturali Protette, con particolare riferimento alle aree di riserva integrale e di riserva generale orientata di cui all' articolo 12, comma 2, lettere a) e b) della legge n. 394/1991 ed equivalenti a livello regionale;
- le zone umide di importanza internazionale designate ai sensi della convenzione di Ramsar;
- 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);
- le Important Bird Areas (I.B.A.);
- le aree non comprese in quelle di cui ai punti precedenti ma che svolgono funzioni determinanti per la conservazione della biodiversità (fasce di rispetto o aree contigue delle aree naturali protette);
- le istituende aree naturali protette oggetto di proposta del Governo ovvero di disegno di legge regionale approvato dalla Giunta; aree di connessione e continuità ecologico-funzionale tra i vari sistemi naturali e seminaturali; aree di riproduzione, alimentazione e transito di specie faunistiche protette; aree in cui è accertata la presenza di specie animali e vegetali soggette a tutela dalle

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 85 di 88 |
|---|---|---|---|

- Convenzioni internazionali (Berna, Bonn, Parigi, Washington, Barcellona) e dalle Direttive comunitarie (79/409/CEE e 92/43/CEE), specie rare, endemiche, vulnerabili, a rischio di estinzione;
- le aree agricole interessate da produzioni agricolo-alimentari di qualità (produzioni biologiche, produzioni D.O.P., I.G.P., S.T.G., D.O.C., D.O.C.G., produzioni tradizionali) e/o di particolare pregio rispetto al contesto paesaggistico-culturale, in coerenza e per le finalità di cui all' art. 12, comma 7, del decreto legislativo n. 387 del 2003 anche con riferimento alle aree, se previste dalla programmazione regionale, caratterizzate da un'elevata capacità d'uso del suolo;
- le aree caratterizzate da situazioni di dissesto e/o rischio idrogeologico perimetrato nei Piani di Assetto Idrogeologico (P.A.I.) adottati dalle competenti Autorità di Bacino ai sensi del D.L. n. 180/1998 e s.m.i.; per completezza di informazione, per le specifiche interazioni delle opere accessorie e connesse all'impianto con le aree soggette a tutela dal PAI e per la verifica di compatibilità delle stesse con le norme vigenti, si rimanda al precedente paragrafo 3.4:
- zone individuate ai sensi dell'art. 142 del D.Lgs. n. 42 del 2004 valutando la sussistenza di particolari caratteristiche che le rendano incompatibili con la realizzazione degli impianti.
- Per completezza di informazione, per le specifiche interazioni delle opere accessorie e connesse all'impianto con le aree soggette a tutela dal D.lgs 42/2004 e per la verifica di compatibilità delle stesse con le norme vigenti, si rimanda al precedente paragrafo 3.3.

L'adesione ai criteri del DM 10 settembre 2010 e delle relative Linee Guida, attesta la sostanziale compatibilità dell'intervento rispetto alle aree di particolare sensibilità ambientale e paesaggistica facenti parti dell'area vasta di riferimento.

3.7.3 Aree e Siti non idonei di cui alla LR 54/2015 in recepimento del DM 30/09/2010

Con legge regionale n. 54 del 30 dicembre 2015, fatte salve le disposizioni della legge regionale 19 gennaio 2010, n. 1 "Norme in materia di energia e Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale. D.Lgs. n. 152 del 3 aprile 2006. L.R. n. 9/2007", la Regione Basilicata ha recepito i criteri per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio degli impianti da fonti di energia rinnovabili ai sensi del D.M. 10 settembre 2010.

La legge regionale n.54/2015 è stata modificata ed integrata dall'art. 49 della L.R. n.5 del 04/03/2016, dalla L.R. n.19 del 24/07/2017 e dalla L.R. n. 21 del 12/09/2017.

La LR 54/2015 oltre ad aver precisato a scala regionale le aree cosiddette inidonee, ha indicato rispetto a queste dei buffer intesi come aree da sottoporre ad eventuali prescrizioni per un corretto inserimento nel territorio degli impianti.

Il documento tecnico allegato all'individuazione delle aree non idonee, come si evince dall'Allegato A) e in applicazione dei disposti del DM 10/09/2010, assume carattere non vincolante e la perimetrazione intende svolgere la funzione prevista dal citato Decreto Ministeriale, ossia quella di **"Offrire agli operatori un quadro certo e chiaro di riferimento e orientamento per la localizzazione dei progetti, non configurandosi come divieto preliminare"**.

Ai sensi dell'Art. 2 comma 2 della LR 54/2015 così come modificata dalla LR 21/2017:

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 86 di 88 |
|---|---|---|---|

“Nei buffer relativi alle aree e siti non idonei è possibile autorizzare l’installazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili, nel rispetto delle modalità e prescrizioni di cui al comma 1”.

Nella tavola A.16.a.4.5 è illustrato l’ubicazione dell’impianto rispetto alle aree e ai siti introdotti dalla L.r. 54/2015.

Come si rileva dalla grafica, gli aerogeneratori di progetto:

- Non ricadono all’interno di Siti del Patrimonio Unesco e nel relativo buffer degli 8000 m;
- Gli aerogeneratori non ricadono all’interno del buffer dei 3000m dai beni monumentali censiti nell’intorno, ad esclusione delle WTG B05 (bene isolato e B14, B15, B16 (beni in ambito urbano);
- Gli aerogeneratori non ricadono all’interno del perimetro dei comparti di interesse archeologico “Territorio di Muro Lucano”, ad esclusione della WTG B14, B15, B16 ;
- Gli aerogeneratori non ricadono all’interno dei beni vincolati ai sensi degli art. 136 e 157 del D.Lgs 42/2004;
- Gli aerogeneratori non ricadono nel buffer della fascia costiera di 5000m;
- Gli aerogeneratori non ricadono nel buffer dei 1000 m dai laghi ed invasi artificiali;
- Gli aerogeneratori non ricadono nel buffer dei 500 m dai fiumi, torrenti e corsi d’acqua tutelati ai sensi del DLgs 42/2004;
- Gli aerogeneratori non ricadono all’interno di montagne appenniniche eccedenti i 1200 m di altitudine, ma superano con l’intero profilo tale quota, così come peraltro aerogeneratori limitrofi autorizzati; le opere interferenti per altezza interessano di fatto un pianoro poco acclive il cui crinale si attesta su quote che non superano i 1240 m e che ha di fatto un andamento lineare, per cui le opere stesse, che in gran parte interessano viabilità esistente, non produrranno significative modifiche morfologiche e esteriori dei versanti o crinali di rilievi di elevata altitudine;
- Gli aerogeneratori non ricadono in aree appartenenti al demanio uso civico comunale ad eccezione delle WTG B13 e B14 (gravami da confermare, in quanto riportati in cartografie comunali non aggiornate, a seguito dell’esito di specifica richiesta già inoltrata agli uffici regionali competenti);
- Nessun aerogeneratore ricade all’interno della fascia di rispetto dei 200 m dal sedime dei tratturi (solo brevi tratti di viabilità e corrispondenti tratti di elettrodotto, interessano in 2 punti di attraversamento la sede tratturale e il relativo buffer;
- Gli aerogeneratori ricadono nel buffer dei 5000m dal centro storico di Castelgrande, Muro Lucano, Rapone e San Fele;
- Gli aerogeneratori non ricadono nel buffer dei 1000 m dall’area protetta del Parco Regionale del Vulture.
- Gli aerogeneratori ricadono all’esterno del buffer dei 1000 m dalle zone umide;
- Gli aerogeneratori ricadono all’esterno delle Oasi WWF;
- Gli aerogeneratori ricadono all’esterno del buffer dei 1000 m dai Siti della Rete Natura 2000;
- Gli aerogeneratori ricadono all’esterno del buffer delle aree IBA;
- Gli aerogeneratori non intercettano i corridoi della Rete Ecologica;
- Gli aerogeneratori non ricadono nel buffer dei 500m dagli alberi monumentali;
- Gli aerogeneratori non ricadono su superfici coperte da boschi;

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 87 di 88 |
|---|---|---|---|

- Gli aerogeneratori non ricadono su vigneti;
- Gli aerogeneratori non ricadono su territori ad elevata capacità d'uso.

Per quanto descritto e come di evince nel dettaglio dall'elaborato, si rileva che alcuni aerogeneratori interessano aree e siti non idonei istituiti ai sensi della L.r. 54/2015. Tuttavia, l'impianto è stato progettato nel rispetto dei requisiti stabiliti dal PIEAR (rif. elaborato A.17.8.1_2) e dalle Linee Guida Nazionali.

Per completezza di informazione si sintetizzano le uniche interferenze, già richiamate nell'elenco precedente, con gli indirizzi di cui alla LR 54/2015:

- l'aerogeneratore B05 ricade nel buffer di 3 Km da beni monumentali isolati (2,8 Km dai Ruderì Gualchiera – San Fele) e gli aerogeneratori B14, B15 e B16 ricadono nel buffer da 3000 m dal limite urbano dei comuni di Bella e Muro Lucano e dei relativi beni monumentali;
- la maggior parte degli aerogeneratori, ad esclusione di quelli contrassegnati dai codici B15 e B16, con l'altezza complessiva eccedono la quota dei 1200 delle montagne appenniniche, pur non interessando tali aree direttamente con base torre, plinti di fondazione e piazzole; le opere interferenti interessano di fatto un pianoro poco acclive il cui crinale si attesta su quote che non superano i 1240 m e che ha di fatto un andamento lineare, per cui le opere stesse non produrranno significative modifiche morfologiche e esteriori dei profili delle parti eccedenti le quote montane soggette a tutela.
- gli aerogeneratori B13 e B14 ricadono in aree gravate da usi civici del demanio comunale di Muro Lucano (gravami da confermare, in quanto riportati in cartografie comunali non aggiornate, a seguito dell'esito di specifica richiesta già inoltrata agli uffici regionali competenti);
- Alcuni tratti di viabilità di progetto e di corrispondenti cavidotti interrati, attraversano in due punti la rete dei tratturi e il relativo buffer di 200 m;
- In generale, l'impianto rientra nel buffer dei 5 Km dai centri storici dei comuni circostanti.

3.8 Conclusioni

Il progetto in esame si presenta coerente con la pianificazione energetica, ambientale e territoriale ai livelli comunitario, nazionale, regionale e comunale; la realizzazione del parco eolico 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, così come confermato dal D.lgs 387/2003 e dal DM 30/09/2010.

La realizzazione dell'intervento previsto, con l'impegno a redigere il progetto di sviluppo locale, contribuisce al raggiungimento degli obiettivi del PIEAR.

Lo stesso impianto, come discusso nella "Relazione di conformità al PIEAR", è stato progettato nel rispetto delle prescrizioni del PIEAR, quindi seguendo le linee di sostenibilità definite dalla regione Basilicata.

| | | | |
|---|---|---|---|
|  | STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO | Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina | GE.AGB01.P3.PD.A.17.1 25/11/2018 06/12/2018 00 88 di 88 |
|---|---|---|---|

Si rileva una sostanziale compatibilità con la L.r. n.54/2015 in merito ai siti non idonei e le potenziali interferenze sono poco significative, se rapportate al contesto di riferimento e in relazione alle autorizzazioni rilasciate per analoghi impianti limitrofi e ricadenti nel medesimo contesto.

L'intervento ricade principalmente in zona agricola e gli aerogeneratori sono tutti oltre 1 km dal perimetro delle aree urbane.

Un tratto del cavidotto esterno attraversa interrato su strada esistente l'ambito urbano di Rapone.

La sottostazione è prevista in area D₁2 della zona industriale del comune di Rapone. Le opere sono compatibili con la destinazione urbanistica delle aree interessate.

Gli aerogeneratori non interessano vincoli di tipo paesaggistico ed ambientale, se si esclude l'interessamento, da verificare, degli aerogeneratori B13 e B14 con aree gravate da Usi Civici Comunali; alcune aree soggette a tutela del Dlgs 42/2004 si riferiscono ad alcuni tratti di viabilità e da corrispondenti tratti di cavidotto che sempre nei tratti interferenti sarà realizzato con TOC senza alterazione morfologica e dell'aspetto esteriore dei luoghi.

Le opere non ricadono in aree sottoposte a vincoli ostativi per ciò che riguarda l'assetto idrogeomorfologico, e nel caso di attraversamento da parte di strade e cavidotti interrati di aree soggette a potenziali rischi, si sono ampiamente illustrate le modalità di regolazione delle interferenza.

Lo studio geologico allegato al progetto ha rilevato la compatibilità delle opere con l'assetto geologico e idrogeologico dell'area.

Una parte delle opere ricade in area soggetta a vincolo idrogeologico per cui la proponente si impegnerà ad effettuare richiesta di svincolo all'ufficio competente sulla base di un progetto concepito con tutti gli accorgimenti necessari per evitare di indurre fenomeni di instabilità o turbare il deflusso delle acque.

Le opere non ricadono in area di tutela assoluta e relativa delle sorgenti.

Non sono interessate aree percorse dal fuoco.

Sono rispettati i limiti prescritti dalla normativa in materia di tutela di impatto acustico, elettromagnetico ed effetto flickering.

Per la sicurezza del volo a bassa quota, sono state adottate sugli aerogeneratori opportune segnalazioni cromatiche e luminose in ossequio a quanto prescritto dalla circolare n.146/394/4422 del 9 Agosto 2000, recante "Segnalazione delle opere costituenti ostacolo alla navigazione aerea".

Nel calcolo delle strutture si è tenuto conto della classificazione sismica dell'area.

Infine, 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. Durante l'esecuzione dei lavori e al termine degli stessi si prevedrà un accurato monitoraggio delle aree attraversate dagli automezzi al fine di verificare se si è avuto lo sversamento di carburante e la contaminazione di alcune aree. In tal caso si provvederà allo smaltimento dei dispersi e alla bonifica dei siti secondo le prescrizioni dell'art.242 e segg. del D.Lgs 152/2006.

Per la gestione delle terre e rocce da scavo si farà riferimento a quanto previsto dal DPR 120/2017.

In definitiva, si può concludere che l'impianto eolico di progetto in termini di localizzazione risulta compatibile con le indicazioni riferite ai siti a aree non idonee definite dagli strumenti pianificatori e sostanzialmente conforme alle prescrizioni normative degli strumenti di tutela vigenti.