



*Ministero dell' Ambiente
e della Tutela del Territorio e del Mare*

DIREZIONE GENERALE PER LE VALUTAZIONI
AMBIENTALI

**PON Governance
e Assistenza Tecnica
2007-2013**

PROGRAMMA OPERATIVO NAZIONALE
"GOVERNANCE E ASSISTENZA TECNICA"



UNIONE EUROPEA

Direzione Generale per le Valutazioni Ambientali
PON Governance e Assistenza Tecnica 2007-2013
Linea 2 VIA - VAS

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE IMPIANTI EOLICI - REGIONE PUGLIA

Coordinatore:
Gruppo di lavoro:

Paola Andreolini

Elisabetta Strano

con il contributo della task Force Regione Puglia- PON GAT 2007-2013 per la trasmissione dei dati relativi ai decreti regionali

Gennaio 2012

SOMMARIO

1. FINALITÀ DEL DOCUMENTO	4
2. DEFINIZIONI E DESCRIZIONI DELLE FONTI RINNOVABILI.....	5
2.1 LE FONTI RINNOVABILI DI ENERGIA.....	5
2.2 CLASSIFICAZIONE DELLE FONTI RINNOVABILI.....	5
3. L'ENERGIA EOLICA.....	7
4. STATO DELL'ARTE.....	19
4.1 PROSPETTIVE TECNOLOGICHE.....	19
4.2 POTENZIALE DI SVILUPPO ED OSTACOLI ALLA DIFFUSIONE.....	21
5. INDIVIDUAZIONE DELLE CRITICITA' AMBIENTALI	23
5.1 LE SPECIFICITÀ ITALIANE	23
6. IL QUADRO REGOLAMENTARE NAZIONALE.....	25
6.1 I CONTENUTI DELLE LINEE GUIDA	26
6.2 LINEE GUIDA: LO SPECIFICO ALLEGATO PER GLI IMPIANTI EOLICI	29
7. QUADRO NORMATIVO, REGOLAMENTARE E PROGRAMMATICO DELLA REGIONE PUGLIA.....	40
7.1 GLI STRUMENTI DI PROGRAMMAZIONE REGIONALE (PEAR).....	42
8. RICOGNIZIONE DEI PROGETTI ESAMINATI DAL MINISTERO.....	44
9. RICOGNIZIONE DEI PROGETTI ESAMINATI DALLA REGIONE PUGLIA.....	45
10. INDIVIDUAZIONE DELLE PRESCRIZIONI ASSOCIATE AI PROGETTI DI COMPETENZA STATALE ..	47
11. INDIVIDUAZIONE DELLE PRESCRIZIONI, ASSOCIATE AI PROGETTI DI COMPETENZA REGIONALE	51
12. LE PRESCRIZIONI, UN QUADRO SINOTTICO.....	56
12.1 LE CASISTICHE	56
12.1 LA CONNESSIONE TRA IMPATTI E RISOLUZIONE ATTRAVERSO LE PRESCRIZIONI.....	57

ELENCO ACRONIMI

AIA	Autorizzazione Integrata Ambientale
DGR	Delibera di Giunta Regionale
D.Lgs.	Decreto Legislativo
D.Lgs. n. 152 del 3/4/2006 e s.m.i. (D.Lgs. 4/2008)	Decreto Legislativo 16 gennaio 2008, n. 4 <i>“Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale”</i> .
DPP	Decreto del Presidente della Provincia
DPRG	Decreto del Presidente della Regione
L.P.	Legge Provinciale
L.R.	Legge Regionale
VAS	Valutazione Ambientale Strategica
VIA	Valutazione di Impatto Ambientale
VInCA	Valutazione di Incidenza

1. FINALITÀ DEL DOCUMENTO

Premesse

Il presente Rapporto contiene i primi risultati dell'analisi e della valutazione ambientale, sviluppati all'interno del progetto *PON Governance e Assistenza Tecnica 2007-2013 Linea 2 VIA – VAS*, relativi agli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, con esclusivo riguardo agli impianti eolici.

Il progetto, nella sua completa definizione, comprenderà la redazione di ulteriori Rapporti di indirizzo tecnico su temi specialistici analoghi.

Elementi comuni dei Rapporti sono la ricognizione dei riferimenti tecnici necessari per la definizione della compatibilità ambientale delle opere da realizzare, subordinata a prescrizioni di carattere ambientale, e delle connesse azioni di compensazioni naturalistiche ed ecosistemiche da attivare.

Ambito di riferimento della ricognizione

Per la stesura del Rapporto, l'ambito di riferimento è stato quello delle procedure relative alle autorizzazioni per la realizzazione di impianti eolici; in particolare quelle di livello statale di competenza del Ministero dell'Ambiente MATTM unitamente alle procedure di competenza Regionale, specificatamente quelle relative alla Regione Puglia, che si ringrazia per la preziosa e fattiva collaborazione.

La sinergia con altri Progetti

Il presente Rapporto è stato sviluppato in modo da essere sinergico e complementare rispetto all'insieme dei Documenti prodotti, o in fase di redazione, dal Ministero MATTM (*Direzione Generale per le Valutazioni Ambientali*) nel settore dell'analisi e della valutazione ambientale.

In particolare si fa riferimento alle *Linee guida per la definizione di uno standard dei quadri prescrittivi dei decreti di pronuncia di compatibilità ambientale*, rispetto alle quali si è impostato un percorso che prevede la definizione di un glossario comune e una raccolta di definizioni consolidate (in campo normativo-procedurale e tecnico-scientifico), per una loro condivisione attraverso processi partecipati. Nello specifico, il capitolo 12 del presente Documento è sviluppato in forma complementare rispetto al documento sopra citato -Vers. 2.7 del 25.05.2011-

Scopo del Rapporto

Il Rapporto nasce come strumento di riferimento per la definizione di criteri, il più possibile efficaci e standardizzabili (quindi replicabili) ai fini del mantenimento, con la costruzione degli impianti eolici, degli equilibri ambientali ed in grado di "sostenere" i "nuovi paesaggi" che si costituiscono con l'insediamento nel territorio degli aerogeneratori.

Fruitori del Rapporto

Il Rapporto può costituire un pratico riferimento per i progettisti, per gli Enti di governo del territorio e per le verifiche di compatibilità all'interno delle procedure di valutazione di Piani e Progetti (V.I.A., V.A.S., V.Inc.A., Autorizzazioni Paesaggistiche).

2. DEFINIZIONI E DESCRIZIONI DELLE FONTI RINNOVABILI

2.1 Le fonti rinnovabili di energia.

Sono da considerarsi energie rinnovabili quelle forme di energia generate da fonti il cui utilizzo non pregiudica le risorse naturali per le generazioni future o che per loro caratteristica intrinseca si rigenerano o non sono "esauribili".

Da un punto di vista prettamente scientifico tale definizione non ha particolare senso, in quanto in base ai postulati necessari per definire il primo principio della termodinamica, (nulla si crea o si distrugge), tutte le forme di energia sono rinnovabili, da un punto di vista sociale, invece, crea la distinzione in uso oggi fra fonti di energia considerate rinnovabili (sole, vento, ecc...), il cui utilizzo attuale non ne pregiudica la disponibilità nel futuro, e quelle non rinnovabili, fossili (petrolio, carbone, gas naturale), e nucleare (uranio, plutonio), le quali avendo lunghi periodi di formazione, di molto superiore a quelli di consumo attuale, sono limitate nel futuro.

2.2 Classificazione delle fonti rinnovabili

Non esiste una definizione univoca dell'insieme delle fonti rinnovabili, esistendo in diversi ambiti diverse opinioni sull'inclusione o meno di una o più fonti nel gruppo delle rinnovabili. Secondo la normativa di riferimento italiana, vengono considerate rinnovabili: « ...il sole, il vento, le risorse idriche, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione in energia elettrica dei prodotti vegetali o dei rifiuti organici e inorganici. »

Rientrerebbero in questo campo dunque:

- Energia idroelettrica
- Energia geotermica
- Energia solare (termica e fotovoltaica)
- Energia eolica
- Energia da biomasse
- Termovalorizzazione di CDR

A proposito di quest' ultima, è comunque da notare che solo in Italia (in violazione delle direttive europee in materia) viene considerata rinnovabile totalmente l'energia prodotta dalla termovalorizzazione (cioè dall'incenerimento) laddove la UE considera invece "rinnovabile" solo la parte organica dei rifiuti (ovvero gli scarti vegetali)

Fonte rinnovabile, per la UE, significa quindi riproducibile dal sole attraverso la fotosintesi e la catena trofica.

Un'altra distinzione che spesso viene fatta è quella tra fonti rinnovabili "classiche" (essenzialmente idroelettrico e geotermia) e fonti rinnovabili "nuove" (anche dette "**NFER**"), tra cui vengono generalmente incluse l'energia solare, eolica e da biomassa.

Nell'ambito della produzione di energia elettrica le fonti rinnovabili vengono infine classificate in **"fonti programmabili"** e **"fonti non programmabili"**, a seconda che possano essere programmate in base alla richiesta di energia oppure no. Secondo la definizione del Gestore Servizi Elettrici (GSE, anche conosciuto come GRTN), nel primo gruppo rientrano "impianti idroelettrici a serbatoio e bacino, rifiuti solidi urbani, biomasse, impianti assimilati che utilizzano combustibili fossili, combustibili di processo o residui", mentre nel secondo gruppo (non programmabili) si trovano "impianti di produzione idroelettrici fluenti, eolici, geotermici, fotovoltaici, biogas".

3. L'ENERGIA EOLICA

Il vento, come del resto quasi tutte le energie rinnovabili, ha la propria origine nella risorsa solare. La terra, riscaldata dai raggi solari, cede calore all'atmosfera in maniera disomogenea; le diverse temperature atmosferiche comportano differenze di pressione, che innescano il movimento dell'aria e quindi i moti ventosi.

Il vento si caratterizza per essere una risorsa gratuita e inesauribile, diffusa su tutto il pianeta. Un recente studio dell'Università di Stanford ha calcolato che l'utilizzo di 1/5 dell'energia eolica mondiale sarebbe in grado di fornire una quantità di elettricità sette volte superiore a quella oggi richiesta nel mondo.

Non ovunque, però, il vento ha le caratteristiche necessarie per poter essere convertito in energia meccanica e quindi elettrica.

Il parametro fondamentale da considerare per calcolare la potenza del vento è la velocità a cui esso spira; infatti la potenza del vento aumenta in maniera proporzionale al cubo della sua velocità. Questo significa che, raddoppiando la velocità del vento, la sua energia aumenta non di due bensì di otto volte.

Per sfruttare adeguatamente la risorsa eolica, la velocità del vento deve andare da un minimo di 3-5 m/s fino ad un massimo di 20-25 m/s. La velocità media annua è quindi uno dei parametri fondamentali per prevedere la producibilità di un impianto eolico in un determinato sito, ed è non a caso il dato riportato negli atlanti eolici (vedi <http://atlanteeolico.cesiricerca.it/viewer.htm>).

Occorre inoltre valutare la conformazione orografica di un sito scelto per l'installazione di aerogeneratori, la cosiddetta rugosità. Si tratta di analizzare una serie di elementi che influiscono sulle caratteristiche di ventosità, quali le variazioni nella pendenza del terreno o la presenza di manufatti e zone alberate.

Un altro importante dato riguardante la velocità del vento è che questa normalmente aumenta all'aumentare dell'altezza rispetto al suolo. Ad una certa altezza, grazie all'assenza di interferenze ed ostacoli naturali o artificiali, si riescono inoltre a evitare fenomeni di turbolenza che comportano fluttuazioni nella direzione e nella velocità del vento. Le grandi torri eoliche superano spesso i 100 metri di altezza, proprio per intercettare venti costanti e privi di turbolenza.

Prima di realizzare un impianto eolico, di norma si procede alla raccolta di tutte queste preziose informazioni riguardanti le caratteristiche specifiche del vento nel sito prescelto per l'installazione. Si realizza quindi una campagna anemometria, cioè di misurazione del vento, della durata di almeno un anno.

Considerati i costi delle attrezzature di rilevamento dati –anemometri, sensori, torri metalliche, ecc.- una campagna anemometrica è certamente indispensabile per i grandi impianti eolici, mentre per l'installazione di turbine mini e micro, ci si può anche affidare ai semplici dati riportati sugli atlanti eolici.

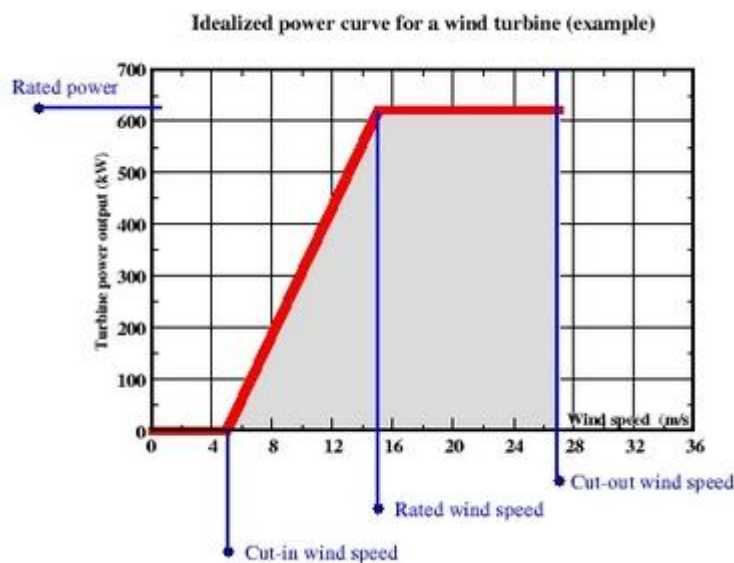
Energia dal vento

Il principio base di funzionamento di una turbina è molto semplice: il vento, nell'impatto con le pale, perde parte della propria velocità e quindi della propria energia cinetica, trasferendola sul rotore. L'energia cinetica del vento diventa nel rotore energia rotazionale, cioè meccanica, che trasmessa a un generatore elettrico si trasforma in energia elettrica.

Esiste un limite fisico alla quantità di energia cinetica intercettabile dalle pale eoliche, individuato dalla legge di Betz ed espresso col Coefficiente di potenza C_p .

La legge di Betz dimostra che una turbina eolica può estrarre non più del 59% dell'energia cinetica contenuta in una massa d'aria. Questa legge esprime un concetto facilmente intuibile: se tutta l'energia del vento potesse essere assorbita dal rotore eolico trasformandosi in energia elettrica, per assurdo il vento dovrebbe interamente dissolversi tra le pale della turbina.

Il Coefficiente di potenza C_p esprime un limite teorico dell'energia eolica, che però non ci aiuta a capire le reali prestazioni delle turbine. Per fare questo dobbiamo affidarci alle curve di potenza, cioè alle rappresentazioni grafiche delle prestazioni di una turbina. La curva di potenza mostra il rapporto tra la velocità del vento e la potenza istantanea erogata dalla turbina.



Curva di potenza per una turbina da 600 kW (fonte:www.windatlas.ca)

La tabella riporta, in maniera esemplificativa ma realistica, il comportamento di una turbina minieolica da 600 kW con diverse velocità del vento.

Si può notare come vi sia una soglia minima (*cut-in wind speed*) di velocità del vento –in questo caso 5 m/s- per l'avvio della turbina. All'aumentare della velocità del vento corrisponde un progressivo aumento della potenza istantanea erogata dalla turbina, fino al raggiungimento della velocità nominale (*rated wind speed*), cioè della velocità del vento nella quale la turbina raggiunge il picco di potenza, uguale o anche leggermente superiore –come in questo esempio- alla potenza di targa della turbina stessa.

Il picco di potenza erogata rimane costante fino alla soglia massima (*cut-out wind speed*) di velocità del vento, che in questo caso è realisticamente localizzata in 27 m/s; oltre questa soglia di sicurezza, la turbina smette di produrre energia e si mette in sicurezza ricorrendo a sistemi attivi o passivi di protezione, al fine di evitare danni alle componenti meccaniche.

Le turbine di grande taglia hanno complessi sistemi di controllo della velocità del rotore e riescono quindi a ottenere buone prestazioni anche con ventosità elevata. Al contrario, le turbine di piccola taglia (mini e micro) soffrono velocità medie del vento molto alte e di solito sono pensate per velocità medie intorno ai 5 m/s. Hanno infatti una soglia di *cut-in* estremamente bassa, per cui iniziano a produrre elettricità anche con venti che spirano alla velocità di 2/3 m/s.

Lo sfruttamento dell'energia eolica è attuato tramite macchine eoliche divisibili in due gruppi ben distinti in funzione del tipo di modulo base adoperato definito generatore eolico:

- Generatori eolici ad asse verticale
- Generatori eolici ad asse orizzontale

Essa è pensata tenendo presente sia una produzione centralizzata in impianti da porre in luoghi alti e ventilati, sia un eventuale decentramento energetico, per il quale ogni Comune ha impianti di piccola taglia, composti da un numero esiguo di pale (1-3 turbine da 3-4 megawatt) con le quali genera in loco l'energia consumata dai suoi abitanti. Il tempo di installazione di un impianto è molto breve; si fanno i rilievi sul campo per misurare la velocità del vento e la potenza elettrica producibile, si trasportano le pale eoliche e si fermano nel terreno. Il tempo di progettazione e costruzione di altre centrali (idroelettriche, termoelettriche, etc.) è superiore a 4 anni.

Gli impianti

Attualmente il costo di installazione in Italia, facendo riferimento ad impianti con una potenza nominale superiore ai 600 kW, varia tra gli 850 e i 1300 €/kW, il prezzo ovviamente varia secondo la complessità dell'orografia del terreno in cui l'impianto vada installato. Detto questo una centrale di 10 MW, allacciata quindi alla rete in AT, costerebbe tra gli 8 e i 13 milioni di euro, mentre per una centrale allacciata alla rete di MT (3-4 MW) il costo si comprime tra 0,9 e 1,2 milioni di Euro al MW. Gli unici capitoli di spesa totale riguardano solamente l'installazione e la manutenzione, essendo la fonte produttrice di energia (il vento) gratis. In relazione alla superficie occupata, una centrale eolica non toglie la possibilità di continuare le precedenti attività su quel terreno (tipo pastorizia ecc...). In alcuni paesi come la Danimarca la corrente prodotta con questo sistema ha raggiunto lo straordinario obiettivo del 23% del fabbisogno nazionale. Altri stati all'avanguardia sono la Spagna 9% e la Germania 7%. L'Italia invece è settima nella classifica delle nazioni con le maggiori capacità installate. Tra il 2000 e il 2006, la capacità mondiale installata è quadruplicata.

eolico off-shore

Con l'espressione eolico off-shore si intendono gli impianti installati ad alcune miglia dalla costa di mari o laghi, per meglio utilizzare la forte esposizione alle correnti di queste zone. In questo senso, la Spagna ha avviato uno studio di fattibilità della durata di un anno sull'intero territorio nazionale, per determinare le aree maggiormente ventilate e con continuità, e quindi i siti candidati all'installazione di centrali di taglia medio-grande.

La Spagna ha esteso le misurazioni mediante centraline fisse e mobili anche a tutta la costa, oltre che a zone collinari e di montagna, scegliendo di battere la strada dell'eolico off-shore. Dopo aver diffuso microimpianti nelle singole abitazioni, e un decentramento energetico, ora punta a realizzare pochi impianti centralizzati per la produzione di alcuni gigawatt ciascuno.

Ad Havsui, in Norvegia, sorgerà il più grande impianto eolico al mondo, che dovrà fornire 1,5 Gigawatt di potenza elettrica. Si tratta di un eolico off-shore. Il governo Inglese sembra intenzionato a presentare un progetto per realizzare un'estesa serie di generatori off-shore in grado entro il 2020 di produrre abbastanza corrente elettrica da alimentare le utenze domestiche del Regno Unito. Il piano prevede impianti per 20 GWatt che si aggiungeranno agli 8 GWatt di impianti già deliberati.

Componenti e caratteristiche tecniche di un generatore eolico

Il generatore eolico o aerogeneratore può essere considerato la moderna versione dei tradizionali mulini a vento, con cui però condivide ormai ben poche caratteristiche costruttive.

Gli aspetti tecnici approfonditi riguardano i generatori eolici ad asse orizzontale, che sono la stragrande maggioranza dell'installato. Il continuo sviluppo del settore eolico ha portato, nel corso degli ultimi anni, alla produzione di generatori eolici caratterizzati da elevata affidabilità e da costi contenuti.

La tendenza attuale del mercato vede la realizzazione di aerogeneratori sempre più grandi e potenti; le macchine commerciali di taglia maggiore hanno una potenza di 5 MW e un rotore del diametro di oltre 120 metri. Uno solo di questi aerogeneratori, in condizioni di vento ottimale, può soddisfare il fabbisogno di elettricità di quasi 5.000 famiglie.

L'abbattimento dei costi di produzione delle turbine di grande taglia, grazie all'economia di scala, ha portato molti benefici anche per il settore dei mini e micro generatori eolici. Numerosi operatori del settore, nonché imprese emergenti, stanno investendo ingenti risorse sulle macchine eoliche di piccola e piccolissima taglia.

Non bisogna confondere gli aerogeneratori, progettati per produrre energia elettrica, con gli aeromotori o motori eolici. Questi ultimi infatti, in modo simile ai tradizionali mulini a vento, trasformano l'energia cinetica del vento in energia meccanica, ma senza la produzione di elettricità.

Caratteristiche tecniche

Tutti i generatori eolici ad asse orizzontale, al di là delle taglie (micro, mini o grande) e dei modelli, presentano tre componenti fondamentali:

Il rotore

Le pale della macchina (di norma tre) collegate a un mozzo, formano il rotore. Le pale sono realizzate solitamente in fibra di vetro o di carbonio. Esistono anche modelli monopala, bipala o multipala, che tuttavia non sempre offrono un'efficienza complessiva paragonabile a quella dei generatori a tre pale.

I generatori tripala hanno inoltre una conformazione estetica più equilibrata e armoniosa e in fase di funzionamento risultano più "riposanti" per l'occhio umano, rispetto ai modelli mono e bipala.

Il diametro del rotore può andare da un minimo di circa 1 metro, per i generatori di taglia inferiore a 1 kW, fino a oltre 120 metri nel caso di turbine da molti megawatt di potenza.



Generatori eolici con rotore tripala

La navicella

Si tratta della cabina posta sulla sommità della torre. La navicella sostiene il mozzo del rotore e contiene al proprio interno l'albero di trasmissione, il generatore elettrico e i sistemi di controllo.

Nota bene: il rotore e la navicella insieme formano quella che propriamente si definisce "turbina".

La navicella ha anche il compito di proteggere l'apparato elettrico e meccanico dai fenomeni atmosferici e di ridurre la rumorosità in fase di esercizio. La navicella è adagiata su un cuscinetto e di norma è progettata per ruotare orizzontalmente di 180° o anche di 360°, consentendo al rotore di allinearsi con la direzione del vento.



Navicella in fase di installazione

Il direzionamento ottimale della navicella rispetto alla direzione del vento avviene, nei generatori di grande taglia, grazie a un complesso "sistema di imbardata" di tipo elettro-meccanico, mentre i micro e mini generatori sono normalmente dotati di un semplice timone direzionale.



Generatore micro eolico con timone direzionale

La torre

La torre ha il compito di sostenere il peso di navicella e rotore e di resistere a tutte le sollecitazioni. Fondamenta in cemento armato fissano la torre al suolo, assicurando sicurezza e stabilità a tutta la struttura. Soltanto per alcune installazioni davvero "micro" si può fare a meno delle fondazioni in cemento.

Le torri più comuni sono quelle tubolari, realizzate in acciaio o in calcestruzzo e cave all'interno. Le torri tubolari sono preferite soprattutto per il migliore impatto visivo rispetto alle torri strallate e a quelle a traliccio.

L'altezza della torre è variabile e dipende anche dalle caratteristiche di ventosità del sito. Se per i micro generatori eolici possono bastare torri di qualche metro, nel caso di aerogeneratori da molti megawatt l'altezza al mozzo può superare anche i 100 metri.



Torre tubolare in acciaio

I parchi eolici

Uno studio realizzato dal DOE (il Dipartimento Federale dell'Energia) prevede che entro il 2030 l'eolico fornirà il 20% dell'intero fabbisogno elettrico degli Stati Uniti.

I grandi parchi eolici (*wind farms*), che sono ormai parte integrante del paesaggio contemporaneo, sono vere e proprie centrali elettriche.

Si tratta di impianti costituiti da un numero variabile di generatori eolici di grande taglia connessi tra loro. La distanza tra ogni generatore è di cinque-dieci volte il diametro delle pale, in modo da evitare addensamenti antiestetici e interferenze nella captazione del vento.

La presenza di sottostazioni elettriche dotate di trasformatore, consente di trasformare la corrente prodotta da media in alta tensione, in modo da poterla immettere nella rete elettrica nazionale.

Diversamente, gli impianti micro e mini eolici sono installati in prossimità dell'utenza e distribuiscono energia in media e bassa tensione, nell'ottica della generazione distribuita di energia.



A partire dagli anni '80, c'è stato un continuo miglioramento nelle prestazioni e dell'affidabilità dei generatori eolici, con un progressivo aumento delle taglie medie e una consistente diminuzione dei costi specifici per kW installato.

L'elettricità prodotta da eolico risulta oggi pienamente concorrenziale con l'energia elettrica ricavata da fonti fossili e nucleari. A fronte di un investimento economico consistente per l'acquisto e l'installazione di una grande turbina (circa 1 milione di € / MW), l'eolico presenta il vantaggio di sfruttare una risorsa (il vento) completamente gratuita, oltre che pulita e a zero emissioni di CO₂.

L'incidenza delle diverse componenti sull'investimento economico complessivo di un parco eolico italiano è la seguente: 2-5% per lo sviluppo dell'iniziativa; 65-78% per l'installazione delle macchine eoliche; 18-25% per le infrastrutture e le opere accessorie. Quest'ultima voce di spesa risulta particolarmente alta nel nostro paese, a causa della complessità orografica del territorio, mentre all'estero può scendere fino al 10% dell'investimento.

La maggioranza dei generatori eolici di grande taglia è tripala e ad asse orizzontale; si tratta della configurazione al momento più efficiente dal punto di vista aerodinamico.

Anche se le micro e le mini turbine eoliche hanno il pregio di un migliore inserimento ambientale, tuttavia l'utilizzo di macchine eoliche di grande taglia presenta innegabili vantaggi energetici ed economici, tra cui:

- maggiore energia prodotta, grazie all'altezza della torre e alla dimensione del rotore
- economia di scala e abbattimento dei costi specifici per kW installato
- ruolo di forza trainante per tutto il comparto rinnovabili

Gli impianti eolici di potenza superiore ai 200 kW, entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007, a seguito di nuova costruzione, rifacimento o potenziamento, hanno diritto al meccanismo incentivante dei Certificati Verdi.

Hanno diritto ai Certificati Verdi gli impianti eolici di taglia non inferiore a 200 kW.

I Certificati Verdi consistono nel riconoscimento di un incentivo per tutta l'elettricità prodotta, calcolato mediante l'applicazione di un coefficiente differenziato per fonte. L'incentivo viene corrisposto per un periodo di 15 anni.

Il potenziale eolico italiano al 2020

Al 2020 l'eolico italiano¹ potrà raggiungere una potenza installata pari a 16.200 megawatt, con una produzione annua di 27,2 terawattora in grado di coprire i consumi elettrici di oltre 23 milioni di italiani.

Importanti i benefici ambientali, grazie agli oltre 100 milioni di barili di petrolio risparmiati ogni anno, e anche occupazionali, con circa 66 mila addetti nel settore.

Questi, in estrema sintesi, i principali risultati dello studio sul potenziale eolico italiano realizzato dall'Associazione Nazionale Energia dal Vento (ANEV) e presentato nel settembre 2008.

L'analisi e i dati di partenza

Lo studio dell'ANEV si basa sulle banche dati esistenti e sulle rilevazioni effettuate, per un periodo di 12 anni, con più di 300 anemometri installati su tutto il territorio nazionale.

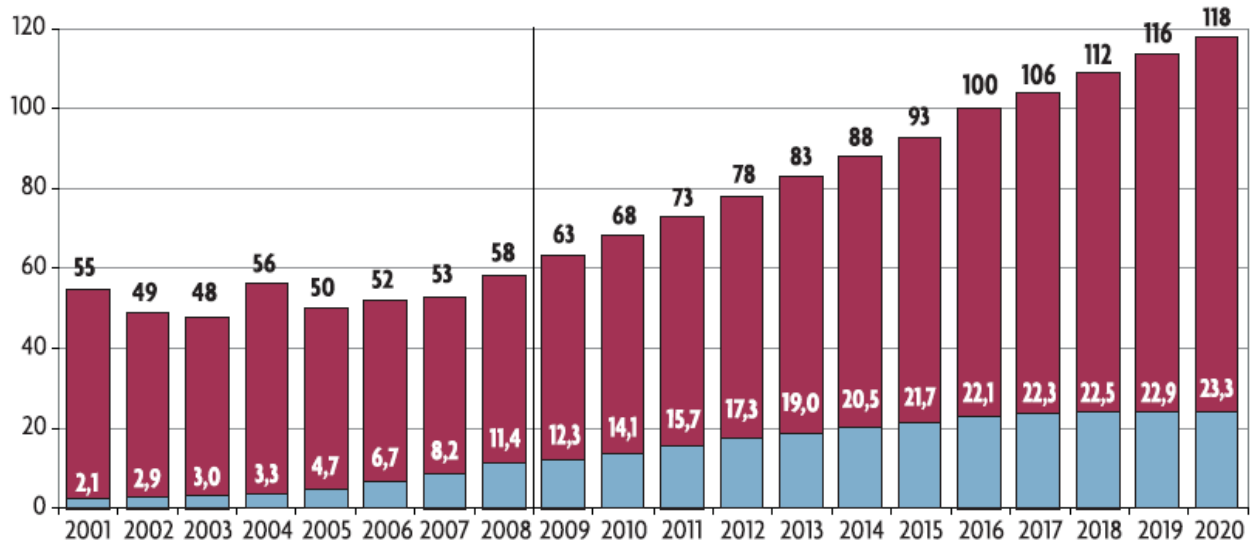
I risultati dell'analisi hanno tenuto in considerazione una serie di fattori:

- la convenienza economica delle installazioni
- le limitazioni di tipo normativo
- le precauzioni paesaggistiche ed ambientali

In pratica, il dato dei 16.200 megawatt identifica il potenziale effettivamente realizzabile a tecnologia attuale, poiché esclude sia le aree vincolate e di particolare pregio paesaggistico-ambientale, sia le zone in cui il vento non ha le caratteristiche adatte per essere sfruttato.

¹ (fonte dati: nextville – marzo 2009)

Produzione da fonte eolica in rapporto al totale delle fonti Rinnovabili (dato storico e previsionale)



■ TWh totali da FER ■ % di eolico su tot. FER

fo

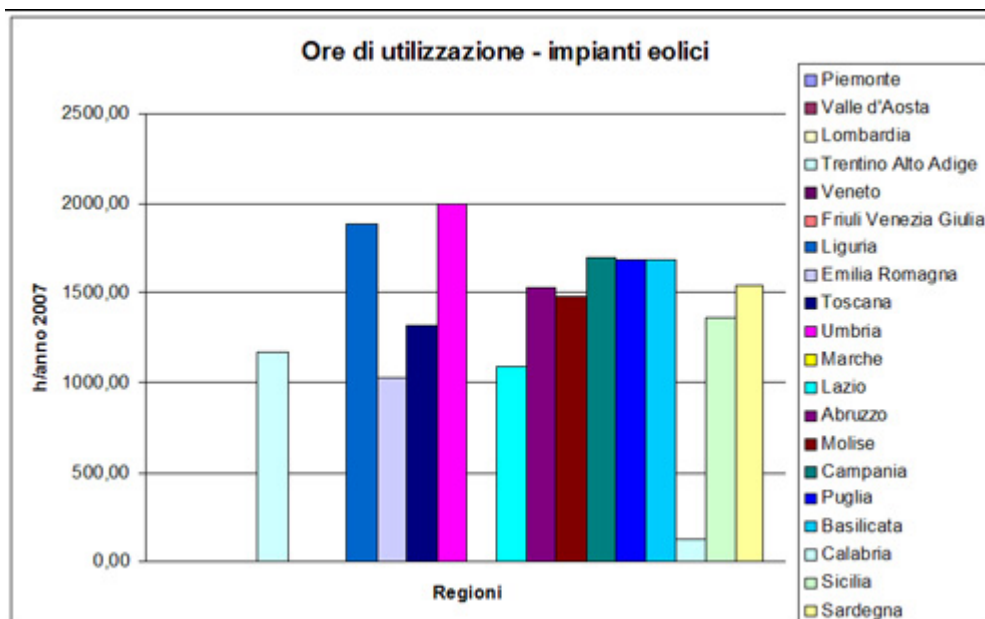
nte: Rapporto ENAV 2009

Il potenziale eolico installabile entro il 2020, cui corrisponderebbe una produzione annuale di energia elettrica pari a oltre 27 TWh, ovvero considerando l'intera popolazione italiana, circa 530 kWh pro capite in un anno.

Tale valore individuerrebbe una percentuale di produzione eolica sui consumi (CIL, Consumo Interno Lordo), pari a circa il 6,72 %.

Un dato particolarmente interessante emerso da studi ENAV riguarda la possibile collocazione della maggior parte degli impianti ancora da installare: la zona del centro-sud Italia risulta infatti essere particolarmente idonea ad ospitare impianti eolici.

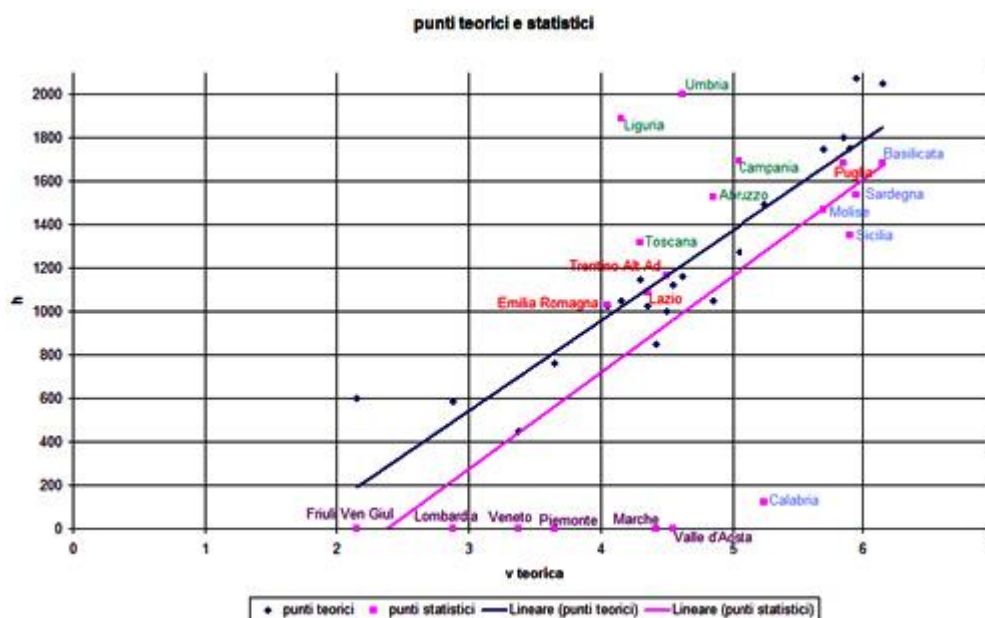
La reale efficienza dell'eolico



Italia, anno 2007. Ore di equivalente funzionamento a pieno carico degli impianti eolici. (Fonte: GSE, 2008).

Esiste certamente un problema di divario tra installato e produzioni effettive anche nell'eolico.

Ci sono tre ordini di problemi. Il primo è legato a malfunzionamenti e problemi di sistema, poi la geografia del Paese: in molte zone il vento è raro. Infine, si scontano gli errori nelle analisi preventive, troppo ottimistiche. Si trascurano infatti troppi gli aspetti prestazionali, una fonte rinnovabile deve soddisfare insieme tutti i tre requisiti: costo, durata, efficienza.



Producibilità teorica e misurata degli impianti eolici censiti dal GSE nel 2007, in funzione della velocità statistica media del vento.

Cosa si può fare in tal senso? C'è anzitutto necessità di efficienza energetica e di comportamenti virtuosi. Al momento l'urgenza non è promuovere lo sviluppo delle rinnovabili in maniera indistinta.

Tra i filoni più promettenti vi è certamente l'integrazione dei captatori solari negli edifici (non solo sui tetti, ma anche sulle facciate); ma soprattutto l'eolico offshore, che può sfruttare venti maggiori.

Il contributo al parco elettrico nazionale

Una potenza installata di 16.200 megawatt e una produzione annua di 27,2 terawattora corrispondono ai consumi domestici di oltre 23 milioni di italiani. In percentuale, questi dati equivalgono a una copertura del 6,72% del consumo interno di energia lorda previsto al 2020 (405 TWh). Ogni cittadino italiano potrebbe beneficiare annualmente di 530 kWh di elettricità prodotta dal vento.

L'analisi effettuata dall'ANEV effettua una stima prudente (200 MW) delle potenzialità dell'eolico offshore. Altre fonti, come l'OWEMES (Offshore Wind and other marine renewable Energy in Mediterranean and European Seas), calcolano che ben 11.686 km² dei mari italiani siano utilizzabili per installazioni eoliche in mare aperto, con un potenziale installato pari a 2.000 MW, ben 10 volte quanto stimato dall'ANEV.

Benefici occupazionali

Lo studio realizzato prevede 66.010 occupati nel settore eolico; di questi, un terzo occupato direttamente nel settore e due terzi nell'indotto.

L'impatto ambientale – alcuni indicatori

Se realizzato, il potenziale previsto dall'ANEV avrebbe un impatto minimo sul territorio: l'occupazione del suolo da parte degli impianti eolici corrisponderebbe allo 0,0008% del territorio nazionale (lo 0,0015% se si escludono le aree sottoposte a vincoli).

A fronte di un consumo irrisorio del suolo, i benefici ambientali annuali sarebbero pari:

- 107.100.000 barili di petrolio risparmiati
- 23.409.000 tonnellate di CO₂ evitate
- 52.326 tonnellate di ossidi di azoto (NO_x) evitate
- 38.556 tonnellate di anidride solforosa (SO₂) evitate
- 6.334 tonnellate di polveri evitate

Scenari regionali

Lo studio dell'ANEV ha il merito di analizzare le potenzialità eoliche su scala regionale, individuando così i territori a maggiore vocazione, localizzati soprattutto nell'Italia centrale e meridionale.

REGIONE	OBIETTIVO	PRODUZIONE	TERRITORIO	NUMERO DI
---------	-----------	------------	------------	-----------

	(MW)	(TWh)	OCCUPATO	OCCUPATI
PUGLIA	2070	3,52	0,00136%	9280
CAMPANIA	1915	3,26	0,00179%	8160
SICILIA	1900	3,23	0,00092%	7650
SARDEGNA	1750	2,98	0,00091%	7050
MARCHE	1600	2,72	0,00206%	6450
CALABRIA	1250	2,12	0,00104%	5050
UMBRIA	1090	1,85	0,00163%	4410
ABRUZZO	900	1,53	0,00104%	3650
LAZIO	900	1,53	0,00058%	3650
BASILICATA	760	1,29	0,00095%	3090
MOLISE	635	1,08	0,00180%	2590
TOSCANA	600	1,02	0,00033%	2450
LIGURIA	280	0,48	0,00069%	1130
EMILIA	200	0,34	0,00011%	800
ALTRE	150	0,25	0,00022%	600

4. STATO DELL'ARTE

Il progressivo e continuo aumento dimensionale ha portato alla diffusione di macchine eoliche multimegawatt, con unità da 2, 3 e, a livello dimostrativo 5-6 MW su diametri di rotore di oltre 90 m ed altezze al mozzo fino a 100 m. L'esigenza di concentrazione di potenza su un numero inferiore di macchine (tipica delle applicazioni off-shore) sta muovendo i costruttori a orientarsi verso modelli da 5 o 6 MW, con diametri di rotore dell'ordine di 120 m.

Esiste anche un vasto e solido mercato per aerogeneratori di piccola taglia ad asse orizzontale e ad asse verticale, con taglie inferiori a 100 kW, richiesti per l'alimentazione di utenze non servite dalla rete oppure per la connessione a reti in bassa o media tensione in siti ventosi a bassa domanda energetica.

Le applicazioni eoliche commercialmente disponibili si distinguono in piccolo e grande eolico secondo la taglia impiantistica degli aerogeneratori utilizzati e on-shore e offshore a seconda che questi siano installati su terra ferma o in mare. Dal punto di vista della produzione di energia eolica su grande scala, cioè in quantità

significativa ai fini di un possibile contributo al bilancio energetico nazionale, resta indiscusso l'evidente vantaggio di impianti eolici di grandi dimensioni con macchine ad asse orizzontale e pale dal profilo aerodinamico alare in materiale composito, in numero non superiore a tre per la massima efficienza nella produzione di potenza elettrica. La scelta di rotor di grandi dimensioni e l'elevazione dell'altezza del mozzo per sfruttare. L'effetto intensificante della quota sul vento, ha come conseguenza l'incremento della produzione energetica e la riduzione del costo del chilowattora prodotto, lasciando le superfici di installazione più libere grazie ad aerogeneratori disposti con passi di posa molto larghi.

4.1 Prospettive tecnologiche

L'evoluzione tecnologica, derivata dalle continue attività di ricerca e sviluppo condotte principalmente nei Paesi del nord Europa e negli Stati Uniti, ha permesso il conseguimento di obiettivi prestazionali importanti delle macchine eoliche (anche negli ambienti maggiormente ostili come quello marino), di disponibilità delle macchine stesse in termini di capacità industriali di produzione, di qualità dell'energia prodotta ed essenzialmente in termini di abbattimento dei costi.

Le fibre di carbonio largamente utilizzate per la laminazione delle pale eoliche hanno consentito di ridurre la quantità di materiale impiegato, garantendo una riduzione complessiva del peso degli aerogeneratori, mentre l'evoluzione dei profili delle pale consente una maggiore erogazione per un miglioramento complessivo delle performance.

Le odierne macchine multimegawatt consentono di ridurre la frequenza e l'entità dei servizi di assistenza e manutenzione raggiungendo in alcuni casi l'obiettivo del singolo controllo di manutenzione annuale di macchina con risparmio notevole in termini di tempi di inattività della turbina e di costi del personale.

L'efficienza di conversione delle macchine eoliche è un parametro importante da considerare, ma non sempre determinante ai fini economici, in quanto l'efficienza massima di un aerogeneratore, variabile da 0,42 a 0,50, è relativa a una sola velocità del vento per le macchine a velocità fissa del rotore, mentre per quelle a velocità variabile si attesta in un intervallo di velocità. Infatti, una maggiore efficienza di conversione non sempre si traduce nell'investimento economico migliore, in quanto i maggiori costi d'affrontare non è certo che vengano compensati dalla maggiore producibilità. La producibilità è invece il parametro fondamentale da considerare nell'investimento nel settore: infatti, la remunerazione dell'impianto realizzato è esclusivamente funzione dell'energia prodotta, salvo i casi di finanziamento in ambito PON (Piano Operativo Nazionale), sia attraverso il sistema incentivante dei certificati verdi ad oggi vigenti sia con la vendita dell'energia elettrica immessa in rete.

La producibilità dipende dalla tecnologia impiegata e dal layout della centrale eolica, ossia dalla disposizione degli aerogeneratori nel sito prescelto, ma soprattutto dalle caratteristiche anemologiche del sito medesimo

Il capacity factor è il rapporto tra l'energia prodotta da una singola macchina o da una o più centrali eoliche in un determinato luogo e periodo di tempo e l'energia che sarebbe stata prodotta dalla stessa/e unità se avesse/ro operato alla potenza nominale per lo stesso periodo e nello stesso luogo. Il valore del capacity factor, generalmente espresso su base annua, è compreso tra 0 e 1, e può essere indicato anche in percentuale. A livello globale è compreso tra 0,20 e 0,40, cioè tra il 25% e il 40%. In Italia il capacity factor ha un'ampia gamma di valori che vanno da meno del 20% nelle aree meno vocate a più del 30% in quelle maggiormente idonee.

Un elemento da sottolineare quale fattore di grande rilievo è quello dell'esperienza acquisita dall'industria del petrolio e del gas nella costruzione ed esercizio delle piattaforme marine che ha mutuato alcune soluzioni impiantistiche ad oggi oggetto di differenti programmi. Anche il riutilizzo a fine ciclo impiantistico delle strutture relative alle piattaforme petrolifere, appare di estremo interesse; un esempio di riutilizzo di piattaforme offshore riguarda una piattaforma ubicata a 22 km dalla costa siciliana, in corrispondenza di una profondità di 120 m; lo studio di pre-fattibilità ha considerato l'installazione di un aerogeneratore da 4,5 MW mediante l'impiego di mezzi navali e di sollevamento in parte già presenti sulla stessa piattaforma.

4.2 Potenziale di sviluppo ed ostacoli alla diffusione

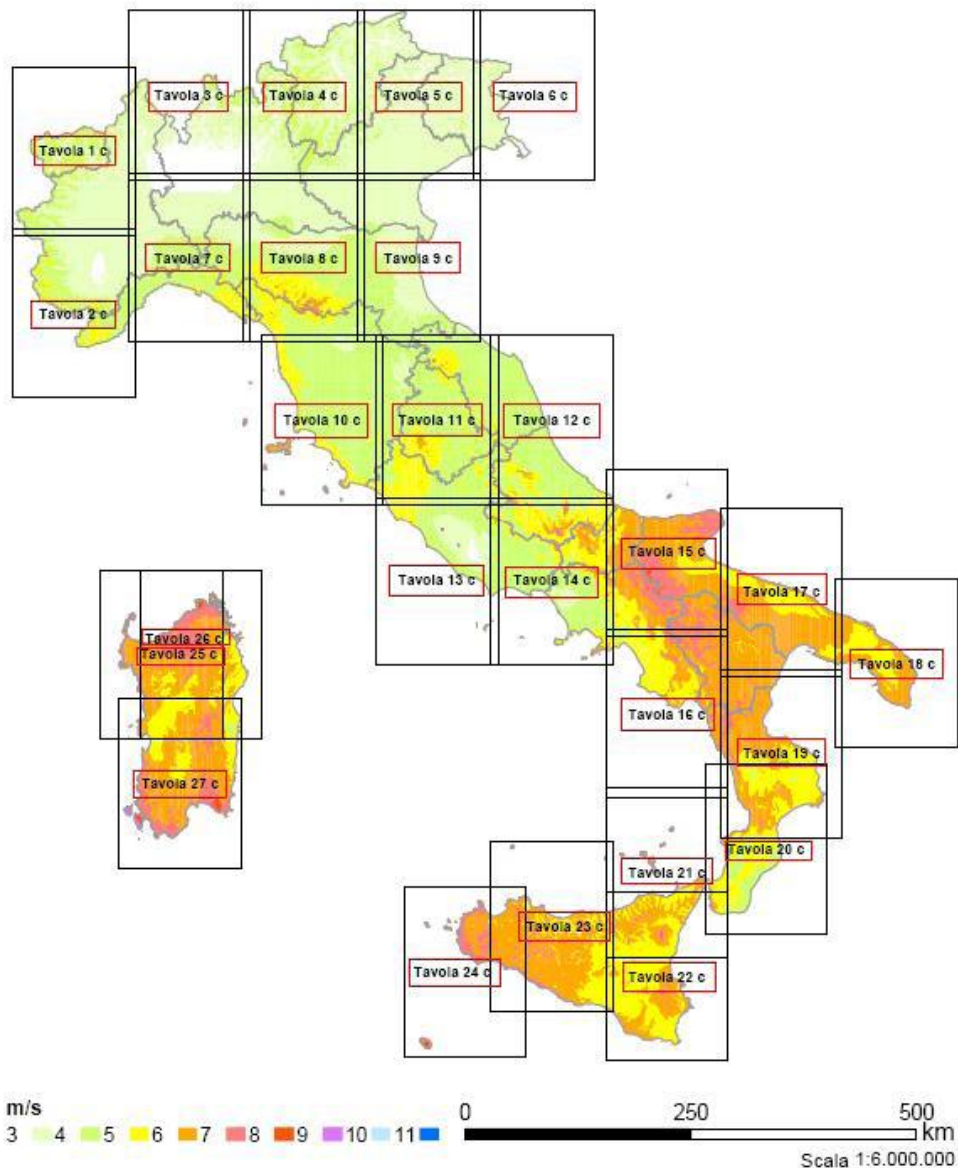
La valutazione del potenziale eolico nazionale effettivamente sfruttabile può essere condotta a partire dai dati qualificati dall'Atlante Eolico dell'Italia. In generale però questa piattaforma deve essere integrata, oltre che con dati rilevati sul sito, con molteplici fattori tecnici riguardanti l'orografia, la destinazione d'uso del suolo, i vincoli ambientali, le condizioni logistiche (strade ecc.) lo stato della rete locale di distribuzione dell'energia elettrica, non sempre determinabili in modo puntuale su tutto il territorio.

A questi fattori si sommano in modo poco prevedibile aspetti di carattere amministrativo e sociale piuttosto complessi. Per ciascuna regione italiana è possibile ricavare, dall'Atlante Eolico, l'estensione complessiva delle aree con producibilità specifica teorica (numero di ore annue equivalenti di funzionamento a potenza nominale) superiore a determinate soglie d'interesse.

Il potenziale teorico risultante sopra la soglia 1.750-2.000 MWh/MW a 50 m sul livello del mare, che deve però essere correlata alle dimensioni del rotore, è elevato e superiore all'intero fabbisogno nazionale.

Per il potenziale eolico off-shore i dati disponibili di ventosità e conseguentemente di producibilità sono più incerti: all'interno di una fascia di 40 km dalla linea costiera risiedono molte aree con producibilità specifica, a 75 m sul livello del mare, dell'ordine di 2.500-3.000 MWh/MW (vedi sopra) ed in acque a profondità accessibile alle attuali tecnologie impiantistiche off-shore. In aree con acque a profondità intermedie (tra 30 m e 60 m) e profonde (oltre 60 m) si riscontrano producibilità superiori.

Dall'estensione complessiva dalle aree su terraferma stimate come sufficientemente ventose e compatibili con le installazioni eoliche, si può valutare per l'Italia, un potenziale complessivo dell'ordine di 6.000 MW sotto condizioni simili a quelle per cui si realizzano gli impianti attuali



Mappa complessiva delle tavole di velocità media annua del vento a 70 m s.l.t. *Fonte: Atlante Eolico dell'Italia*

Il potenziale eolico off-shore, nell'ipotesi che le centrali vengano posizionate lontano dalla costa per renderle poco visibili da terra, si può valutare, nell'ordine di qualche migliaio di MW in acque basse (principalmente al largo di Puglia, Calabria, Sardegna, Sicilia e Molise).

In acque intermedie e profonde (Sardegna, Puglia e Sicilia) il potenziale è sensibilmente più alto dove, tuttavia, le tecnologie commercialmente disponibili non sono ancora in grado di spingersi. Questo potenziale è destinato a crescere molto annoverando le aree immediatamente adiacenti alle acque territoriali italiane.

5. INDIVIDUAZIONE DELLE CRITICITA' AMBIENTALI

I principali fattori da considerare, in fase di progettazione e di installazione di un impianto eolico, sono:

- l'impatto visivo e sul paesaggio
- l'impatto acustico

Inoltre, pur essendo meno rilevanti, devono essere valutati anche:

- l'impatto sull'avifauna
- le interferenze elettromagnetiche
- l'impatto sui S.I.C. dove risiedono habitat classificati come prioritari e tutelati dalla normativa comunitaria
- l'impatto sui fondali soprattutto quelli caratterizzati dalla presenza di Posidonia Oceanica
- l'impatto sulle componenti biotiche e abiotiche dei S.I.C. terrestri durante la posa in opera delle opere connesse (cavi elettrici...)
- la possibile perdita di biodiversità conseguente alla eliminazione di specie protette prioritarie

Se l'impatto acustico di un impianto eolico può essere evitato ponendo i generatori a una distanza "di sicurezza" rispetto a edifici e centri abitati, non altrettanto si può dire dell'impatto visivo.

I grandi generatori eolici sono visibili a chilometri di distanza e costituiscono un'oggettiva modificazione dell'ambiente circostante.

Da una ricerca effettuata negli Stati Uniti ed estesa ai 3.500 generatori presenti nella nazione alla fine del 2001, è emersa una mortalità media annua per collisione con le turbine pari a 1,83 uccelli (0,006 rapaci) per ogni generatore.

Complessivamente, questo corrisponde ad una mortalità di 6.400 uccelli in un anno, pari allo 0,01-0,02% dei casi di uccelli morti per cause non naturali in tutti gli Stati Uniti.

5.1 Le specificità italiane

Una caratteristica specifica della risorsa eolica italiana è il fatto di essere concentrata nei crinali montuosi, in particolare lungo la dorsale appenninica. In questi contesti l'installazione di un parco eolico crea indubbiamente un maggior impatto visivo rispetto alle installazioni di pianura od offshore.

Una certa diffidenza nei confronti dell'eolico deriva anche dalle esperienze negative dovute ai primi impianti realizzati in Italia negli anni '90. Si trattava di impianti spesso progettati in maniera

approssimativa, senza una corretta valutazione dell'impatto ambientale e in assenza di dialogo con le comunità locali.

Inoltre, l'indubbio valore storico e paesaggistico di molte località italiane induce prudenza nella scelta dei siti; tale esigenze di cautela nell'inserimento tali impianti hanno avuto un recente esito regolamentare di cui si tratta nel capitolo seguente.

6. IL QUADRO REGOLAMENTARE NAZIONALE

In questo paragrafo vengono individuate sinteticamente le disposizioni regolamentari nazionali in materia di valutazione di impatto ambientale e energie rinnovabili.

Il primo documento programmatico che affrontava la necessità delle fonti di energia rinnovabile e degli impianti eolici è il Piano Energetico Nazionale (PEN) del 1988; esso prevedeva infatti di raggiungere l'obiettivo di 300-600 MW entro il 2000. A questo documento altri ne sono seguiti, anche in relazione alle esigenze scaturite dalle direttive comunitarie.

Ma a parte il quadro programmatico appare opportuno in questo documento esaminare il primo atto regolamentare che, in concreto, affronta direttamente la questione delle autorizzazioni necessarie per l'apertura di impianti eolici e comunque degli impianti alimentati da rinnovabili.

Il primo passo è stato compiuto il giorno 8 luglio 2010 quando sono state approvate dalla Conferenza Stato-Regioni-Enti Locali il Conto Energia e le Linee Guida amministrative per le fonti rinnovabili.

Le Linee Guida danno un impulso decisivo alla strategia di sviluppo delle fonti rinnovabili, favorendo l'armonizzazione e la semplificazione delle procedure nazionali e regionali.

Le Linee Guida nazionali riguardano l'Autorizzazione Unica per la realizzazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili. L'obiettivo è definire modalità e criteri unitari sul territorio nazionale per assicurare uno sviluppo ordinato sul territorio delle infrastrutture energetiche. Con le Linee Guida vengono fornite regole certe che dovrebbero favorire gli investimenti e consentire di coniugare le esigenze di crescita e il rispetto dell'ambiente e del paesaggio.

Le Linee Guida sono state predisposte dal Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'ambiente e con il Ministro per i Beni e le Attività Culturali.

Il testo delle Linee Guida, che sarà vigente dal 03-10-2010, è stato decretato dal Ministero per lo sviluppo economico, di concerto con MATTM e MiBAC, con Dm 10 settembre 2010 e pubblicato in GU il 18 settembre 2010 (GU n. 219/2010 - Dm 10 settembre 2010, Ministero per lo sviluppo economico, *Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili*).

Giova ricordare che dal momento della pubblicazione in GU, le Linee guida hanno la prevalenza sulle analoghe disposizioni di indirizzo di cui si sono dotate alcune delle Regioni.

Le Regioni e gli Enti Locali – a cui oggi è affidata per gran parte l'istruttoria di autorizzazione – dovranno recepire le Linee guida entro i 90 giorni successivi alla pubblicazione del testo.

I principali contenuti, in sintesi sono:

- ✓ Sono dettate regole per la trasparenza amministrativa dell'iter di autorizzazione e sono declinati i principi di pari condizioni e trasparenza nell'accesso al mercato dell'energia;
- ✓ Sono individuate modalità per il monitoraggio delle realizzazioni e l'informazione ai cittadini;
- ✓ È regolamentata l'autorizzazione delle infrastrutture connesse e, in particolare, delle reti elettriche;
- ✓ Sono individuate, fonte per fonte, le tipologie di impianto e le modalità di installazione che consentono l'accesso alle procedure semplificate (denuncia di inizio attività e attività edilizia libera);
- ✓ Sono individuati i contenuti delle istanze, le modalità di avvio e svolgimento del procedimento unico di autorizzazione
- ✓ Sono predeterminati i criteri e le modalità di inserimento degli impianti nel paesaggio e sul territorio, **con particolare riguardo agli impianti eolici per i quali, come già detto, è stato sviluppato un apposito allegato** (Allegato 4 *Impianti eolici: elementi per il corretto inserimento degli impianti nel paesaggio*);
- ✓ Sono dettate modalità per coniugare esigenze di sviluppo del settore e tutela del territorio: eventuali aree non idonee all'installazione degli impianti da fonti rinnovabili possono essere individuate dalle Regioni, esclusivamente nell'ambito dei provvedimenti con cui esse fissano gli strumenti e le modalità per il raggiungimento degli obiettivi europei in materia di sviluppo delle fonti rinnovabili.

6.1 I contenuti delle Linee guida

Il Dlgs 29 dicembre 2003, n. 387 di attuazione della direttiva 2001/77/CE sulla promozione delle fonti energetiche rinnovabili (e successive modifiche) 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 Linee guida per lo svolgimento del procedimento di autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Tali Linee guida riguardano esclusivamente gli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili; le Linee guida non affrontano gli iter autorizzativi di altre tipologie di impianti che producono soltanto energia termica; è il caso del solare termico e degli impianti geotermici a bassa temperatura.

In questi anni, in assenza dell'indirizzo generale, molte Regioni si sono munite di normative autonome, a volte anche molto difformi una dall'altra. Tuttavia le Regioni, come già accennato, si trovano nella situazione di raccordare le linee nazionali con quanto già da loro definito a livello locale. Si porrà quindi da subito il problema dell'aggiornamento regionale e dell'armonizzazione delle numerose disposizioni (sia statali che regionali) che ancora costituiscono criticità rispetto agli iter autorizzatori.

Ma oltre alle *Linee guida*, va evidenziato che le disposizioni normative regionali, fra breve:

- ✓ dovranno essere riviste alla luce del cosiddetto *burden sharing*, la norma, non ancora definita, che suddividerà su base regionale il peso degli obiettivi posti a livello europeo in termini di rinnovabili e efficienza energetica.
- ✓ dovranno adeguarsi alla Legge Comunitaria 2009 che indica i criteri con i quali dovrà avvenire il recepimento della nuova direttiva *rinnovabili* (2009/28/Ce) che sostituisce, o meglio sostituirà, quando verrà recepita, la direttiva 2001/77/CE; tra le altre cose, sono previste anche ulteriori semplificazioni, ad esempio il ricorso alla DIA per tutti gli impianti fino a 1MWe.

Comunicazione preventiva, DIA, Autorizzazione unica

Le *Linee guida* indirizzano gli Enti e gli operatori del settore rispetto alle diverse procedure che il singolo impianto, la singola fonte e la singola taglia deve affrontare per ottenere l'autorizzazione.

Gli interventi possono così essere sintetizzati:

- interventi che non sono assoggettati ad altra procedura che la *Comunicazione preventiva* all'Ufficio tecnico del Comune, a sua volta eventualmente completata da concessioni, autorizzazioni, ecc.;
- interventi assoggettati a DIA, a sua volta eventualmente completata da concessioni, autorizzazioni, ecc.;
- interventi assoggettati ad Autorizzazione unica, a sua volta eventualmente completata da autorizzazioni, VIA, ecc..

I contenuti dell'istanza di Autorizzazione unica

Le linee guida stilano un preciso elenco di documenti che costituiscono "i contenuti minimi" indispensabili per un risultato positivo dell'iter autorizzatorio.

Requisiti, aree non idonee, misure compensative

Le Linee guida delineano inoltre gli altri criteri con i quali le Regioni, le Province, i Comuni e gli altri soggetti implicati nei processi autorizzativi, si devono confrontare con:

- i criteri per l'inserimento degli impianti nel paesaggio e sul territorio, anche mediante l'individuazione di aree non idonee per specifiche tipologie di impianti;
- la definizione di misure compensative.

Inserimento paesaggistico

Requisiti favorevoli e aree non idonee

La parte IV delle Linee guida nazionali delinea i criteri generali per il corretto inserimento degli impianti a fonti rinnovabili nel territorio e nel paesaggio. Vengono prese in esame sia le caratteristiche positive (requisiti non obbligatori) che le linee di indirizzo secondo le quali le Regioni dovranno valutare i siti non idonei agli impianti.

E' opportuno ribadire ed evidenziare che una trattazione specifica dedicata agli impianti eolici è contenuta nell'allegato 4 ("Impianti eolici: elementi per il corretto inserimento degli impianti nel paesaggio") delle Linee guida.

Requisiti favorevoli (parte IV, punto 16)

Sono a favore della valutazione positiva dei progetti le seguenti caratteristiche:

- **buona progettazione** degli impianti, comprovata con l'adesione del progettista ai sistemi di gestione della qualità (ISO 9000) e ai sistemi di gestione ambientale (ISO 14000 e/o EMAS);
- **valorizzazione** dei potenziali energetici delle diverse risorse rinnovabili presenti nel territorio;
- il ricorso a criteri progettuali volti ad ottenere il **minor consumo possibile del territorio**, sfruttando al meglio le risorse energetiche disponibili;
- il **riutilizzo di aree già degradate** da attività antropiche pregresse o in atto, tra cui siti industriali, cave, discariche, siti contaminati (cosiddetti *brownfield*). Soprattutto se ciò consente la minimizzazione di occupazione di territori non coperti da superfici artificiali (cosiddetti *greenfield*), anche rispetto alle nuove infrastrutture funzionali all'impianto mediante lo sfruttamento di infrastrutture esistenti e, dove necessari, la bonifica e il ripristino ambientale dei suoli e/o delle acque sotterranee;
- progettazione legata alle specificità dell'area in cui viene realizzato l'intervento. Rispetto alla localizzazione in aree agricole, assume rilevanza **l'integrazione dell'impianto nel contesto** delle tradizioni agroalimentari locali e del paesaggio rurale, sia per quanto riguarda la sua realizzazione che il suo esercizio;
- ricerca e sperimentazione di **soluzioni progettuali e componenti tecnologici innovativi**, volti ad ottenere una maggiore sostenibilità degli impianti e delle opere connesse da un punto di vista dell'armonizzazione e del migliore inserimento degli impianti stessi nel contesto storico, naturale e paesaggistico;
- **coinvolgimento dei cittadini** in un processo di comunicazione e informazione preliminare all'autorizzazione e realizzazione degli impianti o di formazione per personale e maestranze future.

Va sottolineato che il rispetto di tali criteri non è comunque considerato requisito necessario ai fini dell'ottenimento dell'Autorizzazione unica.

Nell'autorizzare progetti localizzati in zone agricole caratterizzate da produzioni agroalimentari 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, deve essere verificato che l'insediamento e l'esercizio dell'impianto non comprometta o interferisca negativamente con le finalità perseguite dalle disposizioni in materia di sostegno nel settore agricolo.

Tutto ciò con particolare riferimento alla valorizzazione delle tradizioni agroalimentari locali, alla tutela della biodiversità, così come del patrimonio culturale e del paesaggio rurale.

Valutazione delle aree non idonee (parte IV, punto 17)

Le Regioni possono procedere alla indicazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti secondo le modalità sotto sintetizzate e anche sulla base dei criteri indicati nell'allegato 3 delle Linee guida.

L'individuazione della non idoneità dell'area è operata dalle Regioni attraverso un'apposita istruttoria avente ad oggetto la ricognizione delle disposizioni volte alla tutela dell'ambiente, del paesaggio, del patrimonio storico e artistico, delle tradizioni agroalimentari locali, della biodiversità e del paesaggio rurale. Infatti, qualora la ricognizione facesse emergere obiettivi di protezione non compatibili con l'insediamento di specifiche tipologie e/o dimensioni di impianti, si determinerebbe una elevata probabilità di esito negativo in sede di autorizzazione.

Gli esiti dell'istruttoria dovranno contenere, in relazione a ciascuna area individuata come non idonea in relazione a specifiche tipologie e/o dimensioni di impianti, la descrizione delle incompatibilità riscontrate con gli obiettivi di protezione individuati nelle disposizioni esaminate.

Burden sharing e aree non idonee: le Regioni conciliano le politiche di tutela dell'ambiente e del paesaggio con quelle di sviluppo e valorizzazione delle energie rinnovabili attraverso atti di programmazione congruenti con la quota minima di produzione di energia da fonti rinnovabili loro assegnata (*burden sharing*), assicurando uno sviluppo equilibrato delle diverse fonti. Le aree non idonee sono, dunque, individuate dalle Regioni nell'ambito dell'atto di programmazione con cui sono definite le misure e gli interventi necessari al raggiungimento degli obiettivi di *burden sharing* fissati in attuazione delle relative norme. Con tale atto, la Regione individua le aree non idonee tenendo conto di quanto eventualmente già previsto dal piano paesaggistico e in congruenza con lo specifico obiettivo assegnatole. In attesa dell'emanazione del decreto sul *burden sharing*, le Regioni possono individuare le aree non idonee senza procedere alla contestuale programmazione descritta. Comunque entro 90 giorni dall'entrata in vigore del decreto sul *burden sharing*, le Regioni dovranno comunque provvedere ad armonizzare le disposizioni relative alle aree non idonee nell'ambito dell'atto di programmazione, anche attraverso opportune modifiche e integrazioni di quanto già disposto.

6.2 Linee guida: lo specifico allegato per gli impianti eolici

Allegato 4 al DM Ministero per lo sviluppo economico, 10 settembre 2010 (Gu 18 settembre 2010 n. 219) (punti 14.9, 16.3 e 16.5)

***Impianti eolici: elementi per il corretto inserimento nel
paesaggio e sul territorio
Indice
(omissis)***

1. Premessa

Gli impianti eolici, come gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, garantiscono un significativo contributo per il raggiungimento degli obiettivi e degli impegni nazionali, comunitari e internazionali in materia di energia ed ambiente. Inoltre, l'installazione di tali impianti favorisce l'utilizzo di risorse del territorio, promuovendo la crescita economica e contribuendo alla creazione di posti di lavoro, dando impulso allo sviluppo, anche a livello locale, del potenziale di innovazione mediante la promozione di progetti di ricerca e sviluppo.

Nei punti successivi vengono evidenziate modalità dei possibili impatti ambientali e paesaggistici e vengono indicati alcuni criteri di inserimento e misure di mitigazione di cui tener conto, sia in fase di progettazione che in fase di valutazione di compatibilità dei progetti presentati, fermo restando che la sostenibilità degli impianti dipende da diversi fattori e che luoghi, potenze e tipologie differenti possono presentare criticità sensibilmente diverse. Qualora determinate misure di mitigazione dovessero porsi in conflitto (per esempio: colorazione delle pale per questioni di sicurezza del volo aereo ed esigenze di colorazioni neutre per mitigazione dell'impatto visivo), l'operatore valuterà in sede progettuale quale delle misure prescegliere, salvo che le amministrazioni competenti non indichino diverse misure di mitigazione a seguito della valutazione degli interessi prevalenti.

2. Campo di applicazione

Il presente allegato si applica agli impianti eolici industriali soggetti all'autorizzazione unica di cui all'articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, nel rispetto delle norme vigenti in materia di tutela dell'ambiente e del paesaggio

3. Impatto visivo ed impatto sui beni culturali e sul paesaggistico (N.d.R. — paesaggio)

L'impatto visivo è uno degli impatti considerati più rilevanti fra quelli derivanti dalla realizzazione di un campo eolico. Gli aerogeneratori sono infatti visibili in qualsiasi contesto territoriale, con modalità differenti in relazione alle caratteristiche degli impianti ed alla loro disposizione, alla morfologia, alla densità abitativa ed alle condizioni atmosferiche.

L'alterazione visiva di un impianto eolico è dovuta agli aerogeneratori (pali, navicelle, rotori, eliche), alle cabine di trasformazione, alle strade appositamente realizzate e all'elettrodotto di connessione con la Rtn, sia esso aereo che interrato, metodologia quest'ultima che comporta potenziali impatti, per buona parte temporanei, per gli scavi e la movimentazione terre.

L'analisi degli impatti deve essere riferita all'insieme delle opere previste per la funzionalità dell'impianto, considerando che buona parte degli impatti dipende anche dall'ubicazione e dalla disposizione delle macchine.

Per quanto riguarda la localizzazione dei parchi eolici caratterizzati da un notevole impegno territoriale, l'inevitabile modificazione della configurazione fisica dei luoghi e della percezione dei valori ad essa associati, tenuto conto dell'inefficacia di misure volte al mascheramento, la scelta della localizzazione e la configurazione progettuale, ove possibile, dovrebbero essere volte, in via prioritaria, al recupero di aree degradate laddove compatibile con la risorsa eolica e alla creazione di nuovi valori coerenti con il contesto paesaggistico.

L'impianto eolico dovrebbe diventare una caratteristica stessa del paesaggio, contribuendo al riconoscimento delle sue specificità attraverso un rapporto coerente con il contesto. In questo senso l'impianto eolico determinerà il progetto di un nuovo paesaggio.

Di seguito vengono da un lato forniti criteri e indicazioni per una corretta analisi finalizzata all'inserimento nel paesaggio, e contestualmente vengono indicate possibili misure per la mitigazione dell'impatto paesaggistico.

Le indicazioni sono riferite in particolare ai campi eolici e agli aerogeneratori in quanto costituiscono gli elementi di più incisiva intrusività.

3.1 Analisi dell'inserimento nel paesaggio

Un'analisi del paesaggio mirata alla valutazione del rapporto fra l'impianto e la preesistenza dei luoghi costituisce elemento fondante per l'attivazione di buone pratiche di progettazione, presupposto indispensabile per l'ottimizzazione delle scelte operate.

Le indicazioni metodologiche generali, riportate in corsivo, fornite dall'allegato tecnico del Dpcm 12 dicembre 2005 per la redazione della Relazione Paesaggistica, obbligatorie nei casi previsti dall'articolo 146 del Dlgs 42/2004, costituiscono comunque un utile riferimento per una puntuale analisi di qualsiasi contesto e paesaggio, alla luce dei principi della Convenzione europea del paesaggio.

Pertanto le analisi del territorio dovranno essere effettuate attraverso una attenta e puntuale ricognizione e indagine degli elementi caratterizzanti e qualificanti il paesaggio, effettuata alle diverse scale di studio (vasta, intermedia e di dettaglio) in relazione al territorio interessato alle opere e al tipo di installazione prevista, fatta salva comunque la necessità, successiva al rilascio dell'autorizzazione, della scala di dettaglio ai fini delle verifiche di ottemperanza.

Le analisi debbono non solo definire l'area di visibilità dell'impianto, ma anche il modo in cui l'impianto viene percepito all'interno del bacino visivo.

Le analisi visive debbono inoltre tener in opportuna considerazione gli effetti cumulativi derivanti dalla compresenza di più impianti. Tali effetti possono derivare dalla co-visibilità, dagli effetti sequenziali o dalla reiterazione.

Si sottolinea l'importanza fondamentale, quale fonte di conoscenza, del sopralluogo che consente il rilievo, geometrico e fotografico, dello stato dei luoghi nei propri aspetti dimensionali, materici e d'uso e che permette l'immediato riscontro delle conoscenze acquisite a tavolino.

Il sopralluogo rappresenta la prima modalità di rapporto con le caratteristiche proprie dei luoghi oggetto di progetto.

Le scale di analisi dovranno essere riferite a cartografie omogenee che costituiranno il supporto cartografico di base su cui riportare gli esiti delle ricognizioni ed indagini e quindi delle analisi effettuate, indicando in ogni elaborato la nuova realizzazione.

Lo stesso per quanto riguarda l'indicazione dei punti di presa, scelti come di seguito indicato, utilizzati per una appropriata ed esaustiva documentazione fotografica dei luoghi così come essi si presentano ante operam e delle simulazioni di come essi si presenteranno post operam. Si raccomanda l'utilizzo degli stessi punti di presa delle immagini in cui saranno effettuate le simulazioni per una reale valutazione degli effetti sul paesaggio prodotti dalle trasformazioni previste.

Tutto ciò premesso l'analisi dell'inserimento nel paesaggio dovrà quantomeno prevedere:

— analisi dei livelli di tutela

Andranno evidenziati i diversi livelli "... operanti nel contesto paesaggistico e nell'area di intervento considerata, rilevabili dagli strumenti di pianificazione paesaggistica, urbanistica e territoriale e da ogni fonte normativa, regolamentare e provvedimentale;" fornendo "indicazione della presenza di beni culturali tutelati ai sensi della Parte seconda del Codice dei beni culturali e del paesaggio";

— analisi delle caratteristiche del paesaggio nelle sue diverse componenti, naturali ed antropiche

Andranno messe in evidenza "... c) Olifigurazioni e caratteri geomorfologici; appartenenza a sistemi naturalistici (biotopi, riserve, parchi naturali, boschi);

sistemi insediativi storici (centri storici, edifici storici diffusi), paesaggi agrari (assetti colturali tipici, sistemi tipologici rurali quali cascine, masserie, baite, ecc.), tessiture territoriali storiche (centuriazioni, viabilità storica); appartenenza a sistemi tipologici di forte caratterizzazione locale e sovralocale (sistema delle cascine a corte chiusa, sistema delle ville, uso sistematico della pietra, o del legno, o del laterizio a vista, ambiti a cromatismo prevalente); appartenenza a percorsi panoramici o ad ambiti di percezione da punti o percorsi panoramici; appartenenza ad ambiti a forte valenza simbolica";

— analisi dell'evoluzione storica del territorio.

Andranno, perciò, messi in evidenza: "... la tessitura storica, sia vasta che minuta esistente: in particolare, il disegno paesaggistico (urbano e/o extraurbano), l'integrità di relazioni, storiche, visive, simboliche dei sistemi di paesaggio storico esistenti (rurale, urbano, religioso, produttivo, ecc.), le strutture funzionali essenziali alla vita antropica, naturale e alla produzione (principali reti di infrastrutturazione); le emelgenze significative, sia storiche, che simboliche";

— analisi dell'intervisibilità dell'impianto nel paesaggio,

Andrà analizzata, a seconda delle sue caratteristiche distributive, di densità e di estensione attraverso la "... rappresentazione fotografica dello stato attuale dell'area d'intervento e del contesto paesaggistico, ripresi da luoghi di normale accessibilità e da punti e percorsi panoramici, dai quali sia possibile cogliere con completezza le fisionomie fondamentali del territorio. Nel caso di interventi collocati in punti di particolare visibilità (pendio, lungo mare, lungo fiume, ecc.), andrà particolarmente curata la conoscenza dei colori, dei materiali esistenti e prevalenti dalle zone più visibili, documentata con fotografie e andranno studiate soluzioni adatte al loro inserimento sia nel contesto paesaggistico che nell'area di intervento".

Facendo riferimento alla documentazione prescritta per la citata Relazione Paesaggistica sono richiesti preferendo dove possibile la planimetria con scala più bassa:

1. planimetria in scala 1: 5.000 o 1: 10.000 o 1: 25.000 o 1:50.000 con indicati i punti da cui è visibile l'area di intervento;
2. cartografia in scala 1: 5.000 o 1: 10.000 o 1: 25.000 o 1:50.000 che evidenzii le caratteristiche morfologiche dei luoghi, la tessitura storica del contesto paesaggistico, il rapporto con le infrastrutture, le reti esistenti naturali e artificiali;
3. planimetria in scala 1: 2.000 o 1: 5.000 o 1:10.000 che riveli nel dettaglio la presenza degli elementi costitutivi del paesaggio nell'area di intervento;
4. simulazioni di progetto.

In particolare dovrà essere curata "... La carta dell'area di influenza visiva degli impianti proposti; la conoscenza dei caratteri paesaggistici dei luoghi secondo le indicazioni del precedente punto 2.

Il progetto dovrà mostrare le localizzazioni proposte all'interno della cartografia conoscitiva e simulare l'effetto paesistico, sia dei singoli impianti che dell'insieme formato da gruppi di essi, attraverso la fotografia e lo strumento del rendering, curando in particolare la rappresentazione dei luoghi più sensibili e la rappresentazione delle infrastrutture accessorie all'impianto".

L'analisi dell'interferenza visiva passa inoltre per i seguenti punti:

a) definizione del bacino visivo dell'impianto eolico, cioè della porzione di territorio interessato costituito dall'insieme dei punti di vista da cui l'impianto è chiaramente visibile;. Gli elaborati devono curare in particolare le analisi relative al suddetto ambito evidenziando le modifiche apportate e mostrando la coerenza delle soluzioni rispetto ad esso. Tale analisi dovrà essere riportata su un supporto cartografico alla scala opportuna, con indicati i punti utilizzati per la predisposizione della documentazione fotografica individuando la zona di

influenza visiva e le relazioni di intervisibilità dell'intervento proposto;
b) ricognizione dei centri abitati e dei beni culturali e paesaggistici riconosciuti come tali ai sensi del decreto legislativo 42/2004, distanti in linea d'aria non meno di 50 volte l'altezza massima del più vicino aerogeneratore, documentando fotograficamente l'interferenza con le nuove strutture;
c) descrizione, rispetto ai punti di vista di cui alle lettere a) e b), dell'interferenza visiva dell'impianto consistente in:
— ingombro (schermo, intrusione, sfondo) dei coni visuali dai punti di vista prioritari;
— alterazione del valore panoramico del sito oggetto dell'installazione.
Tale descrizione è accompagnata da una simulazione delle modifiche proposte, soprattutto attraverso lo strumento del rendering fotografico che illustri la situazione post operam. Il rendering deve avere, almeno, i seguenti requisiti:
— essere realizzato su immagini reali ad alta definizione;
— essere realizzato in riferimento a punti di vista significati;
— essere realizzato su immagini realizzate in piena visibilità (assenza di nuvole, nebbia, ecc.);
— essere realizzato in riferimento a tutti i beni immobili sottoposti alla disciplina del Dlgs 42/2004 per gli effetti di dichiarazione di notevole interesse e notevole interesse pubblico.
d) verifica, attraverso sezioni — skyline sul territorio interessato, del rapporto tra l'ingombro dell'impianto e le altre emergenze presenti anche al fine di una precisa valutazione del tipo di interferenza visiva sia dal basso che dall'alto, con particolare attenzione allorché tale interferenza riguardi le preesistenze che qualificano e caratterizzano il contesto paesaggistico di appartenenza.

3.2. Misure di mitigazione

Si segnalano di seguito alcune possibili misure di mitigazione:

- a) Ove possibile, vanno assecondate le geometrie consuete del territorio quali, ad esempio, una linea di costa o un percorso esistente. In tal modo non si frammentano e dividono disegni territoriali consolidati;*
- b) Ove possibile, deve essere considerata la singolarità e diversità di ogni paesaggio, evitando di interrompere un'unità storica riconosciuta;*
- c) la viabilità di servizio non dovrà essere finita con pavimentazione stradale bituminosa, ma dovrà essere resa transitabile esclusivamente con materiali drenanti naturali;*
- d) potrà essere previsto l'interramento dei cavi dotti a media e bassa tensione, propri dell'impianto e del collegamento alla rete elettrica;*
- e) si dovrà esaminare l'effetto visivo provocato da un'alta densità di aerogeneratori relativi ad un singolo parco eolico o a parchi eolici adiacenti; tale effetto deve essere in particolare esaminato e attenuato rispetto ai punti di vista o di belvedere, accessibili al pubblico, di cui all'articolo 136, comma 1, lettera d, del Codice, distanti in linea d'aria non meno di 50 volte l'altezza massima del più vicino aerogeneratore;*
- f) utilizzare soluzioni cromatiche neutre e di vernici antiriflettenti, qualora disponibili;*
- g) ove necessarie, le segnalazioni per ragioni di sicurezza del volo a bassa quota, siano limitate, alle macchine più esposte (per esempio quelle terminali del campo eolico o quelle più in alto), se ciò è compatibile con le normative in materie di sicurezza;*
- h) prevedere l'assenza di cabine di trasformazione a base palo (fatta eccezione per le cabine di smistamento del parco eolico), utilizzando tubolari al fine di evitare zone cementate che possono invece essere sostituite da prato, erba, ecc.;*
- i) preferire gruppi omogenei di turbine piuttosto che macchine individuali disseminate sul territorio perché più facilmente percepibili come un insieme*

nuovo;

j) in aree fortemente urbanizzate, può essere opportuno prendere in considerazione luoghi in cui sono già presenti grandi infrastrutture (linee elettriche, autostrade, insediamenti industriali, ecc.) quale idonea ubicazione del nuovo impianto: la frammistione delle macchine eoliche ad impianti di altra natura ne limita l'impatto visivo;

k) la scelta del luogo di ubicazione di un nuovo impianto eolico deve tener conto anche dell'eventuale preesistenza di altri impianti eolici sullo stesso territorio. In questo caso va, infatti, studiato il rapporto tra macchine vecchie e nuove rispetto alle loro forme, dimensioni e colori;

l) nella scelta dell'ubicazione di un impianto considerare, compatibilmente con i vincoli di carattere tecnico e produttivo, la distanza da punti panoramici o da luoghi di alta frequentazione da cui l'impianto può essere percepito. Al diminuire di tale distanza è certamente maggiore l'impatto visivo delle macchine eoliche;

m) sarebbe opportuno inserire le macchine in modo da evitare l'effetto di eccessivo affollamento da significativi punti visuali; tale riduzione si può anche ottenere aumentando, a parità di potenza complessiva, la potenza unitaria delle macchine e quindi la loro dimensione, riducendone contestualmente il numero. Le dimensioni e la densità, dunque, dovranno essere commisurate alla scala dimensionale del sito;

n) una mitigazione dell'impatto sul paesaggio può essere ottenuta con il criterio, di assumere una distanza minima tra le macchine di 5-7 diametri sulla direzione prevalente del vento e di 3-5 diametri sulla direzione perpendicolare a quella prevalente del vento;

o) la valutazione degli effetti sul paesaggio di un impianto eolico deve considerare le variazioni legate alle scelte di colore delle macchine da installare. Sebbene norme aeronautiche ed esigenze di mitigazione degli impatti sull'avifauna pongano dei limiti entro cui operare, non mancano utili sperimentazioni per un uso del colore che contribuisca alla creazione di un progetto di paesaggio;

p) ove non sussistano controindicazioni di carattere archeologico sarà preferibile interrare le linee elettriche di collegamento alla Rtn e ridurle al minimo numero possibile dove siano presenti più impianti eolici. La riduzione al minimo di tutte le costruzioni e le strutture accessorie favorirà la percezione del parco eolico come unità. È importante, infine, avimentare le strade di servizio con rivestimenti permeabili.

4. Impatto su flora, fauna ed ecosistemi

L'impatto degli impianti eolici sulla vegetazione è riconducibile unicamente al danneggiamento e/o alla eliminazione diretta di habitat e specie floristiche. Sulla fauna (in particolare avifauna e mammiferi chiropteri) sono possibili, invece, impatti di tipo diretto (ad es. dovuti alla collisione degli animali con parti dell'impianto) o indiretto (dovuti ad es. alla modificazione o perdita di siti alimentari e riproduttivi).

Agli impatti su flora e fauna possono inoltre essere legate conseguenze generali sugli ecosistemi.

Queste tipologie di impatti sono presenti sia in fase di costruzione dell'impianto eolico, che nella successiva fase di esercizio.

Di seguito vengono indicate, dunque, le informazioni che dovrebbero essere inserite nello Studio di impatto ambientale, qualora previsto, al fine di valutare tali impatti.

4.1. Analisi dell'impatto su vegetazione e flora

La descrizione dello stato iniziale dei luoghi dovrà generalmente comprendere:

— Analisi vegetazionale e floristica sul sito e sull'area vasta ed individuazione degli habitat delle specie di flora di pregio naturalistico (specie elencate in:

normative regionali, Libro rosso delle piante d'Italia, Liste rosse regionali, IUCN, Direttive comunitarie);

Analisi degli impatti

— *Devono essere valutate e minimizzate le modifiche che si verificano su habitat e vegetazione durante la fase di cantiere (costruzione di nuove strade di servizio e delle fondazioni per gli aerogeneratori; interrimento della rete elettrica, traffico di veicoli pesanti per il trasporto di materiali e componenti per la costruzione dell'impianto, ecc.).*

— *Deve essere evitato/minimizzato il rischio di erosione causato dalla impermeabilizzazione delle strade di servizio e dalla costruzione dell'impianto.*

4.2. Analisi dell'impatto sulla fauna

L'analisi dello stato iniziale dei luoghi dovrà generalmente comprendere:

— *Analisi faunistica sulle principali specie presenti nell'area di intervento e nell'area circostante, con particolare riferimento alle specie di pregio (Iucn, Convenzioni internazionali, direttive comunitarie, Liste rosse regionali e nazionali, normative regionali);*

— *Individuazione cartografica dei Siti Natura 2000, delle aree naturali protette e delle zone umide, di aree di importanza faunistica quali siti di riproduzione, rifugio, svernamento e alimentazione, con particolare riguardo all'individuazione di siti di nidificazione e di caccia dei rapaci, corridoi di transito utilizzati dall'avifauna migratoria e dei grossi mammiferi; grotte utilizzate da popolazioni di chiroteri; l'individuazione deve essere supportata da effettivi e documentabili studi di settore reperibili presso le pubbliche amministrazioni, enti di ricerca, università, ecc.*

— *Analisi del flusso aerodinamico perturbato al fine di valutare la possibile interazione con l'avifauna.*

Analisi degli impatti

— *Deve essere effettuata l'analisi degli impatti distintamente sulle specie più sensibili e su quelle di pregio (in particolare sull'avifauna e sui chiroteri), valutando i seguenti fattori: modificazione dell'habitat, probabilità di decessi per collisione, variazione della densità di popolazione.*

4.3. Analisi dell'impatto sugli ecosistemi

L'analisi dello stato iniziale dei luoghi dovrebbe generalmente comprendere:

— *L'individuazione delle principali unità ecosistemiche presenti nel territorio interessato dall'intervento.*

— *L'analisi qualitativa della struttura degli ecosistemi che metta in evidenza la funzione delle singole unità ecosistemiche. Devono essere descritte le componenti abiotiche e biotiche delle principali unità ecosistemiche, di ciascuna unità ecosistemica, e la loro dinamica con particolare riferimento alla relazione fra i vari popolamenti faunistici e al ruolo svolto dalle catene alimentari.*

Analisi degli impatti

— *È opportuno valutare i possibili impatti sulle unità ecosistemiche di particolare rilievo (boschi, corsi d'acqua, zone umide, praterie primarie, ecc.).*

4.4. Misure di mitigazione

Si segnalano di seguito alcune possibili misure di mitigazione:

a) minimizzazione delle modifiche dell'habitat in fase di cantiere e di esercizio;

b) contenimento dei tempi di costruzione;

c) utilizzo ridotto delle nuove strade realizzate a servizio degli impianti (chiusura al pubblico passaggio ad esclusione dei proprietari) ed utilizzo esclusivamente per le attività di manutenzione degli stessi;

d) utilizzo di aerogeneratori con torri tubolari, con bassa velocità di rotazione delle pale e privi di tiranti;

e) ripristino della vegetazione eliminata durante la fase di cantiere e

restituzione alle condizioni iniziali delle aree interessate dall'opera non più necessarie alla fase di esercizio (piste, aree di cantiere e di stoccaggio dei materiali). Dove non è più possibile il ripristino, è necessario avviare un piano di recupero ambientale con interventi tesi a favorire la ripresa spontanea della vegetazione autoctona;

f) Utilizzo di accorgimenti, nella colorazione delle pale, tali da aumentare la percezione del rischio da parte dell'avifauna;

g) Inserimento di eventuali interruttori e trasformatori all'interno della cabina;

h) Interramento o isolamento per il trasporto dell'energia su le linee elettriche a bassa e mediatensione, mentre per quelle ad alta tensione potranno essere previsti spirali o sfere colorate;

i) Durante la fase di cantiere dovranno essere impiegati tutti gli accorgimenti tecnici possibili per ridurre il più possibile la dispersione di polveri nel sito e nelle aree circostanti.

5. Geomorfologia e territorio

5.1. Analisi delle interazioni geomorfologiche

Nel caso in cui l'impianto sia progettato in un'area con rete viaria scarsa o inesistente, oppure la conformazione orografica presenti forti acclività, devono essere valute e ponderate le diverse opzioni per la realizzazione di nuove strade o l'adeguamento di quelle esistenti al passaggio degli automezzi di trasporto.

Andrà valutata con attenzione l'ubicazione delle tom in prossimità di aree caratterizzate da situazioni di dissesto e/o rischio idrogeologico perimetrate nei Piani di assetto idrogeologico (Pai) elaborati dalle competenti Autorità di Bacino ai sensi della legge 183/1989 e successive modificazioni.

Andranno valutate le modalità di ubicazione degli impianti e delle opere connesse, in prossimità di compluvi e torrenti montani e nei pressi di morfostrutture carsiche quali doline e inghiottitoi.

In ogni caso, le informazioni seguenti andranno generalmente fornite, con riferimento a un'area sufficientemente grande da consentire un corretto inquadramento dell'intervento:

1. localizzazione delle pale o dei tralicci;
2. la viabilità esistente;
3. i tratti di strade esistenti da adeguare;
4. le strade da realizzare;
5. il tracciato del collegamento alla rete elettrica nazionale;
6. la rete elettrica esistente;
7. le cabine da realizzare.

Il progetto preliminare o definitivo delle strade di accesso all'impianto deve essere corredato dai profili altimetrici e dalle sezioni tipo; ove l'acclività è elevata, dovranno essere elaborate sezioni specifiche da cui risulti possibile evidenziare le modificazioni che saranno apportate in quella sede.

Tali sezioni, accompagnate da una simulazione fotografica, dovranno essere riportate nello studio di impatto ambientale.

Il progetto statico, da presentare prima del rilascio finale dell'autorizzazione, dovrà includere:

— le caratteristiche costruttive delle fondazioni in cemento armato degli aerogeneratori;

— le caratteristiche geotecniche del terreno secondo la relazione geologica, geotecnica ed idrogeologica ai sensi dell'articolo 27 del Dpr 554/1999.

5.2 Analisi della fase di cantiere

Dovranno essere indicati i percorsi utilizzati per il trasporto delle componenti dell'impianto fino al sito prescelto, privilegiando l'utilizzo di strade esistenti ed evitando la realizzazione di modifiche ai tracciati, compatibilmente con le varianti necessarie al passaggio dei mezzi pesanti e trasporti speciali.

Dovranno essere evidenziate le dimensioni massime delle parti in cui potranno essere scomposti i componenti dell'impianto ed i relativi mezzi di trasporto, tra cui saranno tendenzialmente da privilegiare quelli che consentono un accesso al cantiere con interventi minimali alla viabilità esistente.

Nel caso sia indispensabile realizzare tratti viari di nuovo impianto essi andranno accuratamente individuati, preferendo quelle soluzioni che consentano il ripristino dei luoghi una volta realizzato l'impianto.

Dovrà essere predisposto un sistema di canalizzazione delle acque di dilavamento delle aree di cantiere che consenta la raccolta delle acque di qualsiasi origine (meteoriche o provenienti dalle lavorazioni) per il successivo convogliamento al recettore finale, previo eventuale trattamento necessario ad assicurare il rispetto della normativa nazionale e regionale vigente.

È opportuno prevedere, al termine dei lavori, una fase di ripristino morfologico e vegetazionale di tutte le aree soggette a movimento di terra, ripristino della viabilità pubblica e privata, utilizzata ed eventualmente danneggiata in seguito alle lavorazioni.

5.3. Misure di mitigazione

Si segnalano di seguito alcune possibili misure di mitigazione:

a) minima distanza di ciascun aerogeneratore da unità abitative munite di abitabilità, regolarmente censite e stabilmente abitate, non inferiore ai 200 m;

b) minima distanza di ciascun aerogeneratore dai centri abitati individuati dagli strumenti urbanistici vigenti non inferiore a 6 volte l'altezza massima dell'aerogeneratore;

c) è opportuno realizzare il cantiere per occupare la minima superficie di suolo, aggiuntiva rispetto a quella occupata dall'impianto e che interessi preferibilmente, ove possibile, aree degradate da recuperare o comunque suoli già disturbati e alterati; (questa frase è in netto contrasto con quanto detto in precedenza sul preferire aerogeneratori con taglie maggiori, infatti a maggiore dimensione delle macchine corrisponde necessariamente un'area di cantiere maggiore!)

d) utilizzo dei percorsi di accesso presenti se tecnicamente possibile ed adeguamento dei nuovi eventualmente necessari alle tipologie esistenti;

e) contenimento dei tempi di costruzione;

f) deve essere posta attenzione alla stabilità dei pendii evitando pendenze in cui si possono innescare fenomeni di erosione. Nel caso di pendenze superiori al 20% si dovrà dimostrare che la realizzazione di impianti eolici non produrrà ulteriori processi di erosione e fenomeni di dissesto idrogeologico;

g) gli sbancamenti e i riporti di terreno dovranno essere i più contenuti possibile;

h) deve essere data preferenza agli elettrodotti di collegamento alla rete elettrica aerei qualora l'interramento sia insostenibile da un punto di vista ambientale, geologico o archeologico.

6. Interferenze sonore ed elettromagnetiche

6.1. Analisi delle sorgenti sonore

Il rumore emesso dagli impianti eolici deriva dalla interazione della vena fluida con le pale del rotore in movimento e dipende dalla tecnologia adottata per le pale e dai materiali isolanti utilizzati.

La distanza più opportuna tra i potenziali corpi ricettori ed il parco eolico dipende dalla topografia locale, dal rumore di fondo esistente, nonché dalla taglia del progetto da realizzare. Anche se studi hanno dimostrato che a poche centinaia di metri il rumore emesso dalle turbine eoliche è sostanzialmente poco distinguibile dal rumore di fondo e che all'aumentare del vento si incrementa anche il rumore di fondo, mascherando così quello emesso dalle macchine, risulta comunque opportuno effettuare rilevamenti fonometri ai fini di verificare l'osservanza dei limiti indicati nel Dpcm del 14 novembre

1997 e il rispetto di quanto previsto dalla zonizzazione acustica comunale ai sensi della legge 447/1995 con particolare riferimento ai ricettori sensibili. È opportuno eseguire i rilevamenti prima della realizzazione dell'impianto per accertare il livello di rumore di fondo e, successivamente, effettuare una previsione dell'alterazione del clima acustico prodotta dall'impianto, anche al fine di adottare possibili misure di mitigazione dell'impatto sonoro, dirette o indirette, qualora siano riscontrati livelli di rumorosità ambientale non compatibili con la zonizzazione acustica comunale, con particolare riferimento ai ricettori sensibili.

6.2. Analisi delle interferenze elettromagnetiche ed interferenze sulle telecomunicazioni

L'interferenza elettromagnetica causata dagli impianti eolici è molto ridotta nei casi in cui il trasporto dell'energia prodotta avviene tramite l'utilizzo di linee di trasmissione esistenti. Diverso è il caso in cui le linee elettriche siano appositamente progettate e costruite, per il quale, qualora si trattasse di linee AT, a completamento dell'eventuale studio di impatto ambientale, dovrà essere allegata una relazione tecnica di calcolo del campo elettrico e del campo di induzione magnetica (corredata dai rispettivi diagrammi) che metta in luce il rispetto dei limiti della legge 22 febbraio 2001, n. 36 e dei relativi decreti attuativi.

In relazione al tratto della centrale in media tensione (MT), la relazione dovrà dimostrare il rispetto dei limiti di qualità del campo elettrico e del campo d'induzione magnetica, indicati dalla normativa in vigore, presso tutte i punti potenzialmente sensibili lungo il percorso del cavo d'alta tensione.

Gli aerogeneratori possono anche essere fonte di interferenza elettromagnetica a causa della riflessione e della diffusione delle onde radio che investono la struttura, ovvero possono influenzare: le caratteristiche di propagazione delle telecomunicazioni (come qualsiasi ostacolo) e la forma del segnale ricevuto con eventuale alterazione dell'informazione. Dovrà quindi essere valutata la possibile interferenza.

6.3. Misure di mitigazione

Si segnalano di seguito alcune possibili misure di mitigazione:

- a) Utilizzo di generatori a bassa velocità e con profili alari ottimizzati per ridurre l'impatto sonoro;
- b) previsione di una adeguata distanza degli aerogeneratori dalla sorgente del segnale di radioservizio al fine di rendere l'interferenza irrilevante;
- c) utilizzo, laddove possibile, di linee di trasmissione esistenti;
- d) far confluire le linee ad Alta Tensione in un unico elettrodotto di collegamento, qualora sia tecnicamente possibile e se la distanza del parco eolico dalla rete di trasmissione nazionale lo consenta;
- e) utilizzare, laddove possibile, linee interrato con una profondità minima di 1 m, protette e accessibili nei punti di giunzione ed opportunamente segnalate;
- f) posizionare, dove possibile, il trasformatore all'interno della torre.

7. Incidenti

7.1. Analisi dei possibili incidenti

È opportuno prendere in esame l'idoneità delle caratteristiche delle macchine, in relazione alle condizioni meteorologiche estreme del sito. In tal senso:

- andrebbe fornita opportuna documentazione attestante la certificazione degli aerogeneratori secondo le norme IEC 61400;
- andrebbe valutata la gittata massima degli elementi rotanti in caso di rottura accidentale.

Deve essere assicurata la protezione dell'aerogeneratore in caso di incendio sia in fase di cantiere che di esercizio anche con l'utilizzo di dispositivi portatili (estintori).

Andrà assicurato un adeguato trattamento e smaltimento degli olii derivanti

dal funzionamento a regime del parco eolico (Dlgs n. 95 del 27 gennaio 1992, Attuazione delle direttive 75/439/Cee e 87/101/Cee relative alla eliminazione degli olii usati).

7.2. Misure di mitigazione

Si segnalano di seguito alcune possibili misure di mitigazione:

a) La distanza di ogni turbina eolica da una strada provinciale o nazionale deve essere superiore all'altezza massima dell'elica comprensiva del rotore e comunque non inferiore a 150 m dalla base della torre.

8. Impatti specifici, nel caso di particolari ubicazioni

Qualora nelle prossimità del sito oggetto dell'installazione siano presenti particolari strutture quali aeroporti, apparati di assistenza alla navigazione aerea, ponti radio di interesse pubblico, devono essere adottate soluzioni progettuali atte a evitare ogni interferenza che arrechi pregiudizio al funzionamento delle strutture stesse.

9. Termine della vita utile dell'impianto e dismissione

Al termine della vita utile dell'impianto si deve procedere alla dismissione dello stesso e ripristino del sito in condizioni analoghe allo stato originario (interventi di riforestazione e afforestazione, ecc.). A tale riguardo il proponente fornirà garanzia della effettiva dismissione e del ripristino del sito con le modalità indicata al paragrafo 5.3, lettera g).

Oltre a fornire le suddette garanzie per la reale dismissione degli impianti, il progetto di ripristino dovrà documentare il soddisfacimento dei seguenti criteri:

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

Qualora l'impianto risulti non operativo da più di 12 mesi, ad eccezione di specifiche situazioni determinate da interventi di manutenzione ordinaria o straordinaria, il proprietario dovrà provvedere alla sua dismissione nel rispetto di quanto stabilito dall'articolo 12, comma 4, del decreto legislativo 387/2003

7. QUADRO NORMATIVO, REGOLAMENTARE E PROGRAMMATICO DELLA REGIONE PUGLIA

In questo paragrafo vengono individuate ed analizzate le disposizioni regionali in materia di coordinamento e semplificazione dei procedimenti ambientali.

La normativa regionale sulla valutazione di impatto ambientale nella Regione Puglia fa riferimento alla Legge Regionale n. 11 del 12 aprile 2001: "Norme sulla valutazione dell'impatto ambientale", successivamente modificata dalla Legge Regionale n. 17 del 14 giugno 2007.

Tale Legge Regionale riporta nei suoi primi articoli le finalità, le definizioni e gli ambiti di applicazione della legge ricalcando quanto riportato nella normativa nazionale. All'Articolo 3 viene dato risalto all'informazione e alla partecipazione di enti competenti, associazioni ambientaliste e cittadini comunque coinvolti, in merito all'intervento proposto, allo studio di impatto ambientale e ai pareri del Comitato per la VIA.

Gli allegati alla L.R. n. 11/2001 riportano gli elenchi delle tipologie progettuali che richiedono di essere sottoposte alla procedura di VIA. In particolare nell'Allegato B, tra i progetti di competenza della Provincia, ricadono gli impianti di produzione di energia mediante lo sfruttamento del vento. I progetti di questo allegato sono assoggettati alla procedura di VIA qualora ciò si renda necessario in esito alla procedura di verifica di assoggettabilità a VIA (screening) o qualora le opere ricadano anche parzialmente all'interno di aree naturali protette o di siti della Rete Natura 2000 di cui alle direttive 79/409/CEE e 92/43/CEE.

La legge Regionale n. 20/2001, all'articolo 3 (Pianificazione del territorio pugliese) sancisce che:

- 1) la pianificazione del territorio si articola nei livelli regionale, provinciale e comunale;
- 2) i soggetti della pianificazione sono la Regione, le Province e i Comuni;
- 3) partecipano, altresì, alla pianificazione gli enti pubblici cui leggi statali o regionali assegnano la cura di un interesse pubblico connesso al governo e uso del territorio.

Regolamento Regionale n. 16 del 4 ottobre 2006 - Regolamento per la realizzazione di impianti eolici nella Regione Puglia

Il regolamento si applica agli impianti eolici di potenza superiore a 60 kW, se costituiti da più di un aerogeneratore. Il regolamento, inoltre, non si applica per impianti costituiti da un unico aerogeneratore di taglia inferiore o uguale a 1 MW.

Questo Regolamento prevede la realizzazione da parte dei Comuni di Piani Regolatori per l'installazione di Impianti Eolici (PRIE). I PRIE sono finalizzati all'identificazione delle cosiddette aree non idonee, ovvero quelle aree nelle quali non è consentito localizzare gli aerogeneratori, in aggiunta ad altre aree elencate all'Articolo 6 di detto Regolamento, tra cui le aree protette.

Viene stabilita la valutazione integrata come modalità con cui si espletano le procedure per l'ottenimento dell'Autorizzazione Unica e vengono elencati i criteri per la redazione della relazione d'impatto ambientale. Questi ultimi si riferiscono alle seguenti aree di interesse:

- a) inquadramento nel PRIE di riferimento;
- b) impatto visivo e paesaggistico;
- c) Impatto su flora, fauna ed ecosistemi;
- d) rumori e vibrazioni;
- e) campi elettromagnetici e interferenze;
- f) norme di progettazione;
- g) dati di progetto e sicurezza;
- h) norme tecniche relative alle strade;
- i) norme sulle linee elettriche;
- j) pertinenze;
- k) fasi di cantiere;
- l) dismissioni e ripristino dei luoghi.

Inoltre per la realizzazione di impianti eolici *offshore* sono fornite specifiche indicazioni (Articolo 12), tra cui la non idoneità di aree classificate come pSIC marini ai sensi della direttiva 92/43/CE e la richiesta di analisi dei fondali interessati, vista l'elevata presenza di habitat di pregio naturalistico lungo gran parte della costa pugliese e la forte vocazione turistica di quest'ultima.

Legge Regionale n. 17 del 23 giugno 2006 - Disciplina della tutela e dell'uso della costa

La Legge n. 17/2006, pubblicata nel Bollettino Ufficiale della Regione Puglia n. 79 del 27 giugno 2006 definisce, nei suoi 20 articoli, i criteri e le linee programmatiche per la disciplina e la gestione degli interventi finalizzati all'uso, alla valorizzazione e alla tutela del bene demaniale

marittimo e delle zone del mare territoriale conferite dallo Stato ai sensi dell'Articolo 117 della Costituzione Italiana.

Sono escluse dalla competenza regionale le aree del demanio marittimo e del mare territoriale necessarie all'approvvigionamento di fonti di energia, sulla base del D. Lgs. n. 112/1998. L'esercizio delle funzioni si svolge sulla base della pianificazione delle azioni sviluppata a vari livelli regionale e comunale, attraverso il Piano Regionale delle Coste (PRC) e il Piano Comunale delle Coste (PCC). Il Piano delle Coste andrà a costituire uno strumento normativo e tecnico-operativo di disciplina delle attività e degli interventi sulla costa.

Il PRC dovrebbe essere adottato entro 12 mesi dalla data di entrata in vigore della presente legge, ovvero dal 27 giugno 2006. Il 4 aprile 2006 la Giunta regionale ha approvato la convenzione tra la Regione Puglia e il Politecnico di Bari (laboratorio di Ricerca e Sperimentazione per la Difesa delle coste e del Dipartimento di Architettura ed Urbanistica) per la redazione del PRC, che dovrà contenere gli studi e i rilievi sulle dinamiche naturali del sistema geomorfologico e meteomarinico, nonché le linee guida per la progettazione delle opere di ingegneria costiera.

Nell'ambito degli indirizzi programmatici diretti alla tutela e alla salvaguardia del territorio, l'amministrazione regionale pugliese, con delibera di Giunta n. 357/07, ha affidato al Settore Assetto del Territorio la realizzazione del Nuovo Piano Paesaggistico adeguato al Codice dei beni culturali e del paesaggio, in riferimento al D. Lgs. n. 42/94.

Per la redazione del Programma delle attività relative al Nuovo Piano Paesaggistico, la Regione si avvale della collaborazione degli Atenei pugliesi per designare, di concerto, 6 esperti per i temi trattati nella Carta dei Beni Culturali della Puglia.

7.1 gli strumenti di programmazione regionale (PEAR)

Il Piano Energetico Ambientale Regionale - PEAR, pubblicato nel dicembre 2006, nelle sue 113 pagine contiene indicazioni circa i "punti caldi" della politica energetica come il carbone, l'eolico, le emissioni di CO₂, il solare, i rigassificatori, il nucleare e l'idrogeno.

La prima parte del PEAR analizza il contesto energetico regionale e ne analizza le emissioni allo scopo di fornire le emissioni complessive di anidride carbonica dovute all'utilizzo delle fonti energetiche e rivela un incremento del 50% delle emissioni stesse dal 1990 al 2004 e un potenziale incremento del 22% dal 2004 al 2016.

L'analisi riportata nella seconda parte del PEAR è volta a identificare le linee caratterizzanti la pianificazione energetica regionale, articolandosi in considerazioni riguardanti sia l'aspetto della domanda che dell'offerta di energia.

Particolare attenzione è posta al rispetto degli impegni di Kyoto richiamando il concetto di un proficuo ricorso alla elevata differenziazione delle risorse energetiche privilegiando le fonti rinnovabili ed a basso impatto ambientale.

Rispetto all'eolico si osserva che la risorsa, storicamente quella con maggiore presenza in Puglia, non costituisce un elemento quantitativamente marginale in Puglia e quindi obiettivo generale del Piano è quello di incentivare il suo sviluppo, nella consapevolezza che ciò può e deve contribuire in forma quantitativamente sostanziale alla produzione di energia elettrica regionale. Si rivolge inoltre positivamente alla tecnologia relativamente nuova e in forte espansione in Europa dell'eolico *offshore*, valutando con attenzione la possibilità di applicazione della stessa nella Regione.

In questo clima di incertezza e ritardi delle istituzioni nel disciplinare la materia della localizzazione degli impianti eolici un fatto nuovo e rilevante è la sentenza della Corte Costituzionale n. 34 del 25/10/2006 che ha bocciato la moratoria della Regione Puglia (risalente all'agosto 2005) sulla costruzione di nuovi impianti eolici. La norma regionale, impugnata dal Governo, è stata giudicata incostituzionale perché impediva il raggiungimento dell'obiettivo dell'incremento della produzione di elettricità da fonti rinnovabili perseguito dall'Italia, anche con fini di salvaguardia dell'ambiente e, inoltre, andava a limitare il libero accesso al mercato dell'energia.

8. RICOGNIZIONE DEI PROGETTI ESAMINATI DAL MINISTERO

Ad oggi, gli unici due progetti decretati dal MATTM sono i seguenti:

1. “Realizzazione di un impianto off-shore di generazione eolica della potenza complessiva di 162 MW da localizzarsi di fronte alla costa di Termoli (CB)” il cui proponente è la Società Effeventi s.r.l. Il decreto ministeriale è il n. 1345 del 14/10/09.
2. “Realizzazione di una centrale eolica offshore per la produzione di energia elettrica da localizzarsi nel mare antistante la costa dei comuni di Brindisi, Torchiarolo, San Pietro Vernotico (BR) e Lecce” il cui proponente è la Società Trevi Energy S.p.A. Il decreto ministeriale è il n. 27 del 28/01/2011. Il presente giudizio di compatibilità ambientale è negativo

Risultano non ancora decretati i seguenti:

- Centrale eolica off-shore Chieti (FG)
- Centrale eolica off-shore Golfo di Manfredonia (FG)
- Impianto eolico off-shore nel golfo di Gela nel Comune di Butera (CL)
- Impianto eolico offshore Stretto di Sicilia nella zona Banco di Pantelleria e Banchi Avventura
- Parco eolico nella rada esterna del porto di Taranto

9. RICOGNIZIONE DEI PROGETTI ESAMINATI DALLA REGIONE PUGLIA

Con il supporto della Task force Regionale, è stata fatta una ricognizione dei principali progetti di parchi eolici on-shore ricadenti nel territorio pugliese e deliberati con pronuncia di compatibilità ambientale positiva, dalla regione Puglia.

I progetti esaminati sono i seguenti:

1. Impianto di produzione di energia da fonte eolica da realizzare nel Comune di Lucera (Fg) in località “*S. Annunzia – Cannocchiola – Marchesa - Finamunno*” - Proponente: Sistemi Energetici SpA - N. aerogeneratori: 20 - Potenza complessiva: 50 MW
2. Impianto di produzione di energia da fonte eolica da realizzare nel Comune di Lucera (Fg) in località “*Coppe di Montedoro*” - Proponente: EDP Renewables Srl, già Energia in Natura Srl - N. aerogeneratori: 27 - Potenza complessiva: 81 MW
3. SEA S.p.A. – parco eolico nel Comune di Lucera – istanza del 29.11.2007 – revoca del provvedimento n. 780 del 04.11.2008 ed adozione di nuovo provvedimento - N. aerogeneratori: 35 - Potenza complessiva: 70 MW
4. Impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica, alla località Cancarro – Comune di Troia (Fg) - Proponente: Eolo 3W Sicilia S.r.l. subentrata alla ICQ S.r.l.- parere sfavorevole
5. Progetto di variante per la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica denominato “Santiglia” da realizzarsi nel comune di Minervino Murge (Ba), alla località Iambregghi - Proponente: Murgeolica S.r.l. - N. aerogeneratori: 20 - Potenza complessiva: 40 MW
6. Parco eolico nel Comune di Serracapriola (Fg) – istanza del 29.03.2007 – conclusione del procedimento di autotutela sul silenzio assenso formatosi nell’ambito della procedura di verifica di assoggettabilità a V.I.A. - Proponente: Energia in Natura S.r.l.- N. aerogeneratori: 48 - Potenza complessiva: 96 MW
7. Impianto di produzione di energia da fonte eolica da realizzare nel Comune di Laterza (TA), in loc. P.zo della Società-il Pantano- Fontana Imperatore - Proponente: società Energy 3K GmbH - N. aerogeneratori: 16 - Potenza complessiva: 66 MW
8. Impianto di produzione di energia da fonte eolica da realizzare nel Comune di Laterza (TA), in loc. Lamia di Clemente e Fontana S.Pietro - Proponente: Laterza Wind 2 S.r.l.

(già Energy Assets Management S.r.l.) - N. aerogeneratori: 90-94 - Potenza complessiva: 57 MW

9. Impianto di produzione di energia da fonte eolica da realizzare nel Comune di Laterza (Ta), in loc. Mass.a Pietro Tucci-Lamie Cacoscia - Proponente: CGDB Enrico S.r.l. (già Ditta De Biasi Giuseppe) - N. aerogeneratori: 90-94 - Potenza complessiva: 51 MW

10. Impianto di produzione di energia da fonte eolica da realizzare nel Comune di Laterza (TA), loc. Serro Lo Monaco–Masseria Candile - Proponente: CGDB Laerte S.r.l. (già Costruzioni Generali De Biasi S.r.l.) - N. aerogeneratori: 90-94 - Potenza complessiva: 36 MW

11. Procedura di Valutazione di Impatto Ambientale – Impianto di produzione di energia da fonte eolica da realizzare nel Comune di Castelluccio dei Sauri (FG), località “Posta Cisternola, Col di Ciame, Cisterna, Monte Chichera” - Proponente: Api Holding Spa - N. aerogeneratori: 25 - Potenza complessiva: 50 MW

12. Procedura di Valutazione di Impatto Ambientale – Impianto di produzione di energia da fonte eolica da realizzare nel Comune di Stornarella (FG) - Proponente: Sorgenia Spa - N. aerogeneratori: 90 - Potenza complessiva: 60 MW

10. INDIVIDUAZIONE DELLE PRESCRIZIONI ASSOCIATE AI PROGETTI DI COMPETENZA STATALE

L'unica opera oggetto del presente capitolo è dunque la "Realizzazione di un impianto off-shore di generazione eolica della potenza complessiva di 162 MW da localizzarsi di fronte alla costa di Termoli (CB)".

Il documento potrà in seguito essere implementato con i successivi decreti emessi dal MATTM in modo tale da creare un "database" di prescrizioni standard da applicare ai futuri progetti relativi agli impianti eolici off-shore. La Regione Puglia ha contribuito alla stesura del documento con la trasmissione di 12 decreti regionali relativi ad impianti eolici on shore distribuiti sul territorio pugliese, che saranno trattati nello specifico capitolo.

Di seguito le prescrizioni raggruppate per impatti ambientali relative alla sola opera soggetta a VIA nazionale e decretata con giudizio di compatibilità ambientale positivo dal MATTM.

Prescrizioni relative alle mitigazioni

- ✓ In ogni caso dovranno essere attuate tutte le misure di mitigazione indicate nel Quadro progettuale, nella versione progettuale definitiva ed in coerenza con le integrazioni fornite.

Prescrizioni relative alla sicurezza

- ✓ Come componente del sistema globale di sicurezza, in fase di realizzazione, esercizio e smantellamento, deve essere definita una specifica procedura che descriva le azioni che si dovranno intraprendere e i mezzi da adottare in caso di incidenti durante tali fasi per limitare le eventuali conseguenze sulla qualità dell'acqua (per esempio: sversamenti di sostanze oleose).
- ✓ che venga predisposta, di concerto con la Capitaneria di Porto di Termoli, una procedura di sicurezza per gli spostamenti dei mezzi navali interni al campo eolico offshore per minimizzare i rischi di collisione.
- ✓ che venga realizzato un sistema di sorveglianza del traffico marittimo di prossimità, con la definizione di specifici protocolli di segnalazione e allarme di emergenza.
- ✓ che venga elaborato un apposito piano di emergenza per gli incidenti che possono coinvolgere turbine eoliche e/o per incidenti che possono provocare inquinamento in mare da combustibile e/o da prodotti petroliferi all'interno e/o in aree immediatamente limitrofe al campo eolico offshore.

Prescrizioni relative al fondale marino

- ✓ Prima di procedere a qualsiasi operazione di predisposizione del sito, lungo tutta la fascia di fondale marino interessata dai lavori di posa delle fondazioni e dei cavidotti ivi compreso l'approdo in territorio del Comune di Termoli, deve essere ripetuta la campagna di survey nei punti di infissione delle mono-pile e lungo il tracciato soggetto a scavo nel fondale, tramite una

campionatura degli strati dei sedimenti interessati dagli scavi, ai fini della caratterizzazione chimico-fisica e microbiologica definitiva del materiale da rimuovere ovvero oggetto di compressione per l'infissione dei pali di fondazione. Tale campagna deve essere eseguita con le stesse procedure della campagna già eseguita per il progetto e sotto il controllo di un Istituto Universitario o di Ricerca accreditato.

- ✓ Per le operazioni di scavo del cavidotto sul fondale marino dovranno essere adottate le seguenti precauzioni:
 - l'ampiezza della fascia interessata direttamente o indirettamente dallo scavo deve essere contenuta il più possibile, compatibilmente con l'esigenza di posa dei cavi, e comunque non deve essere superiore a 3,0 m;
 - il cavo deve essere posato ad una profondità minima di 1 m dalla superficie del fondale, al fine di limitare il rischio di emissioni elettromagnetiche e calore;
 - l'ampiezza della fascia interessata direttamente o indirettamente dalla preparazione del sito di fondazione delle singole turbine deve essere contenuta il più possibile, compatibilmente con l'esigenza di posa delle fondazioni e delle opere anti-erosione, e comunque non deve essere superiore a 30 m di diametro per ciascuna turbina;
 - in entrambi i casi, il materiale di scavo in eccesso dovrà essere caricato su bettolina ed allontanato dall'area di scavo, al fine di ridurre l'intorbidamento dell'acqua; l'immagazzinamento del materiale sulla bettolina dovrà avvenire in cassoni in modo da separare la sabbia da eventuali altri componenti (limo, rocce); i cassoni dovranno essere ventilati per ridurre il più possibile la marcescenza delle biocenosi di fondo frammiste alla sabbia; deve essere previsto un volume dei cassoni sufficiente a contenere tutto il materiale scavato;
 - durante lo scavo, le acque di reflusso, intorbidite dalla escavazione, dovranno essere aspirate da sorbone a fianco dello scavo e raccolte in cisterne dislocate sul pontone, per essere chiarificate per sedimentazione prima di essere rimesse in mare;
 - la deposizione del materiale di ricopertura del cavidotto deve avvenire per strati, partendo da un primo riempimento dello scavo con il materiale fine (padding), che serva da letto di posa al cavidotto stesso, ed eseguendo il rinfiacco e ricoprimento con le pezzature via via maggiori fino a terminare con le pezzature massime con cui ripristinare il fondale originario;
 - l'integrazione con materiale di riempimento e consolidamento anti-erosione delle fondazioni delle turbine dovrà essere effettuata con materiali inerti (preferibilmente rocce di provenienza locale, al fine di minimizzare il trasporto su terra);
 - se il tracciato dei cavi dovesse essere installato sopra altri cavi e/o tubi esistenti - non potendo quindi rispettare la profondità minima di installazione - dovrà essere prevista una adeguata protezione supplementare. Ciò può essere fatta con gli stessi materiali adottati per la protezione dall'erosione delle fondazioni;

- nel corso delle operazioni di scavo a mare dovrà essere effettuato, in accordo con ARPA Molise, il monitoraggio della torbidità dell'acqua al fine di verificare ed eventualmente contenere la torbidità indotta.
- ✓ Nel corso delle attività di scavo della trincea, di posa dei cavi e del suo ricoprimento, nell'approdo di Termoli, dovranno essere presenti osservatori dell'ICRAM a bordo dei natanti di appoggio, con la finalità di controllare il rispetto alle prescrizioni date. I costi del personale ICRAM saranno a carico del proponente.
- ✓ Le strutture a mare (fondazioni, torri e turbine) dovranno utilizzare vernici di protezione agli agenti atmosferici non tossiche o inquinanti per l'ambiente marino;
- ✓ Prima dell'inizio dei lavori di scavo a mare dovrà essere effettuata la caratterizzazione acustica in acqua dell'area circostante il tracciato di scavo e infissione dei pali di fondazione (caratterizzazione ex-ante), per determinare i periodi di minor impatto acustico delle attività di scavo e infissione dei pali di fondazione.
- ✓ Prima dell'installazione delle turbine il proponente dovrà predisporre, in accordo con organismo nazionale accreditato in materia di ornitologia, e poi attuare a suo carico, una survey preliminare (ex-ante) sull'avifauna stanziale e migratoria presente in sito e un programma di monitoraggio della durata complessiva di almeno cinque anni dall'inizio delle attività di costruzione della centrale eolica offshore che preveda, in alcuni punti significativi in prossimità delle turbine, rilevazioni possibilmente in continuo delle presenze di avifauna stanziale e migratoria.. I risultati della campagna dovranno essere comunicati al MATTM con cadenza periodica, non superiore ai sei mesi per i primi due anni e annualmente per i successivi tre anni. Il monitoraggio deve essere eseguito in aderenza con le migliori pratiche e sotto la sorveglianza dell'organismo prescelto. I dati rilevati dovranno essere resi disponibili ad APAT ed ARPA Molise.

Prescrizioni relative alla fase di monitoraggio

- ✓ Al fine di verificare l'attecchimento di una nuova fascia bentonica nelle aree di fondazione e valutare eventuali modifiche dell'habitat locale e della popolazione di pesci e molluschi, le stesse aree devono essere sottoposte ad una campagna di monitoraggio della durata complessiva di almeno cinque anni dal completamento delle attività di posa. I risultati della campagna dovranno essere comunicati al MATTM con cadenza periodica, non superiore ai sei mesi per i primi due anni e annualmente per i successivi tre anni. Il monitoraggio deve essere eseguito in aderenza con le migliori pratiche e sotto la sorveglianza dell'ICRAM.
- ✓ Il proponente dovrà predisporre, in accordo con ICRAM, e poi attuare a suo carico, un programma di monitoraggio, per tutta la durata dell'esercizio della centrale eolica offshore, che preveda in alcuni punti significativi in prossimità di fondazioni (almeno n.10 punti) e lungo i percorsi dei cavidotti rilevazioni con cadenza annuale delle caratteristiche chimico-fisiche dei sedimenti del fondale e delle caratteristiche della comunità bentonica ivi presente. I dati rilevati dovranno essere

resi disponibili ad ICRAM ed ARPA Molise.

- ✓ Il proponente dovrà predisporre, in accordo con ICRAM, e poi attuare a suo carico, un programma di monitoraggio dei livelli sonori subacquei, per tutta la durata della fase di costruzione della centrale eolica offshore. Se da queste osservazioni venissero indicazioni di effetti rilevanti, dovranno essere definite, in accordo con ICRAM, e adottate specifiche misure di attenuazione.
- ✓ Se in fase di monitoraggio si rileva un significativo numero di collisioni con avifauna appartenente a specie protetta ovvero la presenza di eventuali rotte migratorie, ad oggi non censite, dovranno essere implementati appositi sistemi di segnalazione e avvertimento quali: luci rosse sulle punte della lama del rotore, parti fluorescenti o segnali sonori (ultrasuoni), al fine di ridurre al massimo il numero di vittime. In casi estremi, dovrà essere previsto l'arresto delle turbine eoliche per determinati periodi di tempo. Tuttavia, le decisioni circa i sistemi di segnalazione e avvertimento, definiti in accordo con l'organismo accreditato prescelto, devono essere assunte in pieno accordo con le autorità preposte alla sicurezza in mare e aerea, che deve essere in ogni caso considerata come componente prevalente.

Prescrizioni relative alla qualità dell'aria

- ✓ In tutte le fasi di lavorazione dei vari cantieri, sia nel territorio di Termoli, sia nel cantiere portuale che sarà individuato in sede esecutiva, sia in mare, il proponente dovrà rispettare i limiti in aria stabiliti dalle vigenti norme, ricorrendo alle seguenti misure:
 - tutti i mezzi d'opera dovranno essere certificati con marchio CE di conformità ai livelli di emissione acustica contemplati, ai sensi delle vigenti norme;
 - non potranno pertanto essere utilizzate macchine di vecchia costruzione non certificate secondo la suddetta normativa;
 - i mezzi navali impiegati dovranno utilizzare antivegetativi per carene non inquinanti, in particolare dovrà essere evitato l'uso dell'organotina (tributilstagno/tributyltin o TBT, appartenente ai composti organostannici).
 - dovranno essere adottate misure di mitigazione provvisoria, quali barriere antirumore mobili lungo la traccia di scavo a terra e fisse intorno all'area del cantiere della cabina di trasformazione.

Prescrizioni relative alla fase di dismissione dell'impianto

- ✓ A partire dal decimo anno di esercizio dell'impianto il proponente dovrà provvedere all'accantonamento finanziario di congrue quote annuali a copertura delle attività di dismissione. Tre anni prima della cessazione definitiva delle attività della centrale eolica offshore di Termoli, dovrà essere messo a punto il piano esecutivo della futura dismissione dell'impianto e del ripristino delle aree dal punto di vista ambientale e presentato al MATTM, al MBB CC AA ed alla Regione Molise. L'esecuzione del piano sarà a completo carico del proprietario del sistema.

11. INDIVIDUAZIONE DELLE PRESCRIZIONI, ASSOCIATE AI PROGETTI DI COMPETENZA REGIONALE

Prescrizioni relative alla fase di dismissione dell'impianto

- ✓ Provvedere, in seguito alla dismissione degli aerogeneratori e delle altre strutture dell'impianto al termine del loro ciclo di vita, non solo a porre in essere le misure di compensazione degli impatti dell'impianto, così come previste nella convenzione (di cui all'art. 14, co. 5, del R.R. n.16/2006 e al punto 9 della D.G.R. n.1462 dell'1.08.08), ma anche al ripristino dello stato dei luoghi e alla riqualificazione ambientale del sito interessato dall'intervento, anche mediante l'inserimento di specie autoctone adatte al sito medesimo; la fondazione dovrà essere sepolta sotto terreno vegetale;
- ✓ Garantire che la dismissione dell'aerogeneratore e delle altre strutture dell'impianto alla fine del loro ciclo di vita avvenga non solo attraverso il ripristino dello stato dei luoghi (impegno da assumere nella convenzione), ma anche con la riqualificazione ambientale del sito d'intervento, con l'utilizzo di specie autoctone adatte al sito. La fondazione dovrà essere sepolta sotto terreno vegetale;

Prescrizioni relative alla fase di cantiere (sversamento di oli, viabilità,scavi, rifiuti...)

- ✓ assicurare che l'eventuale eccesso di materiale proveniente dagli scavi venga trasportato in discariche autorizzate allo stoccaggio di rifiuti inerti ovvero avviato ad operazioni di recupero, privilegiando la seconda opzione;
- ✓ assicurare l'adeguato smaltimento degli oli derivanti dalla lubrificazione del moltiplicatore di giri a tenuta, freno meccanico e centralina idraulica per i freni delle punte delle pale presso il "Consorzio Obbligatorio degli oli esausti" (art. 233 del D.Lgs. n. 4/2008) in considerazione delle caratteristiche di pericolosità degli stessi;
- ✓ assicurare che lo smaltimento degli oli derivanti dalla lubrificazione del moltiplicatore di giri a tenuta, freno meccanico e centralina idraulica per i freni delle punte delle pale avvenga conformemente alle prescrizioni di cui al D.lgs. n. 152 del 2006, così come successivamente modificato;

prescrizioni relative alla messa in ripristino dei luoghi

- ✓ garantire che gli adeguamenti delle strade esistenti e le nuove realizzazioni siano realizzate mediante l'utilizzo di macadam;
- ✓ prevedere opere di regimazione delle acque meteoriche;

Prescrizioni relative all'acquisizione di pareri ambientali relativi alle tipologie di territorio attraversate

- ✓ parere di compatibilità con il PAI da parte dell'AdB Puglia relativamente agli aerogeneratori ricadenti in area PG1 del PAI;
- ✓ parere di compatibilità paesaggistica con il PUTT-Puglia
- ✓ acquisire, stante la specifica competenza dell'Ente gestore della Rete Elettrica relativamente alle stazioni di consegna dell'energia prodotta, che può essere disposta o comunque variata in funzione delle esigenze e/o della programmazione del trasporto e della distribuzione dell'energia sul territorio, in sede di conferenza di servizi per il rilascio dell'autorizzazione unica di cui all'art. 12, comma 3, del d.lgs. n. 387/03, il parere di tale Ente sull'elettrodotto di collegamento e relativa stazione di consegna.
- ✓ acquisire i pareri relativi alle opere di collegamento accessorie (aree di intervento, strade e cavidotti di collegamento) in quanto interessano aree vincolate, in particolare:
 - parere di compatibilità con il PAI da parte dell'AdB Puglia
 - parere di compatibilità paesaggistica con il PUTT-Puglia
- ✓ verificare le previsioni di piano regolatore (PdF, PRG, PUG) secondo gli strumenti urbanistici vigenti nel comune interessato dall'intervento, in termini di rispetto dell'area buffer di 1 km dalle zone edificabili urbane e di rispetto dei limiti di emissione sonora in aree attualmente o potenzialmente occupabili- come da previsioni urbanistiche- per più di quattro ore al giorno; pertanto detto riscontro dovrà essere effettuato da parte della Amministrazione comunale in sede di conferenza di servizi per l'ottenimento dell'autorizzazione definitiva.
- ✓ acquisire il parere dell'Autorità di Bacino della Regione Puglia relativamente alle aree di intervento e alle strade e cavidotti di collegamento tra alcuni aerogeneratori che interessano aree individuate dal PAI, atteso che l'intero intervento ricade in area PG1 e che gli attraversamenti delle linee tecniche in corrispondenza di strade di viabilità pubblica potrebbero interferire con aree segnalate con tipizzazione di rischio idraulico fino alla stazione elettrica di consegna finale;
- ✓ considerare come Ente territorialmente competente, in sede di conferenza di servizi per il rilascio dell'autorizzazione unica di cui all'art. 12, comma 3, del d.lgs. n. 387/03, anche l'Autorità di Bacino, per le aree di competenza;
- ✓ prima della conclusione della Conferenza di servizi per il rilascio dell'autorizzazione unica ai sensi del D. Lgs 387/2003 e della D.G.R. 35/2007, dovrà essere acquisito, da parte del competente Ufficio Energia dell'Assessorato allo Sviluppo Economico, atto formale attestante l'avvenuta stipula di convenzione, così come prevista dall'art. 14, c.5 del Regolamento Regionale n. 16/2006, conformandosi in particolare al punto 9 delle Linee Guida approvate con D.G.R. n. 1462/2008;
- ✓ richiedere l'autorizzazione all'Autorità di Bacino della Puglia per tutte le linee tecniche (cavidotti-linee di trasmissione dell'elettricità) interessanti più aree zonizzate dal PAI sia come aree di rischio che come aree di pericolosità geomorfologica, fino alla Stazione finale di consegna,

nonché attraversanti pertinenze di corsi d'acqua e di solchi di impluvio;

Prescrizioni relative alle mitigazioni e alle compensazioni

- ✓ assicurare che una delle tre pale di ogni aerogeneratore sia colorata con bande orizzontali rosse o nere, in modo tale da ridurre l'effetto di "motion smear" a danno dell'avifauna e il numero di collisioni dei volatili con l'impianto;
- ✓ prevedere la colorazione con bande orizzontali rosse o nere di una delle tre pale dell'aerogeneratore, riducendo così l'effetto di "motion smear" a danno dell'avifauna, al fine di ridurre il numero di collisioni dei volatili con l'impianto;
- ✓ provvedere, in seguito alla dismissione degli aerogeneratori e delle altre strutture dell'impianto al termine del loro ciclo di vita, non solo a porre in essere le misure di compensazione degli impatti dell'impianto, così come previste nella convenzione citata nelle premesse (di cui all'art. 14, co. 5, del R.R. n.16/2006 e al punto 9 della D.G.R. n.1462 dell'1.08.08), ma anche al ripristino dello stato dei luoghi e alla riqualificazione ambientale del sito interessato dall'intervento, anche mediante l'inserimento di specie autoctone adatte al sito medesimo; la fondazione dovrà essere sepolta sotto terreno vegetale;
- ✓ coinvolgere nelle pattuizioni di compensazione / ristoro ambientale anche i comuni che distano meno di 500 m da uno o più aerogeneratori. A tal proposito si ricorda che la verifica della distanza va effettuata rispetto all'area di ingombro dell'aerogeneratore, considerata come un quadrato avente lato pari a 3 volte il diametro del rotore (art.14, c.5, RR 16/2006).

Prescrizioni relative alle opere connesse (elettrodotti, cavidotti...)

- ✓ prevedere, che i cavidotti di collegamento tra gli aerogeneratori e la stazione di raccolta dell'energia elettrica prodotta siano interrati e corrano lungo la rete viaria;
- ✓ attesa la constatazione che il mancato accordo tra le quattro società e l'ubicazione delle pale, approvate per proprietà, comporterà con certezza un tortuoso percorso dei cavidotti e scavi di sviluppo presumibile pari a circa 80-100 km, con penalizzazione del territorio e costo ambientale oltremodo alti, (sarà necessario) realizzare un unico progetto di cavidotto tra i ventiquattro aerogeneratori ritenuti idonei sotto il profilo ambientale ed un'unica sottostazione.
- ✓ prevedere che il cavidotto di collegamento tra gli aerogeneratori e il punto di consegna dell'energia elettrica prodotta, sia interrato alla profondità minima di 1,5 m;

Prescrizioni relative alla fase di monitoraggio

- ✓ garantire un monitoraggio che, dalla messa in opera della fase di cantiere e, con cadenza annuale, dall'inizio della messa in esercizio degli aerogeneratori, sia mantenuto e controllato lo stato di conservazione delle specie prioritarie presenti. Detto monitoraggio, effettuato da un esperto naturalista, sia trasmesso all'autorità competente per la validazione degli schemi di

valutazione e dell'approccio.

- ✓ Attuare un monitoraggio atto a garantire che, dalla messa in opera della fase di cantiere e, con cadenza annuale, dall'inizio della messa in esercizio degli aereogeneratori, sia mantenuto e controllato lo stato di conservazione delle specie prioritarie. Detto monitoraggio, effettuato da un esperto naturalista, sia trasmesso all'autorità competente per la validazione degli schemi di valutazione e dell'approccio.

Prescrizioni relative alla Vegetazione, Flora, Fauna e Ecosistemi

- ✓ adottare una convenzione così come prevista dall'art. 14, c.5 del Regolamento Regionale n. 16/2006, conformandosi in particolare al punto 9 delle Linee Guida approvate con D.G.R. n. 1462/2008; essa dovrà comprendere misure di ristoro ambientale: in recepimento parziale delle misure compensative presentate dalla LIPU contenente osservazioni indirizzate ad altra società proponente progetto di pari tipologia in aree contermini, si predispongano azioni di conversione e ripristino naturalistico di seminativi in habitat a pascolo steppici, privilegiando il più possibile alla tipologia Festuco-Brometalia, secondo le linee guida comunitarie di Life Natura e i criteri promossi dal Ministero dell'Ambiente sul tema della conservazione a livello di sito, nella misura espressa in quantitativi opportuni di superficie per ogni aerogeneratore da installare, definiti in accordo con l'amministrazione comunale. Prima della conclusione della Conferenza di servizi per il rilascio dell'autorizzazione unica ai sensi del D. Lgs 387/2003 e della D.G.R. 35/2007, dovrà essere acquisito, da parte del competente Ufficio Energia dell'Assessorato allo Sviluppo Economico, atto formale attestante l'avvenuta stipula della convenzione;
- ✓ poiché nel corso dei lavori, il disturbo maggiore è arrecato dalle diverse fasi di cantiere quali spostamenti di terra, seppellimento e modificazioni della struttura vegetazionale, apertura di strade per il transito di mezzi pesanti, aree di deposito materiali, presenza antropica prolungata, etc., ragion per cui, tra le misure da adottare per ridurre l'impatto ambientale nell'area interessata dal progetto proposto, occorre includere lavori di messa in opera del cantiere al di fuori del periodo riproduttivo e dei flussi migratori delle specie prioritarie presenti nell'area. In particolare, è preferibile effettuare i lavori da fine ottobre a fine febbraio;
- ✓ atteso che, nel corso dei lavori, il disturbo maggiore è arrecato dalle diverse fasi di cantiere quali spostamenti di terra, seppellimento e modificazioni della struttura vegetazionale, apertura di strade per il transito di mezzi pesanti, aree di deposito materiali, presenza antropica prolungata, etc., ragion per cui, tra le misure da adottare per ridurre l'impatto ambientale nell'area interessata dal progetto proposto, occorre introdurre le seguenti prescrizioni:
 - Effettuare i lavori di messa in opera del cantiere al di fuori del periodo riproduttivo delle specie prioritarie presenti nell'area (*Grillaio Falco naumanni*, Capovaccaio *Neophron percnopterus*, Gufo reale *Bubo bubo*, Nibbio reale *Milvus milvus* e Nibbio Bruno *Milvus migrans*). In particolare, è preferibile

effettuare i lavori da fine settembre a fine gennaio, per evitare il fallimento della fase riproduttiva;

- ✓ nella esecuzione delle opere forestali prevedere il pieno rispetto della LR 14/2007, pubblicata sul BURP n. 83, suppl. del 07/6/2007, in ordine a prescrizioni, piano di espianto e reimpianto di ulivi monumentali, norme tecniche di gestione manutenzione, monitoraggio, sanzioni e quant'altro previsto dal Titolo IV; riporre particolare cura a tutte le alberature diffuse e a quelle stradali, soprattutto laddove la realizzazione degli aerogeneratori comporta l'installazione di cantieri ed operazioni logistiche che costituiscano condizione di rischio per la vegetazione, fermo restando il conseguimento del nulla osta dell'Autorità regionale competente e dell'Ispettorato forestale;

12. LE PRESCRIZIONI, UN QUADRO SINOTTICO

12.1 Le casistiche

Rispetto ai progetti esaminati nei capitoli precedenti si possono sintetizzare delle peculiarità comuni rilevabili nei quadri prescrittivi contenuti nei vari atti di autorizzazione rilasciati

- ⇒ **GENERICITÀ DELLA FORMULAZIONE:** è capitato di rilevare che la prescrizione sia generica e non sufficientemente definita, così che addirittura si possa ottemperare (ma legittimamente) a quanto richiesto con adempimenti diversi da quelli ipotizzati dal soggetto istruttore.
- ⇒ **COMPLESSITÀ DELLA FORMULAZIONE:** contrariamente alla casistica precedente, in qualche circostanza invece le prescrizioni prevedono una serie articolata di azioni definite con estrema puntualità: talvolta però questa massima esplicitazione porta ad imporre azioni discordi, non correlabili tra loro e non riconducibili ad un'unica finalità.
- ⇒ **INDETERMINATEZZA DEGLI ESITI:** a volte le prescrizioni sono strutturate in modo da renderne dubbia l'esatta modalità di ottemperanza: in buona sostanza la formulazione delle azioni indicate si presta a diverse interpretazioni che non si prefigurano esattamente coerenti con le finalità per cui viene impartita la prescrizione.
- ⇒ **RILEVANTI TRASFORMAZIONI DELL'OPERA A SEGUITO DEGLI ESITI PRESCRITTIVI:** soprattutto per gli impianti di complessità tecnologica rilevante o di taglia produttiva notevole, le prescrizioni impartite possono portare, nella loro fase di ottemperanza, a prefigurare un layout dell'impianto completamente diverso, inducendo in questo modo la necessità di stimare se la "nuova" opera così configurata debba essere nuovamente sottoposta a procedura di VIA o di screening; ciò apre ovviamente una grande questione sulla logicità, ma addirittura sulla legittimità, delle prescrizioni formulate.
- ⇒ **ATTUAZIONE DIFFERITA:** in alcuni casi le prescrizioni impongono fasi che richiedono e rinviando a successive ulteriori valutazioni e/o autorizzazioni le quali esulano pertanto dalla mera verifica di ottemperanza alla prescrizione stessa come invece dovrebbe risultare.
- ⇒ **PIANI DI MONITORAGGIO:** in alcune prescrizioni vengono richiesti piani di monitoraggio che, a seconda della loro formulazione, possono risultare:
 - indefiniti nei parametri da indagare,
 - indeterminati per le tempistiche e frequenze di rilevazione,
 - incerti nelle modalità e specifiche tecniche da utilizzarsi per le rilevazioni stesse.
- ⇒ **TECNOLOGIE, METODI E PRASSI DI ATTUAZIONE:** a volte si richiedono modifiche progettuali o tecnologie di attuazione delle prescrizioni che superano le tecnologie disponibili o comunque quelle adottabili secondo logiche di mercato.

Appare chiaro come tali elementi possano comportare difficoltà o, addirittura, impossibilità a:

- adempiere alle prescrizioni da parte del soggetto attuatore;
- effettuare la verifica di ottemperanza da parte del soggetto istruttore

Alla luce di quanto osservato appare inoltre opportuno richiamare che il provvedimento di compatibilità ambientale, Decreto VIA statale o regionale, costituisce l'atto finale del procedimento di valutazione e sostituisce e/o coordina tutte le autorizzazioni, intese, concessioni, licenze, pareri, nulla-osta e assensi comunque denominati in materia ambientale, necessari per la realizzazione e l'esercizio dell'opera; in tal senso il provvedimento di compatibilità deve necessariamente contenere i riferimenti necessari per il rispetto delle procedure e le indicazioni/condizioni per la realizzazione, l'esercizio e la dismissione dei progetti.

12.1 La connessione tra impatti e risoluzione attraverso le prescrizioni

Per una corretta formulazione del quadro prescrittivo è necessario verificare che tutte le prescrizioni impartite siano coerenti con la tipologia d'opera esaminata, nel caso di specie gli impianti eolici, e con i relativi impatti attesi.

A tale riguardo è appropriato richiamare che il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, nel 2007 ha pubblicato il documento: *“Linea 1 – Criteri, metodologie e strumenti tecnico-scientifici ad indirizzo operativo a supporto delle attività di Valutazione dell’Impatto Ambientale di competenza delle Commissioni VIA e VIA Speciale”*.

Il suddetto documento, all'interno della “Fase 2 - Revisione critica dei progetti e dei relativi SIA per la definizione degli standard qualitativi minimi per tipologia di opera e componente ambientale” identifica le interferenze, definite come: “potenziale alterazione delle caratteristiche qualitative e quantitative della componente ambientale indotta dalle azioni di progetto...”, poiché “...l'individuazione delle interferenze ambientali ha la finalità di indicare, a livello qualitativo, la presenza di potenziali interazioni, dirette e indirette, tra le azioni di progetto e la componente ambientale e quindi di focalizzare l'attenzione sugli aspetti maggiormente significativi sotto il profilo ambientale”.

Tale documento potrà risultare di ausilio ad una corretta formulazione del quadro prescrittivo, anche per il caso degli impianti eolici.

Sulla base dell'analisi svolta ed alla luce di quanto riscontrato nella valutazione complessiva delle criticità comuni di cui al precedente paragrafo, si ritiene di formulare la seguente check-list che prevede un set minimo di indicazioni finalizzate ad ovviare a tali criticità. Ovviamente tale lista di controllo potrà essere implementata nelle fasi successive di audit.

ALCUNI ASPETTI CRITICI RILEVATI NELLE PRESCRIZIONI	INDICAZIONE
<p>TEMPI DI ATTUAZIONE I tempi di attuazione delle prescrizioni non sono indicati, oppure non sono individuati correttamente</p>	<p>Ogni singola prescrizione deve contenere: la macro-fase e la fase precisa di attuazione; Il termine per il proponente per la presentazione della Verifica di Ottemperanza</p>
<p>PIANI DI MONITORAGGIO Per i piani di monitoraggio si rileva una mancata o non adeguata indicazione della frequenza con cui inviare all'Ente preposto alla verifica i report dei vari monitoraggi. Non sempre viene adeguatamente indicato quali parametri debbono essere contenuti nel PMA prescritto e con quali modalità debbano essere restituiti nei report.</p>	<p>Ogni singola prescrizione deve contenere: la frequenza obbligatoria di trasmissione dei report esiti del monitoraggio; un report tipo, facsimile, con il quale si indica al soggetto proponente quali sono i dati richiesti e come restituirli, nel caso in cui il parere non dimandi al proponente stesso la completa definizione del PMA .</p>
<p>ENTI COMPETENTI E/O COINVOLTI NELLA VERIFICA DI OTTEMPERANZA Non sempre viene indicato l'Ente competente al controllo delle prescrizioni. A volte invece si indicano più Enti competenti al controllo delle stesse. Spesso non sono specificati i competenti Enti con i quali il proponente deve, eventualmente, preventivamente accordarsi per la redazione di eventuali piani / programmi monitoraggio o per l'attuazione di determinate prescrizioni.</p>	<p>Ogni singola prescrizione deve contenere: l'esatta ed univoca individuazione dell'Ente a cui è data in carico la verifica di ottemperanza. In nessun caso dovranno essere indicati più Enti; nel caso la prescrizione preveda la preventiva consultazione di Enti per l'attuazione della prescrizione medesima, debbono essere adeguatamente specificati gli stessi.</p>
<p>INADEGUATA DEFINIZIONE TECNICA PER L'ATTUAZIONE DELLA PRESCRIZIONE Spesso non è definito, con le dovute modalità tecniche, precise e puntuali, come ottemperare alle prescrizioni (es. tramite invio e/o definizione dei contenuti di un progetto definitivo/esecutivo, di uno studio, di un report, ecc....)</p>	<p>Ogni singola prescrizione del parere dovrebbe essere formulata attraverso le prassi tipiche della specifica tecnica, anche in riferimento alle modalità di redazione delle norme UNI.</p>
<p>PRESCRIZIONI I CUI CONTENUTI SONO OPE LEGIS Si registra la presenza di prescrizioni che riportano azioni / obblighi che comunque debbono essere rispettate in relazione alle norme vigenti.</p>	<p>Le prescrizioni che richiamano obblighi di legge (che comunque debbono essere rispettati), troverebbero una più idonea collocazione non nel quadro prescrittivo bensì nelle premesse dell'atto</p>
<p>PRESCRIZIONI CHE RIMANDANO AD ULTERIORI STIME E VALUTAZIONI DEGLI IMPATTI Sono state rilevate prescrizioni che fanno valutare e stimare gli impatti successivamente al parere; va evidenziato che tali rinvii possono costituire anche motivi di contenzioso amministrativo.</p>	<p>Dovrebbero essere evitate le prescrizioni che rinviano a stime che dovrebbero essere già valutate nel SIA. È opportuno richiedere, a tal pro, degli approfondimenti / integrazioni sulle tematiche non perfettamente approfondite nel SIA.</p>
<p>PRESCRIZIONI CHE RIMANDANO A PIANI ACCORDI O PROGRAMMI DA DEFINIRE POSTERIORMENTE ALL'EMANAZIONE DEL DECRETO E CHE PREVEDONO IL COINVOLGIMENTO DI ALTRI ENTI. Questo tipo di disposizioni comporta una criticità nell'attuazione della prescrizione stessa in quanto fa riferimento ad accordi con altri Enti Pubblici e/o piani ancora da realizzare.</p>	<p>Il quadro prescrittivo dovrebbe far riferimento solo a quei Piani e/o Programmi approvati e presenti nel SIA all'interno del Quadro di Riferimento Programmatico, al fine di evitare l'allungamento dei tempi di realizzazione dell'opera o in casi estremi l'impossibilità di realizzazione.</p>