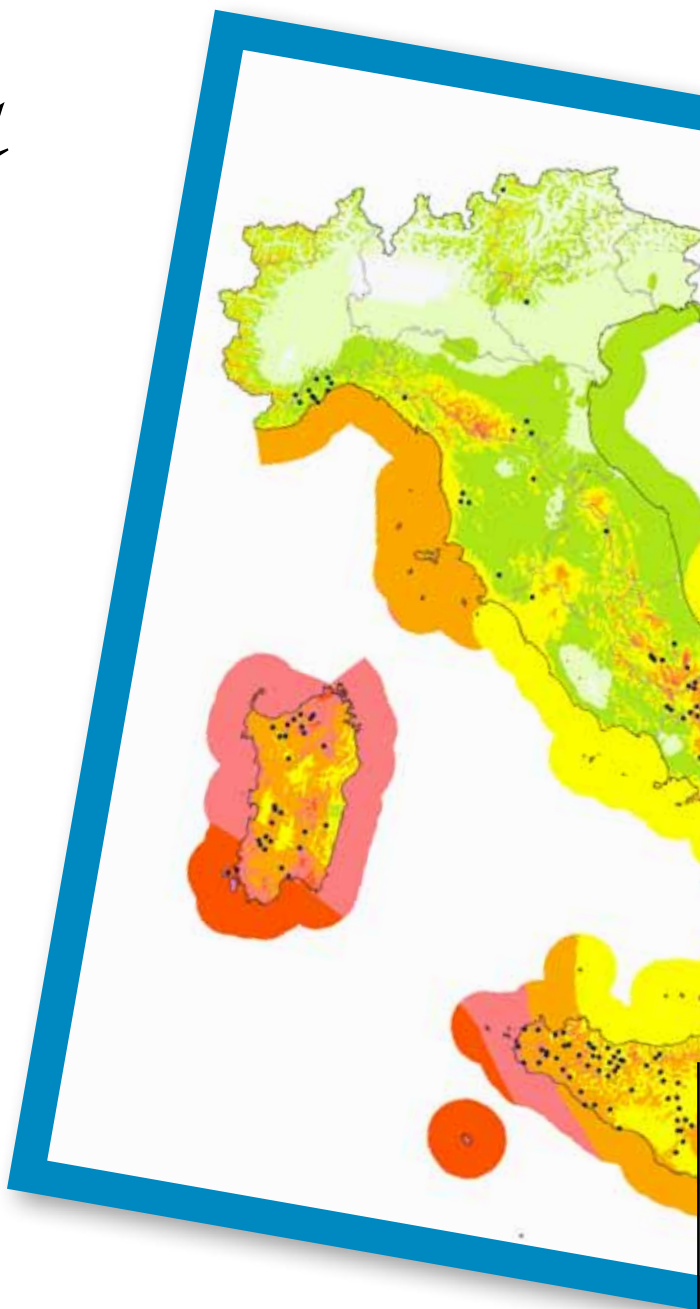


L'energia elettrica dal vento



RSEview
RIFLESSIONI SULLENERGIA

L'energia elettrica dal vento

Copyright © 2012 Editrice Alkes

Autore: Ricerca sul Sistema Energetico – RSE SpA

Impaginazione e editing: Editrice Alkes

Copertina: Fabio Lancini

Foto di copertina: RSE

Tutti i diritti sono riservati. Nessuna parte di questa pubblicazione può essere riprodotta, archiviata, memorizzata o trasmessa in qualsiasi forma o mezzo, se non nei termini previsti dalla legge che tutela i diritti d'autore.

L'autorizzazione alla riproduzione dovrà essere richiesta a RSE

Via Rubattino 54 – 20134 Milano – Italia

Finito di stampare nel mese di Novembre 2012 presso

Società Cooperativa Sociale Il Melograno

Via Raffaello Sanzio 42/44 – 20021 Cassina Nuova di Bollate (MI)

Prima edizione

ISBN 978-88-907527-1-1

Introduzione

Tre indizi fanno una prova.

Tre monografie fanno una collana.

Una collana piccola magari, ma una collana che numero dopo numero raccoglie consensi ed interesse.

Nel consegnare alle stampe questa terza monografia della serie RSEview comincia a formarsi il convincimento che questa iniziativa sia riuscita a cogliere uno spazio libero, un target, come dicono gli esperti, in grado di apprezzare l'impianto divulgativo ma al tempo stesso il rigore ed il carattere di "stato dell'arte" che gli autori sono chiamati ad esprimere nelle circa cento pagine della monografia.

L'energia elettrica dal vento non sfugge a questa regola. Gli autori coordinati da Claudio Casale hanno sapientemente abbinato alla consolidata tecnologia degli impianti eolici le più recenti sfide cui questa tecnologia è chiamata a rispondere che sono legate alla sua accettabilità, al superamento della aleatorietà, alla conquista di nuovi spazi al largo delle nostre coste.

Tutto questo senza mai perdere di vista che l'eolico come tutte le tecnologie di generazione deve immergersi in un sistema elettrico che diviene sempre più complesso, articolato e... smart. Se la complessità è un valore certamente siamo sulla buona strada!

Nel campo della generazione distribuita l'eolico ha già saputo conquistare un ruolo di rilievo nella grande generazione, un'area che non ci vede protagonisti né per disponibilità della fonte né per presidio delle tecnologie (anche se come sempre qualche settore specifico dove l'innovazione italiana è presente esiste). Ora si affaccia anche al settore della piccola generazione, dove tecnologie, materiali, controlli, automazione possono offrire nuove opportunità di impiego e di integrazione.

Uno scenario quindi articolato, a più livelli e di cui è necessario apprezzare le diverse sfumature per saper prendere le decisioni giuste.

Esattamente il tipo di contesto in cui le monografie di RSE possono fornire al meglio il loro contributo.



Credits

COORDINATORE DELLA MONOGRAFIA

Claudio Casale. Laureato in Ingegneria Elettrotecnica (Università degli Studi di Pavia), inizia la sua attività in ENEL, dove ha partecipato ai progetti eolici condotti negli anni '80 e '90 dal Centro di Ricerca Elettrica, continuandola in CESI e RSE. È segretario del CT 88 "Turbine eoliche" del CEI e membro del Comitato Esecutivo dell'accordo internazionale *IEA Wind Implementing Agreement*.

CONTRIBUTI DI:

Davide Airoidi. Laureato in Scienze Ambientali (Università degli Studi di Milano Bicocca), lavora nel Gruppo di Ricerca *Energie Rinnovabili e Generazione Distribuita* del Dipartimento Sistemi di Generazione di RSE. Esperto di strumenti GIS, attualmente si occupa della valutazione della risorsa eolica e del potenziale installabile.

Stefano Alessandrini. Laureato in Fisica (Università degli Studi di Milano), ha conseguito il dottorato di ricerca in Scienze Ambientali all'Università degli Studi del Piemonte Orientale. Lavora presso RSE nel Gruppo di Ricerca *Meteorologia e clima per il sistema elettrico* e si occupa dell'applicazione della modellistica meteorologica alla stima e previsione della risorsa eolica.

Paolo Bonelli. Laureato in Fisica (Università La Sapienza di Roma), specializzato in Fisica Atmosferica e Meteorologia presso il Servizio Meteorologico dell'Aeronautica, è responsabile in RSE del Gruppo di Ricerca *Meteorologia e clima per il sistema elettrico*, imperniato sulla modellistica delle fonti rinnovabili e la sicurezza delle linee per eventi meteorologici estremi.

Claudio Luciano Bossi. Laureato in Ingegneria Nucleare (Politecnico di Milano), ha seguito progetti nell'ambito dell'elettronica spaziale, della diagnostica per sistemi di generazione elettrica e successivamente della Generazione Distribuita. Attualmente è responsabile del Gruppo di Ricerca *Energie rinnovabili e generazione distribuita* del Dipartimento Sistemi di Generazione di RSE.

Cristina Cavicchioli. Laureata in Fisica (Università degli Studi di Milano), prima in CISE quindi in RSE ha maturato esperienze nel campo dell'*environmental assessment*. Da anni conduce studi sull'accettabilità sociale delle fonti di energia e dei relativi impianti e dispositivi.

Diego Cirio. Conseguito il dottorato di ricerca in Ingegneria Elettrica presso l'Università degli Studi di Genova, si è occupato, in CESI e RSE, di progetti sulla sicurezza di esercizio e l'impatto delle fonti rinnovabili sul sistema elettrico. Attualmente è responsabile del Gruppo di Ricerca *Sicurezza delle reti e delle infrastrutture* del Dipartimento Sviluppo dei Sistemi Elettrici di RSE.

Ettore Lembo. Laureato in Ingegneria Elettrotecnica (Università degli Studi di Napoli), in ENEL si è occupato di studi sull'impiego di pompe di calore in ambito domestico e dal 1986 di attività e progetti di ricerca nel campo dell'energia eolica. Attualmente è in forza al Dipartimento Sistemi di Generazione di RSE ed è tuttora impegnato in progetti afferenti al settore eolico.

Stefano Maran. Laureato in Fisica (Università degli Studi di Milano), ha seguito lo sviluppo di strumenti di supporto alle decisioni e sistemi informativi territoriali per la gestione integrata delle risorse naturali e la valutazione degli effetti dei cambiamenti climatici attesi sul sistema elettro-energetico. È responsabile del Gruppo di Ricerca *Integrazione del sistema elettrico nell'ambiente e territorio* nel Dipartimento Ambiente e Sviluppo Sostenibile di RSE.

Ruggero Marazzi. Laureato in Architettura (Politecnico di Milano), si è occupato di modellistica fisica, sistemi informativi territoriali, valutazioni di impatto ambientale e analisi del paesaggio. Attualmente si occupa di impatto territoriale e paesaggistico delle energie rinnovabili presso il Dipartimento Ambiente e Sviluppo Sostenibile di RSE.

Franco Sala. Laureato in Scienze Agrarie (Università degli Studi di Milano), si è specializzato nei temi dello sviluppo e della pianificazione territoriale delle aree marginali. Ha operato nel campo della Valutazione di Impatto Ambientale e della Valutazione Ambientale Strategica. In RSE i suoi interessi principali vertono sullo studio della localizzazione sostenibile degli impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili in contesti locali.

Laura Serri. Laureata in Fisica (Università degli Studi di Milano), ha svolto studi sullo sviluppo di sorgenti e sistemi laser per monitoraggio di inquinanti e per il *refurbishment* di componenti d'impianto. Ha poi contribuito allo sviluppo dell'*Atlante Eolico dell'Italia* e alle valutazioni del potenziale realizzabile. A oggi è responsabile del progetto *Energia da fonte eolica e marina* nell'ambito di RSE.

Giuseppe Stella. Diplomato all'Istituto Tecnico per Geometri *Pitagora* di Milano, progettista in passato di elettrodotti con particolare riguardo al rilevamento topografico, è esperto in ambiente GIS e *WebGIS*. Attualmente lavora presso il Dipartimento Ambiente e Sviluppo Sostenibile di RSE nel campo del telerilevamento satellitare e dei GIS.

Silvano Viani. Laureato in Ingegneria Civile Edile (Università degli Studi di Genova), si è occupato di attività sperimentali e progettuali in vari ambiti. Dal 1990 opera anche nel settore eolico, dove ha effettuato indagini sperimentali su aerogeneratori di varia taglia, studi di fattibilità e progetti definitivi ed esecutivi di centrali, e studi sull'eolico *offshore* anche di tipo innovativo.

Gian Antonio Zanetta. Laureato in Ingegneria Meccanica (Politecnico di Milano), ha svolto attività di progettazione e ricerca su tematiche di analisi strutturale, analisi di vibrazioni, acustica ambientale, analisi dei segnali e di disponibilità e affidabilità degli impianti. Presso RSE, si è dedicato alle emissioni di rumore degli impianti eolici e agli aspetti tecnico-economici del mini-eolico.

Indice

	SOMMARIO	7
	Summary	9
Capitolo 1	Storia, realtà e prospettive	11
1.1	L'energia eolica dall'antichità ad oggi	11
1.2	La diffusione delle installazioni nel mondo	13
1.3	La situazione del settore in Italia	15
1.4	Obiettivi per la generazione da fonte eolica nel futuro	16
1.5	Prospettive per l'Italia	18
Capitolo 2	Le tecnologie di generazione: macchine e impianti	19
2.1	Gli impianti di generazione da fonte eolica	19
2.2	Caratteristiche principali degli aerogeneratori	20
2.3	Principi di funzionamento	21
2.4	La producibilità di un impianto in un sito di ventosità nota	24
2.5	La normativa tecnica del settore	26
2.6	Scelta della localizzazione per le centrali	26
2.7	Le grandi macchine in Italia	28
Capitolo 3	I sistemi mini-eolici	29
3.1	Definizione di mini-eolico	29
3.2	Tipologie di mini aerogeneratori	30
3.3	Incentivi previsti per gli impianti	32
3.4	Diffusione	33
3.5	Uno sguardo al futuro	34
Capitolo 4	La risorsa eolica: dati, strumenti di indagine e individuazione dei possibili siti	35
4.1	La fonte eolica: il vento	35
4.2	Valutazione della risorsa eolica tramite modelli	36
4.3	Valutazione della risorsa eolica tramite misure	37
4.4	Studio di <i>micrositing</i>	42
Capitolo 5	Gli aspetti economici	45
5.1	Costo di realizzazione di una centrale eolica	45
5.2	Costo medio d'esercizio e manutenzione	46
5.3	Costo medio dell'energia prodotta	47
5.4	I ricavi ottenibili dall'energia prodotta	48
5.5	Aspetti specifici del settore mini-eolico	50
5.6	Prospettive di competitività	52
Capitolo 6	L' <i>Atlante Eolico dell'Italia</i> e le valutazioni del potenziale installabile	53
6.1	Obiettivi e informazioni	53
6.2	Tra le mappe dell' <i>Atlante</i>	54
6.3	Come valutare il potenziale installabile	57
Capitolo 7	Le previsioni della produzione eolica	61
7.1	Finalità e strumenti disponibili	61
7.2	Previsione deterministica	61

Indice

	7.3	Previsione probabilistica (<i>Ensemble</i>)	62
	7.4	Previsione con reti neurali	64
	7.5	Ruolo degli strumenti di previsione	66
Capitolo	8	L'integrazione delle centrali eoliche nel sistema elettrico	67
	8.1	Il collegamento degli impianti alle reti	67
	8.2	Soluzioni tecniche di connessione	68
	8.3	Costi aggiuntivi per l'adeguamento delle reti	69
	8.4	Costi aggiuntivi per il bilanciamento del sistema	70
	8.5	Capacità di sostituire la generazione tradizionale	72
	8.6	Futuri sviluppi delle reti	73
Capitolo	9	L'energia eolica e lo sviluppo locale	75
	9.1	Installazioni e territorio: il tema dell'accettabilità	75
	9.2	Come valorizzare razionalmente le risorse energetiche	78
	9.3	L'interazione con l'economia locale	80
Capitolo	10	Gli aspetti paesaggistici e territoriali dello sviluppo dell'eolico	83
	10.1	L'approccio al problema	83
	10.2	Impianti eolici e paesaggio: tra pro e contro	84
	10.3	Uno strumento di supporto alla localizzazione degli impianti eolici	85
	10.4	Verso un'ipotesi "progettuale"	93
	10.5	Conclusioni	96
Capitolo	11	Lo sviluppo dell'offshore rispettando mare e coste	97
	11.1	Combinare tutela e sviluppo: un approccio integrato	97
	11.2	Nuovi schemi per uno sfruttamento sostenibile	98
	11.3	Strumenti a supporto della gestione integrata dei mari e delle coste	99
Capitolo	12	Le piattaforme <i>offshore</i> multi-uso	101
	12.1	Le rinnovabili che "vanno" al mare	101
	12.2	Le tecnologie	101
	12.3	Le risorse combinate	102
	12.4	Le infrastrutture	104
	12.5	Concetti e sinergie	105
Capitolo	13	Gli orientamenti della ricerca	107
	13.1	Obiettivi e strategie	107
	13.2	Risorsa: verso una conoscenza e prevedibilità migliori	107
	13.3	Tecnologia: verso il miglioramento delle prestazioni e dell'affidabilità e verso la riduzione dei costi	108
	13.4	<i>Offshore</i> : verso acque più profonde	110
	13.5	Integrazione con la rete elettrica: verso sistemi e mercati più ampi e flessibili	111
	13.6	Aspetti ambientali, paesaggistici e di accettabilità: verso una maggiore integrazione	112
Bibliografia			115

Sommario

L'evoluzione della tecnologia degli aerogeneratori e le politiche incentivanti hanno reso possibile l'attuale diffusione degli impianti eolici, che hanno raggiunto, nel mondo, la potenza totale di 238 GW alla fine del 2011. Prevalgono per ora le centrali (*wind farm*) sulla terraferma; gli impianti *offshore* hanno comunque raggiunto, al 2011, un totale di 4 GW.

In Italia, alla stessa data, la potenza eolica era di 6,9 GW, quasi tutti nel Sud e nelle isole. La produzione da fonte eolica nel 2011 è stata di 10,1 TWh. Il PAN (Piano di Azione Nazionale) per le energie rinnovabili ha previsto in Italia, al 2020, una potenza eolica di 12,68 GW, con produzione di 20 TWh/anno.

Gli aerogeneratori medi e grandi (oggi fino a 6 MW e 130 m di diametro di rotore) sono ad asse orizzontale, con rotore a tre pale sopravvento e controllo della potenza mediante variazione del passo dello pale o stallo aerodinamico. Grazie ai convertitori di frequenza, si è diffuso il funzionamento a velocità variabile e diversi costruttori tendono anche a eliminare il moltiplicatore di giri.

Accanto a questo mercato principale, è da ricordare anche quello dei sistemi mini-eolici (unità fino a 50, 100 o 200 kW a seconda dei Paesi), con rotori ad asse sia orizzontale che verticale e soluzioni tecniche diverse, ma tutte mirate a ottenere maggiore semplicità.

Il regime del vento in un possibile sito eolico deve essere accertato con misure di velocità e direzione per almeno un anno. Le misure servono anche per definire, attraverso modelli, tipo, numero e disposizione delle macchine (*micrositing*). Oltre al vento, è necessario verificare la disponibilità di spazi con terreni idonei per pendenza e copertura del suolo.

I costi d'impianto vanno da 1.300 a 2.000 euro/kW, con i valori più elevati per gli impianti più piccoli in orografia complessa. L'Italia ha regimi di vento meno costanti e terreni più complessi di altri Paesi, e quindi i costi dell'energia prodotta sono tendenzialmente più elevati, fra 110 e 160 euro/MWh. Gli impianti *offshore* sono più costosi di quelli terrestri, ma possono avere producibilità annue più elevate. I costi dei sistemi mini-eolici sono più alti, da 2.500 a 7.000 euro/kW, e richiedono incentivi specifici.

Come quadro generale delle risorse nazionali, RSE ha realizzato l'*Atlante Eolico dell'Italia*, liberamente consultabile in modo interattivo. L'*Atlante* comprende carte di velocità media e producibilità annua sulla terraferma e sulle acque costiere fino a 40 km dalla riva, validate con misure di oltre 400 stazioni; è stato completato con vincoli territoriali e aree di esclusione ed è servito per valutazioni del potenziale eolico.

La previsione della produzione eolica sta assumendo un'importanza crescente con la penetrazione della stessa nei sistemi elettrici. Si fanno previsioni su orizzonti dalla decina di minuti a 72 ore. Si usano modelli deterministici, modelli probabilistici e modelli basati su reti neurali.

In un sistema elettrico, la penetrazione d'impianti eolici, tipicamente non programmabili, porta con sé problemi e costi aggiuntivi, sia per la necessità di rinforzare la rete, sia per il bilanciamento fra generazione e carichi e la regolazione della frequenza e della tensione. I territori favoriti per risorse eoliche si trovano spesso in zone dove sopravvivono con difficoltà economie rurali. L'insediamento d'impianti può recare benefici allo sviluppo locale, ma richiede un dialogo tempestivo fra le parti per individuare forme condivise di utilizzo delle risorse.

Per l'inserimento degli impianti eolici nel paesaggio, spesso il punto non è tanto adottare tecniche di mitigazione, quanto realizzare progetti in grado di palesare il valore estetico delle stesse turbine eoliche. Un impianto può divenire anche meta di turismo, ma ciò può richiedere particolare cura nello studio paesaggistico e in quello dell'impatto sulla fauna e sulla flora.

L'Italia ha coste estese, ma territorio densamente abitato e paesaggio ricchissimo. Le molteplici richieste di sfruttamento, anche ai fini energetici, rischiano quindi di depauperare il sistema naturale. Su questi temi, la comunità internazionale ha ora predisposto strumenti di gestione (EBM, MSP).

Sinergie nella produzione energetica *offshore* da varie fonti potrebbero realizzarsi mediante piattaforme multi-uso (*multipurpose*) in grado di ospitare più impianti alimentati da fonti rinnovabili e anche altre attività, quali acquacultura, dissalazione e produzione d'idrogeno.

Tra i fattori che possono favorire lo sviluppo del settore eolico in futuro, la ricerca è uno dei più importanti. I temi principali riguardano la risorsa, la tecnologia, l'*offshore*, le infrastrutture, l'integrazione con la rete elettrica, gli aspetti ambientali, paesaggistici e di accettabilità.

Summary

The evolving technology of wind turbines and the supporting policies have brought about today's widespread deployment of wind generating plants, which reached a worldwide installed capacity of 238 GW at the end of 2011. At present, land-based wind power stations (*wind farms*) prevail; offshore plants however totalled 4 GW as of late 2011.

In Italy, at the same date, the installed wind capacity was 6.9 GW, almost all in the South and islands. The 2011 production from wind was 10.1 TWh. The PAN (National Action Plan) for renewable energy has set a target of 12.68 GW wind capacity in Italy by 2020, with a production of 20 TWh/year.

Medium and large-sized wind turbines (today up to 6 MW and 130 m in rotor diameter) are of the horizontal-axis type, with an upwind, three-bladed rotor and power output controlled through blade pitch or aerodynamic stall. Thanks to frequency converters, operation at variable speed has come more and more in use and several manufacturers also tend to eliminate gearboxes.

Beside this major market, it is also worth mentioning the market of small wind systems (units up to 50, 100 or 200 kW depending on the country), featuring either a horizontal or a vertical-axis rotor and various technical solutions, all aimed at simplicity.

The wind conditions at a possible wind plant site have to be ascertained by measuring wind speed and direction for at least one year. Measurements are also used as input to models that define the type, number and best layout of machines (*micrositing*). In addition to wind, it is necessary to check for availability of adequately wide areas with suitable terrain slopes and cover.

Plant costs range from 1,300 to 2,000 euros/kW, with higher values for smaller plants in rough orography. Italy has less steady wind regimes and more complex terrains than other countries, hence the costs of produced energy tend to be higher, between 110 and 160 euros/MWh. Offshore plants are more expensive to build than on-land ones, but can yield better energy productions. Costs of small wind systems are higher, from 2,500 to 7,000 euros/kW, and call for specific incentives.

To provide an overall picture of wind resources, RSE has developed the *Wind Atlas of Italy*, freely accessible in an interactive way. The *Atlas* takes in maps of annual average wind speed and energy production both on land and in coastal waters within 40 km from shore, validated by measures from over 400 stations; it has been supplemented with local constraints and exclusion areas, and used for assessments of wind energy potential.

Forecasting production from wind energy is becoming more and more important as the penetration of this source into electrical systems increases. Forecasts are made over time spans from tens of minutes to 72 hours. They use deterministic models, stochastic models and models based on neural networks.

The growing penetration of non-programmable generating plants like wind farms into an electrical system causes additional problems and costs, both for the need to upgrade the grid, and for the balancing of generation and loads and regulation of frequency and voltage.

Areas endowed with good wind resources often fall in zones of Italy where rural economies hardly survive. The setting-up of wind farms can bring benefits to local development, but requires a timely dialogue to start among the parties involved with a view to finding commonly agreed ways of exploiting resources.

In pursuing an optimal fitting of wind plants into the landscape, it often occurs that the point is not so much to adopt mitigation techniques, as to work out plant designs that can enhance the aesthetic value of the wind turbines themselves. A wind farm can even become a tourist destination, but this result may well require special care in studying landscape harmonisation issues and impact on wildlife.

Italy has a long coastline, but the territory is densely populated and the landscape extremely rich. The manifold exploitation requests coming up, also for offshore energy production, therefore risk impairing the nature system. Managing tools (EBM, MSP) have now been developed on these subjects internationally.

Synergies in offshore energy production from various sources could be carried into effect by multipurpose platforms capable of holding one or more plants fed by renewable energy, alongside other facilities, such as those for aquaculture, desalination and hydrogen production.

Research is among the most important factors that can help the wind energy sector to develop further in the future. The main topics concern wind resources, turbine technology, offshore installations, integration in the electrical grid, and issues relating to the environment, landscape and acceptance by the people.

1.1

L'ENERGIA EOLICA DALL'ANTICHITÀ A OGGI

L'uomo ha fatto ricorso all'aiuto del vento fin dai tempi più antichi della sua storia, sfruttandone l'energia (energia eolica) non solo per la navigazione a vela, ma anche per varie altre applicazioni.

Più di due millenni fa, in Cina e nel Medio Oriente apparvero le prime macchine eoliche, in grado di convertire, mediante superfici mobili (le pale) fissate su un albero rotante, l'energia cinetica del flusso d'aria in energia meccanica utilizzabile per azionare macchine di mulino, pompe per l'acqua e attrezzature per vari generi di lavorazione, come il taglio del legname o la produzione della carta.

Con le Crociate l'impiego dei mulini a vento si diffuse anche in Europa, particolarmente nella sua parte nord-occidentale. Soprattutto in Olanda queste macchine, costruite completamente in legno e tipicamente dotate di quattro pale, raggiunsero un livello di perfezionamento molto avanzato.

Verso la metà del diciannovesimo secolo, negli Stati Uniti d'America e in altri territori in via di colonizzazione cominciarono a diffondersi nuove aeropompe tutte in acciaio e con rotor dotati di una ventina di pale, pure metalliche.

All'inizio del ventesimo secolo apparvero, soprattutto in Danimarca, i primi generatori eolici, oggi denominati dai tecnici come "aerogeneratori" o anche "turbine eoliche", dall'inglese *wind turbine*. Gli aerogeneratori sono concettualmente simili ai vecchi mulini, con la differenza che in essi il rotore non aziona una macina o una pompa, ma un generatore elettrico rotante. Dopo la Seconda Guerra Mondiale, l'ampia disponibilità di combustibili fossili a basso prezzo determinò però l'abbandono di queste macchine.

Lo sviluppo della tecnologia eolica di oggi iniziò con le crisi petrolifere che colpirono particolarmente i Paesi industrializzati dall'autunno del 1973 in poi. Il vento fu subito preso in considerazione come una delle alternative più promettenti ai combustibili fossili per la produzione di elettricità [1][2].

All'inizio degli anni Ottanta furono già sperimentati, nell'ambito di programmi governativi in Danimarca, Gran Bretagna, Germania, Svezia e Stati Uniti, diversi prototipi di aerogeneratori ad asse orizzontale con potenze fino a 4 MW e diametri di rotore fino a 100 m. In Canada si sperimentò un prototipo ad asse verticale da 4 MW e 100 m di altezza [3]. Per quanto premature e non del tutto soddisfacenti, queste grandi macchine fornirono molte informazioni preziose per le industrie costruttrici di aerogeneratori commerciali.



FIGURA 1.1

La prima centrale eolica italiana, con 10 unità da 50 kW, costruita da ENEL ad Alta Nurra (Sardegna) per scopi di ricerca nel 1982-84.

200 kW a 350 kW), nonché un prototipo di grande taglia (il GAMMA 60 da 1,5 MW) con il supporto tecnico e finanziario dell'ENEA e dell'allora ente elettrico ENEL.

Durante gli anni Novanta, la tipica taglia degli aerogeneratori commerciali era fra 600 kW e 850 kW, con diametri di rotore da 40 m a 55 m. Dal punto di vista tecnico, era ormai pienamente vincente il concetto di macchina ad asse orizzontale con rotore a tre pale collocato sopravvento rispetto alla torre, derivato dalla tradizionale tecnologia danese progressivamente perfezionata. L'applicazione prevalente era già allora quella delle centrali eoliche (le cosiddette *wind farm*) costituite da un certo numero di aerogeneratori e collegate a reti elettriche in media e alta tensione.

Negli anni più recenti sono stati immessi sul mercato aerogeneratori con potenze fra 1,5 MW e 3 MW, e diametri di rotore fra 70 m e 100 m. Potenze fino a 6 MW e diametri di rotore fino a 130 m sono stati raggiunti da modelli destinati all'installazione in acque marine costiere (installazione *offshore*).

Oggi le *wind farm* costruite in Europa sulla terraferma hanno tipicamente potenze totali dell'ordine delle decine di megawatt. Gli impianti *offshore*, e anche quelli terrestri nei Paesi con più ampia disponibilità di spazio, possono arrivare a varie centinaia di megawatt ciascuno.

Grazie alla disponibilità di aerogeneratori sempre più grandi, efficienti e affidabili, in siti adeguatamente scelti il costo di produzione del kilowattora da fonte eolica si è ormai portato abbastanza vicino alla competi-

L'industria costruttrice di aerogeneratori trovò un primo sbocco sul mercato della Danimarca e poi, a metà degli anni Ottanta, in California, dove gli impianti eolici furono promossi da incentivi federali e statali. Le macchine installate a quell'epoca avevano potenze da 50 kW a 200 kW e rotori da 13 m fino a 25 m di diametro (Figura 1. 1).

La progressiva introduzione d'incentivi in vari altri Paesi soprattutto europei (come Germania, Spagna, Gran Bretagna, Paesi Bassi, Svezia, Grecia e la stessa Italia) contribuì a mantenere viva la domanda. All'inizio degli anni Novanta le aziende europee, americane e giapponesi arrivarono a produrre in serie macchine con potenze fino a 300 kW.

Anche in Italia due costruttori, Alenia/WEST e Riva Calzoni, realizzarono prototipi e piccole serie di macchine di media taglia (da

tività con quello di fonti tradizionali come il gas naturale. Anzi, in qualche sito con ventosità molto buona, tale competitività può anche considerarsi raggiunta.

Questi progressi hanno beneficiato sia dei programmi di ricerca nazionali sull'energia eolica condotti nei Paesi più impegnati nel settore, sia di collaborazioni internazionali. Qui è da ricordare, in particolare, il ruolo dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (International Energy Agency, in breve IEA), che ha costituito nel 1977 un accordo di collaborazione sull'energia eolica noto come IEA Wind Implementing Agreement. Per l'Italia ne sono firmatari, in nome del Governo, ENEA e RSE S.p.A.

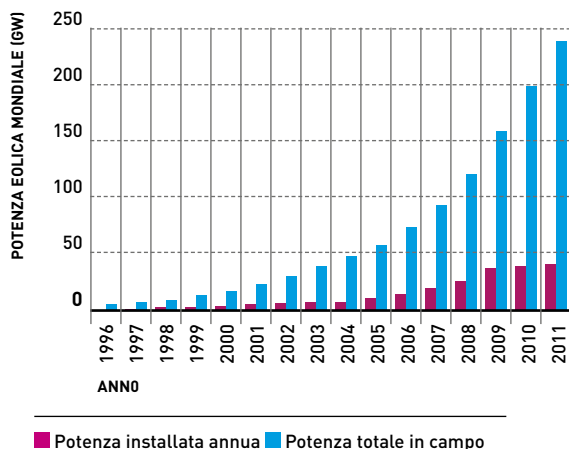
1.2

LA DIFFUSIONE DELLE INSTALLAZIONI NEL MONDO

L'andamento tendenziale delle installazioni eoliche nel mondo negli ultimi quindici anni è evidenziato dalla Figura 1.2, basata sulle statistiche pubblicate sia dal citato IEA Wind Implementing Agreement nei suoi periodici Rapporti Annuali [4], sia dalle principali associazioni del settore eolico, come EWEA (European Wind Energy Association), AWEA (American Wind Energy Association) e GWEC (Global Wind Energy Council) [5] [6].

FIGURA 1.2

Sviluppo della potenza di generazione da fonte eolica installata complessivamente nel mondo dal 1996 al 2011.



Dalla Figura 1.2 si nota che nel mondo la potenza di generazione da fonte eolica ha continuato a crescere, arrivando a oltre 238 GW alla fine del 2011, con un incremento di oltre 41 GW (più 21 per cento) rispetto alla fine del 2010. Il giro d'affari delle nuove installazioni nel 2011 è valutabile in oltre 50 miliardi di euro.

Il vento continua a essere sfruttato soprattutto mediante centrali eoliche di potenza significativa, collegate a reti elettriche ad alta tensione e con aerogeneratori prevalentemente tra 1 MW e 3 MW di potenza unitaria sulla terraferma e tra 2 MW e 6 MW *offshore*. Cresce però anche il mercato degli aerogeneratori di piccola taglia (da meno di 1 kW fino a 100-200 kW) per utenze non servite dalla rete o per il collegamento a reti in bassa o media tensione.

TABELLA 1.1

Paesi con potenze di generazione da fonte eolica installate maggiori di 2.000 MW alla fine del 2011.

PAESE	POTENZA INSTALLATA MW	%
Cina	62.733	26,3
Stati Uniti d'America	46.919	19,7
Germania	29.060	12,2
Spagna	21.674	9,1
India	16.084	6,7
Italia	6.878	2,9
Francia	6.800	2,9
Regno Unito	6.540	2,7
Canada	5.265	2,2
Portogallo	4.083	1,7
Danimarca	3.871	1,6
Svezia	2.970	1,2
Giappone	2.501	1,0
Paesi Bassi	2.328	1,0
Australia	2.224	0,9
Resto del Mondo	18.421	7,7
Totale in campo nel mondo a fine 2011	238.351	100,0

I Paesi con le maggiori potenze eoliche in campo alla fine del 2011 sono elencati nella Tabella 1.1.

I primi dieci Paesi per potenza eolica installata erano, alla fine del 2011, nell'ordine Cina, Stati Uniti, Germania, Spagna, India, Italia, Francia, Regno Unito, Canada e Portogallo. La Germania, per molti anni al primo posto nel mondo, è stata sorpassata nel 2009 dagli Stati Uniti, che, a loro volta, sono stati superati dalla Cina dal 2010 in poi.

La Danimarca, pioniere dell'eolico, cresce adesso con ritmo piuttosto lento, anche perché le nuove installazioni sulla terraferma vanno in gran parte a rimpiazzare le macchine più anziane. Negli ultimi anni, gli incrementi di potenza in Danimarca si sono avuti soprattutto con la realizzazione di centrali *offshore*.

L'Unione Europea nel suo complesso ha mantenuto un buon ritmo di crescita, arrivando a circa 94 GW alla fine del 2011 (considerando anche i Paesi non aderenti alla UE, l'Europa avrebbe quasi 97 GW). Tuttavia, in un confronto con il passato, la percentuale delle installazioni in Europa rispetto alla potenza mondiale (41 nel 2011) è diminuita notevolmente, a cau-

sa della recente espansione dei mercati dell'America e dell'Asia.

In Europa si trova la quasi totalità delle centrali installate *offshore*. La potenza *offshore* operativa in Europa era, alla fine del 2011, di quasi 4 GW, installati soprattutto nel Regno Unito (2,1 GW) e in Danimarca (0,9 GW), oltre che in Germania, Paesi Bassi, Belgio, Svezia, Finlandia, Irlanda. Altri impianti *offshore* per 2,4 GW sono in costruzione. Soprattutto Regno Unito, Germania e Danimarca stanno puntando molto su questo specifico settore.

Gli Stati Uniti non hanno per ora impianti *offshore* operativi, ma vari progetti, per un totale di 2,3 GW, dovrebbero essere realizzati nelle acque della costa atlantica, oltre che nel Golfo del Messico e nei Grandi Laghi. Altri impianti *offshore* sono già operativi in Giappone (25 MW) e in Cina (102 MW).

Il mercato mondiale degli aerogeneratori medi e grandi vede oggi un numero relativamente ristretto di aziende costruttrici, concentrate soprattutto in Danimarca (Vestas, Siemens), Germania (Enercon, REpower, Nor-

dex, Siemens, Areva, Bard), Spagna (Gamesa, Acciona, Alstom), Stati Uniti (General Electric), India (Suzlon), Cina (Sinovel, Goldwind e altre). Non pochi dei costruttori citati hanno assunto una dimensione multinazionale.

Notevole è poi il numero di costruttori di sistemi eolici di piccola taglia, che, secondo la AWEA, già alla fine del 2009 erano più di 250, di cui oltre un terzo negli Stati Uniti e gli altri soprattutto nel Regno Unito e in Canada, Cina, Giappone e Germania. Si tratta in genere di aziende di piccole dimensioni.

La produzione eolica copre quote significative della domanda nazionale di energia elettrica in diversi Paesi. Dal Rapporto Annuale di IEA Wind risulta che, nel 2011, il contributo della fonte eolica alla domanda elettrica è stato del 28 per cento in Danimarca, 18 per cento in Portogallo, 16,4 per cento in Spagna, 15,6 per cento in Irlanda, 7,6 per cento in Germania, 4,4 per cento in Svezia, 4,2 per cento nei Paesi Bassi e nel Regno Unito, 3 per cento in Italia, 2,9 per cento negli Stati Uniti.

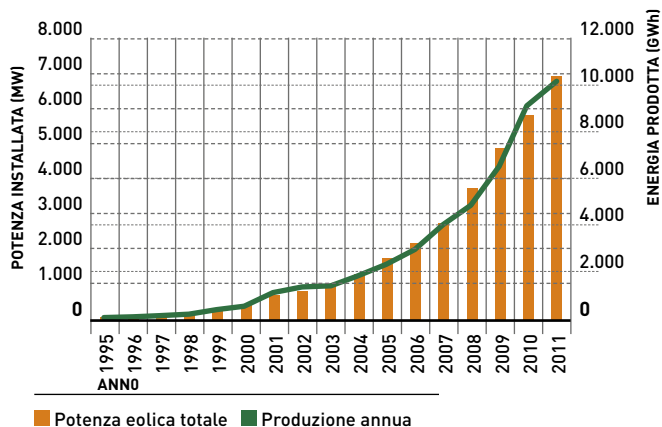
1.3

LA SITUAZIONE DEL SETTORE IN ITALIA

Per l'Italia, il censimento effettuato da ANEV (Associazione Nazionale Energia del Vento) ha registrato 6.878 MW d'impianti eolici installati alla fine del 2011, con un incremento di 1.080 MW (più 19 per cento) rispetto al 2010^[7] (Figura 1.3).

FIGURA 1.3

Andamento della potenza eolica in campo e dell'energia elettrica prodotta in Italia dal 1995 al 2011.



Secondo i dati di GSE (Gestore dei Servizi Energetici) e Terna (che attraverso Terna Rete Italia gestisce il sistema di trasmissione nazionale dell'energia elettrica), la produzione eolica nell'anno 2011 è stata di circa 10,1 TWh, pari al 3 per cento della domanda elettrica nazionale^[8]^[9].

In Italia sono per ora operativi soltanto impianti sulla terraferma, per la maggioranza nell'Italia meridionale e nelle isole (Tabella 1.2). Sono stati presentati per l'autorizzazione anche progetti *offshore* per diverse centinaia di megawatt, nessuno dei quali, però, è ancora entrato nella fase realizzativa.

Il settore eolico italiano vede nu-

TABELLA 1.2

Potenza di generazione da fonte eolica installata nelle varie Regioni d'Italia alla fine del 2011.

REGIONE	POTENZA INSTALLATA MW	%
Piemonte	13	0,2
Valle d'Aosta	0	0,0
Lombardia	0	0,0
Veneto	2	0,0
Trentino Alto Adige	3	0,0
Friuli Venezia Giulia	0	0,0
Liguria	25	0,4
Emilia Romagna	16	0,2
Toscana	45	0,7
Marche	0	0,0
Umbria	2	0,0
Lazio	51	0,7
Abruzzo	225	3,3
Molise	369	5,4
Campania	1.062	15,4
Basilicata	302	4,4
Puglia	1.367	19,9
Calabria	772	11,2
Sicilia	1.677	24,4
Sardegna	948	13,8
Totale in campo in Italia al 31 dicembre 2011	6.878	100,0

merosi operatori impegnati nella realizzazione di centrali di produzione con aerogeneratori acquistati sul mercato internazionale (Figura 1.4). Non poche società private sono nate appositamente per questo (IVPC, FRI-EL, ERG Renew, Moncada, Inergia, Asja, Alerion, Falck Renewables e altri), affiancandosi a noti operatori elettrici come Enel GreenPower, Edison, E.ON, Sorgenia, EDF e International Power.

Per quanto riguarda i costruttori di macchinario eolico, nel settore delle macchine medie e grandi il più importante insediamento sul suolo nazionale è quello della Vestas Italia a Taranto, che appartiene al gruppo danese Vestas di cui utilizza la tecnologia. Tra le ditte italiane, solo il gruppo Leitner di Vipiteno, attraverso la consociata Leitwind, ha sviluppato in proprio vari modelli da 1,5 MW a 3 MW, con rotori da 70 m a 104 m di diametro, aventi caratteristiche di ultima generazione. Ci sono poi varie aziende italiane (Salmini, BlueMiniPower, Jonica Impianti, Deltatronic, En-Eco, Tozzi, Terom, Ropatec, Italtech Wind, Klimeko, Layer Electronics, Aria, Eolart e numerose altre) che costruiscono aerogeneratori e sistemi eolici di piccola taglia.

Non poche aziende italiane sono attive nella fornitura di componenti di vario tipo a costruttori di aerogeneratori in Italia e all'estero.

A ciò si deve aggiungere l'indotto dovuto al costante coinvolgimento di imprese locali in occasione della messa in opera di centrali eoliche, in particolare per i lavori civili e l'installazione delle infrastrutture elettriche.

1.4

OBIETTIVI PER LA GENERAZIONE DA FONTE EOLICA NEL FUTURO

L'associazione di settore EWEA (European Wind Energy Association) ha ritenuto ipotizzabile per il 2020 uno scenario con 230 GW di potenza eolica nell'Unione Europea, di cui 190 GW sulla terraferma

e 40 GW *offshore* e, per il 2030, 400 GW eolici, di cui 250 GW sulla terraferma e 150 GW *offshore*. L'energia eolica arriverebbe a coprire, al 2030, dal 26 al 34 per cento della domanda elettrica nella UE e l'*offshore*, in particolare, fornirebbe dal 13 al 17 per cento ^[10]^[11].

Negli Stati Uniti, uno studio del 2008 promosso dal Department of Energy ha ritenuto fattibile uno scenario in cui l'energia eolica darebbe un contributo del 20 per cento alla domanda nazionale di elettricità entro il 2030 ^[12].

A livello mondiale, l'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA) ha elaborato nel 2009 una Roadmap per lo sviluppo della tecnologia eolica ^[13]. Con la strategia proposta, si potrebbe arrivare a una produzione mondiale di 2.700 TWh/anno (9 per cento della produzione totale di elettricità) al 2030 e a 5.200 TWh/anno (12 per cento del totale) al 2050. Le potenze installate sarebbero, rispettivamente, di 1.000 GW al 2030 e 2.000 GW al 2050.

La Commissione Europea ha pubblicato nel 2009 una Roadmap per le tecnologie energetiche a bassa emissione di carbonio nel decennio 2010-2020 ^[14]. Nel settore eolico ha definito azioni ora in via di attuazione da parte dell'Iniziativa Industriale Europea per l'energia eolica (EII Wind) varata dal SET-Plan.

Com'è noto, oggi l'Unione Europea si è data l'obiettivo ufficiale del 20 per cento da fonti rinnovabili sul consumo totale di energia entro il 2020, come confermato dalla Direttiva 2009/28/CE del 23 aprile 2009, che ha anche assegnato obiettivi nazionali a ciascuno degli Stati membri.

Per l'Italia, cui è stato assegnato l'obiettivo del 17 per cento, il Governo ha pubblicato il Piano d'Azione Nazionale (PAN) per le energie rinnovabili del 30 giugno 2010, fissando in particolare per il settore elettrico un traguardo del 26,4 per cento, corrispondente a 98,9 TWh/anno da rinnovabili con una potenza installata di 43,8 GW.

Per il settore eolico, il PAN ha previsto 12.680 MW installati (di cui 12.000 MW sulla terraferma e 680 MW *offshore*) e 20 TWh/anno (18 TWh sulla terraferma e 2 TWh *offshore*) prodotti al 2020.

Indipendentemente dai vari obiettivi citati, appare in ogni caso evidente che sull'energia eolica sono oggi riposte molte aspettative. Per fornire i contributi attesi, il settore eolico dovrà però compiere ulteriori e significativi progressi per quanto riguarda la mappatura delle risorse (a livello della UE, la EII Wind sta promuovendo la preparazione di un Atlante Eolico europeo), la scelta dei siti, la tecnologia degli aerogeneratori e le tecniche d'installazione degli impianti sulla terraferma e *offshore*.

Naturalmente, la continuazione dello sviluppo degli impianti eo-

FIGURA 1.4

La centrale di Monte Grighine (Sardegna) realizzata da Greentech ed EDF con 43 aerogeneratori Nordex da 2,3 MW e 90 m di diametro di rotore, per 99 MW totali. È una tipica wind farm italiana in terreno complesso con aerogeneratori di grossa taglia.

(foto Nordex)



lici dipenderà anche dall'adozione di adeguate politiche nazionali per l'incentivazione dei produttori (laddove necessario), lo snellimento delle procedure autorizzative e il collegamento degli impianti alla rete, nonché dall'atteggiamento delle popolazioni e degli enti locali verso la realizzazione degli impianti nel proprio territorio.

1.5

PROSPETTIVE PER L'ITALIA

In Italia, in base al PAN, si dovrebbe puntare a un quasi raddoppio in termini di potenza installata e di energia prodotta dal 2012 al 2020. Si ricorda che la potenza installata attuale sfiora i 7.000 MW. L'Italia presenta però una situazione un po' particolare. A differenza dell'Europa settentrionale, dove soffiano venti forti e regolari provenienti dall'Oceano Atlantico, o delle grandi pianure degli Stati Uniti, i siti terrestri italiani hanno regimi di vento meno costanti e si trovano prevalentemente in terreni montani o comunque complessi. Questi aspetti comportano, da un lato, rese energetiche più ridotte e, dall'altro, maggiori costi delle infrastrutture e dell'installazione. Le aree *offshore* intorno all'Italia hanno sovente acque troppo profonde per le attuali tecnologie, che prevedono aerogeneratori montati su fondazioni fissate sul fondo marino.

In ogni caso sembra opportuno, innanzi tutto, approfondire le valutazioni del reale potenziale sfruttabile sulla terraferma e *offshore*, tenendo anche conto delle possibilità offerte da grandi macchine multi-megawatt. Per tali valutazioni si rimanda al Capitolo 6.

Le tecnologie di generazione: macchine e impianti

2.1

GLI IMPIANTI DI GENERAZIONE DA FONTE EOLICA

Gli impianti di generazione da fonte eolica oggi in uso possono essere suddivisi in due categorie:

- le centrali eoliche (o parchi eolici o in inglese *wind farm*) di potenza significativa collegate alle reti a media tensione (MT) e soprattutto ad alta tensione (AT);
- gli impianti mini-eolici, cioè impianti di piccola potenza (non oltre 100-200 kW) impiegati per l'alimentazione di utenze non servite dalla rete con l'ausilio di sistemi di accumulo (tipicamente batterie) oppure per il collegamento a reti a bassa tensione (BT) o tutt'al più a media tensione.

Il componente fondamentale di entrambe le categorie d'impianto è la macchina che converte l'energia eolica in energia elettrica, denominata aerogeneratore o turbina eolica (dall'inglese *wind turbine*).

Nelle centrali eoliche (Figura 2.1) un certo numero di aerogeneratori sono installati secondo schemi opportuni su un'area con adeguate condizioni di ventosità. Lo scopo (vedi al Capitolo 4, sezione sul *micrositing*) è di collocare le varie unità nelle posizioni che garantiscono la maggiore producibilità di energia, lasciando fra loro distanze, tipicamente dell'ordine di 3-7 volte il diametro del rotore, sufficienti ad evitare un'eccessiva interferenza aerodinamica. Il numero degli aerogeneratori per impianto può andare da poche unità fino a varie decine e talvolta centinaia. La potenza di ciascuna unità, ieri di 600-850 kW, è oggi tendenzialmente superiore a 1 MW.

Ciascun aerogeneratore è dotato di un trasformatore con uscita in MT. Una rete interna in cavo interrato convoglia l'energia uscente dalle varie unità fino a una stazione di raccolta e ulteriore trasformazione, da cui parte una linea (o più linee) a MT o AT, aerea o in cavo, di collegamento con la rete elettrica pubblica.

Gli impianti mini-eolici, invece, comprendono spesso un solo ae-

FIGURA 2.1

Centrale eolica con macchine di grossa taglia. È l'impianto di Cadau, presso Cagliari, con 14 unità Nordex S77 da 1,5 MW e 77 m di diametro, per un totale di 21 MW.

(foto Nordex)



rogeneratore, la cui potenza va da 1 kW (o anche meno) fino a 100-200 kW. Come detto, gli impianti mini-eolici possono operare isolati, oppure essere collegati a reti elettriche a BT o MT con l'eventuale interposizione di un trasformatore. A parte i principi di funzionamento di base, che sono gli stessi per tutti gli aerogeneratori [1] [2] [3], in questo capitolo si sviluppano soprattutto aspetti tecnologici che si riferiscono alle unità medie e grandi installate nelle centrali. Le peculiarità dei sistemi mini-eolici saranno invece riprese nel Capitolo 3.

2.2

CARATTERISTICHE PRINCIPALI DEGLI AEROGENERATORI

Un aerogeneratore (o turbina eolica) è, in generale, costituito dai seguenti sottosistemi principali:

- il rotore eolico, che trasforma l'energia cinetica del vento in energia meccanica mediante alcune pale, opportunamente sagomate secondo un profilo aerodinamico (come le ali degli aerei) e montate su un asse orizzontale o verticale rispetto al terreno;
- l'apparato di conversione dell'energia meccanica in energia elettrica, basato su un generatore elettrico rotante azionato dal rotore eolico attraverso un sistema di trasmissione, che spesso comprende un moltiplicatore di giri per ottenere la velocità appropriata per il generatore;
- il convertitore statico di frequenza e tensione, se necessario per ottenere una potenza elettrica con caratteristiche diverse da quelle in uscita dal generatore ed appropriate all'impiego.

Gli aerogeneratori medi e grandi installati nelle centrali eoliche (Figura 2.2) hanno tutti un rotore ad asse orizzontale del tipo a elica. I rotori ad asse verticale (del tipo Darrieus, Savonius, eccetera) di taglia media e grande hanno manifestato in passato problematiche vibratorie e strutturali, e ciò spiega perché l'asse verticale è oggi limitato a modelli sotto i 50 kW, di cui si parlerà al Capitolo 3.

Nelle macchine ad asse orizzontale il rotore può essere montato sovrapposto o sottoposto rispetto al sostegno e ha di norma tre pale, generalmente costruite in vetroresina con eventuali rinforzi in fibra di carbonio. Le pale possono essere a passo variabile o a passo fisso, a seconda che il loro angolo di calettamento al mozzo possa essere variato o no da un servomeccanismo comandato dal sistema di controllo dell'aerogeneratore. Gli aerogeneratori ad asse orizzontale comprendono, oltre al rotore, i seguenti componenti strutturali principali (Figura 2.3):

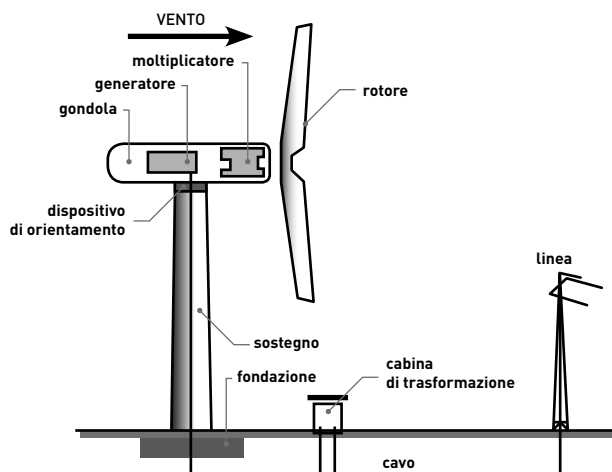


FIGURA 2.2

Aerogeneratore Vestas ad asse orizzontale con rotore tripala da 90 m di diametro posto sopravvento rispetto alla torre. (foto Vestas)

FIGURA 2.3

Lo schema indica i componenti principali di un aerogeneratore bipala ad asse orizzontale con rotore sottovento, installato in parallelo alla rete.



- la navicella o gondola, in cui sono alloggiati gli alberi di trasmissione, il moltiplicatore di giri, il generatore, eventuali altri componenti elettrici e le apparecchiature ausiliarie e di controllo; la navicella viene orientata dal sistema di controllo per mantenere l'asse del rotore allineato alla direzione del vento;
- il sostegno, generalmente metallico con struttura tubolare o a traliccio, che ha la funzione di mantenere il rotore ad un'altezza opportuna rispetto al suolo (la velocità del vento tende ad aumentare con l'altezza) e appoggia, a sua volta, su una fondazione in calcestruzzo armato.

Nelle centrali eoliche le macchine medie da 600-850 kW e 40-55 m di diametro di rotore da tempo sul mercato vengono sempre più sostituite da unità con potenze nominali fra 1,5 MW e 3 MW e diametri di rotore fra 70 m e 100 m. Potenze fino a 6 MW e diametri di rotore fino a 130 m sono stati raggiunti da modelli per l'installazione *offshore*.

Questa evoluzione è motivata soprattutto dal fatto che, con macchine più grandi, a parità di potenza in campo si ottiene una produzione d'energia maggiore, grazie alla notevole altezza del mozzo del rotore dal suolo (da 70 m fino a oltre 100 m) che permette di sfruttare venti di più forte intensità nello stesso sito.

2.3

PRINCIPI DI FUNZIONAMENTO

In questa descrizione dei principi di funzionamento di base si fa riferimento, per fissare le idee, a un aerogeneratore ad asse orizzontale. Resta inteso che le stesse considerazioni possono anche essere

estese, con le dovute modifiche, alle macchine ad asse verticale.

La potenza P_v in watt (W) contenuta in un flusso d'aria di sezione trasversale A (m^2), densità ρ (kg/m^3) e velocità v (m/s) uniforme su tutta la sezione è data da:

$$P_v = \frac{1}{2} \rho A v^3$$

Da questa formula si può osservare ad esempio che, con un vento di 10 m/s (36 km/h), la potenza per unità di sezione è, al livello del mare e alla temperatura di 15 $^{\circ}C$ (condizioni standard per cui si ha una densità dell'aria $\rho = 1,225$ kg/m^3), pari a soli 612 W/m^2 . Questa bassa concentrazione energetica del vento rende ragione delle grandi dimensioni che le macchine eoliche hanno in rapporto alla loro potenza. La potenza elettrica P prodotta dall'aerogeneratore può essere espressa a partire da quella del vento come:

$$P = C_p \frac{1}{2} \rho A v^3$$

In questo caso, A è l'area spazzata dal rotore, v è la velocità del vento a monte del rotore a una distanza tale da poter essere considerato indisturbato, e C_p è il cosiddetto "coefficiente di potenza".

C_p esprime in sintesi le prestazioni della macchina. Esso dipende innanzi tutto dalle caratteristiche costruttive del rotore e dalle sue condizioni operative, in particolare dal passo delle pale e dal rapporto λ fra la velocità della punta delle pale e la velocità del vento. Inoltre esso tiene conto, oltre che del rendimento della conversione aerodinamica, anche di quello della trasmissione e dell'apparato di conversione da energia meccanica a energia elettrica. Secondo la trattazione teorica di Albert Betz [4], il valore del C_p non potrebbe mai superare un valore limite pari a $16/27$ cioè $0,59$. Nella pratica il valore di C_p varia fra $0,35$ e $0,50$ in condizioni di funzionamento di progetto, ma può decadere fortemente in condizioni diverse, cioè quando il rapporto λ si allontana da quello ottimale per cui le pale sono state configurate. Negli aerogeneratori più tradizionali collegati alla rete (la maggioranza fino a qualche anno fa) il rotore aziona un generatore di tipo asincrono direttamente collegato alla rete attraverso il trasformatore. La frequenza di rete (in Europa 50 Hz) fa sì che la velocità di rotazione del generatore, e quindi del rotore eolico, sia mantenuta costante (a meno dello scorrimento). Ne consegue che la macchina funziona al massimo C_p soltanto per un dato valore di velocità del vento, mentre per venti più alti o più bassi si hanno rendimenti diversi e anche di molto inferiori a quello di progetto.

Le tecnologie di generazione: macchine e impianti



FIGURA 2.4

Aerogeneratori da 1 MW e 77 m di diametro di rotore, con velocità variabile senza moltiplicatore di giri, costruiti dalla Leitwind di Vipiteno (Bolzano).

(foto Leitwind)

Per questo motivo nelle macchine più recenti, anche se collegate alla rete, si è introdotto il funzionamento a velocità variabile, che è invece in grado di mantenere l'aerogeneratore in condizioni di C_p ottimale almeno per un certo intervallo di velocità del vento. La velocità variabile presenta anche altri vantaggi dal punto di vista elettrico (potenza resa più uniforme nel tempo) e strutturale (sollecitazioni a fatica meno intense). Infatti, concedendo al rotore la libertà di accelerare o rallentare, si smorzano gli effetti dovuti alle raffiche e alle variazioni della velocità del vento con l'altezza. Con la velocità variabile l'interfacciamento dell'aerogeneratore con la rete deve però avvenire inserendo, prima del suo trasformatore, un convertitore statico in grado di immettere corrente alternata alla frequenza di 50 Hz e tensione appropriata a partire da un generatore che ha

frequenza e tensione d'uscita variabile. Se il generatore è sincrono, il convertitore è attraversato dall'intera potenza elettrica prodotta. Se è asincrono, si può utilizzare la configurazione DFIG (*Doubly Fed Induction Generator*), in cui il convertitore è inserito sui soli circuiti di rotore. In ogni caso, agendo sul convertitore, il sistema di controllo fa variare la potenza in uscita in modo da ottenere sempre la velocità del rotore eolico ottimale per il vento del momento.

L'utilizzo di un convertitore che svincola la velocità del rotore dalla frequenza di rete permette anche, volendo, di eliminare il moltiplicatore di giri. L'assenza del moltiplicatore riduce le dimensioni della navicella (Figura 2.4).

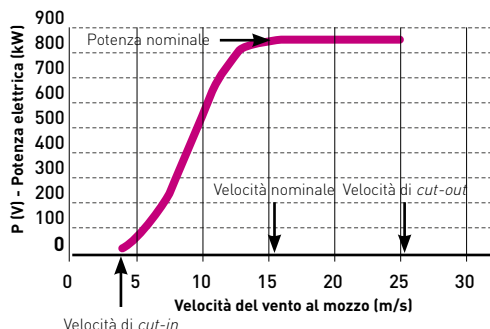
La logica di controllo degli aerogeneratori prevede che la potenza del rotore sia limitata quando la velocità del vento supera quella nominale, per non sovraccaricare il generatore elettrico. Tale regolazione può essere ottenuta in due modi:

- mediante un'opportuna variazione del passo delle pale, con il conseguente peggioramento del C_p , nel caso di rotori con pale a passo variabile;
- disegnando il rotore in modo che raggiunga lo stallo aerodinamico, che comporta una brusca caduta del C_p , nel caso di rotori con pale a passo fisso.

Le prestazioni di un aerogeneratore sono rappresentate dalla cosiddetta "curva di potenza", che riporta la potenza elettrica resa (kW) in funzione della velocità (m/s) del vento indisturbato a monte del rotore (Figura 2.5). Nelle curve di potenza si fa convenzionalmente riferimento alla velocità del vento misurata all'altezza del mozzo del rotore, per le macchine

FIGURA 2.5

Curva di potenza di un aerogeneratore in cui la regolazione della potenza ai venti alti avviene mediante la variazione del passo delle pale.



zazione del passo delle pale, si realizza così il tratto orizzontale della curva. Per le macchine, oggi soprattutto di potenza piuttosto piccola, regolate mediante stallo aerodinamico, la curva oltre la velocità del vento nominale non è orizzontale, ma ha un andamento variamente discendente. Al superamento di un valore massimo di velocità del vento (tipicamente dell'ordine di 20-25 m/s), il sistema di controllo comanda il distacco o *cut-out* dalla rete, mettendo l'aerogeneratore in condizioni di sicurezza, e consente la ripresa del funzionamento soltanto quando la velocità del vento scende al di sotto di una soglia prestabilita per un tempo minimo assegnato.

ad asse orizzontale, oppure del piano equatoriale del rotore, per le macchine ad asse verticale. Dalla curva di potenza si nota che, perché un aerogeneratore inizi a produrre, è necessario che la velocità del vento superi una soglia minima d'inserimento o *cut-in* (3-5 m/s). Per velocità crescenti, la potenza resa aumenta sino a raggiungere la potenza nominale. La più bassa velocità del vento per cui la potenza nominale è raggiunta è detta "velocità del vento nominale" della macchina (può variare dai 10 ai 18 m/s). Se la velocità del vento cresce ulteriormente, il sistema di controllo dell'aerogeneratore comanda la regolazione della potenza. Per le macchine con regolazione mediante varia-

2.4

LA PRODUCIBILITÀ DI UN IMPIANTO IN UN SITO DI VENTOSITÀ NOTA

La producibilità annua teorica di un aerogeneratore è l'energia che esso può produrre nell'ipotesi che non esistano effetti di turbolenza superiori a quelli ammessi per il rilievo della curva di potenza (ad esempio a causa delle scie delle unità circostanti) e che la disponibilità della macchina sia del 100 per cento. Questa producibilità E (kWh) si calcola con un integrale esteso all'intero intervallo delle velocità del vento, teoricamente da 0 a infinito:

$$E = 8.760 \int_0^{\infty} P(v)f(v)dv$$

dove 8.760 è il numero di ore in un anno, $P(v)$ è la potenza (kW) prodotta dall'aerogeneratore alla velocità del vento v (m/s), letta sulla curva di potenza fornita dal costruttore, e $f(v)$ è la funzione di densità di probabilità della distribuzione di frequenza delle velocità del vento nel punto d'installazione. Tutte le velocità del vento devono essere riportate alla stessa altezza, quella del mozzo del rotore.

L'andamento di $f(v)$ e quello della curva di durata delle velocità del vento da essa deducibile (ore/anno per cui un dato valore di velocità è superato) sono ottenuti sulla base delle misure del vento nel sito, come descritto al Capitolo 4. Per comodità di calcolo, tale andamento è di solito rappresentato con buona approssimazione da espressioni matematiche (modelli di Weibull e Rayleigh), i cui parametri sono stimati in base ai dati misurati.

Nella pratica, si applicano processi d'integrazione numerica, con cui si ottiene la producibilità annua teorica E , espressa in kWh, come:

$$E = \sum_{i=1}^N (T_{i-1} - T_i) \left(\frac{P_{i-1} + P_i}{2} \right)$$

dove N è il numero di intervalli di ampiezza $v_i - v_{i-1}$ in cui è stato suddiviso l'intero campo di velocità del vento, T_i e T_{i-1} sono le ore/anno totali per cui le velocità v_i e v_{i-1} sono superate, lette sulla curva di durata, e P_i e P_{i-1} sono i valori di potenza resa letti sulla curva di potenza dell'aerogeneratore per v_i e v_{i-1} . La producibilità teorica dell'impianto si ottiene sommando quelle delle singole unità, ciascuna calcolata tenendo conto della specifica posizione sul terreno. La producibilità reale netta (energia immessa in rete) è poi ricavata moltiplicando quella teorica per coefficienti che tengono conto di vari effetti penalizzanti, come l'indisponibilità delle macchine per guasti e manutenzione (0,95-0,98), gli effetti di scia con interferenze aerodinamiche tra le varie unità (0,95), le perdite elettriche sia nella rete interna sia nel collegamento fra la centrale e il punto di connessione alla rete pubblica (0,97), e altri ancora.

Dalla producibilità (teorica o reale) dell'impianto si può ottenere, dividendola per la potenza nominale, la producibilità specifica in MWh/MW, meglio nota come numero di ore annue equivalenti di funzionamento a potenza nominale. Un altro parametro in uso è il fattore d'impianto o di utilizzo (in inglese *plant factor* o *capacity factor*), inteso come rapporto (o percentuale) dell'energia prodotta rispetto a quella che sarebbe stata prodotta se l'impianto eolico avesse funzionato a potenza nominale per tutte le 8.760 ore dell'anno.

2.5**LA NORMATIVA TECNICA DEL SETTORE**

Un importante ausilio è fornito a progettisti e utilizzatori di aerogeneratori dalla normativa tecnica del settore eolico. Questa è pubblicata in Italia dal CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano), che recepisce a livello nazionale le Norme Europee del CENELEC, a loro volta tratte, in gran parte, dai corrispondenti documenti internazionali preparati dal TC 88 *Wind Turbines* della IEC (International Electrotechnical Commission).

Il nucleo principale è oggi costituito dalla serie CEI EN 61400, che comprende diversi documenti dedicati alle problematiche principali degli aerogeneratori. Questi documenti sono un importante riferimento non solo per il costruttore impegnato nella progettazione e nelle prove di tipo delle macchine, ma anche per l'acquirente, installatore e gestore di macchinario eolico, che può trovarvi elementi utili, ad esempio, per la scelta del modello di aerogeneratore strutturalmente più idoneo al sito, per la verifica del potenziale impatto sull'ambiente (rumore) e sulla rete (qualità della potenza), e per l'accertamento delle prestazioni (curva di potenza) dopo la costruzione dell'impianto.

2.6**SCELTA DELLA LOCALIZZAZIONE PER LE CENTRALI**

In vari Paesi, fra cui l'Italia, la localizzazione delle risorse di vento, da un lato, e degli insediamenti umani, dall'altro, ha sinora fatto sì che lo sviluppo delle installazioni eoliche abbia riguardato in prevalenza zone collinari o montane al disotto dei 1.000 m di quota.

I siti eolici ad alta quota (Figura 2.6) presentano maggiori difficoltà di accesso e di connessione alla rete e richiedono tempi più lunghi per i lavori d'installazione. Anche l'esercizio degli impianti può subire interferenze da parte di vari fattori, come nevicate, basse temperature, incrostazioni di ghiaccio su pale e anemometri, turbolenza del vento e fulminazioni.

Un'alternativa è la realizzazione di centrali eoliche in acque marine costiere a un'opportuna distanza dalla riva [5]. Come accennato al Capitolo 1, nell'Europa settentrionale, in particolare Regno Unito, Danimarca, Germania, l'installazione *offshore* è oggi vista come lo sbocco per il settore eolico del futuro, quando saranno esauriti i siti terrestri. I vantaggi dell'*offshore* derivano dalla possibilità di sfruttare venti più intensi e regolari, con minore turbolenza e variazione della velocità con l'altezza, grazie alla bassa "rugosità" della superficie marina. Ciò permette, in linea di principio, una resa energetica annua

Le tecnologie di generazione: macchine e impianti



FIGURA 2.6

**Centrale eolica
in ambiente
invernale d'alta
quota presso
Schiavi d'Abruzzo.
Sono 15 unità
Enercon E-40
da 600 kW,
per 9 MW in totale.**

(foto Edison Energie
Speciali)

superiore, fino a 3.000 e anche 4.000 ore/anno equivalenti a potenza nominale invece delle 1.500-2.500 ore sulla terraferma.

La possibilità di trasportare gli aerogeneratori al sito via mare rende più facile ricorrere a unità particolarmente grandi e in numero considerevole. Dal punto di vista ambientale, l'installazione lontano dalla costa dovrebbe ridurre l'impatto visivo e acustico. Come contropartita, oltre alle problematiche del collegamento elettrico, vi è l'esigenza di avere ampie zone di mare libere da vincoli, a opportuna distanza dalla costa

e con fondali adatti per profondità e costituzione geologica del suolo.

Gli aerogeneratori per l'*offshore* richiedono soluzioni tecniche particolari per proteggere i componenti dalla corrosione salina e ridurre gli interventi di manutenzione. La tecnologia finora messa a punto (Figura 2.7) consiste nell'installare le macchine su fondazioni fisse sul fondo marino e ciò richiede acque di profondità non superiore a 50 m.

Le fondazioni subacquee comportano costi assai maggiori delle fondazioni sulla terraferma, consistenti in un semplice plinto di calcestruzzo armato. Nei fondali sabbiosi (Mare del Nord) viene oggi molto utilizzata la fondazione a monopalo, un tubo d'acciaio conficcato da un potente battipalo. Nei fondali rocciosi, si può continuare a usare il monopalo, ma con la preventiva trivellazione di un foro nella roccia, oppure si possono utilizzare fondazioni a gravità (cassoni in calcestruzzo). Per acque fra 30 e 50 m ci si orienta verso fondazioni del tipo a tripode o a traliccio metallico (cosiddetto *jacket*).

L'installazione di aerogeneratori e fondazioni deve avvalersi di mezzi speciali (la navicella di un aerogeneratore da 80-90 m di diametro rotorico pesa circa 100 tonnellate, cui si aggiungono 200 tonnellate della torre). Sono state perfezionate navi a fondo piatto dotate di gru, con gambe che, al momento dell'installazione, consentono di sollevare il natante appoggiandolo stabilmente sul fondo marino.

Per il futuro, si sta considerando l'installazione di aerogeneratori anche in acque più profonde di quelle utilizzate oggi, mediante fondazioni galleggianti. Per ora non esistono impianti di questo genere, all'infuori di pochissimi prototipi (vedere ai Capitoli 12 e 13). Vale la pena di ricordare che anche RSE ha condotto uno studio di fattibilità su aerogeneratori galleggianti [6].

2.7

LE GRANDI MACCHINE IN ITALIA

Secondo un'opinione condivisa a livello internazionale, difficilmente si potrà andare molto oltre i 5 o 6 MW con le tecnologie correnti. La tendenza verso macchine sempre più grandi (si parla già di 10 MW o 20 MW) richiederà un notevole balzo in avanti della tecnologia per quanto riguarda i materiali, il disegno delle pale, le tecniche di controllo, il trasporto e l'installazione.

Nel caso specifico dell'Italia, almeno nel breve e medio termine, non sembrano però sussistere particolari prospettive d'impiego delle future grandi macchine di nuova generazione sulla terraferma. Metà del potenziale terrestre stimato da RSE (Capitolo 6) è già stato utilizzato e, tenuto conto dei tempi previsti dal Piano d'Azione Nazionale (PAN) del 2010 per l'attuazione del potenziale rimanente, è verosimile che, almeno sulla terraferma, siano ancora installate macchine di grande taglia della tecnologia odierna.

Si può intravedere la possibilità di installare in Italia le grandi macchine di nuova generazione solo in tempi successivi, per il ripotenziamento di impianti ormai invecchiati, anche se rimane da verificare la reale possibilità di trasportare e installare macchine da 10 MW e più nelle zone montane dove in Italia sono tipicamente localizzati i siti eolici.

Prospettive diverse si potrebbero naturalmente aprire per le grandi macchine da 10-20 MW nelle installazioni *offshore* che si dovessero realizzare. Queste macchine sostituirebbero le unità da qualche megawatt finora sviluppate non solo in impianti su fondazioni fisse, ma anche su piattaforme galleggianti, qualora questa tecnologia divenisse commercialmente disponibile nel lungo termine.

FIGURA 2.7

La centrale eolica offshore da 60 MW di North Hoyle nel Regno Unito ha 30 aerogeneratori Vestas da 2 MW, con diametro di rotore di 80 m e altezza media del mozzo sul mare di 67 m. La profondità dell'acqua è di 8-12 m, la distanza minima dalla costa è di 8 km.



3.1

DEFINIZIONE DI MINI-EOLICO

L'intervallo delle potenze entro il quale un sistema di generazione da fonte eolica è definito mini-eolico non è universalmente condiviso.

La norma IEC 61400-2 (in Italia CEI EN 61400-2) Ed. 2 [1] considera un aerogeneratore di "piccola taglia" se ha l'area spazzata dal rotore inferiore a 200 m², cui corrisponde una potenza di circa 50-60 kW.

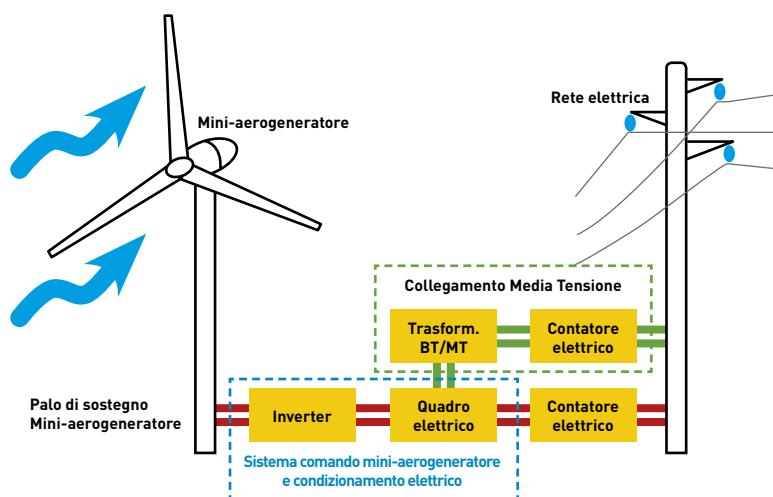
Le legislazioni nazionali volte a incentivare i sistemi mini-eolici individuano invece valori massimi diversi, pari, ad esempio, a 25 kW in Danimarca, a 50 kW nel Regno Unito, da 50 a 200 kW nei diversi stati degli USA, a 100 kW in Spagna, a 300 kW in Canada (con incentivazioni previste però solo fino a 100 kW). Si aggiunge che gli impianti di potenza non oltre 5 kW vengono talvolta chiamati micro-eolici.

In Italia il termine mini-eolico non è riportato nella legislazione, ma si può ritenere che esso valga per impianti con potenza compresa tra 1 e 200 kW, poiché per questi impianti sono state previste, da alcuni anni, incentivazioni sensibilmente più elevate di quelle concesse agli impianti eolici di taglia più grande, nonché facilitazioni dal punto di vista autorizzativo.

Un impianto mini-eolico connesso alla rete elettrica è fondamentalmente costituito, come schematizzato nella Figura 3.1, da un mini-aerogeneratore con sostegno, da un sistema di comando e regolazione, da un sistema di condizionamento (di norma con inverter) dell'energia elettrica

FIGURA 3.1

Schema tipico di un impianto mini-eolico collegato alla rete.



prodotta dall'aerogeneratore, e da un contatore che misura l'energia ceduta alla rete. Usualmente gli impianti di taglia superiore a 100 kW sono collegati alla rete di media tensione (MT) tramite un trasformatore BT/MT. Gli altri più piccoli possono essere collegati alla bassa tensione (BT).

Esistono anche impianti mini-eolici non collegati alla rete, chiamati impianti a isola o *stand-alone*, che costituiscono un'interessante applicazione per aree rurali o di montagna non servite dalla rete elettrica, per piccole isole e per Paesi in via di sviluppo. Questi impianti ovviamente sono integrati da sistemi di accumulo a batteria per compensare la variabilità della risorsa eolica nel tempo.

Il sito *Web* www.allsmallwindturbines.com fornisce un vasto elenco di mini-aerogeneratori offerti a livello mondiale; tuttavia, molti di questi modelli non risultano distribuiti in Italia. Indicazioni su prodotti e operatori del settore mini-eolico nazionale possono essere reperite in rapporti preparati da RSE [2] [3] [4] o presentati alle fiere annuali Eolica Expo Mediterranean a Roma, e Solarexpo a Verona o Milano.

3.2

TIPOLOGIE DI MINI-AEROGENERATORI

Nella Figura 3.2 sono rappresentati esempi di mini-aerogeneratori, che in particolare possono essere sia ad asse orizzontale, sia ad asse verticale. I mini-aerogeneratori ad asse orizzontale, presenti sul mercato in un'ampia gamma di modelli, sono di gran lunga più diffusi ed anche più adatti ad installazioni in ambito rurale, mentre i mini-aerogeneratori ad asse verticale vengono in genere preferiti per installazioni in aree urbane o sub-urbane (tetti di edifici, parchi, centri commerciali, eccetera).

I mini-aerogeneratori ad asse orizzontale hanno un rotore spesso costituito da tre pale, anche se non mancano modelli con due pale o con più di tre pale. Le pale sono di norma realizzate in fibra di vetro.

Queste macchine sono spesso di tipo sopravento, ossia con vento che impatta prima sulle pale e poi sul palo di sostegno, e sono mantenute allineate al vento da semplici timoni, nel caso delle macchine più piccole, o mediante dispositivi attivi dotati di motori di imbardata, per gli aerogeneratori più grandi.

Esistono anche mini-aerogeneratori ad asse orizzontale di tipo sottovento, ossia con vento che impatta prima sul palo di sostegno e poi sul rotore, che quasi sempre si allineano naturalmente al vento in modo passivo. Essendo però le pale in scia al sostegno, possono aversi, rispetto ai

I sistemi mini-eolici

FIGURA 3.2

Esempi di mini-aerogeneratori di diverse tipologie
(da sinistra: It-Energy Mistral 3000 da 3 kW, Vergnet Eolien GEV MP C da 200 kW, Geol6 da 6 kW, En-eco SL-10 da 1 kW).
(foto rispettivi costruttori)

Miniaerogeneratori ad asse orizzontale



**Sopravento
con timone**



Sottovento



A resistenza



A portanza

mini-aerogeneratori sopravvento, rendimenti aerodinamici un poco inferiori, maggiori sollecitazioni a fatica sulle pale ed emissioni di rumore tonale.

Nei mini-aerogeneratori ad asse orizzontale, la limitazione della potenza per velocità del vento maggiore di quella nominale avviene con uno o più dei seguenti accorgimenti:

- disallineamento laterale (*furling*) dell'asse del rotore rispetto alla direzione del vento;
- disallineamento verticale (*tilting*) dell'asse del rotore rispetto alla direzione del vento;
- condizioni progressive di stallo aerodinamico indotte dal profilo delle pale all'aumentare del vento;
- controllo del passo delle pale (*pitch control*) mediante variazione dell'orientamento delle pale rispetto alla direzione del vento, ottenuta con metodi passivi (molle e masse inerziali) o con servomeccanismi;
- inserimento di una resistenza elettrica tra l'aerogeneratore e il suo sistema di condizionamento dell'energia prodotta (inverter), che dissipa l'energia elettrica prodotta dall'aerogeneratore quando questa diventa superiore a quella massima consentita.

I diametri dei rotori dei mini-aerogeneratori ad asse orizzontale crescono ovviamente all'aumentare della loro potenza, ma con dispersioni notevoli in funzione delle scelte adottate dai costruttori, passando da 2-4

m per mini-aerogeneratori da 1-2 kW, fino a 30 m, o poco oltre, per i modelli da 200 kW. I mini-aerogeneratori che, a parità di potenza, hanno un diametro maggiore presentano in genere migliori prestazioni con bassi venti, ma hanno costi più elevati.

I pali di sostegno dei mini-aerogeneratori ad asse orizzontale hanno altezze crescenti all'aumentare della potenza, da 6-8 m per mini-aerogeneratori da 1-2 kW, fino a 50 m, o poco oltre, per unità da 200 kW.

I mini-aerogeneratori ad asse verticale presentano svariate forme e possono essere classificati del tipo a resistenza (*drag*) o del tipo a portanza (*lift*), in funzione del principio che utilizzano per trasformare l'energia eolica in energia meccanica. I mini-aerogeneratori a resistenza sono, ad esempio, le turbine Savonius. I mini-aerogeneratori a portanza, del tipo Darrieus, hanno invece pale sagomate a profilo aerodinamico, come quelle dei rotori a elica ad asse orizzontale.

I mini-aerogeneratori ad asse verticale presentano una minore efficienza aerodinamica (cioè un più basso coefficiente di potenza) rispetto a quelli ad asse orizzontale (essendo le pale, durante la rotazione, alternativamente a favore e a sfavore del vento), ma hanno il vantaggio che funzionano indipendentemente dalla direzione di provenienza del vento e non necessitano quindi di meccanismi di orientamento. A detta dei costruttori, avrebbero anche un miglior funzionamento con venti turbolenti, una maggiore resistenza a venti elevati, una minore rumorosità e un'estetica più favorevole.

3.3

INCENTIVI PREVISTI PER GLI IMPIANTI

Nel 2012, gli incentivi previsti dalla legislazione italiana per gli impianti mini-eolici collegati alle rete elettrica e con potenza tra 1 e 200 kW [5] [6] [7] [8] [9], consistono fondamentalmente nella:

- possibilità di usufruire per 15 anni di un'interessante tariffa onnicomprensiva, pari a 300 euro/MWh, per tutta l'energia immessa in rete;
- possibilità di seguire, per gli impianti con potenza inferiore a 60 kW (estendibile fino a 1 MW), una Procedura Abilitativa Semplificata (PAS) invece della normale procedura per l'autorizzazione unica prescritta per gli impianti più grandi.

Il Decreto Legislativo n. 28 del 3 marzo 2011 ha previsto un nuovo meccanismo d'incentivazione per gli impianti a fonti rinnovabili che entreranno in servizio dopo la fine del 2012. Tuttavia, esso lascia invariata l'attuale tariffa onnicomprensiva fino all'esaurimento del periodo di godimento per gli impianti eolici da 1 a 200 kW entrati in esercizio entro il 2012.

I sistemi mini-eolici

Per gli impianti a fonti rinnovabili entrati in servizio in date successive, il Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 6 luglio 2012 ha poi stabilito che quelli fino a 1 MW di potenza potranno chiedere il ritiro di tutta l'energia prodotta a tariffe onnicomprensive corrisposte per 20 anni e decrescenti con la potenza (vedere al Capitolo 5).

3.4

DIFFUSIONE

Il mini-eolico è molto diffuso negli Stati Uniti, dove alla fine del 2010 erano installati 179 MW, in Cina e, per quanto riguarda l'Europa, nel Regno Unito, dove nel 2010 si è avuto un incremento della potenza del 65 per cento, che ha portato il totale a 42,97 MW.

Nella Tabella 3.1 sono riportati dati sugli impianti mini-eolici dell'Italia qualificati IAFR, ossia quelli che possono fruire degli incentivi per l'energia immessa in rete, ricavati da pubblicazioni del GSE [10] [11] [12] [13]. I dati indicano che al 31 dicembre 2010 erano in esercizio 119 impianti mini-eolici qualificati per una potenza totale di 3.990 kW, ed erano in progetto 146 impianti per una potenza totale di 6.458 kW. L'entrata in esercizio di questi impianti porterà quindi a quasi triplicare la potenza installata in esercizio a fine 2010. Tuttavia, nonostante la forte crescita relativa, i numeri assoluti, soprattutto in fatto di potenza, rimangono ancora modesti.

Nella Tabella 3.2 è riportata la distribuzione degli impianti qualificati IAFR in esercizio a fine 2010 raggruppati per diverse classi di potenza [13].

È comunque possibile che non tutti gli impianti mini-eolici in esercizio siano qualificati IAFR, poiché, secondo un monitoraggio condotto da ANEV (Associazione Nazionale Energia del Vento) [14], la potenza installata alla fine del 2011 in Italia è risultata essere di almeno 8.250 kW.

TABELLA 3.1

Evoluzione del numero e della potenza installata totale degli impianti mini-eolici italiani qualificati IAFR negli anni 2008÷2010.

	30 Giugno 2008		30 Giugno 2009		31 Dicembre 2009		31 Dicembre 2010	
	In esercizio	In progetto	In esercizio	In progetto	In esercizio	In progetto	In esercizio	In progetto
Numero impianti	23	n.d.	40	120	52	125	119	146
Potenza installata [kW]	550	n.d.	1.120	3.700	1.510	4.253	3.990	6.458

TABELLA 3.2

Numero degli impianti mini-eolici qualificati IAFR a fine 2010
per diverse fasce di potenza nominale P.

Potenza nominale	$P \leq 5$	$5 < P \leq 10$	$10 < P < 20$	$P = 20$	$20 < P < 60$	$P = 60$	$60 < P \leq 150$	$150 < P \leq 200$
Impianti in esercizio	7	7	/	55	29	16	3	2
Impianti in progetto	4	3	4	77	22	22	3	11

3.5

UNO SGUARDO AL FUTURO

Gli impianti mini-eolici non potranno avere in Italia (e nemmeno in vari altri Paesi) un ruolo determinante, in termini assoluti, nel raggiungimento degli obiettivi nazionali di produzione di elettricità da fonte rinnovabile. Ciò deriva essenzialmente dal fatto che, oltre alla potenza installata intrinsecamente assai piccola, i sistemi mini-eolici hanno, da un lato, costi per kW più elevati e, dall'altro lato, una producibilità (ore annue equivalenti di funzionamento a potenza nominale) più bassa dei grandi aerogeneratori, sia per i rendimenti inferiori, sia per la minore altezza al mozzo delle turbine. Entrambi questi aspetti contribuiscono ad aumentare il costo dell'energia prodotta, rendendo inevitabile il ricorso ad incentivazioni mirate.

Nonostante ciò, non si devono nemmeno trascurare le numerose potenzialità d'impiego dei piccoli aerogeneratori a livello locale, dove essi possono utilizzare aree ristrette o addirittura puntuali, in cui esistono condizioni di vento adeguate, ma mancano gli spazi sufficienti per la realizzazione delle *wind farm*. C'è inoltre la potenzialità d'impiego in ambiente urbano, per quanto questa sia una prospettiva ancora tutta da verificare nella pratica.

Dal punto di vista dell'inserimento ambientale, i piccoli aerogeneratori certamente non presentano le problematiche delle macchine multi-megawatt, come del resto è già riconosciuto dalla legislazione vigente per la concessione delle autorizzazioni. Anche questo fatto dovrebbe favorire la diffusione.

La risorsa eolica: dati, strumenti di indagine e individuazione dei possibili siti

4.1

LA FONTE EOLICA: IL VENTO

Il vento è definito come il movimento di masse d'aria da zone con alta pressione atmosferica a zone con pressione più bassa. A causa di questa differenza di pressione si genera un gradiente che, con lo spostamento delle masse d'aria, tende a ristabilire la condizione d'equilibrio.

Il movimento di queste masse o - che è lo stesso - dei venti trae origine essenzialmente dall'enorme energia irradiata dal Sole, che riscalda in modo non uniforme la superficie terrestre. La quantità di energia per unità di superficie ricevuta dalle zone equatoriali è superiore a quella che perviene alle altre zone del Pianeta principalmente per la forma sferica della Terra e per l'inclinazione del suo asse rispetto all'eclittica (moto apparente del Sole attorno alla Terra nella sfera celeste).

In altre parole, i raggi del Sole investono la zona terrestre intertropicale, che include l'Equatore, perpendicolarmente o comunque con un

angolo relativamente piccolo rispetto alla verticale, mentre alle latitudini superiori la loro inclinazione aumenta spostandosi verso i poli terrestri. L'aria più calda, e perciò meno densa, che interessa le zone equatoriali, sale in quota sino ad un'altezza di diversi chilometri, si sposta verso i Tropici e, dopo essersi raffreddata, ridiscende verso l'Equatore. Questo moto di tipo convettivo, conseguente alla diversa densità dell'aria, è alla base della formazione, per ciascuno dei due emisferi della Terra, di una cella di macro-circolazione, denominata cella di Hadley, che si estende fra la fascia

equatoriale e quella tropicale. A questa cella si deve la nascita dei venti costanti, chiamati Alisei, che nell'emisfero boreale spirano tutto l'anno da Nord-Est a Sud-Ovest, mentre in quello australe da Sud-Est a Nord-Ovest.

La cella di Hadley non è l'unica a contribuire alla circolazione generale dell'aria nell'atmosfera, che si fonda, nel complesso, su un sistema denominato a tre celle. In altre parole, ogni emisfero della Terra, oltre che dalla citata cella, è interessato dalla formazione di ulteriori due celle chiamate, rispettivamente, cella di Ferrel e cella Polare. La prima interessa le latitudini comprese tra 30 e 60 gradi, mentre l'altra le latitudini superiori fino al valore di 90 gradi, latitudine dei poli. Anche tali due celle di macro-circolazione dell'aria generano venti che interessano in media l'intero arco temporale dell'anno, denominati, rispettivamente, "venti prevalenti occidentali" e "venti polari orientali".



FIGURA 4.1

La centrale eolica di Fortore Energia ad Alberona in Puglia, con 13 macchine Enercon da 2 MW e 82 m di diametro di rotore.

(foto Enercon)

Riguardo a questi spostamenti delle masse d'aria è da rimarcare che essi non avvengono lungo il gradiente di pressione, ma risentono dell'influenza della forza di Coriolis che li devia da quella direzione. Si tratta di una forza apparente, correlata alla rotazione terrestre, che agisce sulle masse d'aria in moto relativo rispetto al Pianeta. L'azione di tale forza si esplica principalmente sui movimenti delle masse d'aria che avvengono nella parte alta dell'atmosfera, dove l'influenza dell'attrito della superficie terrestre ha scarsa rilevanza. Il suo effetto è di deviare verso destra le masse d'aria che si muovono nell'emisfero boreale e verso sinistra quelle dell'emisfero australe.

Sovrapposta a questi movimenti di macro-circolazione dell'aria, esiste una circolazione secondaria che genera venti, detti periodici, che invertono ciclicamente la loro direzione, come i Monsoni e le brezze di mare, e venti locali che sono influenzati dalle peculiarità della superficie terrestre. Infatti, oltre ai già menzionati fattori che influiscono sul moto delle masse d'aria, sono anche da annoverare la differente capacità di assorbimento e cessione del calore correlata alla disomogeneità delle varie aree del Pianeta (terre, mari, deserti, ghiacciai, eccetera), nonché l'orografia e la rugosità superficiale delle stesse. A queste ultime cause si devono i cambiamenti di direzione delle masse d'aria a più diretto contatto con la superficie terrestre e le loro caratteristiche di variabilità e, sovente, di ricorrenza su periodi adeguatamente lunghi.

Anche i contrasti termici tra masse d'aria limitrofe possono causare variazioni del vento temporanee attraverso i cosiddetti sistemi frontali.

4.2

VALUTAZIONE DELLA RISORSA EOLICA TRAMITE MODELLI

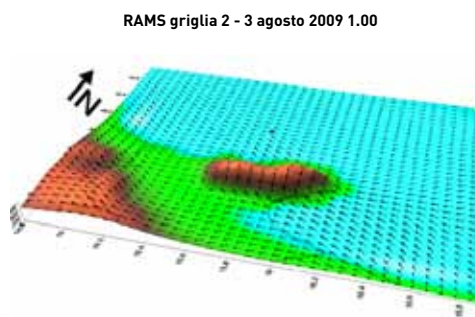
Nel processo decisionale che porta alla realizzazione di un impianto eolico, è fondamentale la conoscenza delle caratteristiche anemologiche del sito, che non comprendono solo l'intensità media del vento, ma anche altre informazioni riguardanti la completa distribuzione delle due grandezze fondamentali, velocità e direzione, e la loro variabilità almeno oraria. Una o più campagne di misura del vento sufficientemente lunghe possono risolvere questo problema, ma i costi e i tempi necessari sono notevoli e senz'altro improponibili per piccoli impianti.

Gli atlanti eolici sono per definizione gli strumenti fondamentali per operare queste scelte; bisogna però conoscere come sono fatti per poter capire la loro applicabilità. Un atlante, di solito, raccoglie una stima di alcuni parametri statistici del vento sui punti di una griglia regolare

La risorsa eolica: dati, strumenti di indagine e individuazione dei possibili siti

FIGURA 4.2

Ricostruzione del campo di vento sul promontorio del Gargano con un modello meteorologico a griglia fine, partendo da una situazione meteorologica reale a scala più grande.



con dettaglio di qualche chilometro. Tanto maggiore è la complessità del territorio, tanto più fitta deve essere questa griglia. Queste stime devono necessariamente essere fatte con un modello o più modelli che riproducano la dinamica del vento e la adattino alle caratteristiche del territorio. Nessuna misura di vento, per quanto precisa, può essere estrapolata nello spazio per chilometri senza una modellazione dinamica dei fenomeni fisici che intervengono.

I modelli numerici di previsione meteorologica, oltre ad essere usati per le previsioni a uno o più giorni in avanti, danno la possibilità di riprodurre l'andamento di grandezze fisiche nel passato. In questa modalità il modello è guidato non più da una situazione atmosferica prevista, ma da una situazione ricostruita al meglio di tutti i dati globali ricevuti.

Infatti, a mano a mano che i modelli producono previsioni per il futuro, essi costruiscono anche un archivio di quella che viene chiamata "analisi dello stato iniziale", cioè una descrizione dei principali campi di grandezze atmosferiche ottenuta anche con misure prese su vaste aree. Un modello numerico ad area limitata, che riproduce la dinamica meteorologica su tutta l'Italia, può utilizzare questi campi di analisi per costruire le serie passate di vento su una griglia anche di un chilometro di passo, per un numero di anni notevole. È con questa tecnica che RSE ha costruito serie storiche

orarie di vento su numerose aree italiane, ricavandone statistiche molto dettagliate. Dove erano disponibili dati misurati, tali statistiche sono state confrontate sia in termini di vento sia passando dal vento alla potenza prodotta da una macchina ideale.

Nella Figura 4.2 è mostrata la ricostruzione del campo di vento sul promontorio del Gargano con un modello meteorologico a griglia fine, partendo da una situazione meteorologica reale a scala più grande. L'insieme di 10 anni di situazioni meteorologiche orarie, come questa, ha permesso di costruire una statistica dettagliata sul mare e sulla terra delle potenzialità eoliche di quest'area.

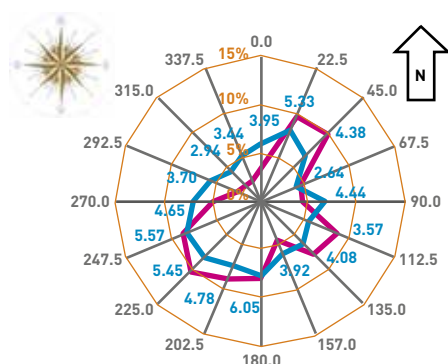
4.3

VALUTAZIONE DELLA RISORSA EOLICA TRAMITE MISURE

La complessità della fenomenologia retrostante all'origine dei venti, descritta brevemente evidenziando alcuni dei principali aspetti che la

FIGURA 4.3

Esempio di rosa dei venti in veste grafica.



■ Direzione ■ Velocità vento

caratterizzano, porta inevitabilmente ad affermare che le previsioni di dettaglio della ventosità non possono prescindere da uno studio anemologico approfondito. Quest'ultimo deve essere fondato su osservazioni meticolose e di durata appropriata dei parametri velocità e direzione del vento utili a descrivere compiutamente la risorsa eolica e a consentire previsioni affidabili della potenzialità energetica di un sito ritenuto sulla carta interessante per l'insediamento di un parco eolico.

Uno dei parametri che di norma viene utilizzato nella caratterizzazione dei siti è la velocità media annua del vento (V_m), che però da solo non è sufficiente a decretarne la bontà dal punto di vista dello sfruttamento eolico.

La valutazione di V_m basata su rilievi pluriennali è decisamente consigliabile rispetto a quella relativa ad un periodo di osservazione di un singolo anno. Ciò per evitare errori in merito all'aspettativa di potenzialità energetica del sito. Infatti, la ventosità media annua desunta da un singolo anno di misure potrebbe presentare scostamenti significativi (in più e in meno) rispetto al corrispondente dato medio dedotto da misure di tipo pluriennale.

Le informazioni che, unitamente al parametro $V_{m'}$, forniscono un quadro completo della valenza o meno di un sito dal punto di vista della risorsa eolica sono la rosa dei venti e la curva di distribuzione annuale per classi di velocità del vento. La prima fornisce indicazioni riguardo alle direzioni dei venti prevalenti, la seconda, invece, informazioni sulle intensità e durate dei venti che spazzano il sito.

Un esempio di rosa dei venti costruita con una serie storica di misure di velocità e direzione del vento in un sito italiano è mostrato nella Figura 4.3. Si tratta, in particolare, di un grafico costruito con acquisizioni delle due grandezze riferite all'intervallo tipico adottato per la conduzione di queste misure (10 minuti).

Per quanto riguarda la curva di distribuzione, questa in generale è ben descritta dalla distribuzione statistica di Weibull (dal matematico svedese Waloddi Weibull, 1887-1979) a due parametri, la cui espressione è la seguente:

$$p(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{(k-1)} \exp \left[- \left(\frac{v}{c} \right)^k \right]$$

dove v è la velocità del vento media nei 10 minuti, mentre k e c , rispettivamente fattore di forma e fattore di scala, sono i due parametri che

La risorsa eolica: dati, strumenti di indagine e individuazione dei possibili siti

descrivono la distribuzione. Più in dettaglio, la formula esprime una distribuzione di densità di probabilità e quindi, per definizione, l'area sottostante la curva è unitaria o, se si ragiona in termini percentuali, pari al 100 per cento. Valori di k tendenti a 1 indicano distribuzioni molto asimmetriche. Nel caso di $k = 2$ si ottiene una particolare espressione analitica della funzione densità di probabilità, denominata distribuzione di Rayleigh.

Un esempio di distribuzione reale (istogramma), con sovrapposta la curva di Weibull che meglio l'approssima, è mostrata in Figura 4.4.

Il monitoraggio anemometrico finalizzato alla conoscenza della risorsa eolica di un sito richiede l'allestimento di una o più stazioni di misura opportunamente equipaggiate di sensori per la misura delle grandezze velocità e direzione del vento. Se il sito si presenta pianeggiante, un'unica stazione di misura potrebbe bastare allo scopo. Viceversa, in situazioni di morfologia complessa e di estensione ragguardevole dell'area, il ricorso a più stazioni di misura rientra nella buona pratica degli operatori del settore, anche ai fini di successive analisi di approfondimento della qualità del sito.

La posizione interna all'area del sito in cui erigere le stazioni di misura deve soddisfare, ove possibile, determinati requisiti: deve essere rappresentativa dell'intera area da monitorare e non di punti singolari, e deve essere libera da asperità morfologiche locali e da ostacoli (vegetazione arborea, edifici) che possono alterare sensibilmente il flusso del vento.

L'allestimento di una stazione di misura anemometrica di caratteristiche appropriate per la successiva realizzazione di impianti di taglia consistente, comporta in generale un impegno economico di un certo peso.

Pertanto, nel caso in cui non si riscontrino elementi del paesaggio che diano evidenza della presenza di vento (forme modificate degli alberi, assenza quasi totale di vegetazione nei punti più esposti) e non si disponga di informazioni che possano fornire una prima idea della ventosità dell'area di interesse (ad esempio atlanti, misure da stazioni meteorologiche non ubicate nelle vicinanze), si può procedere ad un'esplorazione preliminare della ventosità dell'area ricorrendo a stazioni più economiche allestite su sostegni di altezze contenute (10 m). Le misure così raccolte nell'arco di alcuni mesi saranno utili per stabilire l'eventuale proseguimento della campagna di osservazione

FIGURA 4.4

Distribuzione reale della velocità del vento (istogramma) e corrispondente curva di Weibull.

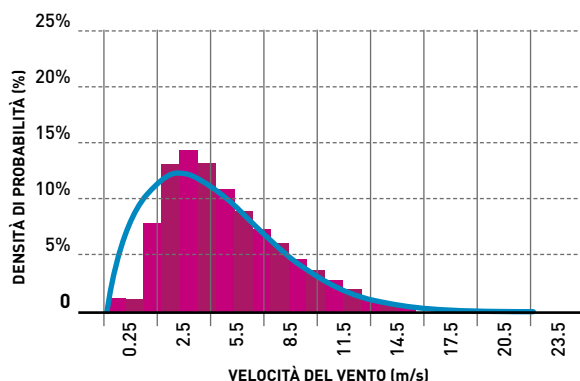
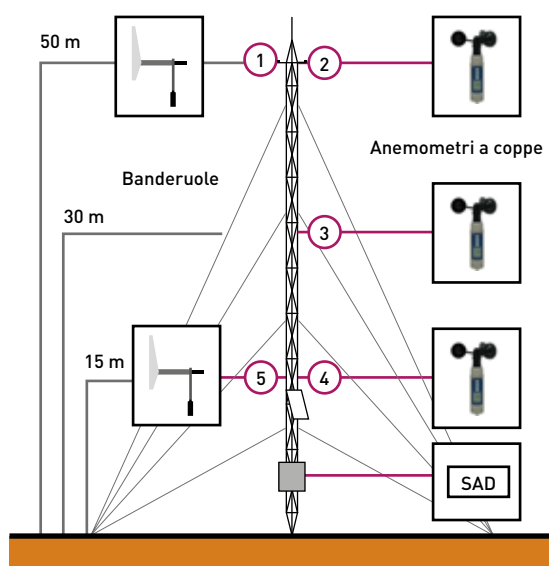


FIGURA 4.5

Schema di una stazione anemometrica su un sostegno alto 50 m e immagine di una realizzazione di pari altezza.



con un'altra stazione di caratteristiche più appropriate.

Le stazioni anemometriche che di norma vengono allestite nei siti candidati ad accogliere parchi eolici con aerogeneratori di media o grande taglia (da qualche centinaio di kilowatt ad alcuni megawatt) sono in genere realizzate su sostegni (del tipo a traliccio o tubolari) di altezza non inferiore a 50 m (Figura 4.5). L'ottimo sarebbe l'impiego di sostegni che consentano il rilievo dell'intensità del vento, e quindi il posizionamento dei sensori preposti alla misura, alla stessa altezza del mozzo del modello di aerogeneratore da installare in impianto. Considerando i modelli di aerogeneratori attualmente più in uso nelle centrali, tale altezza dovrebbe collocarsi tra 70 e 100 m.

Solitamente il monitoraggio della grandezza velocità del vento, oltre a interessare la sommità del sostegno, riguarda anche 3-4 posizioni intermedie del suo sviluppo in altezza. Per la direzione le misure interessano, invece, la sommità del sostegno e una o al massimo due posizioni intermedie. La misura multipla della velocità consente, nel caso di un sostegno non adeguato per misure ad altezza di mozzo, di raccogliere dati utili per estrapolare i dati misurati fino a tale altezza.

La relazione matematica cui frequentemente si ricorre per con-

La risorsa eolica: dati, strumenti di indagine e individuazione dei possibili siti

durre questa estrapolazione è nota con il nome di “legge di potenza” e fu proposta per la prima volta da Hellman nel 1916. La sua espressione è la seguente:

$$v_2 = v_1 \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^\alpha$$

in cui:

h_1 rappresenta la quota sul livello del terreno (s.l.t.) della misura, in metri

v_1 rappresenta l'intensità del vento misurata alla quota h_1 , in m/s

h_2 rappresenta la quota s.l.t. a cui si vuole estrapolare l'intensità del vento, in metri

v_2 rappresenta l'intensità del vento estrapolata alla quota h_2 , in m/s

α è l'esponente di Hellman, noto anche come WSC – *wind shear coefficient* o *friction coefficient*

Disponendo di misure multiple in altezza, il valore medio locale dell'esponente α che descrive il profilo della velocità del vento con la quota può essere ottenuto da relazioni del tipo seguente:

$$\alpha = \frac{\ln(v_2) - \ln(v_1)}{\ln(h_2) - \ln(h_1)}$$

dove v_1 e v_2 sono velocità del vento misurate alle altezze h_1 e h_2 , rispettivamente.

Il valore dell'esponente α dipende dalla rugosità e dalla morfologia del terreno, dalle condizioni di stabilità (turbolenza) dell'atmosfera e dalla velocità del vento. Studi presenti in letteratura mostrano che il valore di α può variare da 0,1 (sopra distese d'acqua) a 0,4 (sopra aree urbanizzate).

La metodologia indicata, di semplice applicazione per l'estrapolazione del dato ad altezza di mozzo, non è l'unica esistente. Metodologie alternative, un po' più articolate, sono disponibili in letteratura per valutazioni anche più affini alla realtà.

Per quanto riguarda, infine, le tipologie dei sensori del vento impiegati nelle campagne di misura, quelli utilizzati più di frequente per il rilievo della velocità del vento sono conosciuti agli addetti ai lavori come anemometri “a coppe di Robinson”. Per la grandezza direzione del vento, il sensore che trova maggiormente impiego è quello di tipo potenziometrico denominato “banderuola”.

L'alternativa a tali sensori è costituita da anemometri a ultrasuoni bi-tridimensionali e da strumentazioni più complesse e costose qua-

li LIDAR (Light Detection And Ranging), SODAR (SONic Detection And Ranging) e miniSODAR, in grado di fornire una descrizione dettagliata del profilo in altezza della velocità del vento (fino a 200 m per il LIDAR e 600-700 m per il SODAR).

Con il completamento della caratterizzazione anemologica del sito è possibile avviare valutazioni più puntuali della risorsa eolica disponibile nell'area e condurre stime di carattere energetico per varie ipotesi di *layout* di parchi eolici che potrebbero essere insediati al suo interno. Tale approfondimento è effettuato attraverso lo studio cosiddetto di *micrositing*, la cui conduzione richiede l'implementazione di appositi codici di calcolo commerciali.

4.4

STUDIO DI *MICROSITING*

Esistono in commercio numerosi software che permettono l'applicazione di svariati codici di calcolo su dati del vento esistenti al fine della valutazione della risorsa eolica. Questi software sono utilizzati nelle numerose fasi che caratterizzano il progetto di una *wind farm*, a partire dall'analisi dei dati di vento acquisiti, fino all'individuazione delle posizioni degli aerogeneratori energeticamente più redditizie. Ne esistono di diverse tipologie sul mercato, ma la principale distinzione che si può fare è tra i modelli meteorologici e i modelli finalizzati agli studi di *micrositing*.

Fra questi ultimi, quello maggiormente diffuso tra gli addetti ai lavori è il WASP (Wind Atlas Analysis and Application Program), software sviluppato e distribuito dal Dipartimento Energia Eolica dell'Università Tecnica della Danimarca (DTU, in precedenza Risø DTU).

Negli oltre vent'anni trascorsi dalla sua immissione sul mercato (1987), il WASP è stato impiegato in più di 110 nazioni da costruttori di macchine, sviluppatori di impianti e consulenti. La versione più recente del software è la 10.1, largamente utilizzata per l'analisi dei dati di vento, la generazione di mappe eolo-energetiche e l'individuazione del *layout* ottimale delle *wind farm* per massimizzarne la resa energetica.

In estrema sintesi, il modello si basa su algoritmi matematici in grado di descrivere con i loro output la climatologia del vento locale, intesa come insieme di fattori che interessano la risorsa eolica all'interno dell'area di studio, partendo da misure di ventosità rilevate presso una stazione anemometrica (denominata *met station*) rappresentativa dell'area indagata. In altre parole, da una misura puntuale di velocità e direzione del vento a una certa altezza s.l.t., il modello

La risorsa eolica: dati, strumenti di indagine e individuazione dei possibili siti

è in grado di estendere tridimensionalmente tale misura all'interno dell'intero dominio di calcolo, comprendente al suo interno l'area di interesse per la realizzazione del parco eolico.

Per condurre tale valutazione, il modello necessita di informazioni con adeguato dettaglio riguardanti la morfologia dell'area di indagine, di norma centrata sulla *met station*; nello specifico, gli servono le mappe digitali di orografia e rugosità (copertura del suolo) dell'area, unitamente a informazioni sulle caratteristiche e sulla disposizione di eventuali ostacoli significativi, ubicati nei pressi della *met station*, responsabili di possibili influenze sul flusso del vento. Fornendogli, inoltre, le caratteristiche del modello di aerogeneratore cui si intende ricorrere per la realizzazione del parco eolico, il software, congiuntamente alla mappa locale della ventosità sull'area, restituisce anche quella inerente alla produzione di energia annua (AEP) attesa dalla macchina, nell'ipotesi di suo funzionamento isolato, cioè in assenza di interferenze aerodinamiche indotte dalla presenza di altri aerogeneratori (effetto scia o *wake effect*).

FIGURA 4.6

Esempio di mappa 3D della ventosità media annua generata con software WAsP.

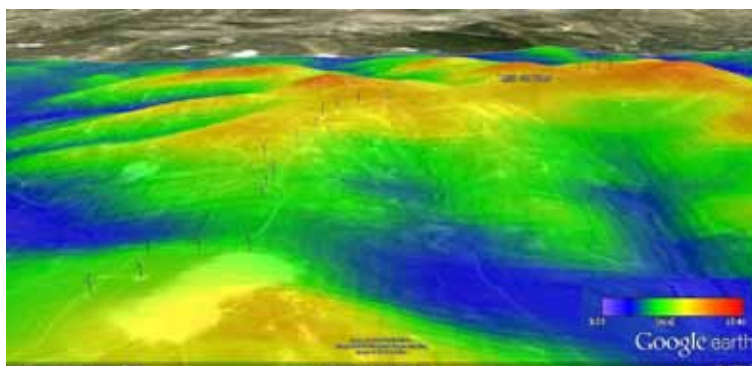
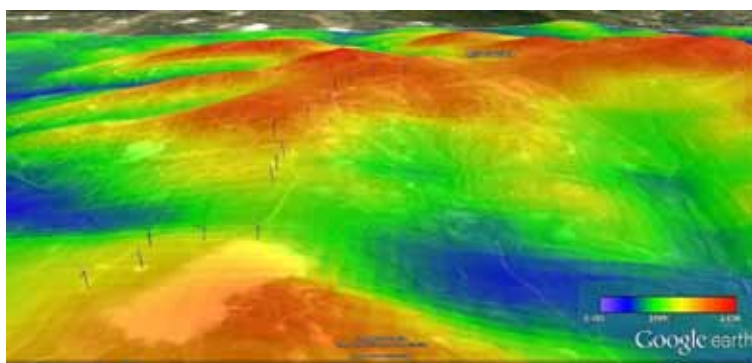


FIGURA 4.7

Esempio di mappa 3D della AEP generata con software WAsP.



In base a quest'ultima mappa, definita la taglia dell'impianto e quindi la numerosità degli aerogeneratori, si può procedere a individuare il *layout* ottimale del parco dal punto di vista della produzione totale attesa. Con questa ulteriore informazione il software determina anche la produzione annua attesa al netto delle perdite per *wake effect* tra le macchine, nell'ipotesi di disponibilità annua delle stesse pari al 100 per cento.

Esempi di mappe della ventosità media annua e della grandezza AEP su di un'area oggetto di uno studio di *micrositing* sono mostrati, rispettivamente, in Figura 4.6 e Figura 4.7.

5.1

COSTO DI REALIZZAZIONE
DI UNA CENTRALE EOLICA**FIGURA 5.1**

Trasporto delle pale di un aerogeneratore Nordex da 2,5 MW e 90 m di diametro di rotore verso il sito di San Bernardo (Garessio) in un'area montana del Piemonte.

(foto Nordex)



La suddivisione del costo di una centrale eolica (*wind farm*) in un tipico sito terrestre è mediamente del 70-80 per cento per l'acquisto e l'installazione degli aerogeneratori e del 20-30 per cento per la parte restante, comprendente le fondazioni degli aerogeneratori, le strade di accesso, le strade interne, le infrastrutture elettriche, i lavori d'installazione, la linea di collegamento alla rete, la progettazione e le pratiche autorizzative [1].

L'incidenza di questi ultimi costi è naturalmente maggiore nelle aree collinari o montane (orografia complessa), tanto più se remote. Basti pensare ai costi aggiuntivi derivanti dalla necessità di modificare (se non addirittura realizzare del tutto) le strade per renderle adatte ai mezzi destinati al trasporto e al sollevamento dei principali componenti degli aerogeneratori: navicelle complete pesanti anche molte decine di tonnellate,

pale lunghe fino a una cinquantina di metri, sezioni di torre (Figura 5.1). Un'apposita rete di strade deve essere realizzata anche all'interno dell'impianto per raggiungere le postazioni degli aerogeneratori, dove è necessaria una piazzola adeguata per le operazioni di montaggio (Figura 5.2).

Negli scorsi anni sono stati riportati rialzi dei costi specifici d'impianto (costo complessivo diviso per la potenza installata) a causa dello squilibrio fra la capacità produttiva dell'industria e la domanda di aerogeneratori dovuta a numerose iniziative di progetti eolici. Questo squilibrio

sembra ora in via di assestamento.

Con riferimento all'Italia, il GSE (Gestore dei Servizi Energetici), in collaborazione con l'ANEV (Associazione Nazionale Energia del Vento), ha riassunto dei costi tipici d'impianto in funzione delle dimensioni della centrale e della complessità del terreno [2]. Questi costi si collocano nell'intervallo fra 1.300 e 2.000 euro/kW, con i valori più elevati per impianti relativamente piccoli in aree remote a orografia complessa. Per una centrale media (20 MW, con 10 unità da 2 MW) in un sito di media complessità, il costo specifico d'impianto è risultato di 1.740 euro/kW.

Le centrali *offshore*, da parte loro, comportano un costo specifico d'impianto sensibilmente più elevato rispetto a quelle terrestri, sia per i prezzi più alti degli aerogeneratori costruiti per l'impiego *offshore*, sia per i maggiori costi delle fondazioni subacquee, dell'installazione in mare (sono necessari porti attrezzati e mezzi navali speciali), e delle infrastrutture

**FIGURA 5.2**

Rotore di un aerogeneratore Enercon E-82 da 2 MW prima del sollevamento a Carpignano Salentino in Puglia. Il rotore ha 82 m di diametro e altezza del mozzo dal suolo di 98 m. (foto Enercon)

elettriche di collegamento alla terraferma (vedi i Capitoli 8 e 12).

Per i progetti più recenti si riportano stime da 2.800 a quasi 4.000 euro/kW [3]. Per il futuro si ritiene però che questi costi, oggi influenzati anche da motivi contingenti, sotto opportune condizioni potrebbero assestarsi intorno a 2.800-3.000 euro/kW. In ogni caso, i maggiori costi dell'*offshore* dovrebbero essere compensati, almeno in buona parte, dalla maggiore produzione annua di energia.

Un'ultima voce che dovrebbe essere considerata è la dismissione degli impianti. Questo argomento non sempre rientra nelle valutazioni, anche perché i dati derivati da esperienze di smantellamento sono ancora piuttosto scarsi. Il costo sarà diverso a seconda che si ipotizzi la sola sostituzione delle vecchie macchine con altre nuove, oppure anche l'abbandono del sito,

nel qual caso si deve aggiungere la spesa per il ripristino dell'area. Se il sito si è dimostrato buono, è ovviamente più probabile la prima ipotesi.

5.2

COSTO MEDIO D'ESERCIZIO E MANUTENZIONE

Gli impianti eolici non sono presidiati in permanenza, ma sono seguiti a distanza attraverso un apposito sistema di misura, comando e monitoraggio. I loro costi d'esercizio sono quindi relativamente ridotti e l'onere maggiore deriva dalla manutenzione ordinaria e straordinaria.

La manutenzione ordinaria è effettuata secondo modalità e tempistiche dettate dai costruttori. Gli interventi di manutenzione straordinaria sono invece compiuti al verificarsi di guasti improvvisi, ad esempio a pale o moltiplicatori di giri, e richiedono un impegno di mezzi e di personale assai superiore.

In ambito internazionale è diffusa l'opinione che l'incidenza media annua dei costi di esercizio e manutenzione dell'intero impianto eolico possa essere stimata dal 2 al 3 per cento del costo capitale complessivo. Questi costi possono anche essere riferiti all'unità di energia prodotta e in questo caso saranno ovviamente variabili, a pari condizioni, in funzione della produzione annua (tipicamente 12-15 euro/MWh).

Gli aspetti economici

Per le centrali *offshore*, la manutenzione in mare presenta esigenze particolari e costi e tempi più elevati che sulla terraferma. Per la manutenzione ordinaria, l'accesso è effettuato con mezzi piccoli e veloci, come motoscafi o pilotine. Nella manutenzione straordinaria, se è necessario trasportare materiali, si deve ricorrere a piccole navi. Gli elicotteri hanno bisogno di una piattaforma, sono più costosi e possono operare soltanto se il vento non supera una certa velocità.

I guasti agli impianti *offshore* tendono ad avvenire proprio in condizioni di burrasca e, se non sono affrontati immediatamente per difficoltà di accesso, possono comportare perdite di produzione anche serie. Negli impianti *offshore* l'onere annuo di esercizio e manutenzione è quindi superiore, in termini assoluti, rispetto agli impianti terrestri. In percentuale, tenuto conto del costo specifico d'impianto più elevato, si può stimare un onere medio annuo che va dal 3 al 4 per cento del costo capitale complessivo.

5.3

COSTO MEDIO DELL'ENERGIA PRODOTTA

Per il calcolo del CME (Costo Medio dell'Energia) di un progetto d'impianto eolico attualizzato a oggi è anche necessario sia valutare la sua producibilità annua reale netta, sia fare opportune ipotesi per quanto riguarda la vita utile delle macchine (di norma 20 anni) e il tasso di attualizzazione.

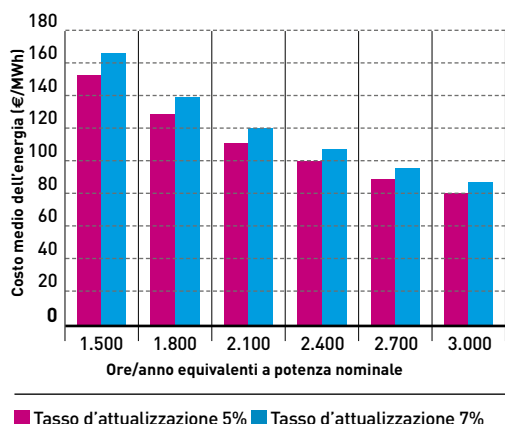
A parità di costo d'acquisto, l'aerogeneratore ottimale è quello la cui curva di potenza si combina con la distribuzione di frequenza delle velocità del vento nel sito in modo da produrre la massima quantità annua di energia. La producibilità reale netta può, in prima approssimazione, essere calcolata dall'*Atlante Eolico dell'Italia* (vedi al Capitolo 6). Per valutazioni più accurate, bisogna invece fare riferimento a distribuzioni delle velocità del vento rilevate direttamente con misure anemometriche nel sito (Capitolo 4).

Molte centrali eoliche sulla terraferma oggi operano con disponibilità (rapporto fra il tempo in cui le macchine sono disponibili a funzionare, indipendentemente dal vento, e il tempo totale) di 0,95-0,98. Questa disponibilità elevata è frutto sia di una manutenzione accurata, sia dell'affidabilità degli aerogeneratori stessi, per i quali una vita di 20 o anche 25 anni sembra ormai un traguardo realistico.

Da valutazioni effettuate da GSE e ANEV riferendosi alla sopra citata centrale media italiana da 20 MW (10 unità da 2 MW) con costo specifico di 1.740 euro/kW per una vita di 20 anni e tasso di attualiz-

FIGURA 5.3

Esempio di calcolo di costo medio dell'energia, su una vita di 20 anni, per una centrale eolica da 20 MW in terreno mediamente complesso, al variare della producibilità specifica.



zazione del 5 e 7 per cento, si ottengono i costi del kilowattora indicati nella Figura 5.3 in funzione della producibilità del sito espressa come numero di ore annue equivalenti di funzionamento a potenza nominale [2].

Tenuto conto delle producibilità reali ottenibili in Italia (tra le 1.500 e le 2.000 ore/anno, con una media per l'intero parco intorno alle 1.580 nell'ultimo biennio), si deduce che i valori del CME, per la centrale ipotizzata, starebbero verosimilmente fra 110 e 160 euro/MWh.

Ovviamente, in altri Paesi con terreni più facili, ampi spazi e regimi di vento forti e regolari (ad esempio nell'Europa centro-settentrionale, o nelle grandi pianure degli Stati Uniti) i costi medi dell'energia possono essere assai più bassi, anche dell'ordine di 50-60 euro/MWh.

Per l'*offshore* mancano ancora esperienze di lungo periodo. In linea di principio i costi d'impianto e di manutenzione più alti dovrebbero esser compensati dalla maggiore producibilità (3.000-4.000 ore/anno equivalenti invece di 1.500-2.500), ma è da verificare fino a che punto ciò può essere ottenuto in pratica.

5.4

I RICAVI OTTENIBILI DALL'ENERGIA PRODOTTA

Il Costo Medio dell'Energia della generazione eolica è ancora, in Italia, superiore ai ricavi mediamente ottenibili dalla semplice vendita dell'energia sul mercato elettrico all'ingrosso. Nel 2011, secondo il GME (Gestore dei Mercati Energetici) il prezzo medio di acquisto dell'energia nella Borsa elettrica, il cosiddetto PUN (Prezzo Unico Nazionale), è stato di 72,23 euro/MWh [4]. Si spiega quindi come in Italia, ma anche in molti altri Paesi, la produzione da fonte eolica abbia ancora bisogno di qualche incentivazione.

Nel 2012 il sistema d'incentivazione in Italia è quello regolato dalla Legge del 24 dicembre 2007, n. 244, e dal successivo Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 18 dicembre 2008.

In generale, per i produttori da fonti rinnovabili non program-

mabili, come quella eolica, è possibile vendere l'energia sul mercato all'ingrosso attraverso il GSE, stipulando contratti di ritiro dedicato che garantiscono la vendita dell'intera produzione. Il prezzo è funzione del mercato e dipende dalle zone tariffarie, dal giorno e dall'ora. Secondo l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (Delibera 11/2012/R/EFR del 26 gennaio 2012), il prezzo medio corrisposto per l'elettricità da fonti rinnovabili oggetto di ritiro dedicato è stato, nel 2011, di 74,72 euro/MWh (solo gli impianti di potenza non superiore a 1 MW hanno beneficiato di prezzi minimi garantiti più alti).

A questo introito, per i titolari dell'impianto si aggiunge la possibilità di vendere Certificati Verdi (CV), loro attribuiti per l'energia immessa nella rete italiana. I CV sono corrisposti per i primi 15 anni d'esercizio in ragione di 1 CV per 1 MWh di produzione di riferimento, calcolata moltiplicando la produzione reale per un coefficiente dipendente dalla tecnologia, pari a 1 per l'eolico terrestre e a 1,5 per l'eolico *offshore*.

Nel 2011, secondo il GME, il prezzo dei CV venduti sul mercato è stato mediamente di 82,25 euro/MWh^[4]. Se non venduti ai soggetti obbligati a una quota minima di energia da fonti rinnovabili, i CV (validi tre anni) sono ritirati dal GSE a un prezzo pari a quello medio di mercato.

Esistono, al 2012, altri due meccanismi incentivanti, per cui possono optare però soltanto i titolari di impianti eolici di potenza fra 1 kW e 200 kW: la tariffa onnicomprensiva oppure lo scambio sul posto.

La tariffa onnicomprensiva è corrisposta dal GSE per l'energia immessa in rete per i primi 15 anni ed è pari a 300 euro/MWh, superiore quindi al ricavo complessivo ottenibile con il meccanismo dei CV. Essa consente così di venire incontro alle particolari esigenze finanziarie degli impianti mini-eolici.

Nello scambio sul posto, il ricavo corrisponde alla tariffa evitata per l'energia elettrica che si sarebbe dovuta acquistare per uso proprio. A esso si può sommare il ricavo dalla vendita di eventuali CV.

La situazione degli incentivi sopra descritta è quella valida sino alla fine del 2012. Il Decreto Legislativo n. 28 del 3 marzo 2011 ha però tracciato le linee di un nuovo meccanismo d'incentivazione, che si applicherà agli impianti a fonti rinnovabili entrati in servizio dal 1° gennaio 2013.

Il Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 6 luglio 2012 ha definito i dettagli di questo sistema, che sarà basato su tariffe incentivanti da corrispondere nel periodo di vita utile dell'impianto per l'energia netta immessa in rete. Le tariffe incentivanti di base per

TABELLA 5.1

Periodi di vita utile e tariffe incentivanti di base disponibili per le varie fasce di potenza degli impianti eolici dal 2013 in poi.

Tipo d'impianto	Potenza P (kW)	Vita utile (anni)	Tariffa incentivante di base (€/MWh)
Terrestre	$1 < P \leq 20$	20	291
Terrestre	$20 < P \leq 200$	20	268
Terrestre	$200 < P \leq 1.000$	20	149
Terrestre	$1.000 < P \leq 5.000$	20	135
Terrestre	$P > 5.000$	20	127
Offshore	$1 < P \leq 5.000$	25	176
Offshore	$P > 5.000$	25	165

il 2013 (poi saranno ridotte del 2 per cento l'anno) e i periodi di vita utile saranno per l'eolico come nella Tabella 5.1.

Gli impianti fino alla soglia di 5 MW percepiranno di fatto dal GSE un incentivo pari alla differenza fra la tariffa incentivante di base deducibile dalla tabella e opportunamente corretta, e il prezzo zonale orario ricavato con la vendita dell'energia sul mercato. Gli impianti fino a 1 MW potranno però anche chiedere al GSE il ritiro di tutta l'energia prodotta ad una tariffa onnicomprensiva sempre determinata a partire dalla tabella, con le correzioni previste.

Gli impianti oltre la soglia di 5 MW percepiranno invece un incentivo calcolato come differenza fra la tariffa incentivante di base della tabella, però ridotta di una certa percentuale aggiudicata attraverso una gara d'asta al ribasso, e il prezzo zonale orario di mercato.

Gli impianti eolici fino a 60 kW saranno ammessi comunque all'incentivazione. Gli altri lo saranno in base ai contingenti di potenza stabiliti ogni anno.

L'attuale sistema dei CV si estinguerà entro il 2015. Il Decreto prevede misure transitorie per mantenere incentivi adeguati agli impianti che avrebbero ancora diritto ai CV dopo tale anno.

5.5

ASPETTI SPECIFICI DEL SETTORE MINI-EOLICO

Le valutazioni relative agli impianti eolici di taglia compresa tra 1 kW e 200 kW, che in Italia possono essere indicati come sistemi mini-eolici per cui sono previste da alcuni anni particolari incentivazioni e facilitazioni autorizzative (vedi al Capitolo 3), devono essere condotte tenendo conto delle specificità del settore.

Gli aspetti economici

Le voci di costo di un impianto mini-eolico sono analoghe a quelle degli impianti più grandi di cui si è detto prima. Tuttavia, bisogna osservare che, essendo il costo capitale del sistema assai più modesto in valore assoluto, certi oneri, come quelli per la progettazione, le pratiche autorizzative, l'installazione e l'avviamento, vengono ad assumere un rilievo percentualmente assai maggiore rispetto al costo complessivo.

Per quanto concerne poi la verifica preventiva della risorsa, il problema quasi non si pone, nel senso che una campagna di rilievi anemometrici dedicati risulta, soprattutto per sistemi mini-eolici sotto 50-60 kW, talmente costosa rispetto all'investimento complessivo da essere improponibile. Ciò aumenta il rischio di riscontrare, a impianto avviato, una produzione di energia troppo inferiore alle attese, a meno di non utilizzare un sito già caratterizzato per altri scopi. Gli atlanti e gli indicatori naturali di ventosità, come riportato nei Capitoli 3, 4 e 6, possono dare utili indicazioni preliminari, ma non garanzie sufficienti per l'investitore.

Indicativamente, si può oggi ritenere che i costi specifici d'impianto *chiavi in mano* varino da 5.000 a 7.000 euro/kW per impianti fino a 5 kW, da 3.000 a 4.000 euro/kW nella fascia da 10 a 60 kW, e scendano fino a circa 2.500 euro/kW per installazioni da 100 a 200 kW.

I ricavi per l'energia ceduta alla rete sono legati al tipo d'incentivazione (vedi al paragrafo precedente). La tassazione dei proventi è differente in funzione del profilo fiscale del percettore e può essere anche funzione della taglia dell'impianto. Da questi fattori può dipendere la stessa redditività dell'iniziativa [5].

La Tabella 5.2 riporta i risultati del calcolo del Costo Medio dell'Energia (CME) per due casi tipici: un privato che investa capitale proprio in un impianto non superiore a 20 kW con producibilità fra 1.600 e 1.800 ore/anno equivalenti, ovvero un'impresa che investa, con il 70 per cento del capitale preso a prestito, in un impianto da 60 a 200 kW con producibilità fra 1.600 e 2.000 ore/anno. I valori di CME

TABELLA 5.2

Esempi di stime del costo medio dell'energia (CME) per impianti mini-eolici di proprietà, rispettivamente, di privati o di imprese commerciali.

Caso	Costo [€/kW]	Producibilità [Ore Eq./Anno]	CME [€/MWh]
Privato	circa 3.500	1.600-1.800	230-300
Impresa	2.700-3.500	1.600-2.000	230-350

dimostrano che la redditività è raggiungibile solo con una scelta opportuna del sito e con costi d'impianto contenuti orientativamente entro 3.000 euro/kW.

5.6

PROSPETTIVE DI COMPETITIVITÀ

Da quanto illustrato in questo capitolo appare evidente che l'attuale costo unitario dell'energia prodotta dalle centrali eoliche di taglia significativa collegate alla rete italiana non è lontano dalla competitività con il prezzo medio dell'energia elettrica sul mercato all'ingrosso (tipicamente intorno a 1,5-2 volte il prezzo medio di mercato). Il fattore chiave è senz'altro la scelta di siti di ventosità adeguata e ciò evidenzia ancora una volta l'importanza, per gli investitori, di condurre campagne anemometriche di durata sufficiente nei siti candidati.

I progressi della tecnologia eolica, con la messa a punto di aerogeneratori sempre più grandi, efficienti e affidabili, potranno in futuro portare a ulteriori riduzioni dei costi, auspicabilmente fino a consentire, anche in un Paese con risorse eoliche non eccezionali come l'Italia, il raggiungimento della piena competitività, che permetterebbe in prospettiva di eliminare gli stessi incentivi.

Questa tendenza è stata anche già riflessa dal DM del 6 luglio 2012, che ha introdotto per l'eolico tariffe incentivanti di entità decrescente all'aumentare della taglia dell'impianto, con l'assegnazione delle stesse attraverso gare al ribasso per le centrali oltre 5 MW.

Molto diversa è la situazione per il settore mini-eolico. Assai più delle difficoltà d'ordine autorizzativo, sono proprio le problematiche di carattere economico quelle veramente condizionanti per questo settore, i cui costi di produzione, almeno allo stato attuale della tecnologia, rendono indispensabile agli operatori avere garanzie sul mantenimento di adeguate tariffe speciali per l'energia prodotta negli anni a venire.

L'Atlante Eolico dell'Italia e le valutazioni del potenziale installabile

6.1

OBIETTIVI E INFORMAZIONI

Indipendentemente da quali saranno gli scenari futuri, è indispensabile che la fonte eolica, per rispondere alle aspettative energetiche dei prossimi anni e per raggiungere gli obiettivi comunitari già previsti o di nuova istituzione, debba subire un ulteriore sviluppo in termini di potenza installata e di tecnologia, sia per gli impianti realizzati sulla terraferma (*onshore/onland*) che in mare (*offshore*), tipologia, quest'ultima, non ancora contemplata nel panorama della totale potenza finora installata in Italia.

Risulta, pertanto, evidente come la conoscenza approfondita della risorsa eolica presente sul territorio nazionale e lungo la fascia marina antistante alle coste italiane ricopra un ruolo fondamentale nell'ottica del raggiungimento degli obiettivi sopramenzionati.

Nel percorso avviato in Italia nei primi anni Ottanta da parte di enti di ricerca pubblici, istituti universitari e soggetti di alcune grandi realtà del mondo industriale, l'*Atlante Eolico* realizzato nei primi anni del 2000 rappresenta sicuramente un caposaldo per ciò che concerne la conoscenza della distribuzione della risorsa eolica sull'intero territorio nazionale.

Il contenuto informativo insito nell'*Atlante Eolico*, come sarà meglio precisato nel seguito, attraverso opportuni processi di elaborazione dei *database* ad esso retrostanti e di *database* esterni, è tale da consentire approfondimenti e indagini anche in relazione al potenziale eolico installabile a scala nazionale sia *onland* che *offshore*.

A questo riguardo è da rimarcare il rilevante contributo fornito dall'*Atlante Eolico* nella messa a punto del processo con cui pervenire alla definizione degli obiettivi di produzione da fonte eolica



(foto Vestas)

da assegnare per il 2020 alle singole Regioni italiane (il cosiddetto *Burden Sharing*) a partire dall'obiettivo nazionale stabilito dal Piano di Azione Nazionale (PAN) per lo sviluppo delle fonti rinnovabili. Il PAN è stato trasmesso alla Commissione Europea nel giugno 2010, come previsto dalla Direttiva 2009/28/CE (meglio nota come Direttiva 20/20/20) riguardante la promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili e la riduzione delle emissioni di gas climalteranti.

6.2

TRA LE MAPPE DELL'ATLANTE

Alla luce di quanto sopra detto, ma anche per le frequenti consultazioni di cui è stato oggetto dalla data della sua prima divulgazione a oggi, l'*Atlante Eolico dell'Italia* può essere ritenuto, senza dubbio, un prodotto di successo della Ricerca di Sistema condotta da RSE.

Passando dalla prima versione cartacea a quella interattiva realizzata in ambiente *WebGIS*, le mappe della risorsa eolo-energetica nell'*Atlante*, inizialmente relative al solo territorio nazionale sulla terraferma, sono state estese anche alla fascia marina di 40 km di ampiezza ubicata a ridosso delle coste nazionali, isole comprese.

A partire dalla data di prima uscita pubblica (anno 2003) fino a tutt'oggi, l'*Atlante Eolico* è stato interessato da attività orientate a verifiche dei dati rappresentati nelle mappe eolo-energetiche in esso integrate e, pertanto, ad un continuo affinamento, nonché da attività mirate ad accrescerne il contenuto informativo e a migliorarne l'interfaccia utente in relazione sia alla navigazione e consultazione, sia alla possibilità di prelievo di dati e informazioni. In altre parole, l'*Atlante* va visto come un prodotto dinamico suscettibile nel tempo di perfezionamento e miglioramento del suo contenuto informativo, per quanto riguarda sia le mappe che descrivono la risorsa eolo-energetica, sia gli ulteriori tematismi e *database* su cui è imperniata l'applicazione *WebGIS* che ne rappresenta la versione interattiva consultabile su web.

La preparazione sia della versione preliminare in formato cartaceo che di quella interattiva dell'*Atlante* si è sviluppata secondo la stessa metodologia, articolatasi nelle fasi di lavoro nel seguito indicate:

- simulazione di campi di vento a diverse altezze dal suolo a partire da dati in alta quota resi disponibili dall'istituto meteorologico dello European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF) di Reading (Regno Unito). La simulazione è stata svolta con la collaborazione dell'Università di Genova - Dipartimento di

L'Atlante Eolico dell'Italia e le valutazioni del potenziale installabile

Fisica, che ha utilizzato il proprio software di modellistica numerica *Wind-field Interpolation by Non Divergent Schemes* (WINDS), modello derivato dai capostipiti NOABL e AIOLOS con l'inserimento di appropriati algoritmi e modifiche finalizzate a migliorarne le prestazioni;

- raccolta ed elaborazione di dati di misura del vento sulla terraferma e, per quanto possibile, anche *offshore*, provenienti da stazioni (oltre 400) di reti anemometriche di vari operatori qualificati fra cui ENEL, RSE, ENEA, Aeronautica Militare, eccetera;
- adattamento delle mappe del vento ottenute con il modello WINDS ai dati di misura delle reti sopra menzionate attraverso un procedimento sviluppato *ad hoc*;
- determinazione delle mappe di producibilità specifica, definita come producibilità annua di energia per unità di potenza installata di un aerogeneratore campione (MWh/MW), a partire dalle mappe di ventosità corrette di cui al punto precedente.

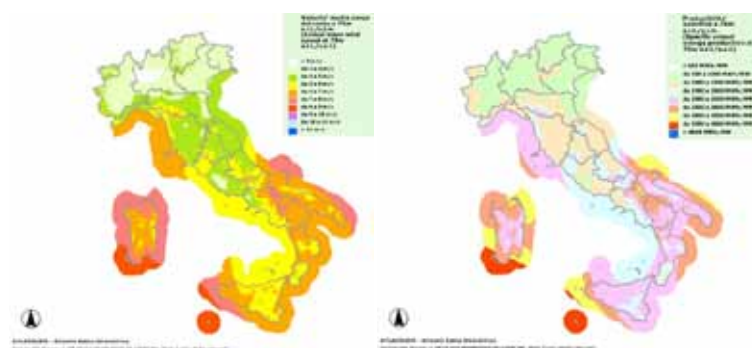
Esempi di mappe eolo-energetiche integrate nell'applicazione dell'*Atlante* sono mostrati in Figura 6.1. Le mappe rappresentate in figura riguardano rispettivamente la velocità media annua del vento e la producibilità specifica relative all'intero territorio nazionale e all'area *offshore* antistante alle coste italiane fino alla distanza di 40 km con riferimento all'altezza di 75 m sul livello del terreno (s.l.t.) oppure sul livello del mare (s.l.m.). Questo valore corrisponde all'altezza media del mozzo delle turbine eoliche di recente installazione.

Nella sua più aggiornata versione, l'applicazione *WebGIS* dell'*Atlante Eolico* può essere raggiunta connettendosi al sito <http://atlanteolico.rse-web.it> o attraverso la home page del sito RSE <http://www.rse-web.it/home.page>.

Una volta realizzato l'accesso al sito, di cui in Figura 6.2 è mostra-

FIGURA 6.1

Mappa nazionale di ventosità media annua a 75 m s.l.t./s.l.m. e corrispondente mappa di producibilità specifica.



ta la *home page*, mediante gli indispensabili strumenti di navigazione e visualizzazione, è poi possibile consultare i contenuti, che nello specifico riguardano:

- il documento che descrive nel dettaglio il processo di costruzione dell'*Atlante* e approfondisce gli aspetti necessari all'utente per la corretta interpretazione dei dati di risorsa eolica in esso rappresentati [1];
- il manuale d'uso dell'applicazione *WebGIS*;
- le mappe di velocità media annua del vento riferite a quattro diverse altezze s.l.t./s.l.m. (25 m, 50 m, 75 m, 100 m) e le corrispondenti mappe di producibilità specifica;
- la mappa rappresentativa delle “aree di esclusione” del territorio nazionale, ottenute considerando aspetti presumibilmente di tipo ostativo all'installazione di impianti eolici (scarsa producibilità specifica, esistenza di vincoli tecnologici e ambientali);
- la mappa relativa alla potenza eolica installata sul territorio nazionale al 31/12/2011 aggregata per territorio comunale;
- la documentazione emanata dalle Regioni (Norme Regionali) in ottemperanza al Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, che ha fissato le Linee Guida Nazionali per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili e quindi anche per l'identificazione delle aree e dei siti non idonei per gli impianti a fonti rinnovabili, fra cui i parchi eolici.

In riferimento alle sole “aree di esclusione” occorre precisare che con esse non si sono volute definire le zone in cui non è possibile

FIGURA 6.2

Pagina di accesso dell'*Atlante Eolico Interattivo* dell'Italia realizzato da RSE.



lo sviluppo dell'eolico, compito che spetta alle Regioni. La loro individuazione è avvenuta in base a ragionevoli criteri tecnici e scelte di pianificazione applicabili in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale ed è stata di grande ausilio per le attività condotte in relazione alla definizione del *Burden Sharing* fra le Regioni a cui si è in precedenza accennato.

Un'ulteriore caratteristica dell'applicazione *WebGIS* dell'*Atlante Eolico* è quella di includere al suo interno il collegamento ad un modulo di calcolo in grado di consentire all'utente valutazioni tecnico-economiche preliminari di ipotesi di parchi eolici sul territorio nazionale. Fra i risultati più significativi restituiti da tale strumento di calcolo figurano: la stima della produzione annua netta attesa per l'ipotesi di impianto che si vuole considerare, il costo medio del kilowattora elettrico prodotto per il periodo di vita utile delle macchine, l'entità delle emissioni evitate in atmosfera.

Considerando il forte interesse suscitato in ambito nazionale e prestando attenzione anche a potenziali utenti esteri, l'*Atlante Eolico* interattivo è oggi disponibile in versione bilingue italiano/inglese per quanto riguarda i principali strumenti di navigazione e visualizzazione che lo caratterizzano, incluso il modulo di calcolo e il relativo manuale d'uso.

6.3

COME VALUTARE IL POTENZIALE INSTALLABILE

La metodologia sviluppata da RSE per valutazioni del potenziale eolico realizzabile su scala nazionale e/o regionale è imperniata sulle informazioni di ventosità media annua e di producibilità specifica contenute nell'*Atlante Eolico* e su molteplici altri fattori che riguardano il territorio oggetto di analisi. La determinazione di questi ultimi è articolata e non priva di difficoltà.

La probabilità di successo di un'iniziativa finalizzata alla realizzazione di un parco eolico dipende sia da fattori tecnici di tipo oggettivo che da dinamiche di carattere politico e sociale difficilmente quantificabili. Quante volte si è sentito parlare sui media di contrarietà, con svariate motivazioni, alla realizzazione di parchi eolici sul suolo nazionale da parte di gruppi di opinione, di organizzazioni varie e di rappresentanti della politica. Molto spesso questa contrarietà risulta correlata ad una interpretazione conservazionista degli aspetti che principalmente contraddistinguono il nostro Paese e, cioè, l'alto pregio paesaggistico e l'elevata vocazione turistica. È evidente l'impossibilità di poter tradurre questo tipo di infor-

mazioni in relazioni in grado di rendere disponibili, per l'intero territorio, risultati numerici puntuali di valenza oggettiva.

Brevemente, la metodologia di RSE porta a stimare la potenza eolica installabile e la conseguente produzione annua teorica di energia sulle aree idonee all'installazione di impianti eolici individuate attraverso opportune elaborazioni condotte nell'ambito di un progetto realizzato in ambiente *GIS - Geographical Information System*.

I tematismi relativi al territorio oggetto di analisi di cui ci si avvale per inizializzare il processo metodologico sono essenzialmente: l'orografia del territorio, la copertura e uso del suolo, la mappa della producibilità specifica e le aree pregiate oggetto di vincoli.

I primi due tematismi consentono di determinare l'idoneità di un'area dal punto di vista dell'installazione tecnica di un impianto eolico e, quindi, di individuare ed escludere dalle valutazioni successive le aree morfologicamente inadatte (per esempio per eccessiva pendenza o per coperture indicative di aree urbanizzate, corpi d'acqua, eccetera). Dalla selezione delle aree idonee ottenuta con l'indagine di cui sopra, previa definizione di un'opportuna soglia di producibilità specifica annua, mediante l'impiego del tematismo della risorsa eolo-energetica è poi possibile defalcare le aree per le quali non sussistono i presupposti minimi di sostenibilità economica per la realizzazione di parchi eolici.

Il risultato complessivo frutto delle elaborazioni indicate può infine essere ulteriormente filtrato sulla base del tematismo delle aree soggette a tutele o vincoli secondo le vigenti normative nazionali e regionali. In breve sintesi, il processo di elaborazione porta a individuare:

- l'insieme delle aree non appropriate, per i criteri di esclusione adottati, per l'installazione di parchi eolici (**è questo il tematismo "aree di esclusione"** a cui si è in precedenza accennato);
- la superficie potenzialmente sfruttabile, a scala sia nazionale sia regionale, per l'insediamento di parchi eolici.

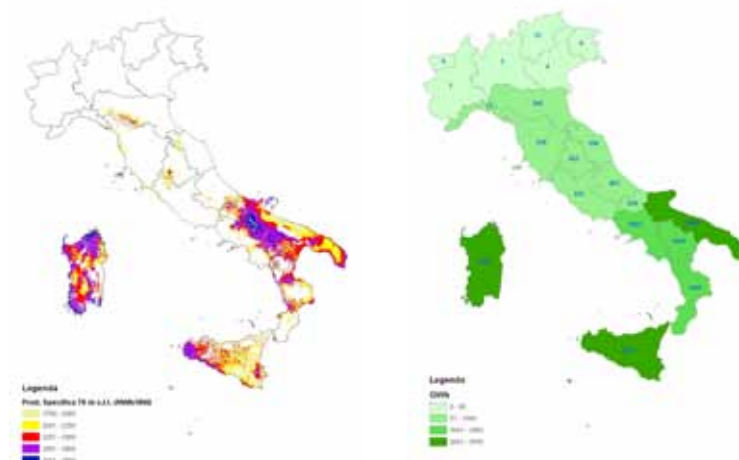
La traduzione di quest'ultimo dato in valore di capacità di generazione eolica potenzialmente realizzabile richiede l'assunzione di un'ipotesi ragionevole del parametro densità di potenza eolica installata locale. Nell'ambito delle valutazioni condotte da RSE, tale parametro è stato assunto uniforme per l'intero territorio nazionale e pari a 5 MW/km^2 , valore utilizzato in analoghi studi di potenziale eolico dal National Renewable Energy Laboratory degli Stati Uniti (U.S. NREL) [2].

In Figura 6.3, limitatamente alla parte *onland* del territorio nazionale, sono mostrate in veste grafica le aree residue utili alla possibile installazione di parchi eolici, classificate secondo le classi di producibilità specifica a 75 m s.l.t. dell'*Atlante Eolico*, e i relativi contributi alla produzione energetica annua che potrebbero essere attesi per le singole Regioni al

L'Atlante Eolico dell'Italia e le valutazioni del potenziale installabile

FIGURA 6.3

**Producibilità
specifica delle aree
utili a 75 metri s.l.t.
(a sinistra)
e regionalizzazione
degli obiettivi
di sviluppo
dell'eolico
sulla terraferma
previsti al 2020.**



2020. Da tali contributi discende la definizione degli obiettivi regionali di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile stabiliti dal Decreto Ministeriale del 15 marzo 2012 riguardante il *Burden Sharing* [3].

Ulteriori aspetti tecnici che andrebbero tenuti in debita considerazione in relazione alla fattibilità di un impianto eolico riguardano l'accessibilità al sito ipotetico e la distanza dello stesso da una rete elettrica in grado di ricevere la potenza generata. Questi aspetti, di difficile implementazione in una valutazione globale qual è l'elaborazione del potenziale di una risorsa su vasta scala, non possono però essere trascurati nella fase della valutazione di dettaglio della fattibilità tecnico-economica di un parco eolico.

Per quanto riguarda, infine, gli aspetti strettamente connessi a questioni d'impatto ambientale, a decisioni politiche e all'accettazione sociale, non essendo tali fattori, come già osservato, quantificabili geograficamente, si devono compiere approfondite valutazioni in sede di progettazione dello specifico impianto.

In termini complessivi l'analisi condotta da RSE stima in 12 GW la potenza realizzabile *onland* sul territorio nazionale, inclusa quella già esistente. Tale stima è in linea con precedenti valutazioni fatte alcuni anni orsono, sempre da RSE, che indicavano in 6 GW l'eolico realizzabile sotto condizioni "più favorevoli", vale a dire più appropriate e facili per quanto riguarda i diversi aspetti e fattori che ne condizionano la realizzazione, e in circa 12 GW il *target* raggiungibile per l'eolico nazionale *onland* assumendo oneri per la collettività progressivamente crescenti, correlati all'utilizzo di aree di maggior pregio ambientale, con maggiori difficoltà di accesso e con risorsa eolica meno appetibile.

A tali stime di potenzialità si è ispirato il Ministero dello Sviluppo Economico nel definire l'obiettivo nazionale al 2020 dell'eolico *onland* indicato dal PAN e, cioè, 12 GW in termini di potenza e 18 TWh in termini di contributo alla produzione nazionale annua di energia elettrica. A tale obiettivo complessivo ha poi fatto riferimento anche la ripartizione su scala regionale definita nel *Burden Sharing* stabilito dal DM del 15 marzo 2012 sopra citato.

Con procedimento analogo a quello indicato per l'eolico *onland* è possibile condurre stime di potenziale anche in relazione alla fascia *offshore* antistante alle coste nazionali. In questo caso i tematismi da implementare nella metodologia GIS sono essenzialmente i seguenti: batimetria, distanza dalla costa, risorsa eolica, aree marine protette o di tutela.

Incrociando le informazioni contenute nei tematismi indicati, RSE ha potuto stimare in circa 10 GW il potenziale eolico complessivamente realizzabile in acque con profondità fino a 200 m e ubicate entro 40 km dalle coste nazionali. Di questo potenziale, però, circa l'80 per cento è caratterizzato da fondali profondi più di 50 m, sfruttabili solo con aerogeneratori installati su piattaforme galleggianti, una tecnologia che non ha ancora raggiunto un grado di maturità tale da consentirne l'impiego su scala industriale.

L'obiettivo di potenza eolica *offshore* al 2020 definito dal PAN e anch'esso recepito nel quadro del *Burden Sharing* è pari a 680 MW (7 per cento del totale complessivamente realizzabile); questo riflette il dato stimato per l'eolico marino che dovrebbe interessare le sole acque "basse" o "poco profonde" (non più di 50 m) disposte lungo la costa delle Regioni Molise, Puglia, Sicilia e Sardegna. In altre parole, aree marine dove gli impianti possono essere sviluppati con ricorso alla tecnologia, consolidata e ampiamente utilizzata nel Nord Europa, che utilizza macchine su fondazioni fisse.

Sulla base di questo obiettivo di potenza installata, il PAN indica in 2 TWh il contributo da fonte eolica *offshore* alla produzione annua di energia elettrica nazionale al 2020.

Il quadro complessivo emerso per l'eolico *offshore* pone in evidenza il particolare interesse che avrebbe per l'Italia lo sviluppo della tecnologia *offshore* cosiddetta "galleggiante", che potrebbe permettere il conseguimento di un contributo più significativo della fonte eolica al fabbisogno energetico nazionale.

La previsione della produzione eolica

7.1

FINALITÀ E STRUMENTI DISPONIBILI

La previsione della produzione di energia eolica sta assumendo un'importanza sempre maggiore in relazione all'aumento costante del ricorso a questa fonte rinnovabile, la cui aleatorietà richiede un impegno notevole al fine di soddisfare le esigenze degli operatori delle reti di trasmissione e dei sistemi elettrici nazionali. Il vento, infatti, è una fonte energetica variabile non pianificabile, cosa che non ne rende possibile una gestione simile a quella di altre fonti tradizionali.

Le previsioni di produzione eolica sono effettuate su diversi orizzonti temporali in funzione dell'applicazione. Quelle dell'ordine della decina di minuti sono utilizzate per scopi di regolazione del sistema elettrico, mentre per il dispacciamento e l'ottimizzazione economica degli impianti sono invece necessarie previsioni su orizzonti temporali più lunghi, cioè da alcune ore fino ad alcuni giorni (tipicamente 24, 48 e 72 ore), in modo da fornire indicazioni su quella che potrà essere la produzione di energia elettrica e il suo andamento più probabile con una risoluzione generalmente dell'ora.

L'accuratezza dei modelli viene verificata confrontando i dati misurati con quelli previsionali, utilizzando dei criteri statistici come, ad esempio, l'errore medio assoluto normalizzato (NMAE) e la radice dell'errore quadratico medio normalizzato (NRMSE), che descrivono la deviazione tra i valori misurati e quelli predetti; come valore di normalizzazione si utilizza di solito la potenza nominale dell'impianto. Ad esempio, nelle previsioni a 24 ore, con gli attuali modelli previsionali si possono ottenere valori di NMAE del 10 per cento in terreni piani o *offshore*, mentre si può arrivare ad un NMAE del 35 per cento nel caso di terreni molto complessi.

7.2

PREVISIONE DETERMINISTICA

La modellistica meteorologica deterministica permette la previsione della grandezza vento con la risoluzione di qualche chilometro e il dettaglio temporale di un'ora o meno. Per una previsione oltre poche ore di anticipo è essenziale adottare le uscite di modelli "globali", che simulano cioè tutta l'atmosfera terrestre. Questi modelli, come quello del Centro Europeo di Reading (ECMWF) e quello americano (GFS), rendono disponibili le uscite su griglie di 15–25 km di risoluzione e con periodicità esa-oraria.

Per arrivare a risoluzioni maggiori, si usano, accoppiati ai modelli globali, quelli cosiddetti “ad area limitata” (ad esempio RAMS, WRF), che permettono di ottenere uscite orarie e su griglie di pochi chilometri. La catena modellistica non è però completa: occorre infatti fare in modo che il vento simulato abbia caratteristiche statistiche più vicine possibile a quelle osservate; questo si ottiene con i cosiddetti modelli di post-processing che utilizzano eventuali misure locali di vento.

Un ulteriore passaggio, che può essere compreso nell'ultimo sopra descritto, riguarda la trasformazione della velocità del vento in potenza elettrica generata, ottenibile attraverso la curva di potenza dell'aerogeneratore. La procedura che fornisce i risultati migliori è tuttavia quella che prevede l'utilizzo di una rete neurale per calcolare la potenza prodotta; la rete viene addestrata con i dati storici della potenza prodotta e con quelli di alcune grandezze meteorologiche misurate nel sito dell'impianto, se disponibili, assieme ai dati di previsione deterministica. Le misure meteorologiche non sono indispensabili, perché un modello a reti neurali può essere addestrato con soli dati di vento previsto ed energia misurata.

RSE ha sperimentato una propria catena modellistica su parchi eolici in Sicilia, posti in siti montuosi, raggiungendo prestazioni intorno al 14–16 per cento di NRMSE. L'errore è calcolato, come di consueto, relativamente alla potenza nominale dell'impianto.

7.3

PREVISIONE PROBABILISTICA (*ENSEMBLE*)

Una previsione di potenza eolica, estratta da modelli meteorologici, può risultare errata per diversi motivi, riconducibili per lo più a situazioni di incertezza iniziale o di incertezza del modello. La prima deriva generalmente da errori di osservazione e assimilazione dei dati. La seconda è causata invece dall'impossibilità di ricostruire perfettamente la superficie tridimensionale del campo di vento in un determinato luogo o i processi fisici a scala locale. Il modello si limita infatti ad effettuare una descrizione approssimata dei fenomeni atmosferici.

Ulteriore incertezza nella previsione dell'energia prodotta da un impianto è introdotta dal fatto che è necessario riportare le uscite modellistiche (solitamente ottenibili per una griglia di punti adiacenti) al punto di collocazione delle turbine: questo può essere fatto mediante tecniche di interpolazione, oppure, a seconda della risoluzione impiegata, utilizzando semplicemente il punto griglia più vicino alle coordinate dell'impianto. Inoltre, il vento calcolato dal modello è definito su livelli di altezza discreti e quindi deve essere interpolato alla corretta altezza del mozzo della turbina.

La previsione della produzione eolica

Tutte le condizioni d'incertezza di cui sopra possono manifestarsi contemporaneamente. In aggiunta, la natura “caotica” del sistema atmosferico fa sì che, anche partendo dalle medesime condizioni iniziali, siano possibili diverse evoluzioni del sistema stesso.

L'accuratezza di una previsione a breve termine (0–6 ore) della potenza elettrica è un requisito fondamentale per l'integrazione dell'energia prodotta dalla fonte eolica nella rete elettrica; questo vale in particolare per zone come le Regioni dell'Italia meridionale, per le quali, generalmente, ad una forte produzione di energia dal vento corrisponde uno scarso sviluppo della rete, inadeguata a sostenere picchi di potenza e sbilanciamenti causati dall'intermittenza della fonte e dai bassi consumi.

Accanto all'attuale regola che garantisce alle energie rinnovabili la priorità di dispacciamento, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha recentemente fissato, a carico dei produttori da fonti rinnovabili, gli oneri di “sbilanciamento”, ovvero quelli derivanti dal mancato rispetto delle offerte da questi fatte nella Borsa dell'energia (MGP - Mercato del Giorno Prima). Allo stesso tempo, anche le operazioni di compravendita nel mercato elettrico dipendono dall'accuratezza previsionale; stime più corrette, infatti, possono incrementare il valore dell'energia eolica rispetto a quello di altre fonti di energia più convenzionali.

Risulta quindi evidente l'importanza sia di una previsione la più corretta possibile, sia della stima dell'incertezza ad essa associata.

La comunità scientifica internazionale ha lavorato molto sul tema della predicibilità; in particolare, il Centro europeo di previsione a medio termine di Reading (ECMWF) ha messo a punto la tecnica chiamata *Ensemble Forecast*, oggi disponibile operativamente.

L'Ensemble Prediction System (EPS) dell'ECMWF è basato sulla nozione secondo la quale piccoli errori nei campi di inizializzazione del modello, presso parti sensibili dell'atmosfera, possono influenzarne l'evoluzione a larga scala durante il periodo di previsione. Ciò significa che un'analisi iniziale anche leggermente diversa potrebbe portare a una previsione significativamente differente.

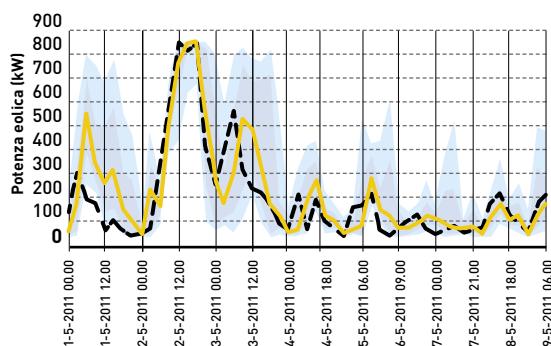
La tecnica usata provoca artificialmente piccole perturbazioni nell'analisi, in modo tale da creare 50 diverse condizioni iniziali ad altrettanti *run* del modello.

Le previsioni perturbate si sviluppano in maniera più o meno differente fra loro nel corso della previsione e quindi la loro distribuzione di probabilità (PDF) varia sia in base al tempo di previsione, sia in base alle condizioni del sistema “caotico” atmosfera.

Le previsioni basate su queste condizioni perturbate risultano equiprobabili tra loro ma, in media, meno precise rispetto alla previsione di controllo non perturbata. La differenza di prestazione rispetto al *run* di

FIGURA 7.1

Previsione di potenza EPS, 10%, 25%, 75% e 90% quantili; potenza sperimentale (tratteggio); mediana ensemble (giallo); dati 2011.



controllo non perturbato si riduce gradualmente all'avanzare del periodo di previsione.

La tecnica delle *Ensemble Forecast* è tale da rendere lo *spread* finale delle previsioni indipendente o quasi dalle perturbazioni effettuate, ma dipendente solo dal particolare stato iniziale dell'atmosfera. La stessa dinamica coinvolge lo *spread* dell'*ensemble*, che consiste nell'entità della differenza o distanza tra i valori di una variabile meteorologica dei vari membri, espressa come deviazione standard rispetto alla media *ensemble*.

Le attività di ricerca di RSE hanno verificato l'applicabilità delle previsioni *Ensemble Forecast* (Figura 7.1)

alla produzione dei parchi eolici italiani, mettendo a punto metodi di calibrazione basati sui dati locali. I risultati sono incoraggianti e, d'accordo con la letteratura internazionale sull'argomento, mostrano che il futuro della previsione della producibilità da fonti rinnovabili passerà da questo tipo di approccio.

7.4

PREVISIONE CON RETI NEURALI

Per la previsione della potenza elettrica prodotta tra 0 e 6 ore si possono anche utilizzare modelli basati sulle sole reti neurali, che vengono addestrate utilizzando delle serie storiche di dati meteorologici misurati in prossimità degli impianti eolici e che consentono, in generale, di effettuare predizioni che approssimano in maniera molto buona i valori osservati su orizzonti temporali che arrivano ad alcune ore.

La capacità previsionale è strettamente correlata all'andamento della velocità del vento, che è a sua volta connesso alla specifica situazione geografica investigata. Infatti, quanto più il vento è regolare, cioè presenta variazioni lente, tanto maggiore sarà la precisione nella previsione. Pertanto le caratteristiche del vento (variabilità, intensità e turbolenza), la rugosità del terreno e l'orografia sono fattori fondamentali e discriminanti per la bontà della previsione.

Le variabili meteorologiche in ingresso alla rete sono delle serie storiche che informano la rete neurale sull'andamento delle stesse fino ad

alcune ore prima del tempo di previsione. Si possono ad esempio utilizzare 4 variabili d'ingresso (temperatura, pressione, velocità e direzione del vento all'altezza del mozzo degli aerogeneratori), mentre la variabile di uscita è la velocità del vento, che può essere poi convertita in potenza elettrica prodotta utilizzando la curva di potenza dell'aerogeneratore e infine corretta con il valore di efficienza dell'intero parco eolico per tener conto delle perdite dello stesso.

Si deve notare che la stima della potenza è più precisa quando il vento supera la velocità del vento nominale della macchina, mentre gli errori sono maggiori quando la velocità del vento è compresa tra il valore di *cut-in* e il valore nominale. Inoltre, previsioni più accurate si potrebbero ottenere qualora fossero disponibili, oltre ai dati meteorologici, anche i dati storici della potenza prodotta; la variabile potenza si potrebbe allora aggiungere alle variabili d'ingresso alla rete neurale, ottenendo in uscita direttamente la stima della potenza prodotta.

Reti neurali sviluppate da RSE e addestrate con dati di siti montuosi hanno permesso di ottenere, ad esempio, per una previsione a due ore, errori del 6-8 per cento della potenza installata (NMAE) e valori di NRMSE tra il 13 e il 15 per cento in funzione delle caratteristiche ambientali del sito.

La Figura 7.2 mostra la distribuzione degli errori di previsione a due ore, dove si può notare che il 75 per cento delle previsioni si trova all'interno di un intervallo di errore del più/meno 10 per cento. Nella Figura

FIGURA 7.2

Distribuzione delle frequenze degli errori di previsione a 2 ore: 75% nell'intervallo $\pm 10\%$.

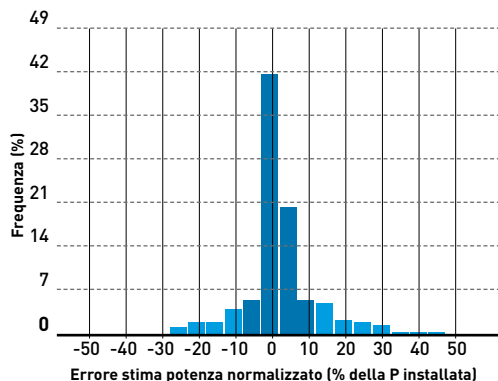
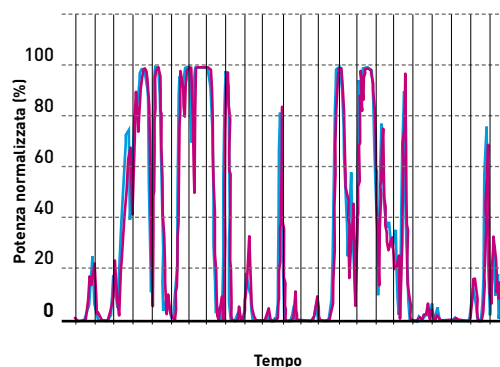


FIGURA 7.3

Potenza misurata (blu) e potenza prevista a 2 ore (rosso).



7.3 sono messe a confronto la curva della potenza prevista a 2 ore e quella della potenza effettivamente misurata.

Le previsioni su orizzonti temporali di 4–6 ore sono anch'esse buone, con valori di NMAE che possono crescere tra 1 e 3 per cento rispetto alla previsione a 2 ore.

7.5

RUOLO DEGLI STRUMENTI DI PREVISIONE

Al crescere della penetrazione della fonte eolica, gli strumenti di previsione assumeranno un ruolo di rilievo sempre maggiore sia per la gestione in sicurezza del sistema elettrico, sia per consentire la partecipazione anche degli impianti eolici alle operazioni sul mercato elettrico. Inoltre, la conoscenza degli errori di previsione permetterà di dimensionare in modo ottimale eventuali sistemi di accumulo di energia che potrebbero compensare la mancata produzione eolica o accumulare il surplus di energia.

Queste stime saranno anche utili per la pianificazione della manutenzione delle centrali eoliche e delle relative linee elettriche di trasmissione e distribuzione.

L'utilizzo congiunto di modelli meteorologici numerici (deterministici e probabilistici) e di reti neurali consente di ottenere i migliori risultati. In particolare, la rete neurale viene utilizzata per la previsione della potenza e per correggere il profilo di produzione per il giorno dopo ottenuto con modelli meteorologici numerici; in altre parole, la stima viene continuamente calibrata con i dati misurati localmente ed elaborati da una rete neurale, fornendo previsioni più accurate per le successive 1-6 ore.

8.1

IL COLLEGAMENTO DEGLI IMPIANTI ALLE RETI

Il Decreto legislativo del 29 dicembre 2003, n 387, ha confermato ai gestori delle reti elettriche l'obbligo di utilizzare in via prioritaria l'elettricità prodotta da impianti che utilizzano fonti rinnovabili, cui deve essere concessa la precedenza nel cosiddetto "dispacciamento" degli impianti di generazione.

La richiesta degli aspiranti produttori da fonti rinnovabili di collegare i loro impianti non può quindi essere elusa dai gestori delle reti senza motivazioni tecniche fondate. Per contro, i gestori delle reti di trasmissione e di distribuzione non possono perdere di vista il loro compito primario di assicurare la sicurezza e l'efficienza del sistema elettrico.



FIGURA 8.1

Stazione di raccolta e trasformazione realizzata da Vattenfall per la centrale offshore di Lillgrund (Svezia) da 110 MW.

Oggi in Italia il collegamento degli impianti di produzione alle reti è regolato dal TICA (Testo Integrato delle Connessioni Attive), pubblicato come Allegato A alla Delibera dell'AEEG (Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas) ARG/elt 99/08 e poi modificato da varie Delibere successive. I documenti tecnici cui riferirsi sono il Codice di Rete di Terna, gestore della rete di trasmissione nazionale, e le norme CEI 0-16 e CEI 0-21.

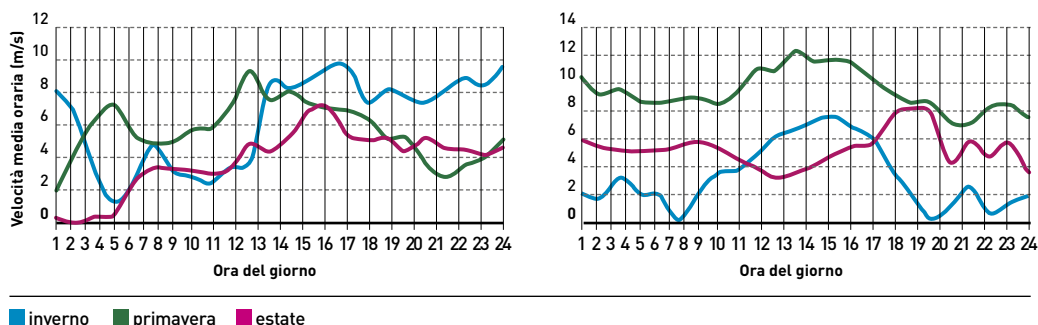
Secondo il TICA, gli impianti fino a 100 kW sono collegati a reti in bassa tensione (BT, in Italia 380 V) e quelli fino a 6 MW a reti in media tensione (MT, in Italia tipicamente 15 kV e 20 kV), che sono presenti anche nelle zone rurali in maniera piuttosto capillare. Per potenze più elevate, la connessione deve invece avvenire all'alta tensione (AT, i cui livelli tipici sono in Italia 132 kV e 150 kV), o addirittura all'altissima tensione (220 kV e 380 kV), non sempre raggiungibili con facilità (Figura 8.1).

Il Decreto legislativo 387/2003 distingue tra impianti alimentati da fonti rinnovabili "programmabili" e "non programmabili", a seconda che il loro intervento nella generazione possa essere previsto e comandato, oppure no, in un certo istante di tempo e con un predefinito livello di potenza. Per le due categorie il Decreto ha previsto diverse possibilità d'accesso al mercato elettrico.

Gli impianti eolici (Figura 8. 2) appartengono evidentemente alla seconda categoria. Sulla loro produzione non è possibile intervenire

FIGURA 8.2

Esempi di andamenti giornalieri della velocità media oraria del vento in due siti dell'Italia, precisamente in Sardegna (a sinistra) e Campania (a destra).



se non per rinunciare a una parte dell'energia messa a disposizione dalla natura.

Nel sistema elettrico, la penetrazione di impianti di generazione non programmabili porta con sé problemi e costi aggiuntivi, che possono essere ricondotti, da un lato, alla necessità di ampliare e rinforzare la rete se gli impianti sono localizzati in zone marginali del territorio e, dall'altro lato, alla disponibilità variabile e solo in parte prevedibile della fonte, e quindi della potenza elettrica da questa generata, con conseguenze a livello di sistema, in particolare per il bilanciamento tra generazione e carichi e per la regolazione della frequenza e della tensione.

8.2

SOLUZIONI TECNICHE DI CONNESSIONE

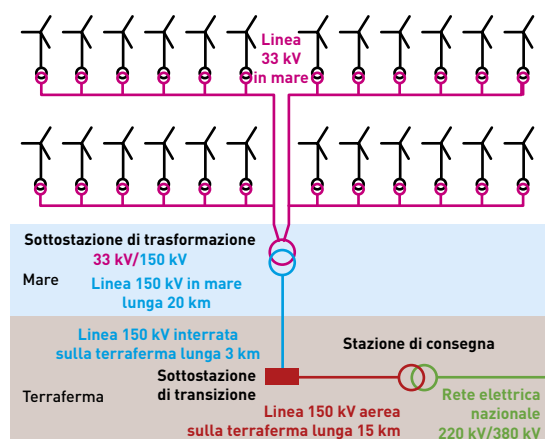
L'energia prodotta dalle varie unità di una centrale eolica è raccolta da una rete in cavo, di norma a MT, e inviata a una stazione di trasformazione, da cui parte la linea AT o MT, aerea o in cavo, di collegamento alla rete elettrica (Figura 8.3). Questa linea arriva presso una stazione già esistente o un punto di raccolta da realizzare apposta.

Per i collegamenti in cavo sottomarino delle centrali *offshore*, l'impiego della corrente alternata diventa sempre meno conveniente all'aumentare della distanza dalla costa e della potenza da trasportare. Oltre lunghezze di 80-90 km sarebbe comunque necessario interporre stazioni di rifasamento per compensare le elevate capacità dei cavi stessi. Diventa quindi interessante passare alla corrente continua, che richiede però

L'integrazione delle centrali eoliche nel sistema elettrico

FIGURA 8.3

Schema della rete elettrica di raccolta dell'energia prodotta e della linea di collegamento alla rete di trasmissione per una centrale eolica *offshore*.



stazioni di conversione alla partenza e all'arrivo della linea. La trasmissione in corrente continua ad alta tensione (tecnologia HVDC) è già stata adottata in Germania per il collegamento di alcune centrali situate a oltre 100 km dalla costa.

Per gli impianti sulla terraferma i costi di connessione alla rete vanno in media dal 6 all'8 per cento del costo complessivo dell'impianto, mentre per le centrali *offshore* essi variano dal 10 al 25 per cento in funzione della distanza dalla costa.

Oltre a questi costi di connessione in senso stretto, gli impianti eolici comportano, per i problemi di cui si è detto prima, altri costi, che in linea di principio vengono a gravare sull'intero sistema elettrico. Questi ultimi aspetti sono esaminati qui di seguito.

8.3

COSTI ADDIZIONALI PER L'ADEGUAMENTO DELLE RETI

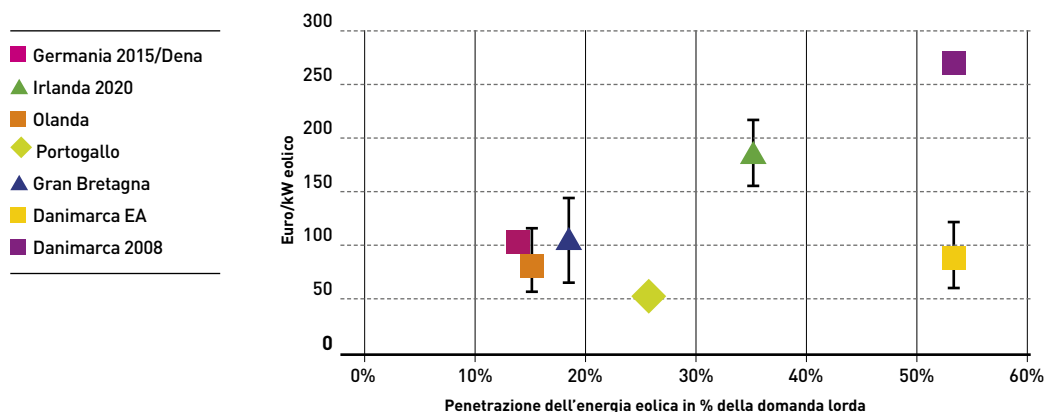
L'adeguamento della rete con nuove linee e stazioni è inevitabile per essere sempre in grado di trasportare tutta l'energia da fonte eolica dalle aree di produzione, spesso in zone decentrate, a quelle di consumo evitando la formazione di "colli di bottiglia" tali da richiedere, in condizioni critiche, limitazioni della produzione di alcuni impianti da parte del gestore della rete. Questo problema di "modulazione" forzata è ben noto, per esempio, agli impianti eolici nel Sud dell'Italia.

Non pochi studi hanno affrontato la valutazione dei costi di adeguamento della rete al crescere della penetrazione eolica. Una panoramica degli incrementi di costo ottenuti da studi svolti in Europa e negli Stati Uniti è riportata nel Rapporto Finale prodotto nel 2009 dal Task 25 dello "IEA Wind Implementing Agreement" dell'Agenzia Internazionale dell'Energia^[1]. I costi aggiuntivi sono stati divisi per la potenza eolica installata, ricavando gli incrementi di costo attribuibili al kilowatt eolico.

Come si nota dalla Figura 8.4, questi costi sono molto variabili, per le diverse strutture del sistema elettrico, le differenti dislocazioni dei siti

FIGURA 8.4

Costi aggiuntivi per il potenziamento della rete (euro/kW eolico installato) in funzione della penetrazione eolica espressa come percentuale dell'energia da fonte eolica rispetto alla domanda elettrica lorda annua. (sintesi IEA da vari studi)



eolici e le varie ipotesi semplificative assunte. Tuttavia essi appaiono contenuti al di sotto di 150 euro/kW eolico installato almeno per penetrazioni dell'energia annua prodotta dall'eolico fino al 20-25 per cento della domanda annua complessiva nel sistema.

8.4

COSTI ADDIZIONALI PER IL BILANCIAMENTO DEL SISTEMA

Per quanto riguarda il bilanciamento fra l'energia prodotta e quella assorbita dagli utilizzatori nel sistema elettrico, e quindi anche la regolazione della frequenza e della tensione, è da ricordare che le fluttuazioni marcate della potenza prodotta dagli impianti eolici riducono l'attitudine del sistema a seguire il carico e richiedono, per essere compensate, che l'azione di dispacciamento del gestore di rete mantenga comunque in servizio una certa quota di generazione convenzionale funzionante a carico variabile e quindi (soprattutto se si tratta di impianti termoelettrici a vapore o a ciclo combinato) con rendimenti ridotti. Le migliori risorse di flessibilità nel sistema sono gli impianti a turbogas e soprattutto quelli idroelettrici a deflusso regolato, compresi gli impianti di accumulo per pompaggio [2].

L'integrazione delle centrali eoliche nel sistema elettrico

Un aspetto positivo è che la variabilità della potenza prodotta da una centrale eolica si compensa in parte con quella di altre situate in zone diverse e non correlate dal punto di vista meteorologico. Un certo grado di aleatorietà della produzione eolica complessiva comunque rimane.

Un aspetto poco favorevole è che, almeno in certe zone e certe stagioni, il vento è maggiormente disponibile proprio nelle ore di minimo carico sulla rete elettrica e viceversa. Possono anche verificarsi periodi assai lunghi (oltre 10 giorni consecutivi) di bassa produzione eolica, già riscontrati nel sistema elettrico interconnesso europeo continentale.

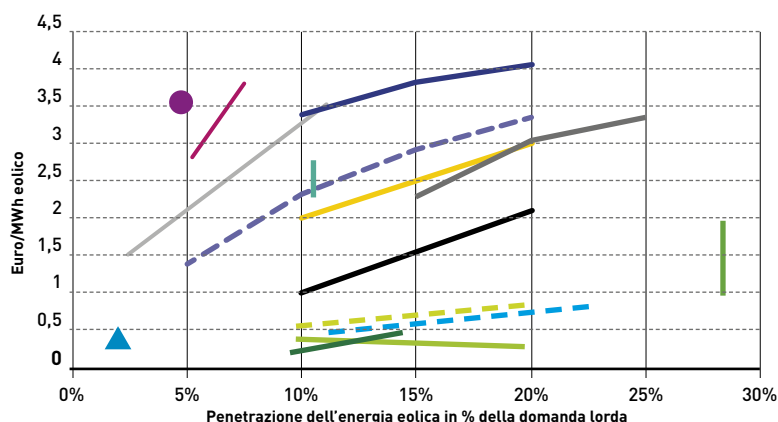
In ogni caso, l'aleatorietà della produzione eolica rende più incerta la definizione del piano di messa in servizio dei generatori per il giorno dopo, con la conseguenza di un esercizio non ottimizzato del sistema. Questi problemi potranno essere mitigati grazie agli strumenti di previsione della producibilità eolica che sono in avanzata fase di messa a punto (Capitolo 7), oltre che dall'evoluzione tecnologica che consentirà agli impianti convenzionali di effettuare servizi di regolazione e rampe di carico in modo più efficiente. Per di più si sta affermando (anche in Italia) la tendenza a richiedere alle centrali eoliche di fornire "servizi ancillari" o "servizi di rete" analoghi a quelli delle altre centrali.

Una stima dell'incremento del costo unitario attribuibile all'energia eolica per effetto dei maggiori oneri di bilanciamento è stata tentata da studi in vari Paesi e in progetti europei [3]. Una sintesi è riportata nel già

FIGURA 8.5

Costi aggiuntivi per il bilanciamento (euro/MWh eolico) in funzione della penetrazione eolica espressa come percentuale dell'energia da eolico rispetto alla domanda elettrica lorda annua.
(sintesi IEA da vari studi)

- Nordica 2004;
- Finlandia 2004;
- Gran Bretagna 2002;
- Gran Bretagna 2007;
- Irlanda;
- Colorado (US);
- Minnesota (US) 2004;
- Minnesota (US) 2006;
- ▲ California (US);
- Pacificorp (US);
- Greenet Germania;
- Greenet Danimarca;
- Greenet Finlandia;
- Greenet Norvegia;
- Greenet Svezia



citato Rapporto Finale del Task 25 dello IEA Wind Implementing Agreement [1], da cui è tratta la Figura 8.5 che indica gli incrementi del costo unitario dell'energia eolica al crescere della penetrazione della produzione eolica, espressa come rapporto fra l'energia prodotta dall'eolico e la domanda annua complessiva nel sistema.

Pur tenendo conto della varietà di situazioni considerate, si può dedurre che, in presenza di reti già sufficientemente estese e con adeguati margini di capacità di trasporto, gli oneri aggiuntivi di bilanciamento dovrebbero rimanere entro limiti accettabili, non oltre 4 euro/MWh eolico prodotto, per penetrazioni dell'eolico fino al 20-25 per cento della domanda annua di energia elettrica.

8.5

CAPACITÀ DI SOSTITUIRE LA GENERAZIONE TRADIZIONALE

Si è detto che la presenza di una quota di generazione variabile e aleatoria richiede, a garanzia della sicurezza del sistema elettrico, che sia presente una capacità di generazione di tipo programmabile in grado di sostituirsi alla generazione da fonte intermittente quando questa non è disponibile in misura adeguata alla copertura della domanda.

Tale capacità non è però necessariamente pari alla potenza di tipo non programmabile. Nel gergo del settore, ciò significa riconoscere alla generazione eolica, oltre al “credito di energia” per la sua capacità di evitare, quando c'è vento, il consumo di combustibili fossili, anche un “credito di potenza” (*capacity credit*), per la sua capacità di contribuire a soddisfare in modo “certo” il carico di punta.

Nella letteratura internazionale si trovano valutazioni del *capacity credit* dell'eolico, eseguite con l'ausilio di modelli di simulazione basati su inevitabili ipotesi semplificative. Generalizzando, si potrebbe affermare che, per bassi livelli di penetrazione eolica, il *capacity credit*, espresso come percentuale della potenza eolica installata complessiva, è all'incirca uguale al fattore di utilizzo (*capacity factor*) della fonte eolica (percentuale dell'energia prodotta rispetto a quella che sarebbe stata prodotta se gli impianti eolici avessero funzionato a potenza nominale per tutte le 8.760 ore dell'anno).

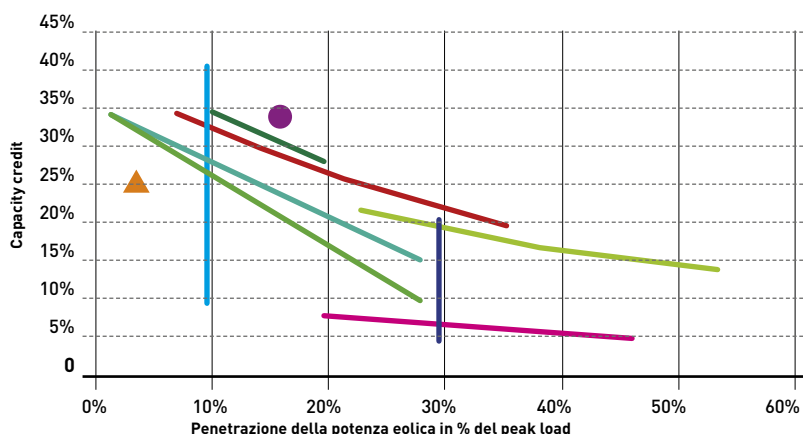
Nella Figura 8.6, tratta anch'essa dal Rapporto Finale del Task 25 dello IEA Wind Implementing Agreement [1], sono rappresentati vari andamenti del *capacity credit* di impianti eolici in funzione della penetrazione eolica nel sistema, qui riportata in ascissa come rapporto fra la potenza eolica totale ed il fabbisogno di potenza nelle ore di massimo carico.

L'integrazione delle centrali eoliche nel sistema elettrico

FIGURA 8.6

- Germania
- Norvegia centrale (tre wind farm);
- Norvegia centrale (una wind farm);
- Irlanda ESBNG 5 GW;
- Irlanda ESBNG 6,5 GW;
- Gran Bretagna 2007;
- Minnesota (US) 2004;
- Minnesota (US) 2006;
- New York (US) on-off shore;
- ▲ California (US)

Capacity credit dell'eolico (in percentuale della potenza eolica installata), in funzione della penetrazione eolica espressa come percentuale della potenza eolica installata rispetto al picco annuo del carico. (sintesi IEA da vari studi)



8.6

FUTURI SVILUPPI DELLE RETI

È evidente la necessità di proseguire nell'approfondimento dei molteplici aspetti dell'impatto che una penetrazione sempre più forte di impianti eolici potrebbe avere sui sistemi elettrici, nonché degli effetti che una crescente disponibilità di generazione eolica potrebbe avere sullo stesso mercato elettrico. Considerata l'interconnessione dei sistemi elettrici dei vari Paesi europei, è importante che queste analisi siano effettuate anche con riferimento all'intero sistema europeo, nell'ambito di una collaborazione internazionale fra i gestori di rete, possibilmente sotto l'egida della loro associazione ENTSO-E.

In Italia, Terna (gestore della rete di trasmissione nazionale) e GSE (Gestore dei Servizi Energetici) guardano con attenzione a questi temi. Tra gli interventi di rinforzo della rete che Terna sta già attuando o ha previsto nei suoi piani di sviluppo, non pochi saranno funzionali anche allo sviluppo dell'eolico nel Centro-Sud, in Sicilia e in Sardegna. Un'ulteriore crescita dell'eolico sulla terraferma e, in prospettiva, anche *offshore* potrebbe richiedere nuovi ampliamenti anche di notevole portata.

Per l'*offshore*, l'EWEA (European Wind Energy Association) sta raccomandando ai vari gestori nazionali di collaborare per realizzare una rete europea idonea anche alla raccolta e al trasporto dell'energia prodotta dalle numerose centrali prevedibili soprattutto nei mari dell'Europa settentrionale (dovrebbero essere potenziati i collegamenti in cavo sottomarino in corrente continua, realizzando addirittura dei nodi di rete in mare). Altre iniziative come FOSG (Friends of the Offshore Super Grid) e Desertec pensano già di estendere queste reti anche al bacino del Mediterraneo.

A livello della UE, le tematiche di inserimento dell'eolico in rete, oltre a essere oggetto di vari progetti europei, stanno al confine tra due Iniziative Industriali Europee del SET-Plan, quella sull'eolico (EII Wind) e quella sulle reti (EII Grid), a entrambe le quali partecipa per l'Italia anche RSE.

9.1

INSTALLAZIONI E TERRITORIO: IL TEMA DELL'ACCETTABILITÀ

L'energia eolica in Italia vive da anni un periodo di crescita. Nonostante il suo contributo alla produzione totale di energia elettrica sia ancora relativamente modesto, con i suoi circa 30.000 addetti il mondo delle grandi pale mosse dal vento costituisce oggi un settore di tutto rispetto nel panorama industriale nazionale.

Il processo di insediamento di questa fonte rinnovabile, che sempre più spesso viene indicata come simbolo della transizione verso una crescita sostenibile, dura da quasi vent'anni e, in questo periodo, l'esperienza vissuta nei rapporti con il territorio e l'opinione pubblica ha lasciato un quadro di luci ed ombre, sia al livello generale, sia per quanto concerne le popolazioni direttamente interessate.

La sua accettabilità sociale si nutre di diversi aspetti. Da una parte, l'atteggiamento favorevole nei confronti di un'energia pulita, dall'altro le diverse opinioni in merito all'impatto ambientale e paesaggistico. Infine l'esperienza delle comunità locali, le quali hanno avuto motivi ancora diversi e più stringenti per sviluppare una propria sensibilità sull'argomento.

In seno al pensiero generale vi sono state, e vi sono tuttora, posizioni contrarie, basate per lo più sulla supposta validità del paradigma



FIGURA 9.1

Centrale eolica installata in una zona rurale di montagna (Molise), con 24 unità Vestas V47 da 660 kW e 47 m di diametro di rotore, per 16 MW totali.

(foto Edison Energie Speciali)

ma secondo cui all'eolico corrisponderebbero una scarsa capacità produttiva, la deturpazione del paesaggio, e un impatto ambientale negativo. Soprattutto l'impatto sul paesaggio, a fronte di una produzione non ancora in grado di contrastare efficacemente i problemi ambientali associati all'uso dei combustibili fossili, costituisce la principale leva per l'opposizione.

La redditività degli impianti eolici è direttamente proporzionale all'intensità della risorsa vento e, nel nostro Paese, le situazioni di elevata intensità anemologica tendono a coincidere con le dorsali alpine e appenniniche o con le isole. Si tratta di aree geografiche che, per varie ragioni, sono state escluse dagli intensi processi di urbanizzazione che hanno coinvolto altre parti del nostro territorio e che perciò, spesso, mantengono intatte le loro qualità paesaggistiche.

In quest'ottica, chi sostiene il loro diritto a non essere invase dalle grandi strutture verticali, sostenendo la tesi di un rapporto sfavorevole tra costi e benefici, non ha difficoltà a trovare argomenti a supporto delle proprie posizioni.

D'altro canto, nell'articolo 1 della Convenzione Europea del Paesaggio¹, si legge che "Il paesaggio designa una determinata parte di territorio, così come è percepita dalle popolazioni, il cui carattere deriva dall'azione di fattori naturali e/o umani e dalle loro interrelazioni". Il che, in altri termini, significa superamento dell'idea di paesaggio come veduta classica incontaminata dall'azione antropica e affermazione di un principio di identità legato al vissuto. Riformulando il concetto, e assumendo come valido questo principio, si potrebbe teorizzare il valore di una "progettazione ragionata del paesaggio" come modo equilibrato di rapportarsi alla questione. Il che, peraltro, nella selva di oggetti e costruzioni tristemente sparpagliati o ammassati alla rinfusa nel nostro spazio quotidiano (sempre più lottizzato e sempre meno progettato), costituirebbe un grandioso passo avanti sulla strada del rispetto dovuto al paesaggio, comunque lo si voglia intendere.

La scissione in fazioni opposte riguarda anche le associazioni ambientaliste, alcune strenuamente contrarie e ferme sulla difesa dei "valori del paesaggio", altre che riconoscono all'eolico un ruolo importante nel percorso verso un futuro energetico meno inquinante, pur con ciò che ne consegue in termini di necessità di gestire un rapporto corretto con i territori.

A supporto delle posizioni contrarie, purtroppo, bisogna riconoscere che l'esperienza dell'eolico in Italia, specie nei primi tempi del suo insediamento, ha lasciato anche testimonianza di approcci aggressivi, finalizzati al massimo profitto e gestiti senza alcun tentativo di dialogo con la realtà territoriale, esperienze cresciute in un contesto di disordine normativo, fra l'impetuosità del nuovo mercato e i tempi lunghi della pubblica amministrazione nel dotarsi di strumenti adatti a governarla.

La prima centrale eolica con funzioni commerciali è del 1996, l'introduzione del concetto di "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili" è del 2003 (Decreto Legislativo 387/2003²), l'emanazione di queste ultime è del 2010. Lo scarto temporale fra i tre momenti che segnano il rapporto fra l'esperienza sul territorio e l'intro-

¹ Si veda la trattazione dedicata al Paesaggio nel successivo Capitolo 10

² Art. 12, comma 10. Nello stesso Art. 12, comma 4 si introduce il concetto di Autorizzazione Unica, rilasciata dalla Regione o altro Ente, al fine di semplificare l'iter delle procedure autorizzative.

duzione di una normativa nazionale omogenea è indicativo del ritardo.

Nel frattempo, il settore si è sviluppato rapportandosi alle diverse leggi regionali e intessendo relazioni con gli ambiti locali interessati dagli investimenti, spesso rappresentati da aree con condizioni socio-economiche difficili.

I territori favorevoli da un punto di vista anemologico si trovano spesso in zone interne povere, dove sopravvivono economie improntate alla ruralità, comprensori montani e insulari lungamente interessati da fenomeni di abbandono della popolazione. Alcune di queste località hanno sviluppato forme di economia innovativa, produzioni agro-alimentari di qualità, turismo sostenibile, ma si tratta di una minoranza di casi.

È chiaro che, per chi vive una realtà economicamente disagiata, l'idea di coniugare la tutela dell'ambiente con la possibilità di una crescita economica, per quanto limitata a ciò che un investimento esterno è in grado di restituire, sia tutt'altro che inopportuna. Ed è considerando anche questi aspetti che si sono definiti i rapporti con i Comuni e le cittadinanze. Rapporti che, tuttavia, si sono svolti spesso in un clima di insoddisfazione da parte delle comunità locali, che si sono sentite scavalcate nel processo di sfruttamento di un bene che percepivano come proprio.

Il comportamento degli investitori non è stato uguale ovunque, ma in linea di massima la relazione fra le aziende interessate alla costruzione di parchi eolici, le amministrazioni pubbliche e le comunità locali è sempre stata scandita da una sequenza abbastanza omogenea di passaggi:

- identificazione di aree con presenza di vento e buona predisposizione del territorio ad accettare l'inserimento delle strutture;
- richiesta di concessione allo sfruttamento della risorsa e avvio dell'iter autorizzativo;
- contrattazione di forme di compensazione economica con le comunità locali;
- realizzazione ed esercizio degli impianti.

Durante questa fase si sono avute delle ricadute sulle economie dei territori interessati. Si tratta di benefici riconducibili a un numero modesto di voci:

- coinvolgimento di mano d'opera per i lavori di allestimento delle aree e per la costruzione delle parti convenzionali degli impianti nonché, in misura ancora minore, di personale per le operazioni di manutenzione ordinaria e di controllo;
- realizzazione (a volte anche manutenzione) di infrastrutture viarie o di strutture pubbliche (piscine, parchi, eccetera);
- fornitura di energia elettrica a tariffa ridotta;
- sponsorizzazioni di organizzazioni sportive o culturali;
- canoni di affitto dei terreni (quando questi ultimi non vengono acquistati).

Per entità amministrative piccole, quali mediamente sono quelle di cui si parla, si tratta di una quantità di denaro che su bilanci modesti può risultare significativa. Tuttavia, seppur ripagato da queste forme di compensazione, lo sfruttamento remunerativo, operato da soggetti esterni, di risorse naturali che le popolazioni percepivano come proprie, ha favorito la nascita di forme di opposizione locale.

Durante questo processo, comunque svoltosi per iniziativa delle società interessate a investire, non per iniziativa pubblica, alcune realtà (comunali, provinciali, regionali) hanno nel tempo intuito la necessità di conoscere meglio le potenzialità produttive dei propri territori, per accedere ai tavoli di trattativa in una condizione di maggior consapevolezza e spirito propositivo.

L'esigenza di uno sviluppo maggiormente partecipato, più consapevole di ciò che un comprensorio di Comuni può esprimere a livello energetico, può trovare risposte nell'attività di gestione politica del territorio. La volontà di amministrare i processi (in percorsi il più possibile condivisi), in opposizione alla *deregulation*, è la chiave di volta per uno sfruttamento efficiente e più equilibrato delle risorse.

9.2

COME VALORIZZARE RAZIONALMENTE LE RISORSE ENERGETICHE

Dagli aerogeneratori sperimentali di Santa Caterina e Alta Nurra (Sardegna) ai giorni nostri, l'esperienza italiana dell'energia eolica si è svolta in un clima di entusiasmo ecologico, azione imprenditoriale e speculazione ideologica.

In una ventina d'anni, durante i quali vi sono stati importanti avanzamenti nei campi della tecnologia e della crescita economica di settore, territori e comunità interessati hanno subito l'onda d'urto di un movimento nel quale, fra sollecitazioni internazionali, legittime aspirazioni a un futuro energetico meno inquinato, interessi economici e relative rappresentanze, è mancato il collante di una *governance* unitaria e al passo con i tempi.

L'emanazione delle "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili" (DM 10 settembre 2010) ha segnato un punto importante per l'evoluzione del comparto. Infatti, introducendo regole omogenee, ha posto delle basi comuni sulle quali poter applicare nuovi modelli di intervento.

Finora, ci si è mossi incoraggiando l'investimento privato attraverso forme di incentivazione economica e, in tutto ciò, la pubblica

amministrazione ha svolto unicamente un ruolo di controllo normativo e di gestione delle procedure.

Nelle zone con disponibilità di vento, tuttavia, l'investimento esterno che, in cambio di alcune concessioni economiche, sfrutta una risorsa sempre più spesso percepita come bene pubblico locale, ha generato forme di opposizione, quando non di vera e propria ostilità. Non si tratta di un dissenso di massa, anche perché le relazioni intessute fra portatori di investimenti e comunità non sono state uguali ovunque (esistono testimonianze di convivenze più armoniose di altre), ma di una condizione comunque caratterizzata dalla presenza di un disagio di fondo.

E il motivo non è solo economico. È più profondo, riguarda la difficoltà ad accettare che scelte così importanti, che modificano la percezione stessa dei luoghi, arrivino a destinazione passando ad arco sopra la testa degli interessati, non intesi come singoli cittadini ma come comunità storicamente insediate.

Le procedure di autorizzazione passano per la Conferenza dei servizi, nella quale siedono anche le rappresentanze locali. Tuttavia, l'esperienza internazionale insegna che, quando certe scelte di uso localizzato del territorio riguardano da vicino i residenti, la scelta di organizzare forme di partecipazione diffusa può rivelarsi vincente per l'accettabilità.

Del resto, la crescita di un settore economico come quello delle energie rinnovabili, anche per la consapevolezza sempre più diffusa della loro importanza, a un certo punto richiede di essere organizzata, non solo controllata in termini di rispetto della vincolistica. E se l'obiettivo è questo, il modello dell'iniziativa esclusivamente aziendale diviene obsoleto.

La conoscenza delle condizioni socio economiche dei luoghi, dei requisiti di sviluppo, della necessità di organizzare lo sfruttamento delle risorse non è prerogativa degli investitori, ma lo è della pubblica amministrazione, così come lo è il soddisfacimento di quelle che, a buon diritto, sono considerate legittime aspirazioni delle cittadinanze.

Com'è possibile soddisfare queste condizioni senza incidere negativamente su un'attività importante, innovativa, strategica come questa? Attraverso la creazione di Piani energetici comprensoriali e il ricorso a progetti di gestione integrata delle risorse, a procedure amministrative che consentano la partecipazione popolare e misure di più ampia compensazione (diffusa sotto forma di servizi), a misure che stimolino la nascita di forme di azionariato locale, pubblico o privato.

Dove c'è una risorsa può essercene anche un'altra, o più di una. Può darsi che sia possibile uno sfruttamento contemporaneo oppure che si debbano fare delle scelte. Occorre pianificare la produzione, passando per la conoscenza delle ricchezze disponibili e per una gestione integrata delle stesse. E questa è un'attività di gestione politica del territorio.

Il processo organizzativo passa per l'individuazione di comprensori regionali identificabili sulla base della disponibilità di risorse energetiche e della possibilità di sfruttarle. La selezione dovrebbe basarsi sulla logica del compromesso: sfruttare il massimo possibile ma in modo virtuoso, considerando le caratteristiche e le aspirazioni del territorio, pianificando l'investimento anche in funzione delle esigenze energetiche locali, introducendo logiche di razionalizzazione dei consumi, creando collaborazioni che mostrino realmente un modello di produzione alternativo. Insomma, mutando il ruolo dell'amministrazione (soprattutto di quella istituzionalmente più vicina al livello della cittadinanza), che da soggetto passivo, attivato dalla sollecitazione esterna, diviene organizzatore e proponente. Un Piano di gestione integrata delle risorse parte dalla conoscenza delle specificità e approda, attraverso un confronto con l'universo produttivo, alla programmazione dello sfruttamento energetico.

In questo contesto si inseriscono i processi di partecipazione pubblica. Questi non devono essere intesi come strumento decisionale dell'intero processo (vi sono scelte tecniche e politiche che non possono che essere prerogativa di organismi competenti), bensì come strumenti di diffusione delle informazioni, confronto, coinvolgimento in un iter di pianificazione comprensoriale condiviso. Ovviamente nella misura in cui l'opinione pubblica locale si dimostri interessata a farlo.

I territori possono essere formidabili fornitori di energia e una migliore organizzazione consentirebbe anche un migliore sfruttamento.

9.3

LINTERAZIONE CON L'ECONOMIA LOCALE

Chiunque percorra le autostrade tedesche (ma non solo), noterà talvolta lunghe file di aerogeneratori disposti lungo i confini dei lotti agricoli, come un tempo erano i gelsi nella Pianura Padana. Si tratta di macchine più piccole di quelle normalmente utilizzate nei grandi parchi eolici, ma molto più diffuse. Rappresentano spesso un sistema

chiuso nel quale soggetti privati o consorzi di produttori si attivano per realizzare installazioni in grado di soddisfare parte delle esigenze energetiche locali, garantendo anche una redditività al proprio investimento attraverso il sistema degli incentivi.

Quello della comunità agricola è un esempio praticabile in qualunque ambito; l'aspetto interessante sta nel principio di trasformabilità di un assetto produttivo centralizzato, fatto di rapporti a lunga distanza, attraverso la diffusione di una rete di sistemi localizzati e autosufficienti. Sistemi pensati per dialogare con la rete di comunicazioni che sta sotto la pelle di un territorio percepito troppo spesso come puro oggetto fisico.

Che si tratti di agricoltura, piccola industria, artigianato o turismo, è l'idea di pianificazione strategica che fa la differenza. È l'introduzione dell'argomento energia negli strumenti urbanistici che può trasformare il rapporto del territorio con l'eolico, che fra tutte le rinnovabili è quella che registra maggiori problemi di accettabilità in ambito locale.

La portata innovativa di uno strumento come la pala eolica merita di essere associata al concetto di strategia, che a sua volta è il mezzo attraverso la cui adozione si pianifica il raggiungimento di un obiettivo. E lo è per la sua portata rivoluzionaria, in senso ecologico, tecnologico, paesaggistico. Dove si allestisce un parco eolico, la percezione dei luoghi non sarà più la stessa, e il grado di trasformazione sarà elevato. A distanza di anni dall'avvio del processo di diffusione dei parchi eolici, la pubblica amministrazione non può più limitarsi a gestire i procedimenti al pari di altri percorsi autorizzativi.

E non è nemmeno pensabile che i problemi di accettabilità possano essere affrontati inasprendo il sistema dei vincoli (peraltro abbastanza stringenti). Esiste il rischio che, in assenza di un cambio di rotta, l'intero sistema possa rallentare sotto l'azione di interessi contrastanti che, tralasciando volutamente il valore strategico di una tecnologia che deve crescere, hanno gioco facile nel parlarne come di un sistema molto invasivo e poco produttivo. Trasformare l'energia eolica da oggetto di interesse esclusivo dell'investimento privato a elemento fondante di un progetto più vasto, significa dare nuova linfa al sistema stesso.

Avviare lo sfruttamento di un'energia verde non basta per mutare la condizione socio-economica di un'area geografica, anche piccola. Tuttavia, può introdurre elementi di novità: favorire l'insediamento di professionalità nuove, investimenti, forme di risparmio traducibili in spese per servizi alla cittadinanza. E il fatto che tutto ciò sia percepito come veicolo di miglioramento della qualità dei luoghi o come

elemento coadiuvante della crescita economica è importante anche per stimolare l'iniziativa politica, che – da sempre – si muove prima quando la sollecitazione arriva dalla società civile.

Concludendo, il passaggio dalla percezione del parco eolico come iniziativa esterna all'idea (volutamente forzata) delle pale in giardino stimola il mutamento culturale. Produrre energia eolica in un luogo qualsiasi e venderla sono una cosa, produrla e consumarla in un ambito conosciuto, sensibile al risparmio e ai problemi ambientali, un'altra. Ragionare sul possibile sfruttamento di una risorsa significa misurarsi con il concetto di sostenibilità, capire meglio il modello dei consumi, il valore di argomenti come la coltivazione biologica o la mobilità flessibile. Significa avere una migliore consapevolezza del proprio ruolo di consumatori.

Serve tuttavia un motore che spinga in questo senso, progetti per la definizione delle attività sul territorio dove forze produttive, amministrazioni, università, istituzioni culturali coabitino in scenari di sviluppo condivisi. In assenza di altri strumenti, il Piano di governo continuerà a stabilire i confini delle aree *off limits* lasciando libertà di intervento sulle altre, al di fuori di ogni altra considerazione. È un modello vecchio e superabile.

**FIGURA 10.1**

Turbina eolica
Leitwind da 1 MW
e 77 m di diametro
di rotore
a Vulganello
(Foggia)
in Puglia.

Lo sviluppo delle energie rinnovabili, e in particolare del settore eolico, introduce elementi di trasformazione del paesaggio e, quindi, un'evoluzione del rapporto tra le comunità (globali o locali) e la percezione che queste hanno del paesaggio stesso. Gli impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili sono profondamente radicati nel territorio in cui sono installati e da cui ricevono la loro "materia prima", rendendo più "visibile" la produzione di energia necessaria al mantenimento del nostro stile di vita e trasformando il rapporto con i luoghi naturali e di rilievo culturale. A ciò si aggiunge la presenza d'impatto ambientale, da cui le fonti rinnovabili non sono esenti, imponendo la necessità di uno scenario condiviso ed un approccio integrato al confronto tra i benefici globali e le modifiche indotte a livello locale (Figura 10. 1).

Gli enti locali, ma anche la ricerca scientifica tradizionale, si trovano in difficoltà nella gestione di una trasformazione così importante. Nonostante la recente pubblicazione delle Linee guida nazionali e regionali, non esiste un approccio univoco al problema della stima degli impatti degli aerogeneratori sul territorio nazionale e quindi alla valutazione dei progetti presentati.

Le strategie suggerite o messe in atto dagli enti locali sono molteplici, ma devono comunque confrontarsi con due quesiti correlati tra loro.

- Qual è il luogo migliore per installare gli impianti eolici?
- Il progetto presentato è adeguato al territorio circostante?

In quest'ambito, i progetti di ricerca di RSE non sono stati finalizzati tanto a definire linee guida rigide per attutire le esternalità negative sul paesaggio, di cui la bibliografia internazionale è colma, ma piuttosto a sviluppare una piattaforma per la descrizione dei valori e delle sensibilità del territorio che possa fornire una base certa per orientare gli sforzi dei produttori in fase di progettazione e un'indicazione chiara per i valutatori in merito alle criticità di cui un determinato progetto deve tenere conto.

Il ruolo di una simile descrizione degli elementi valoriali del territorio è particolarmente importante nello studio dell'impatto sul paesaggio, poiché il valore degli elementi che lo compongono non è oggettivo, ma intrinsecamente legato alla sensibilità delle comunità locali.

IMPIANTI EOLICI E PAESAGGIO: TRA PRO E CONTRO

Il paesaggio, in particolar modo quello italiano, è frutto di un delicato equilibrio di elementi naturali e elementi “costruiti”, in cui alla morfologia dei luoghi e alle loro caratteristiche ambientali si sono sovrapposti i segni che l'uomo vi ha lasciato nel corso dei secoli, quale testimonianza degli usi e delle attività che vi ha svolto, in relazione all'assetto sociale, economico e culturale delle diverse epoche.

Partendo da questo dato di fatto, con l'inizio dello sviluppo tumultuoso della fonte eolica sul territorio nazionale sono cresciute e si sono confrontate posizioni molto polarizzate.

Da una parte, si è sviluppata una critica più o meno radicale all'installazione degli aerogeneratori sul territorio italiano. Si passa da forme di rifiuto aprioristico di queste strutture giudicate inidonee e non assimilabili all'interno del contesto paesaggistico italiano, a critiche che, mettendo in evidenza le difficoltà nella realizzazione di coerenti processi di pianificazione, paventano il rischio di uno sviluppo non controllato del settore.

Senza entrare nel merito di queste contrastanti posizioni sul tema, risulta chiaro quanto sia importante definire un quadro di regole chiare, di procedure trasparenti per mettere in condizione chi di dovere di valutare gli effettivi impatti sul paesaggio dei progetti, in modo da garantire l'interesse generale alla tutela e quello di chi vuole realizzare gli investimenti in tempi e modi certi.

Il punto di partenza per qualsiasi attività che si proponga di studiare le trasformazioni del paesaggio indotte dall'inserimento di infrastrutture tecnologiche, come i generatori eolici, non può non essere la Convenzione Europea del paesaggio che recita testualmente:

paesaggio designa una determinata parte di territorio, così come è percepita dalle persone, il cui carattere deriva dall'azione di fattori naturali e/o umani e dalle loro interrelazioni.

Due messaggi emergono chiaramente da tale definizione: da una parte l'importanza di chi osserva e qualifica il territorio attraverso la propria percezione, dall'altra il ruolo attivo che l'uomo ha, insieme alla natura, nel dare vita al paesaggio. Quindi il paesaggio è un'entità dinamica che ammette per sua stessa natura delle trasformazioni, è un sistema che tende ad evolvere e che restituisce un'immagine di sé in funzione di chi lo osserva.

Partendo da queste considerazioni, il problema dell'inserimento degli impianti eolici nel paesaggio si trasforma da una disputa ideologica sulla loro compatibilità e sulla possibilità di mitigarne l'impatto, all'individuazione di metodologie per una loro collocazione ottimale e di criteri progettuali che siano in grado di indurre una trasformazione creando nuovi

paesaggi con una forte dignità, rappresentativa dei valori della società attuale [1] [2].

Definito l'approccio al problema in esame, il passo successivo consiste nel tradurre queste dichiarazioni di principio in prassi operative ed è proprio in tale contesto che si inseriscono le attività di ricerca di interesse generale. Si tratta, quindi, di individuare metodologie e sviluppare strumenti che siano di supporto sia alle amministrazioni pubbliche sia ai soggetti privati interessati a vario titolo alla questione, per applicare i principi sopra espressi di tutela del paesaggio e promozione delle fonti rinnovabili affinché il conflitto tra questi due termini, che spesso è reale e fondato, venga ricomposto in una soluzione globalmente ottimale.

10.3

UNO STRUMENTO DI SUPPORTO ALLA LOCALIZZAZIONE DEGLI IMPIANTI EOLICI

Nell'Allegato 4 delle Linee guida nazionali per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili intitolato "Elementi per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio" si evidenzia come il corretto inserimento di un impianto eolico comporti la necessità di un'adeguata analisi del paesaggio mirata alla valutazione del rapporto fra l'impianto e la preesistenza dei luoghi.

Prendendo come riferimento metodologico le indicazioni previste da questo documento e nella consapevolezza dell'accresciuta informatizzazione delle banche dati territoriali disponibili negli Uffici Tecnici Provinciali e Regionali, negli studi di RSE si propone una metodologia sviluppata in ambiente GIS¹ finalizzata alla localizzazione sostenibile delle strutture eoliche. Lo strumento proposto non fornisce risultati univoci in merito alle diverse opportunità di localizzazione dei siti, ma individua piuttosto un percorso che può essere fatto proprio o, nel caso, rivisitato, sulla base delle esigenze degli attori sociali coinvolti nel processo di pianificazione.

Il primo passo del percorso metodologico sopra delineato è costituito dal rendere disponibili in un unico strumento la valutazione della risorsa eolica e le caratteristiche del territorio alla scala nazionale. Ciò è avvenuto mettendo a disposizione dell'*Atlante Eolico dell'Italia* di RSE anche i princi-

¹ I GIS (Geographical Information System) sono strumenti software che trattano dati territoriali e sono in grado sia di produrre cartografie, sia di sviluppare modelli per la pianificazione territoriale.

pali dati ambientali e paesistico-territoriali, come descritto nel Capitolo 6.

La scala nazionale non è adeguata per la caratterizzazione delle relazioni tra impianti eolici e territorio. A tal fine, è dunque necessario effettuare una sorta di *downscaling* ed analizzare i rapporti sulla scala della regione o della provincia, che sono gli attori principali, all'interno del quadro normativo nazionale, nei processi di realizzazione e sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili e, in particolare, degli impianti eolici.

Seguendo quest'ottica, gli elementi considerati nel modello sviluppato dagli studi di RSE sono stati selezionati facendo riferimento prima di tutto al Piano Paesaggistico provinciale e regionale, in quanto strumento preposto all'opera di sintesi e di esplicitazione dei valori che la collettività attribuisce al paesaggio. Per lo sviluppo di questa sperimentazione è stata selezionata la Provincia di Parma, grazie ad una convenzione stipulata con l'Assessorato all'Ecologia dell'Amministrazione Provinciale².

Lo strumento si propone, in estrema sintesi, di confrontare in un unico contesto operativo la disponibilità territoriale della "risorsa vento" con le aree a diversi livelli di sensibilità per la realizzazione di impianti destinati allo sfruttamento della risorsa. Questa operazione non vuole limitarsi ad una giustapposizione di temi diversi, ma si ispira al paradigma della sostenibilità, sviluppando cioè una "struttura" che confronti in modo preliminare e contestuale le variabili tecnico-economiche con quelle paesistico-ambientali.

Al fine di raggiungere tale obiettivo e coerentemente con quanto previsto dalla normativa vigente, il primo passo è costituito da un'analisi approfondita della struttura del paesaggio attraverso le seguenti fasi:

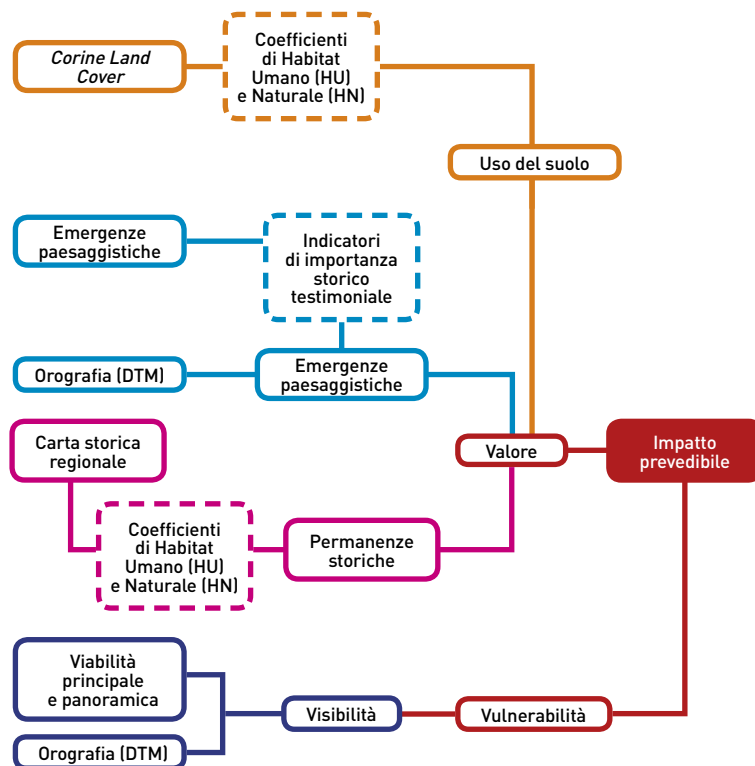
- analisi dei livelli di tutela: devono essere evidenziati i diversi livelli operanti nel contesto normativo e nell'area di intervento considerata, rilevabili dagli strumenti di governo del territorio, fornendo indicazioni della presenza di beni culturali soggetti a tutela;
- analisi delle caratteristiche del paesaggio nelle sue diverse componenti, naturali ed antropiche: devono essere individuate le configurazioni e i caratteri geomorfologici, i sistemi naturalistici (biotopi, riserve, parchi naturali, boschi) e quelli insediativi storici, i paesaggi agrari, le tessiture territoriali storiche, i sistemi tipologici di forte caratterizzazione locale e sovra locale, i percorsi panoramici o gli ambiti a forte valenza simbolica;

² Questa Amministrazione, sulla base degli indirizzi normativi della Regione Emilia Romagna, è titolare del rilascio dell'Autorizzazione Unica prevista dal Decreto 387/2003 (art. 12) ed è quindi Ente di riferimento per i processi di governance delle fonti energetiche rinnovabili.

Gli aspetti paesaggistici e territoriali dello sviluppo dell'eolico

FIGURA 10.2

Schema generale del modello di valutazione degli impatti paesaggistici.



- analisi dell'evoluzione storica del territorio: deve essere effettuata un'analisi diacronica che metta in evidenza la tessitura storica e l'integrità di relazioni storiche, visive, simboliche dei sistemi di paesaggio storico esistenti;
- analisi dell'intervisibilità degli impianti: deve essere elaborata la carta dell'area d'influenza visiva degli impianti potenziali, facendo riferimento alla cartografia disponibile e simulando l'effetto paesistico con particolare attenzione alla rappresentazione dei luoghi più sensibili.

A partire da tali analisi, è possibile sviluppare un modello di valutazione del paesaggio, la cui struttura è costituita da una griglia (1 km x 1 km) ricoprente l'intero territorio d'interesse, e su tale griglia identificare le caratteristiche del paesaggio nelle sue diverse componenti, naturali e antropiche. Il modello concettuale prevede il calco-

FIGURA 10.3

Usi del suolo classificati per valore di habitat naturale (a sinistra) e habitat umano (a destra).



lo di un valore di impatto potenziale, che rappresenta il prodotto del valore del paesaggio moltiplicato per l'impatto potenziale derivante dall'installazione di un aerogeneratore; a sua volta, il primo fattore si può fattorizzare ulteriormente, facendo riferimento ai principali elementi considerati nella relazione paesaggistica (Figura 10.2).

Nel modello in esame, una prima analisi è stata eseguita sulla base degli usi del suolo così come rappresentati dal livello quattro della cartografia *Corine Land Cover* (CLC). A questi usi-tipo sono stati applicati dei coefficienti di habitat umano e di habitat naturale sulla base di recenti studi di ecologia del paesaggio [3]. Quest'analisi, coerentemente con le indicazioni normative prese a riferimento, non attribuisce un valore di merito a specifiche tipologie di paesaggio, ma semplicemente indica la loro polarizzazione verso una dominante naturale o antropica [4]. Le risultanze cartografiche di tale attribuzione sono riportate in Figura 10.3.

Un secondo tipo di analisi, teso a valutare l'influenza visiva delle emergenze paesaggistiche, così come risultanti dall'analisi della vincolistica e delle indicazioni dei Piani Paesaggistici (PRG-PTCP), sul resto del territorio, è stato eseguito in più fasi. In una fase propedeutica alla creazione del modello, si è proceduto alla georeferenziazione, a una scala adeguata alle esigenze del modello stesso (1:10.000), delle emergenze architettoniche presenti negli elenchi forniti dal Piano Territoriale di Coordinamento della Provincia e dalla locale Soprintendenza. Si è proceduto poi a una loro classificazione gerarchica, utilizzando come vettori di peso degli indicatori d'importanza storico-testimoniale. Gli indicatori utilizzati, derivati dalla letteratura scientifica internazionale, hanno permesso di valutare quei processi storici di attribuzione di valore che stanno alla base dell'attuale concezione di paesaggio.

Si è poi proceduto all'analisi delle permanenze storiche, in modo da comprendere in profondità i processi evolutivi soprattutto per

Infine è stata considerata la vincolistica non solo come uno strumento finalizzato alla corretta gestione degli interventi sul territorio stesso, ma, soprattutto, come risultato di un processo storico di sedimentazione e attribuzione di valore da parte della comunità locale, nazionale e internazionale.

In particolare, in questa prima parte del modello le aree vincolate sono state utilizzate esclusivamente come indicatori di attribuzione valoriale nella fase di gerarchizzazione delle emergenze paesaggistiche (Figura 10.4).

In breve, ai beni paesaggistici di matrice naturale o antropica è stato assegnato un valore incrementale differenziato in funzione del loro inserimento all'interno di aree sottoposte a vincolo, secondo una gerarchia coerente con la struttura del nostro ordinamento giuridico.

A partire da questa caratterizzazione puntuale dell'area in esame e in accordo con il modello concettuale (Figura 10.2), si è applicata la classica formula delle valutazioni d'impatto:

$$I = V * S$$

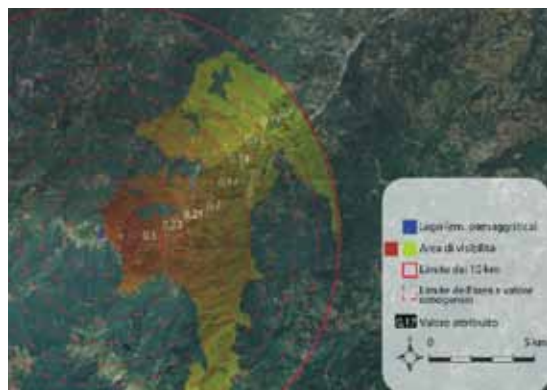
dove I indica l'impatto prevedibile, V il valore della porzione di territorio considerata e S la sensibilità della stessa.

Tale approccio ha permesso di definire una gerarchizzazione delle aree di impatto prevedibile attraverso un opportuno algoritmo di calcolo e la sua esecuzione in ambiente GIS per ogni cella della griglia di calcolo. In particolare si è proceduto alla determinazione, per ogni elemento, della sua area di visibilità in relazione con un aerogeneratore ipotetico di altezza 75 m entro un raggio di 10 km. Quest'ultimo parametro (il raggio massimo dell'area di visibilità) è stato raddoppiato rispetto all'indicazione fornita dalle Linee guida nazionali, per renderlo compatibile con i valori di soglia indicati dalla bibliografia internazionale [6].

L'analisi è stata svolta basandosi sul modello digitale del terreno (DTM) con risoluzione 10 m x 10 m, elaborato dalla Regione Emilia Romagna. Per individuare la relativa area di influenza, si è proceduto all'applicazione della Fuzzy Logic, in accordo con le indicazioni più recenti [8], attraverso la suddivisione dell'area in zone equidistanti dal punto di origine, alle quali è stato attribuito un valore decre-

FIGURA 10.5

Esempio di area di visibilità calcolata tramite GIS e applicazione della logica Fuzzy.



Gli aspetti paesaggistici e territoriali dello sviluppo dell'eolico

FIGURA 10.6

Carta degli impatti prevedibili (tra parentesi il numero di celle interessate dai valori).

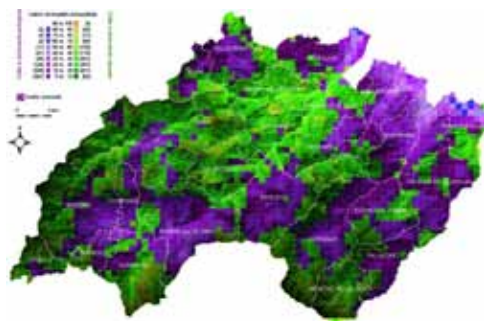


FIGURA 10.7

Carta del coefficiente F di fruibilità e delle aree potenziali.



scende man mano che ci si allontana dall'area, così come illustrato nella Figura 10.5.

Il metodo sopra esposto ha permesso di produrre una descrizione semplificata del paesaggio dell'area in esame e di valutare la sua vulnerabilità in merito alla realizzazione di parchi eolici attraverso la combinazione dei fattori sopra menzionati. Si è così realizzata una "Carta degli impatti prevedibili" (Figura 10.6), che riassume in maniera discreta la vulnerabilità delle aree alla costruzione di parchi eolici e permette un confronto tra le potenzialità eoliche di un sito e i possibili impatti paesaggistici dovuti all'installazione di aerogeneratori.

Di conseguenza, il metodo è in grado di produrre una verifica a più livelli delle politiche messe in atto dalle amministrazioni pubbliche, ottenendo i seguenti risultati:

- il confronto tra il calcolo del valore paesaggistico e i vincoli territoriali esistenti, che permette, seppur in via preliminare, una verifica dei diversi livelli di fragilità delle stesse aree vincolate, favorendo una migliore individuazione delle aree di esclusione;
- la possibilità di un confronto diretto tra queste informazioni e le potenzialità energetiche dell'area in esame, che permette di "modellizzare" e di verificare gli effetti delle politiche energetiche intraprese.

Di particolare importanza risulta la possibilità di confrontare la carta degli impatti prevedibili con la presenza della risorsa eolica sfruttabile misurata in termini di producibilità specifica, nonché l'individuazione di un fattore di fruibilità morfologico-orografico (F). Quest'ultimo parametro può essere elaborato dai dati del DTM e dal database *Corine Land Cover* e può essere misurato come la superficie degli areali disponibili all'instal-

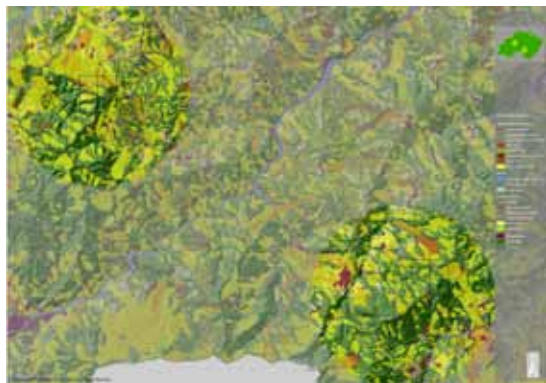


FIGURA 10.8

Esempio di Tavola per la rappresentazione del sistema geomorfologico (i cerchi evidenziati si riferiscono ad approfondimenti locali).

lazione di aerogeneratori, basandosi su sole considerazioni di tipo tecnico-strutturale, senza prendere in considerazione aspetti come la presenza di vento o i vincoli (Figura 10.7).

Questo approccio rappresenta il risultato di uno sviluppo del concetto di *Technical Potential* [9], che definisce il numero di aerogeneratori installabili a parità di presenza della risorsa vento. Ad esempio, il valore medio di potenza di generazione installabile individuato per l'area in esame è risultato di 8 MW/km².

Nonostante si siano applicate alcune semplificazioni e approssimazioni nella descrizione del territorio (per esempio, nell'individuazione delle emergenze paesaggistiche e dei punti panoramici), la validità della metodologia utilizzata è evidenziata dalla coerenza tra gli output ottenuti e le descrizioni del paesaggio parmense ricavabili dalla letteratura.

Uno strumento così formulato, con le opportune modifiche legate ai diversi luoghi e alle differenti disponibilità informative, ha un'evidente utilità nei percorsi di *governance* dell'insediamento dell'eolico alla scala provinciale o regionale, in particolare nelle Valutazioni Ambientali Strategiche dei Piani Energetici in quanto, a differenza dell'approccio classico che individua le aree di esclusione alla realizzazione degli impianti solo sulla base di criteri vincolistici, propone, già in questa fase preliminare di analisi, l'utilizzo di criteri di verifica dell'interferenza visiva degli impianti.

È così possibile individuare le aree maggiormente vocate alla realizzazione degli aerogeneratori, sia dal punto di vista delle potenzialità energetiche, sia da quello della minor interferenza rispetto alle strutture paesaggistiche dei luoghi in esame. Lo strumento consente, inoltre, di ripercorrere e di riformulare, in tempo reale, il percorso di individuazione dei siti, permettendo il coinvolgimento e la partecipazione diretta dei diversi attori presenti sul territorio nelle scelte finali, un elemento chiave, questo, nell'ottenimento dell'accettabilità sociale degli impianti stessi.

⁴ da A. Battistella *"Trasformare il paesaggio"*, Milano, Edizioni Ambiente, 2010

10.4

VERSO UN'IPOTESI "PROGETTUALE"

Come già affermato nell'introduzione di questo capitolo, l'utilizzo di opportune scelte e tecniche progettuali permette non solo di mitigare e minimizzare l'interferenza visiva delle pale eoliche sul paesaggio, ma queste ultime sono anche in grado di *valorizzarlo, ri-valutarlo e farsi portatrici di nuovi contenuti formali, simbolici ed estetici, rappresentativi dei luoghi e del tempo che le ospitano*⁴.

Inserire le macchine in modo che la variazione di forma e di altezza non disturbi la lettura scenica del paesaggio può essere estremamente utile e funzionale. Allo stesso tempo deve essere perseguito il mantenimento del disegno geometrico territoriale originario, cercando di ottenere continuità tra disposizione delle macchine e territorio. Procedendo in questo modo si possono, infatti, minimizzare gli effetti intrusivi e, in alcuni casi, si può arrivare a una sottolineatura di alcuni elementi paesistici e paesaggisticamente interessanti, dovuta proprio alla presenza di queste macchine.

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 (Linee guida, 2010:44).

Per ottenere questi obiettivi le Linee guida prevedono un'analisi delle componenti territoriali nell'area interessata dai progetti che si deve sviluppare a diverse scale territoriali, ovvero la scala vasta, la scala intermedia e quella di dettaglio.

Nel paragrafo precedente è stata riportata l'analisi condotta "alla scala vasta" che comprendeva l'intero territorio della Provincia di Parma; di seguito si riporta

lo sviluppo metodologico del lavoro di RSE per le successive fasi di approfondimento.

Il primo passo consiste nell'analisi dell'interazione tra paesaggio e impianto ad una scala intermedia (tipicamente 1:25.000). La cartografia in questa fase è stata realizzata inserendo un grado di informazione corrispondente al secondo livello del *Corine Land Cover*, per mettere in evidenza la struttura del paesaggio, i cui caratteri peculiari diventeranno, alla scala successiva, temi di progetto con i quali costruire nuove relazioni. Lo svolgimento di questa analisi "intermedia" ha comportato la realizzazione di sette tavole, distinte per



FIGURA 10.9

Esempio di Sistema dei vincoli da strumenti urbanistici locali (i cerchi evidenziati si riferiscono ad approfondimenti locali).

il tematismo rappresentato, ovvero:

Tavola 1: Sistema ecologico vegetazionale [10]

Tavola 2: Sistema antropico

Tavola 3: Sistema geomorfologico (vedi Figura 10.8) [11]

Tavole 4 e 5: Velocità del vento – Producibilità

Tavole 6 e 7: Sistema dei vincoli da strumenti urbanistici locali – Sistema dei vincoli da strumenti della Soprintendenza (vedi Figura 10.9).

Le analisi sopra descritte hanno portato all'identificazione specifica di due siti nei quali collocare i nuovi impianti. Il passo successivo è consistito in uno studio di intervisibilità le cui risultanze sono riportate in Figura 10.10.

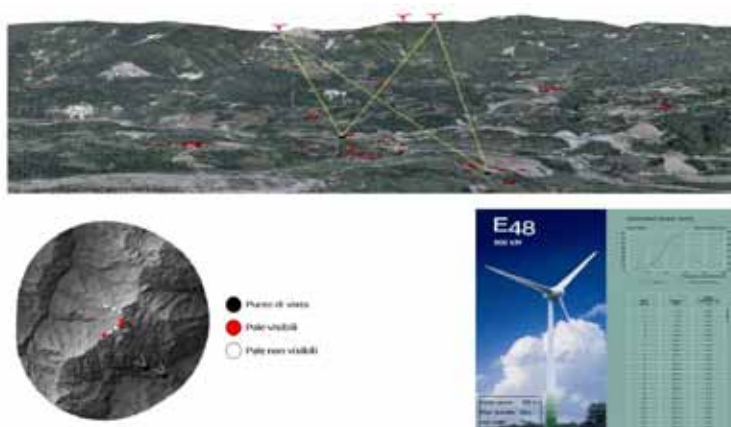
Infine, in uno dei siti individuati nella precedente fase di selezione si sono sperimentate ipotesi pre-progettuali che si sono basate sui seguenti assunti:

- progetto percettivo: si interviene a scala territoriale considerando le turbine come nuovi *landmark* del territorio;
- progetto di suolo: si considerano le trasformazioni del paesaggio nello specifico sito in cui si interviene, dando alle infrastrutture di carattere tecnico un contenuto anche paesaggistico.

Nel primo livello d'intervento, l'attenzione è centrata sulla creazione di nuovi ambiti capaci di instaurare relazioni visive con le preesistenze. L'assunto di base è che non sia corretto, e sia comunque inutile, il tentativo di nascondere le turbine eoliche, ma al contrario sia adeguato un approccio che tenda a definire con chiarezza la sensibilità dei luoghi, ovvero la "capacità dei luoghi di accogliere i cambiamenti, entro certi limiti, senza effetti di alterazione o diminu-

FIGURA 10.10

Esempio di risultato di uno studio di intervisibilità di dettaglio.



Gli aspetti paesaggistici e territoriali dello sviluppo dell'eolico

FIGURA 10.11

Progettazione di dettaglio delle piazzole:
pianta in scala 1:500.



FIGURA 10.12

Progettazione di dettaglio delle piazzole:
sezione in scala 1:500.



zione dei caratteri connotativi o degrado della qualità complessiva". L'obiettivo è di evitare l'interazione visiva con emergenze architettoniche e naturalistiche, cercando, allo stesso tempo, di realizzare un nuovo paesaggio nel quale il parco eolico assuma un ruolo di rilievo.

Un'applicazione esemplificativa di tale processo è riportata in [4], in cui si illustra il tentativo di far concorrere il sistema delle turbine eoliche alla creazione di un ambito che, attraverso relazioni con le preesistenze, possa divenire un luogo, e quindi un riconoscibile spazio scenico del vissuto. Un ulteriore livello consiste nella progettazione di elementi di dettaglio, come la progettazione dei percorsi, la forma delle piazzole, i materiali delle pavimentazioni eccetera. Nell'esempio citato, si è assunto il "muro" come tema progettuale: un elemento strutturale che reinterpreta, attualizzandoli, i muri a secco, un tempo utilizzati per creare i terrazzamenti. Tali elementi si sviluppano lungo l'intera area del parco eolico trasformandosi, in funzione delle esigenze, in sedute, elementi per proteggersi dal vento, dal sole e dalla pioggia.

Sempre per fornire, insieme alle indicazioni generali, anche esempi di applicazione di tali principi, nella Figura 10.11 e nella Figura 10.12 si riportano le elaborazioni effettuate nello studio già citato [4].

10.5

CONCLUSIONI

Lo sviluppo dell'energia da fonte eolica deve essere accompagnato da un'adeguata ricerca in termini di inserimento paesaggistico, anche se spesso, quando si parla di aerogeneratori, il punto non è tanto adottare delle corrette tecniche di mitigazione, quanto realizzare veri e propri progetti architettonici e paesaggistici, in grado di palesare il valore estetico dei mulini.

È infatti pressoché impossibile nascondere una centrale eolica che, per sua natura, deve essere esposta il più possibile al vento e quindi viene posizionata spesso su crinali dei rilievi montuosi. Se poi si considera l'altezza delle macchine di grande taglia, che attualmente raggiungono i 100 m al mozzo del rotore, è facile immaginare che la loro visibilità sarà molto forte anche a grandi distanze.

Quindi la soluzione migliore rimane il progetto architettonico e paesaggistico, inteso come insieme di saperi capaci di dare forma e creare un'estetica a nuovi contenuti che la storia ci propone. Bisogna prestare estrema cura affinché episodi accaduti in passato, che dimostrano una forte disattenzione alla progettualità e all'estetica del paesaggio, non si ripetano. La qualità dovrà investire l'intero processo progettuale, a cominciare dal design delle turbine per arrivare al progetto del territorio, e accompagnare tutta la vita dell'impianto, compresa la sua dismissione o riutilizzo.

L'attuale priorità è quella di indirizzare le forze ad interpolare dati di tipo naturalistico (come aree SIC, ZPS, parchi naturali di particolare pregio, rotte di migrazione dell'avifauna, zone di riproduzione degli animali), e dati di tipo storico culturale (artistici, archeologici e agricoli) per definire aree di rispetto entro le quali le turbine non debbono entrare. Un progetto realizzato rispettando le poche attenzioni descritte fino ad ora può divenire, come già accaduto, destinazione di un turismo discreto per chi è sensibile al fascino dei mulini, e quindi fonte economica e motivo di presidio del territorio. Ragione che rende interessante la possibilità di realizzare installazioni eoliche in parchi e aree naturali protette (in molti casi depresse economicamente) che dispongano di grandi superfici lontane da centri abitati. Tale localizzazione richiede una particolare attenzione in sede di studio paesaggistico, di impatto sulla fauna e sulla flora e quindi di scelta del sito.

11.1

**COMBINARE TUTELA E SVILUPPO:
UN APPROCCIO INTEGRATO**

Le aree marine, seppur meno accessibili per gli impianti eolici di quelle terrestri, rappresentano un ambito di possibile investimento per l'Italia, un Paese che ha coste estese, un territorio non particolarmente vasto ma densamente abitato e un paesaggio ricchissimo di elementi diversi fra loro.

Le zone marine e costiere sono universalmente considerate strate-

giche [1] [2]: vi risiedono milioni di cittadini, ospitano moltitudini di specie viventi, sono fonte di alimenti e materie prime, rappresentano lo spazio di movimenti e scambi internazionali, sono luoghi privilegiati per attività di ricreazione che generano consistenti fonti di reddito. Negli ultimi anni, in particolare, in alcuni tratti di mare sempre più sotto pressione, la presenza di molteplici richieste di sfruttamento per attività di varia natura rischia di innescare un depauperamento del sistema naturale, i cui effetti si ripercuoterebbero innanzitutto sulle attività economiche stesse. Turismo, pesca, attività energetiche, agricoltura litoranea sono settori che, in assenza di piani di gestione effettivi degli usi del mare, diventano sempre più vulnerabili.

Esistono contrasti d'interesse fra attività diverse fra loro che, ognuna per sé e in ambiti di gestione amministrativa separati, pianificano i propri interventi in uno spazio comunemente individuato come propizio.

A tutto ciò si associano fattori ambientali, in

parte legati ad attività antropiche, come l'innalzamento delle temperature, l'acidificazione delle acque, la frequenza sempre maggiore di fenomeni meteorologici estremi, che contribuiscono a elevare il livello di fragilità generale del sistema.

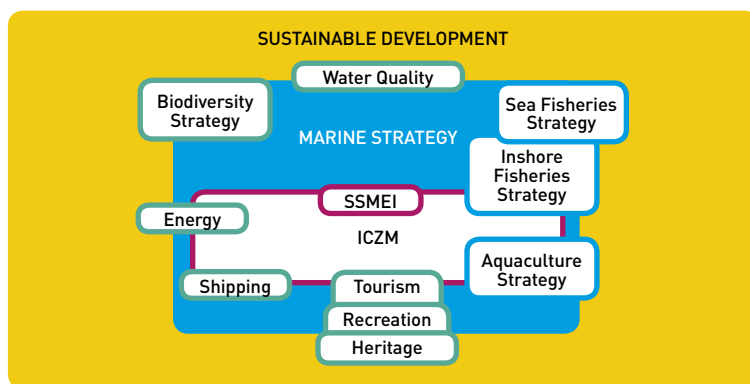
A fianco delle tradizionali norme per la navigazione e l'utilizzo comune delle acque, la comunità internazionale ha predisposto strumenti di gestione innovativi, diretti da commissioni intergovernative, come l'Ecosystem Based Management (EBM) [3] [4] e il Marine Spatial Planning (MSP) [5].

**FIGURA 11.1**

La centrale *offshore* di Lillgrund (Svezia), con 48 aerogeneratori da 2,3 MW e 93 m di diametro di rotore, per un totale di 110 MW.

FIGURA 11.2

Relazione tra sviluppo sostenibile, strategia marina e costiera, strategie settoriali, ICZM, biodiversità e misure di qualità delle acque, secondo un rapporto del Governo del Regno Unito [7].



Particolare importanza, inoltre, riveste il Protocollo ICZM (*Integrated Coastal Zone Management*) [6], adottato dalla Commissione Europea nel 2002, ultima evoluzione di un sistema per la protezione del mare proposto dal Programma per l'Ambiente delle Nazioni Unite fin dagli anni Settanta.

Un utilizzo degli strumenti citati (Figura 11.2) consentirebbe di gestire in modo più razionale le attività che si svolgono fra il mare e la costa. Peraltro, le attività marittime presentano spesso una dimensione transfrontaliera e le decisioni dei singoli Stati hanno ripercussioni sulle amministrazioni confinanti. Per i Paesi che hanno un approccio comune alla gestione dello stesso bacino e dispongono di uno strumento pianificatorio condiviso sarà più facile far fronte alle sfide che si propongono.

11.2

NUOVI SCHEMI PER UNO SFRUTTAMENTO SOSTENIBILE

Una procedura che integri quanto proposto dalle principali convenzioni e raccomandazioni europee deve contenere i seguenti passi preliminari:

- identificare la presenza e l'importanza delle risorse energetiche nelle diverse aree marine e costiere, e sviluppare strumenti in grado di restituire queste informazioni a un pubblico vasto (atlanti delle risorse);
- definire le attività economiche e gli interessi commerciali che insistono nelle diverse aree marine e costiere;

- acquisire elementi sul grado di fragilità, ricchezza e salute degli ecosistemi marini e costieri presenti nell'area;
- definire opportuni “tavoli” di gestione della programmazione territoriale di area, che prevedano, oltre alla struttura amministrativa che per legge deve compiere l'atto programmatico, anche la partecipazione di soggetti portatori d'interesse coinvolti o potenzialmente interessati allo sviluppo dell'area.

11.3

STRUMENTI A SUPPORTO DELLA GESTIONE INTEGRATA DEI MARI E DELLE COSTE

I processi di *governance* delle aree marine e costiere, che prevedono il coinvolgimento di diversi attori sociali, non sono semplici [8]. Le difficoltà sono più volte sottolineate anche all'interno delle relazioni europee sull'attuazione dei progetti di gestione integrata.

L'introduzione di meccanismi di monitoraggio e controllo del raggiungimento degli obiettivi, e l'identificazione e introduzione di successivi meccanismi di *feedback*, costituiscono un possibile percorso verso il superamento di alcune difficoltà procedurali.

Le analisi condotte sui sistemi di pianificazione delle attività *offshore* presenti a livello internazionale [9] [10] [11] hanno suggerito a RSE l'opportunità di disporre, anche per l'Italia, di uno strumento di supporto decisionale che si proponga, da un lato, come elemento conoscitivo basato sulla presenza di una banca dati condivisa e, dall'altro lato, come “facilitatore” di intese tra diversi decisori e portatori di interesse. In breve, un atlante delle risorse energetiche, degli usi

FIGURA 11.3

Strumenti a supporto della pianificazione integrata marina: la piattaforma WebGIS TRITONE.



antropici e dello stato di salute degli ecosistemi, che garantisca un'elevata diffusione pubblica delle informazioni. Il progetto si è concretizzato, presso RSE, in un sistema informativo disponibile in rete, una piattaforma *WebGIS*, denominata TRITONE (Figura 11.3).

La banca dati geografica è stata popolata con tematismi identificati partendo da un'analisi dei protocolli ICZM e MSP. Il materiale selezionato è stato posto in una relazione tale da evidenziare le caratteristiche degli elementi naturali atti alla produzione energetica, le peculiarità e lo stato di salute degli habitat, gli indicatori economici e sociali delle regioni costiere.

Il prodotto, realizzato coerentemente con le indicazioni metodologiche derivanti dall'esperienza internazionale, può fornire un utile supporto all'attività di pianificazione degli interventi, permettendo inoltre preziosi e dettagliati approfondimenti tecnici in merito alla disponibilità e alla fruibilità delle risorse.

12.1

LE RINNOVABILI CHE “VANNO” AL MARE

Allargando l'orizzonte a tutte le fonti rinnovabili *offshore*, i due punti fondamentali per lo sviluppo del settore sono la maturazione delle tecnologie e la diminuzione dei costi.

La realizzazione di sinergie nella produzione da varie fonti potrebbe essere un primo passo in questa direzione, per esempio attraverso l'utilizzo di piattaforme *offshore* multi-uso (in inglese *multipurpose*) in grado di ospitare più tipi di impianti alimentati da fonti rinnovabili.

In senso più generale, si può pensare alle piattaforme multi-uso come piattaforme che integrino anche attività non finalizzate alla produzione di energia, quali l'acquacoltura, la dissalazione e la produzione di idrogeno. L'utilizzo di queste piattaforme consentirebbe di “densificare” l'uso di una data area marina e di diminuire i possibili conflitti con gli usi “tradizionali” del mare, come la pesca, la navigazione, le attività estrattive e militari.

La realizzazione di vere e proprie piattaforme con l'impiego combinato dei vari dispositivi deve dimostrarsi vantaggiosa per gli investitori rispetto al loro utilizzo separato per un sufficiente numero di aspetti fondamentali, come la quantità di energia complessivamente estraibile, i costi unitari di produzione di quest'ultima, la resa di attività collaterali non strettamente energetiche e l'impatto dei sistemi sull'ambiente naturale e sulle altre attività antropiche, da cui dipende, a sua volta, la possibilità di ottenere i permessi all'installazione dalle autorità preposte.

Questo traguardo è, nel suo complesso, ancora assai lontano dall'essere raggiunto, ma uno sforzo significativo è stato fatto dall'Unione Europea per sostenere la ricerca in questo nuovo settore con il finanziamento di ben cinque progetti: ORECCA (Offshore Renewable Energy Converters Coordination Action), conclusosi nell'agosto 2011, MARINA PLATFORM, TROPOS, H2OCEAN, e MERMAID, tutti ancora in corso.

12.2

LE TECNOLOGIE

Oltre alla tecnologia di produzione da fonte eolica con centrali *offshore*, già descritta nel Capitolo 2, è ragionevole pensare di produrre energia dal moto ondoso, dalle maree, dalle correnti marine, dal gradiente di temperatura e dal gradiente di salinità. I dispositivi per la produzione di energia da onde e maree sono quelli nella fase di studio più avanzata, con un numero significativo di sperimentazioni in campo, mentre negli altri casi la sperimentazione è ancora alla fase iniziale.

Per quanto riguarda l'energia delle maree e delle correnti marine, ci sono parecchie decine di dispositivi in via di sviluppo, riconducibili in gran parte a turbine ad asse orizzontale. Esempi di dispositivi a uno stadio di sviluppo pre-commerciale, con taglie previste superiori a qualche centinaio di kilowatt, sono le turbine messe a punto da Voith Hydro, Sabella, ALSTOM e nel progetto SEAGEN.

Per quanto riguarda lo sfruttamento del moto ondoso, si è invece in presenza di un proliferare di dispositivi basati su diversi concetti di funzionamento, senza una prevalenza di consenso per una data configurazione. Alcuni esempi di dispositivi che a scala finale dovrebbero avere una taglia superiore al megawatt sono i sistemi sviluppati da WaveDragon, Wave-Star, Oyster di Aquamarine Power e il "serpentone" PELAMIS di Ocean Power Deliver.

Allo stato attuale il problema principale dei dispositivi per le rinnovabili *offshore* è quello di dimostrare la loro fattibilità tecnico-economica. In questo campo la sperimentazione in scala ridotta non è sempre significativa e la prova di prototipi a scala intera si rivela costosa e a volte problematica, dal punto di vista sia tecnico sia autorizzativo. I luoghi predisposti per la sperimentazione in mare (*test facilities offshore*) stanno però aumentando soprattutto nel Nord della Spagna e della Francia e attorno alle coste del Regno Unito.

12.3

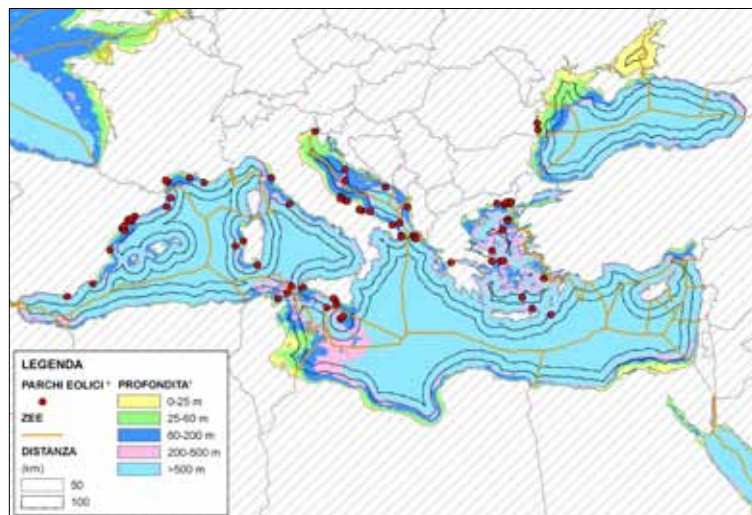
LE RISORSE COMBINATE

Per ipotizzare scenari di sviluppo e diffusione per le piattaforme multi-uso, è necessario conoscere prima di tutto la distribuzione e l'entità delle risorse rinnovabili nelle aree *offshore*. Oltre a questa informazione, esistono altri elementi di carattere tecnico, economico, ambientale e normativo che influenzano la possibilità di realizzare impianti con piattaforme multi-uso, ad esempio la batimetria, la distanza dalla costa, le aree marine protette, la presenza di infrastrutture quali i porti, la presenza di impianti già installati per la produzione di energia o per altri scopi.

In quest'ambito, il progetto europeo ORECCA [1], a cui RSE ha partecipato, ha prodotto una nutrita raccolta di informazioni e risultati per tutte le acque europee, divise in tre aree di riferimento: il Mare del Nord e il Mar Baltico; l'Oceano Atlantico (dall'Islanda alle Canarie); il Mar Mediterraneo e il Mar Nero. Per l'elaborazione di scenari di penetrazione delle piattaforme multi-uso nelle varie aree è stato utilizzato lo strumento GIS (*Geographical Information System*).

FIGURA 12.1

La mappa combina le seguenti informazioni per l'area del Mediterraneo e Mar Nero: classi di profondità del fondale (che evidenziano diversi approcci tecnologici); distanze dalla costa; Zone Economiche Esclusive; parchi eolici in considerazione secondo 4COffshore Wind Farm Database.



Un esempio di questo approccio è la mappa del Mar Mediterraneo e Mar Nero elaborata da RSE, riportata nella Figura 12.1. Questa mappa contiene numerose informazioni significative per le installazioni *offshore*: le distanze dalla costa, le Zone Economiche Esclusive, i parchi eolici *offshore* in via di considerazione nell'area, e le batimetrie classificate secondo la profondità e la tipologia di installazione.

Dopo la conclusione del progetto, RSE si è fatta sponsor della realizzazione di un'applicazione *WebGIS* dedicata, liberamente accessibile dal sito del progetto [1].

Nel *WebGIS*, fra i risultati del progetto ORECCA, sono presenti anche mappe rappresentative di una prima valutazione di scenari combinati di produzione *offshore* di energia. Le aree marine selezionate sono state limitate all'interno delle Zone Economiche Esclusive, con profondità inferiori a 500 metri e distanze dalla costa inferiori a 200 km, dove si considerano presenti condizioni adeguate per l'installazione di sistemi a fondazioni fisse o galleggianti. Per quanto riguarda il contenuto energetico, sono state considerate due classi di ventosità e tre classi per il moto ondoso, per un totale di sei livelli energetici. Sono inoltre stati individuati i siti con caratteristiche adeguate per la produzione di energia dalle correnti, che sono in generale meno estesi e più localizzati e sovrapposti allo scenario prodotto. Nonostante la bassa risoluzione spaziale delle mappe implementate, il *WebGIS* del progetto ORECCA è da ritenersi particolarmente importante perché mette a disposizione una delle prime piattaforme a scala europea contenenti informazioni su più fonti energetiche rinnovabili.

Nell'ambito di questo progetto, è stata inoltre prodotta una Roadmap,

cioè un piano d'azione, per lo sviluppo combinato delle fonti rinnovabili *offshore* in Europa. La Roadmap è costituita da cinque sezioni: risorse, tecnologie, finanza, infrastrutture, ambiente e legislazione, e fornisce un quadro delle possibili opportunità strategiche d'investimento, delle necessarie priorità di ricerca e sviluppo, e degli aspetti legislativi e socio-economici che devono essere tenuti in conto per indirizzare nel breve e medio termine la politica europea allo sviluppo del settore delle rinnovabili *offshore*. Questo documento è accessibile dal sito del Progetto [1].

Da questo documento emerge che, nonostante il Mediterraneo non sia oggi un mercato primario, le prospettive di sviluppo delle rinnovabili *offshore* sono tutt'altro che trascurabili. Inoltre, la presenza di condizioni ambientali estreme meno spinte potrebbe consentire lo sviluppo di dispositivi più piccoli e meno costosi di quelli dedicati al Mare del Nord o all'Oceano Atlantico. Nello stretto di Messina è già stata realizzata, dalla società Ponte di Archimede, la sperimentazione di una turbina Kobold da 20 kW per la produzione di energia dalle correnti [2].

12.4

LE INFRASTRUTTURE

Le principali infrastrutture necessarie allo sviluppo delle piattaforme *offshore* saranno, da un lato, un'adeguata rete elettrica per la trasmissione a terra della potenza generata, e, dall'altro, il complesso di impianti e installazioni portuali necessari per la "catena di produzione" dei sistemi da realizzare. Un'idea delle infrastrutture necessarie può essere desunta dalle esperienze acquisite con la realizzazione di centrali eoliche *offshore*.

Per rendere più efficiente ed economicamente sostenibile la "catena di produzione" è auspicabile trovare delle aree in prossimità di porti non lontani dal sito d'installazione in cui concentrare al massimo le attività legate alla produzione e all'assemblaggio dei componenti richiesti. Un esempio di questo approccio è l'area di Bremerhaven nel Nord della Germania, dove si sono già concentrate le attività per la costruzione di aerogeneratori e centrali eoliche *offshore*.

Per quanto riguarda i mezzi navali, secondo le stime della EWEA (European Wind Energy Association) e dell'Associazione dei cantieri navali europei (CESA), per le sole centrali eoliche *offshore* dal 2020 saranno necessarie da dieci a dodici nuove navi specificamente progettate per l'installazione di questi impianti, oltre a imbarcazioni per il trasporto di fondazioni, torri e pale. Se si aggiungessero le piattaforme multi-uso, ciò potrebbe verosimilmente comportare una doman-

da di questi mezzi navali ben superiore alla loro disponibilità, con conseguente dilatazione dei tempi e un'impennata dei costi dei noli.

12.5

CONCETTI E SINERGIE

Come già accennato, le piattaforme *offshore* multi-uso sono ancora a livello concettuale. Gli unici esempi di dispositivi combinati installati sono due sistemi di piccola taglia, il prototipo C-energy di Ecofys (Paesi Bassi) da 5-30 kW [3] per la produzione combinata di energia da onde e maree, e la piattaforma Poseidon per la produzione da vento e onde da 20 kW [4].

Esistono poi numerose proposte a livello concettuale, raggruppabili in due categorie principali.

1. Sistemi ibridi *offshore*: si tratta di piattaforme su fondazioni fisse o galleggianti, che ospitano essenzialmente più dispositivi per la produzione di elettricità da rinnovabili *offshore*. Un esempio significativo è la possibile evoluzione del prototipo C-Energy illustrato nello schema della Figura 12.2. Un altro esempio per la combinazione di onde e vento è W2Power della norvegese Pelagic Power, illustrato nella Figura 12.3 [5].

2. Isole energetiche: si tratta di piattaforme *offshore* di grandi dimensioni, che raggruppano dispositivi per la conversione di molteplici fonti di energia disponibili *offshore*, come vento, sole, onde, correnti marine, correnti di marea, gradiente termico e biomasse. Inoltre, grazie al notevole spazio disponibile sulle piattaforme, è proponibile anche la combinazione con altre forme di attività.

Un tipico esempio di quanto è stato finora proposto sul tema è l'Energy Island ideata da KEMA (Paesi Bassi) [6], che unisce la produzione di energia da fonte eolica con un impianto idroelettrico di accumulo per pompaggio, il cui serbatoio inferiore è ricavato nella piattaforma stessa (Figura 12.4).

Un altro esempio è l'Energy Island dell'architetto franco-inglese Dominic Michaelis, concepita per ospitare impianti OTEC (Ocean Thermal Energy Conversion) che sfruttano i gradienti termici dell'acqua marina, impianti che sfruttano vento, sole, onde e correnti, e impianti per dissalazione e produzione d'idrogeno [7].



FIGURA 12.2

**Visualizzazione artistica
della piattaforma ibrida C-energy.**

(riprodotta con il permesso di ECOFYS)

**FIGURA 12.3**

**Visualizzazione artistica
della piattaforma ibrida W2Power.**

(riprodotta con il permesso di Pelagic Power)

È evidente che la prima categoria di piattaforme è più vicina alla fase di realizzazione industriale e che sarà inizialmente basata sulla tecnologia eolica, la tecnologia più matura e l'unica già applicata ampiamente su scala mondiale anche *offshore*.

Sinergie in generale comuni per tutte le configurazioni proposte sono quelle che riguardano l'occupazione della stessa area marina e la possibilità di utilizzare infrastrutture comuni per l'installazione e la manutenzione e per ottimizzare i costi del collegamento alla rete elettrica. Inoltre l'utilizzo di fonti con variabilità spazio-temporali differenti si può riflettere in un miglioramento del rendimento e della qualità della produzione di energia elettrica, che potrebbero essere "amplificati" con l'integrazione di sistemi d'accumulo dedicati.

FIGURA 12.4

**Visualizzazione
artistica
di Energy Island.**

(riprodotta
con il permesso di KEMA)



13.1

OBIETTIVI E STRATEGIE

Le considerazioni riportate in questo capitolo derivano in buona parte dall'agenda strategica per la ricerca e per una strategia di sviluppo del mercato redatta dalla European Wind Energy Technology Platform (TPWind) nel 2008 con scenario temporale fino al 2030 [1] e dal Piano Strategico 2009-2014 messo a punto dallo IEA Wind Implementing Agreement dell'Agenzia Internazionale dell'Energia [2].

I punti principali per favorire lo sviluppo del mercato eolico identificati nei documenti citati possono essere così sintetizzati:

- riduzione dei costi;
- rimozione delle barriere nel mercato elettrico;
- aumento della sicurezza per gli investitori;
- aumento della flessibilità della rete elettrica di trasporto e distribuzione e dei sistemi di generazione;
- ottimizzazione delle procedure amministrative;
- aumento dell'integrazione degli impianti nel territorio dal punto di vista ambientale, paesaggistico e in termini di accettabilità sociale.

Questi obiettivi saranno perseguibili innanzi tutto mediante l'adozione di nuovi obiettivi specifici in ambito comunitario per il 2030, eventualità che dovrebbe verificarsi entro il 2018. Conseguentemente saranno definite opportune politiche comunitarie e nazionali per il raggiungimento degli obiettivi prefissati.

In parallelo, la ricerca deve essere sostenuta sia a livello comunitario sia a livello nazionale, come di fatto sta già avvenendo, tramite progetti che siano in grado di far crescere la conoscenza e di aiutare l'industria nello sviluppo di soluzioni tecnologiche innovative mirate soprattutto alla riduzione dei costi (Figura 13.1). Inoltre, si dovranno potenziare le infrastrutture necessarie alla realizzazione del potenziale eolico.

FIGURA 13.1

Tipico aerogeneratore tripala multi-megawatt di tecnologia odierna.

(foto Vestas)



13.2

RISORSA: VERSO UNA CONOSCENZA E PREVEDIBILITÀ MIGLIORI

L'aumento significativo dell'attuale grado di conoscenza della risorsa eolica in tutti i suoi aspetti (valori medi, valori estremi, regimi di turbolenza, previsione a breve termine) è un punto cruciale e

potrà essere ottenuto prima di tutto tramite estensive campagne di misura.

In particolare, ciò è utile in terreni con morfologia complessa, zone con foreste, aree costiere e *offshore* in cui sono attualmente disponibili poche misure dirette. Queste zone sono, in generale, anche quelle in cui è più problematico e costoso eseguire le misure. Per questo scopo oggi sono sempre più diffusi i sistemi basati su LIDAR (vedere il Capitolo 4). Sono allo studio procedure per portare le misure eseguite con questa tecnologia ad essere accettate come affidabili anche da parte degli enti preposti a erogare i finanziamenti agli impianti.

Per la risorsa *offshore*, è necessario intensificare le campagne di misura in modo da effettuare la calibrazione dei relativi modelli e comprendere a fondo le condizioni meteo climatiche delle aree marine. Per le misure *offshore*, soprattutto in acque profonde, sono allo studio piattaforme galleggianti equipaggiate con torri di misura tradizionali, oppure SODAR o LIDAR.

Per quanto riguarda la modellistica, a partire da combinazioni di modelli a scala differente "a innesto" si stanno compiendo molti sforzi per trovare non solo le soluzioni migliori da un punto di vista predittivo, ma anche quelle che consentano di impiegare tempi di calcolo ragionevoli e strumenti di calcolo (hardware e software) a livello di specializzazione non troppo spinto.

A partire dalla valutazione della ventosità in un dato sito, è possibile eseguire valutazioni di producibilità di un aerogeneratore, di un parco eolico o di più parchi installati in una data area. Lo studio delle perdite per interferenza aerodinamica fra gli aerogeneratori di un parco e fra parchi vicini è un tema sempre presente nella ricerca, a maggior ragione in situazioni come quella attuale, dove le aree più ventose dell'Europa (*onshore* e *offshore*) cominciano a essere sfruttate in modo intensivo con un'alta densità di impianti presenti.

L'affinamento delle previsioni a breve termine della risorsa eolica e quindi dell'energia prodotta sarà la chiave per l'integrazione efficace ed efficiente di grandi quantità di potenza eolica nella rete.

13.3

TECNOLOGIA: VERSO IL MIGLIORAMENTO DELLE PRESTAZIONI E DELL'AFFIDABILITÀ E VERSO LA RIDUZIONE DEI COSTI

Dal punto di vista strettamente tecnologico, molte sono le direzioni della ricerca, che vanno dall'ottimizzazione di un singolo com-

ponente dell'aerogeneratore a quella della strategia di controllo di un raggruppamento (*cluster*) di parchi eolici. Segnaliamo di seguito alcune delle più significative.

Le turbine tendono ad avere taglie sempre maggiori, soprattutto per quanto riguarda le applicazioni *offshore* lontano dalla costa, dove esse sono meno visibili. Molti sono i prototipi proposti nella taglia 7-10 MW che tra pochi anni entreranno nel mercato, ma sono già presenti altre proposte (commerciali nel 2020?) con potenze fino a 20 MW, diametri di rotore di circa 250 metri e altezze al mozzo di circa 150 metri. Con l'aumentare della taglia delle turbine, aumenta notevolmente il loro peso, con conseguente aggravio dei problemi e dei costi d'installazione anche *offshore*. Sono allo studio aerogeneratori che adottano soluzioni assai innovative, come il SeaTitan dotato di generatore a superconduttori, per limitare le dimensioni e soprattutto il peso dell'intera macchina.

Riguardo alle pale, si ricercano soluzioni per la diminuzione dei carichi soprattutto su pale di grandi dimensioni, ad esempio tramite profili innovativi e ottimizzati o pale costituite da diverse sezioni con controllo separato.

Per quanto riguarda l'accoppiamento del rotore con il generatore, è stata recentemente adottata da alcuni costruttori la soluzione dell'accoppiamento diretto senza il moltiplicatore di giri, causa quest'ultimo di parecchie fermate per guasto delle turbine. Questa soluzione, in partenza meno economica, dovrebbe compensarsi nel tempo con il minor costo di manutenzione dovuto ai minori guasti delle turbine; la sfida è ancora aperta e la risposta potrà venire solo dopo un sufficiente numero di anni di esercizio di entrambe le configurazioni.

Nuovi controlli "intelligenti" sono stati proposti per gli aerogeneratori: in alcuni casi si tratta di ottimizzare la regolazione tramite opportuni algoritmi basati su valori di input della velocità del vento, in altri casi sono stati proposti tipi di regolazione differenti di tipo adattativo che considerino in input anche i carichi sulle pale o un controllo separato per ogni pala.

Anche riguardo alla modellazione, simulazione ed esercizio del controllo di un parco eolico, ci sono molti studi in corso, in particolare riguardo a centrali molto grandi, parchi *offshore* e *cluster* di parchi eolici. Gli obiettivi principali sono di massimizzare la produzione e ottimizzare, in termini di prevedibilità, qualità e affidabilità, l'immissione dell'energia prodotta nella rete elettrica.

Sono pure allo studio numerose configurazioni e combinazioni (anche di taglia elevata) che puntano a sfruttare il vento di alta quota tramite aquiloni (*kite wind generator*).

13.4

OFFSHORE: VERSO ACQUE PIÙ PROFONDE

Per le centrali *offshore*, la maggioranza delle quali è stata finora realizzata in acque profonde meno di 30 m (Figura 13.2), si punta a sfruttare aree marine con profondità sempre crescenti.

Per installare impianti eolici in acque “intermedie” fra quelle basse e quelle profonde, cioè fra 30 e 60 m, si ricorre oggi a fondazioni del tipo a tripode, tetrapode o *jacket*, come nel caso degli impianti eolici dimostrativi Beatrice [3] e Alpha Ventus [4]. Queste fondazioni sono molto costose e si pensa che non possano essere installate oltre i 50-60 m di profondità.

Sono in esame altri tipi di fondazioni, tra cui strutture di cemento, che potrebbero permettere installazioni in acque con profondità fino a 100 m, resistere in modo migliore alle condizioni meteo-marine estreme, avere una vita media più lunga ed essere competitive nei costi di produzione e di manutenzione.

Per quanto riguarda le acque con profondità maggiore di 100 m, sono allo studio sistemi eolici su piattaforme galleggianti di cui deve ancora essere dimostrata la fattibilità tecnico-economica. Oltre ai sistemi prototipali già installati (la piattaforma BlueH con tiranti ancorati al fondo, il galleggiante Hywind con piattaforma monocolonna e la piattaforma Principle Power con tre galleggianti e stabilizzazione attiva tramite il riempimento parziale di acqua degli stessi), molti sforzi si stanno compiendo per mettere a mare altri dimostratori. Un esempio significativo è rappresentato dal progetto HyPRWind [5], finanziato dalla Commissione Europea nell'ambito del Settimo Programma Quadro per la ricerca (FP7). La ricerca in questo campo è

FIGURA 13.2

Immagini della nave A2SEA per il trasporto delle pale e delle torri degli aerogeneratori ancorata nel porto di Copenhagen (aprile 2012).



ancora aperta, perché non c'è consenso su un tipo di configurazione: molti sono gli studi sul comportamento dinamico di queste strutture e dei loro sistemi di controllo (hardware e software) per ottimizzare stabilità e produzione di potenza. Ulteriori studi riguardano le valutazioni di resistenza strutturale e la sicurezza in condizioni estreme.

Una menzione è da farsi anche al progetto europeo DeepWind che prevede lo studio di un aerogeneratore multi-megawatt ad asse verticale per acque profonde. Sono state inoltre proposte, e sono ancora allo studio di pre-fattibilità, nuove configurazioni di turbine ad asse verticale di grande taglia per applicazioni *offshore* (come l'Aerogenerator X da 10 MW della Wind Power Limited e il NOVA – Novel Offshore Vertical Axis Aerogenerator da 5-10 MW).

L'integrazione dei sistemi eolici *offshore* con altri dispositivi e altre attività è un altro importante filone della ricerca (illustrato nel Capitolo 12) nell'ambito *offshore*.

Sono inoltre allo stadio di studio e sviluppo sistemi di stoccaggio specifici per l'*offshore*. Il primo esempio è un sistema che considera un'intera isola artificiale galleggiante, l'Energy Island proposta dalla KEMA, con un bacino d'acqua chiuso e una stazione di pompaggio *offshore* ad accumulo inverso. Il secondo sistema, proposto dal Massachusetts Institute of Technology, considera un sistema di sfere che lavorano come camere di pompaggio idrico appoggiate sul fondale in coincidenza con gli agganci degli ancoraggi di una turbina eolica galleggiante. Il terzo esempio, proposto dalla Thin Red Line Aerospace, è basato sul concetto di accumulo tramite aria compressa (CAES) in un pallone sottomarino (*energy bag*).

13.5

INTEGRAZIONE CON LA RETE ELETTRICA: VERSO SISTEMI E MERCATI PIÙ AMPI E FLESSIBILI

Le esigenze di ricerca e sviluppo per l'integrazione sicura ed efficiente di una maggiore quota di generazione eolica nella rete elettrica riguardano le problematiche presentate nel Capitolo 8.

Si deve proseguire nel perfezionamento di soluzioni idonee a incrementare la "flessibilità" del sistema elettrico al fine di compensare la variabilità della generazione eolica. In particolare servono soluzioni per incrementare la controllabilità e i servizi di sistema prestati dalle *wind farm*, ad esempio nella regolazione secondaria di frequenza e nel controllo coordinato della potenza reattiva.

Sarebbe utile anche aumentare la velocità di *cut-out* degli aereoge-

neratori e permettere loro una riduzione “dolce” della potenza quando la velocità del vento supera tale limite.

È opportuno puntare a una pianificazione della rete di trasmissione che tenga conto in modo più accurato degli impatti della generazione eolica sulla rete e sul mercato elettrico, nonché dei vantaggi offerti dalle tecnologie di accumulo.

Per il mercato, sarebbe utile sviluppare nuovi modelli che riconoscano il valore crescente dei servizi di capacità oltre a quelli di energia, per far sì che la generazione convenzionale necessaria per coprire i periodi di bassa generazione eolica sia remunerata in modo tale da garantirne la redditività.

Per lo sviluppo delle reti di trasmissione viene oggi proposto, soprattutto da associazioni di settore come EWEA, l'obiettivo di realizzare *supergrid* sovranazionali in grado di consentire il pieno sfruttamento di risorse eoliche presenti in aree remote e collegare altresì impianti di accumulo per pompaggio realizzati anch'essi in siti lontani.

Considerazioni economiche e di affidabilità suggeriscono di realizzare anche vere e proprie reti *offshore*, da pianificare su scala europea. Incrementando le distanze e le potenze in gioco, per il collegamento delle centrali *offshore* l'utilizzo di cavi sottomarini in corrente alternata diventa problematico e conviene adottare la corrente continua (HVDC). L'impiego di collegamenti in HVDC da punto a punto è già in atto, ma la realizzazione di vere e proprie reti *offshore* richiederà collegamenti in continua di tipo multi-terminale (Multi-Terminal Direct Current, acronimi MT-HVDC, MTDC), tecnologia non ancora disponibile.

Infine, è da ricordare che la diffusione degli impianti eolici trarrebbe ovviamente benefici assai significativi qualora si affermassero le cosiddette reti intelligenti (*smart grid*) a livello sia della distribuzione che degli stessi sistemi di trasmissione.

13.6

ASPETTI AMBIENTALI, PAESAGGISTICI E DI ACCETTABILITÀ: VERSO UNA MAGGIORE INTEGRAZIONE

Sempre di più l'accettabilità degli impianti eolici rappresenta un freno allo sviluppo anche là dove sussistono tutte le condizioni favorevoli per realizzare gli impianti.

Da un lato è quindi necessario approfondire la conoscenza delle pro-



FIGURA 13.3

Aerogeneratore da 2 MW e 82 m di diametro di rotore inserito in un ambiente agro-pastorale presso Mistretta (Messina) in Sicilia.

(foto REpower)

blematiche correlate agli aspetti di accettabilità sociale sviluppando metodi di indagine condivisi e confrontare le esperienze in campo internazionale. Dall'altro, occorre stabilire buone pratiche e strumenti a supporto dei decisori politici per ridurre i rischi dei progetti e accelerare i tempi di sviluppo in funzione dei target regionali o nazionali stabiliti.

In generale poi è auspicabile lo sviluppo di metodi condivisi per il calcolo del costo dell'energia eolica prodotta. Anche la comprensione e l'eventuale mitigazione degli impatti sulla flora e sulla fauna possono contribuire ad una sostenibilità maggiore delle iniziative. In questo senso sono allo studio metodologie comparative per valutare gli impatti positivi e negativi sulla flora e sulla fauna (uccelli, mammiferi marini, praterie di piante acquatiche), con particolare attenzione agli effetti cumulati e a lungo termine sugli ecosistemi dovuti ad uno sfruttamento intensivo di una data area.

Nel contesto italiano, dove le energie rinnovabili sfruttano risorse naturali interagendo in modo significativo con la fruibilità di beni comuni, bisogna occuparsi sia del modo

in cui l'eolico trasforma il paesaggio sia del modo in cui le attività si interfacciano con i destini dei territori interessati (Figura 13.3). Le relazioni fra energia eolica, ambiente e territorio hanno sempre visto la presenza di due temi dominanti: l'impatto visivo degli aerogeneratori sul paesaggio e lo sfruttamento di suolo e risorse naturali locali per la valorizzazione di investimenti estranei alle comunità dei residenti.

Gli argomenti di studio per un'attività di ricerca in questo senso sono dunque finalizzati al miglioramento delle condizioni di accettabilità generale. Inoltre, servono strumenti di sostegno alla pianificazione, per esempio l'esecuzione di studi statistico-conoscitivi sui modi con cui si sono svolte finora le relazioni economiche fra investimenti e strutture locali, al fine di identificare i meccanismi che hanno consentito i risultati migliori.

Bibliografia

Capitolo 1

- [1] F.R. Eldridge "Wind Machines", rapporto preparato per *National Science Foundation*, U.S.A., ottobre 1975
- [2] P. Gipe "Wind Energy Comes of Age", John Wiley & Sons, Inc., New York, 1995
- [3] C. Casale, E. Sesto "Wind Power Systems for Power Utility Grid Connection", *Advances in Solar Energy*, vol. 9, cap. 2, pubblicato da *American Solar Energy Society*, Boulder, CO, U.S.A., 1994
- [4] "IEA Wind Energy Annual Report", rapporti 2010 e 2011 del Comitato Esecutivo IEA Wind Implementing Agreement, pubblicati da PWT Communications, Boulder, Colorado, U.S.A., reperibili anche sul sito www.ieawind.org
- [5] Comunicati stampa e rapporti reperibili sul sito del Global Wind Energy Council (GWEC), www.gwec.net
- [6] Comunicati stampa e rapporti reperibili sul sito della European Wind Energy Association (EWEA), www.ewea.org
- [7] A. Arena, G. Arsuffi, C. Casale "Italy", Capitolo 23 dello "IEA Wind Energy Annual Report 2011" pubblicato da PWT Communications, Boulder, Colorado, U.S.A., reperibile sul sito www.ieawind.org
- [8] "Impianti a fonti rinnovabili in Italia: Prima stima 2011", rapporto del GSE (Gestore dei Servizi Energetici), 6 marzo 2012, reperibile sul sito www.gse.it
- [9] "Dati provvisori di esercizio del sistema elettrico nazionale", rapporto pubblicato da Terna, febbraio 2012, reperibile sul sito www.terna.it
- [10] "Oceans of Opportunity – Harnessing Europe's largest domestic energy resource", rapporto EWEA (European Wind Energy Association), settembre 2009, reperibile sul sito www.ewea.org
- [11] "Pure Power – Wind energy targets for 2020 and 2030, 2009 Update", rapporto EWEA (European Wind Energy Association), novembre 2009, reperibile sul sito www.ewea.org
- [12] "20% Wind Energy by 2030 – Increasing Wind Energy's Contribution to U.S. Electricity Supply", rapporto pubblicato a cura dello EERE del DoE (U.S. Department of Energy), Washington DC, maggio 2008, reperibile sul sito www.energysavingsandenergyuse.gov/ordering.htm
- [13] "Technology Roadmap: Wind Energy", rapporto pubblicato da OECD/IEA, Parigi, 2009, reperibile sul sito www.iea.org/books
- [14] Comunicazione della Commissione Europea del 7 ottobre 2009, SEC(2009)1295, reperibile sul sito http://ec.europa.eu/energy/technology/set_plan/doc/2009

Capitolo 2

- [1] E.W. Golding "The Generation of Electricity by Wind Power", E.&F.N. Spon Ltd, Londra, 1977
- [2] D. Le Gourières "Énergie éolienne: théorie, conception et calcul pratique des installations", Éditions Eyrolles, Parigi, 1980
- [3] J. Twidell, A. Weir "Renewable Energy Sources", E.&F.N. Spon Ltd, Londra, 1986
- [4] A. Betz "Windenergie und ihre Ausnutzung durch Windmühlen", Vandenhoeck und Ruprecht, Göttingen, Germania, 1926

-
- [5] J. Twidell, G. Gaudiosi "Offshore Wind Power", Multi-Science Publishing Co. Ltd, Brentwood, Essex, Regno Unito
- [6] S. Viani, C. Casale, E. Lembo, L. Serri "Studio di fattibilità e progetto di massima di un'installazione galleggiante e analisi dei costi", Rapporto RdS prot. 08005816, febbraio 2009, consultabile su www.rse-web.it

Capitolo 3

- [1] CEI EN 61400-2, Seconda Edizione, "Turbine eoliche - Parte 2: Prescrizioni di progettazione degli aerogeneratori di piccola taglia"
- [2] C. Casale, E. Lembo, S. Viani, G.A. Zanetta, "Gli impianti minieolici in Italia: macchine, quadro normativo, valutazioni tecnico-economiche", Rapporto ERSE 10000252, 28/02/2010
- [3] S. Viani, G.A. Zanetta, "Indagini sperimentali su sistemi minieolici", Rapporto RSE 11000359, 31/03/2011
- [4] C. Casale, S. Viani, G.A. Zanetta, "Considerazioni tecniche economiche sullo stato della tecnologia del minieolico e sul suo sviluppo in Italia", Rapporto RSE 12000406, 31/03/2012
- [5] Parlamento Italiano. Legge 24 dicembre 2007, n. 244 "Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (Legge Finanziaria 2008)", pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 300 del 28 dicembre 2007 - Supplemento ordinario n. 285
- [6] Ministro dello Sviluppo Economico. Decreto 18 dicembre 2008 "Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 2, comma 150, della legge 24 dicembre 2007, n. 244"
- [7] Legge 30 Luglio 2010, n. 122, "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 31 maggio 2010, n. 78, recante misure urgenti in materia di stabilizzazione finanziaria e di competitività economica"
- [8] D.M. Sviluppo economico, 10 settembre 2010, "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", GU 18 settembre 2010 n. 219
- [9] Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28 "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE"
- [10] "Incentivazione delle fonti rinnovabili. Bollettino aggiornato al 31 dicembre 2008". GSE Gestore Servizi Elettrici
- [11] "Incentivazione delle fonti rinnovabili. Bollettino aggiornato al 30 giugno 2009". GSE Gestore Servizi Elettrici
- [12] "Incentivazione delle fonti rinnovabili. Bollettino aggiornato al 31 dicembre 2009". GSE Gestore Servizi Elettrici
- [13] "Incentivazione delle fonti rinnovabili. Bollettino aggiornato al 31 dicembre 2010". GSE Gestore Servizi Elettrici
- [14] Brochure ANEV (Associazione Nazionale Energia del Vento) 2012

Bibliografia

Capitolo 5

- [1] "The Economics of Wind Energy", rapporto della EWEA (European Wind Energy Association), marzo 2009, reperibile sul sito www.ewea.org
- [2] F. Trezza, "Aspetti economici legati all'utilizzo dell'energia eolica", Capitolo 6 di *Vie del Vento 2010* a cura di L. Pirazzi e A. Gargini, Franco Muzzio Editore, maggio 2010, ISBN 978-88-96159-28-6
- [3] "UK Offshore Wind: Charting the Right Course", rapporto preparato da Garrad Hassan per la BWEA (British Wind Energy Association), luglio 2009, reperibile sul sito www.bwea.com
- [4] Newsletter GME, n. 45, gennaio 2012, reperibile su www.mercatoelettrico.org
- [5] C. Casale, S. Viani, G.A. Zanetta, "Linee guida per la realizzazione di impianti minieolici", Rapporto RdS prot. 12000820, marzo 2012, consultabile su www.rse-web.it

Capitolo 6

- [1] C. Casale, "Guida per l'utilizzo dell'Atlante eolico dell'Italia", Rapporto RSE 09004401, novembre 2009
- [2] W. Short, P. Denholm, "A Preliminary Assessment of Plug-In Hybrid Electric Vehicles on Wind Energy Markets" Technical Report NREL/TP-620-39729, aprile 2006
- [3] D. Airolidi, J. Alterach, E. Lembo, S. Maran, L. Serri, G. Stella "Studi sulle potenzialità energetiche delle Regioni italiane, con riferimento alle fonti idroelettrica ed eolica", Rapporto RSE 11001465, agosto 2011

Capitolo 8

- [1] IEA Wind Task 25, "Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power", Final Report, Phase One 2006-2008, pubblicato nel 2009 da VTT (Finlandia) www.vtt.fi/publications/index.jsp, reperibile anche sul sito www.ieawind.org
- [2] IEA Wind Task 24, "Integration of Wind and Hydropower Systems", Final Report, Volumes I and II, pubblicato da NREL (U.S.A.) www.nrel.gov.us e disponibile anche sul sito www.ieawind.org
- [3] GreenNet-Europe (2006) "Disaggregated System Operation Cost and Grid Extension Cost caused by Intermittent RES-E Grid Integration", Deliverable D5a, reperibile sul sito www.greennet-europe.org

Capitolo 10

- [1] V. Gualerzi, "Energia pulita", *La Repubblica*, 18 febbraio 2010
- [2] A. Battistella, "Trasformare il paesaggio", Milano, Edizioni Ambiente, 2010
- [3] M.G. Gibelli, "Energia e paesaggio", in *Nature Urbane - 110 voci per il progetto dei paesaggi dell'ordinario*, Bologna, 2010
- [4] F. Sala, G. Stella, M. Jucker Riva, A. Battistella, S. Colonna, I. Rollandi, "Strumenti di supporto alla localizzazione degli impianti eolici alla scala locale", Rapporto RSE 11000309 (www.rse-web.it), Milano, 2011

-
- [5] F. Sala, C. Cavicchioli, R. Marazzi, E. Lembo, L. Serri, D. Airoidi, C. Zuleta Ferrari, A. Battistella, R. Manzoni, "Metodologie di stima della potenza eolica installabile in aree campione, tenendo conto di vincoli territoriali", Rapporto RSE 10000266 (www.rse-web.it), Milano, 2010
- [6] I. Bishop, D. Miller, "Determination of Thresholds of Visual Impact: the Case of Windturbines", Melbourne, 2002
- [7] B. Möller, "Changing Wind-power Landscapes: Regional Assessment of Visual Impact on Land Use and Population in Northern Jutland", Denmark, 2005
- [8] M. Vizzari, V. Mennella, "Valutazione della qualità del paesaggio mediante tecniche GIS e multicriteri", Perugia, 2009
- [9] European Environment Agency. "Europe's Onshore and Offshore Wind Energy Potential", EEA Technical Report No. 6
- [10] R. Massa, V. Ingegnoli, "Biodiversità, estinzione e conservazione - fondamenti di ecologia del paesaggio", Torino, 1999
- [11] M. Panizza, "Geomorfologia applicata - metodi di applicazione alla pianificazione territoriale e alla valutazione d'impatto ambientale", Roma, 1998

Capitolo 11

- [1] UNESCO - Intergovernmental Oceanographic Commission - Marine Spatial Planning - A Step-by-Step Approach toward Ecosystem-based Management Manual and Guides No. 53, ICAM Dossier No.6, reperibile su <http://www.politichecomunitarie.it/attivita/17157/strategia-di-lisbona>
- [2] COM (2006) 275 - Comunicazione della Commissione al Consiglio, al Parlamento Europeo, al Comitato Economico e Sociale Europeo e al Comitato delle Regioni "Verso una politica marittima dell'Unione: una visione europea degli oceani e dei mari", reperibile sul sito [http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=SPLIT_COM:2006:0275\(01\):FIN:IT:PDF](http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=SPLIT_COM:2006:0275(01):FIN:IT:PDF)
- [3] N. L. Christensen, A. Bartuska, J. H. Brown, S. Carpenter, C. D'Antonio, R. Francis, J. F. Franklin, J. A. MacMahon, R. F. Noss, D. J. Parsons, C. H. Peterson, M. G. Turner, and R. G. Moodmansee, "The Report of the Ecological Society of America Committee on the Scientific Basis for Ecosystem Management. Ecological Applications", 6:665-691, 1996
- [4] K. McLeod, J. Lubchenco, S. R. Palumbi, and A. A. Rosenberg, "Scientific Consensus Statement on Marine Ecosystem-Based Management. Signed by 221 academic scientists and policy experts with relevant expertise and published by the Communication Partnership for Science and the Sea", 2005
- [5] "Visions for a Sea Change", Report of the First International Workshop on Marine Spatial Planning Intergovernmental Oceanographic Commission and the Man and the Biosphere Programme, UNESCO, Parigi, 8-10 novembre 2006
- [6] 2002/413/CE - "Raccomandazione del Parlamento Europeo e del Consiglio relativa all'attuazione della gestione integrata delle zone costiere in Europa", 30 maggio 2002

Bibliografia

- [7] "Defra - Charting Progress - An Integrated Assessment of the State of UK Seas" - ref PB9911, 2005
- [8] J. Michel, H. Dunagan, C. Boring, E. Healy, W. Evans, J. M. Dean, A. McGillis, J. Hain, "Worldwide Synthesis and Analysis of Existing Information Regarding Environmental Effects of Alternative Energy Uses on the Outer Continental Shelf" - OCS Report - MMS 2007- 038 - Prepared under MMS Contract 1435-01-06-CT-39821 by Research Planning, Inc., 1121 Park Street, Columbia, South Carolina 29201 and ICF International, Inc., 33 Hayden Avenue, Lexington, MA 02421, 2007
- [9] E. Hagemann, P.C. Jensen, "Offshore Wind Power: Danish Experiences and Solutions", Danish Energy Authority, 2005
- [10] J. Ladenburg, "Attitudes Towards Wind Power Development in Denmark", Institute of Food and Resource Economics, Denmark, 2006
- [11] Market Research Wales Ltd. "Public Attitudes to Wind Energy in Wales", rapporto per Friends of the Earth, 2002, http://www.foe.co.uk/resource/reports/attitude_wind_energy_wales.pdf

Capitolo 12

- [1] www.orecca.it
- [2] www.pontediarchimede.it
- [3] www.c-energy.nl
- [4] www.floatingpowerplant.com
- [5] www.pelagicpower.no
- [6] www.kema.com
- [7] www.energyisland.com

Capitolo 13

- [1] "Strategic Research Agenda - Market Deployment Strategy from 2008 to 2030", TPWind European Wind Energy Technology Platform, 2008
- [2] IEA Wind, "Strategic Plan for 2009-2014", 2011
- [3] www.beatricewind.co.uk
- [4] www.alpha-ventus.de
- [5] www.hyperwind.eu



RSE SpA - Ricerca sul Sistema Energetico - sviluppa attività di ricerca nel settore elettro-energetico, con particolare riferimento ai progetti strategici nazionali, di interesse pubblico generale, finanziati con il Fondo per la Ricerca di Sistema. Fa parte del Gruppo GSE SpA, interamente a capitale pubblico.

RSE implementa attività congiunte con il sistema della pubblica amministrazione centrale e locale, con il sistema produttivo, nella sua più ampia articolazione, con le associazioni e i raggruppamenti delle piccole e medie imprese e le associazioni dei consumatori.

RSE promuove e favorisce lo sviluppo delle professionalità di domani promuovendo tutte le occasioni di supporto allo svolgimento di attività di formazione e divulgazione legate ai temi di ricerca svolti. L'attività di ricerca e sviluppo è realizzata per l'intera filiera elettro-energetica in un'ottica essenzialmente applicativa e sperimentale, assicurando la prosecuzione coerente delle attività di ricerca in corso e lo sviluppo di nuove iniziative, sia per linee interne sia in risposta a sollecitazioni esterne.

RSE dispone di un capitale umano che rappresenta un patrimonio unico di competenze ed esperienze, la cui difesa e sostegno rappresenta una condizione necessaria per consentire lo sviluppo di politiche di innovazione in un settore di enorme rilevanza per il Sistema Paese come quello energetico.

ISBN 978-88-907527-1-1



9 788890 752711