

La Gazzetta Eolica di Puglia

Newsletter sull'eolico per le amministrazioni comunali pugliesi



Numero 2 del 12 febbraio 2007 a cura di NE- Nomisma Energia

Editoriale

Febbre eolica in Puglia: una fiera per le briciole?

di Giuseppe Mastropieri

Il settore eolico pugliese sta vivendo un momento di incredibile fermento, gran parte dell'industria nazionale sta concentrando la sua attività in Puglia. La corsa all'eolico si è scatenata per due ragioni di fondo: la prima, più prevedibile, è legata alla presentazione a valle della moratoria dei progetti nel frattempo sviluppati dagli operatori; la seconda, più preoccupante, è dovuta all'effetto di accelerazione impresso dal cosiddetto "periodo transitorio" definito dal nuovo regolamento regionale. In questo periodo di 6 mesi, che termina agli inizi di aprile, possono essere presentati progetti in Regione anche senza che i comuni si siano dotati dei PRIE. Il timore che i PRIE possano costituire delle "micro-moratorie" comunali e che i comuni possano avere voce in capitolo nella gestione della risorsa eolica e nella localizzazione degli impianti sta spingendo gli operatori ad infilarsi in questa finestra.

Gli effetti sul settore saranno in primavera sotto gli occhi di tutti. Innanzitutto la macchina amministrativa sarà ingolfata da un numero spropositato di progetti: prevediamo che i progetti complessivamente presentati nel periodo transitorio saranno di circa 6.000 MW. Per converso, riteniamo che soltanto il 20% sarà realizzato nei prossimi tre anni e non più del 40% nei prossimi 5 anni. Questo alto tasso di mortalità è legato ad alcuni aspetti tutt'altro che trascurabili.

Di fronte a questi numeri è ampiamente prevedibile una recrudescenza dei fenomeni di opposizione e contestazione ambientale. L'accettabilità sociale nei confronti dell'eolico verrà compromessa anche dall'inefficacia dei PRIE che si troveranno a dover prendere atto di progetti già insistenti sul proprio territorio prima ancora di iniziare ad affrontare la pianificazione eolica. Il contenzioso amministrativo - che coinvolgerà la Regione, gli enti locali e gli operatori - esploderà determinando lungaggini negli iter autorizzativi e nell'installazione degli impianti. Con tempi

continua a pag. 9

Rivisto l'iter autorizzativo regionale degli impianti eolici

La nuova autorizzazione unica regionale. Dalla DGR 716/2005 alla 35/2007

di Giuseppe Mastropieri

Il 23 gennaio 2007 la Giunta Regionale ha adottato una nuova delibera, la n. 35, recante "Procedimento per il rilascio dell'Autorizzazione unica ai sensi del Decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 e per l'adozione del provvedimento finale di autorizzazione relativa agli impianti alimentati da fonti rinnovabili e delle agli stessi connesse, nonché delle infrastrutture

industriali esistenti o da costruire oppure realizzati in zone classificate agricole dai vigenti piani urbanistici.

Sempre a DIA sono soggetti gli impianti eolici on-shore di piccola taglia (aventi potenza massima complessiva di 60 kW, potenza massima unitaria di 30 kW, diametro del rotore non superiore ai 10 metri, altezza del palo di sostegno non superiore a 24 metri), oppure gli impianti costituiti da un unico aerogeneratore di



indispensabili alla costruzione e all'esercizio". La DGR n. 35/2007 coordina, sostituendoli, i testi delle precedenti DGR n. 716/2005 e DGR n. 1550/2006 così come modificata dalla DGR n. 1630/2006.

Il nuovo testo contiene diverse novità. Innanzitutto viene definito un iter autorizzativo semplificato per gli impianti rinnovabili di potenza elettrica fino a 20 kW: questi impianti non sono soggetti ad autorizzazione unica bensì a Denuncia di Inizio dell'Attività (DIA).

Sono soggetti a DIA anche gli impianti fotovoltaici con potenza superiore a 20 kWp fino a 1 MWp posti su edifici industriali o collocati a terra internamente a complessi

potenza nominale superiore a 60 kW e fino a 1 MW. Per questi ultimi sono fatte salve le procedure di valutazione ambientale e si prevede che l'uso finale dell'energia elettrica prodotta deve essere in via prioritaria l'autoconsumo.

Per quanto concerne le fasi della procedura di autorizzazione unica è bene rilevare che il PRIE una volta approvato sostituisce, ai fini della documentazione che il proponente è tenuto a presentare in allegato alla domanda di autorizzazione unica, l'atto di indirizzo o la delibera del Consiglio Comunale in cui si attesti

continua a pag. 2

Economia industriale. Il settore eolico nazionale (e pugliese) al bivio, tra bisogno di maturità industriale e tentazioni speculative: le sfide di una industria in forte crescita.

Panna montata o maionese impazzita?

di Giuseppe Mastropieri

Il settore eolico nazionale non può essere interpretato senza tenere in debito conto l'impatto del D.lgs. 387/2003. L'assegnazione alle regioni della potestà amministrativa con lo strumento dell'autorizzazione unica, da un lato, e della potestà regolamentare con le linee guida per la localizzazione degli impianti eolici, dall'altro, ha posto le basi per la nascita dei "mercati regionali dell'eolico".

L'intento del legislatore, coerente con il disegno federalista dello Stato, è quello di assegnare alle Regioni un ruolo centrale nell'attuazione delle politiche energetiche di diffusione delle rinnovabili.

Dato l'intimo legame tra le fonti rinnovabili e il territorio, livelli crescenti di decentramento sono certamente preferibili ad un sistema centralizzato.

Con le competenze legislative (L. cost. 3/2001 cosiddetta

"riforma del Titolo V") e i crescenti ambiti di azione amministrativa in materia di energia e

ambiente (processo avviato con il D.lgs. 112/98), la pianificazione energetica regionale - per lungo tempo rimasta mero esercizio intellettuale - trova finalmente degli strumenti per una sua concreta attuazione.

Il rovescio della medaglia è rappresentato dalle diverse - se non contraddittorie - attuazioni delle deleghe alle Regioni che ha dato vita ad asimmetrie derivanti dalle velocità variabili con cui gli enti regionali si sono confrontati - e a volte scontrati - con le politiche energetiche.

L'impatto è non è stato indolore. Le regioni hanno appreso sulla propria pelle che la politica energetica investe temi nevralgici dell'economia e dell'industria, nonché dell'ambiente con riflessi dirompenti sull'opinione pubblica.

Le ondate delle moratorie regionali sono interpretabili anche come il sintomo di una fisiologica imprevisione delle regioni nel

gestire, in un mercato liberalizzato, tanto le esigenze di sviluppo territoriale quanto l'attuazione delle politiche energetiche nazionali.

Questo fenomeno ha avuto risvolti pesanti anche nell'assetto industriale del settore eolico soprattutto se combinato alla sensibile riduzione delle barriere all'entrata nel settore ottenuta con la semplificazione degli iter autorizzativi.

La fotografia odierna dell'industria eolica nazionale si presenta radicalmente diversa da quella del 2002 quando 4 operatori - Edi-

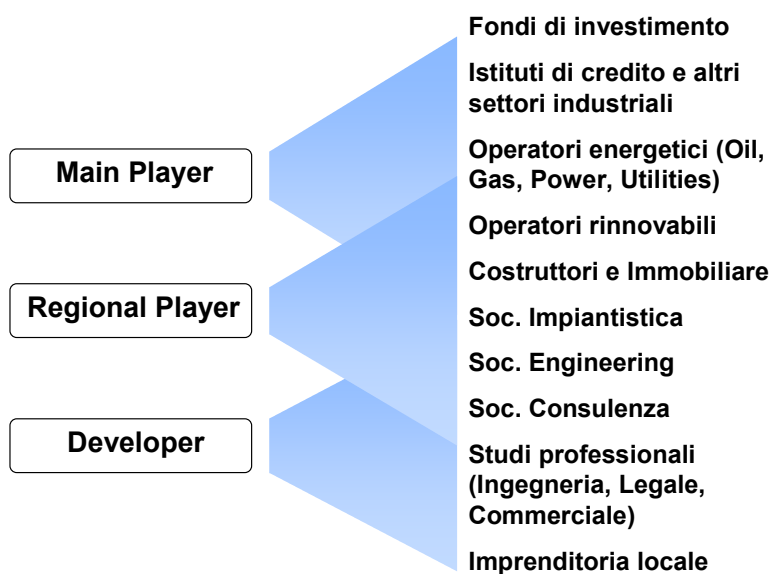


Fig. 1. Classificazione degli operatori del settore eolico italiano (a sinistra) e provenienza settoriale del panorama di operatori eolico (a destra). Dall'analisi della parte a destra possono essere desunte le strategie di entrata nel settore eolico mediante: diversificazione (parte alta), integrazione orizzontale o verticale (parte centrale), evoluzione imprenditoriale (parte bassa). Fonte: NE, 2007

son Energie Speciali, IVPC, Enel Green Power e Fri-el, pionieri dell'eolico in Italia - si dividevano il mercato prevalentemente concentrato nelle aree interne delle Mezzogiorno e in Sardegna.

La capacità competitiva dei leader storici del mercato si è notevolmente ridotta per la formidabile pressione dei nuovi entranti determinata dall'attrattiva del settore incentivato con il sistema dei Certificati Verdi e dalla espansione del mercato ben oltre le aree montane del Sud Italia (questo grazie ad una maggiore conoscenza dell'anemologia del territorio e agli sviluppi tecnologici degli aerogeneratori di nuova generazione).

La geografia del settore eolico è profondamente mutata: sono saltati i naturali comportamenti oligopolistici dei primi operatori che fanno fatica a confrontarsi con mercati re-

La nuova autorizzazione unica regionale

segue dalla prima pagina

l'accoglimento della proposta di realizzazione dell'impianto (1).

Ad ogni modo, e ciò vale soprattutto nel corrente periodo transitorio, l'atto del Consiglio comunale potrà essere inoltrato entro la conclusione della Conferenza di servizi. Ad ogni modo la delibera comunale non è "atto vincolante per il Comune in quanto la reale fattibilità del progetto resta subordinata alla positiva complessiva valutazione in sede di Conferenza di servizi".

Per converso, sempre nell'ambito del periodo transitorio, a norma dell'art.14 del regolamento n. 16/2006 (Regolamento per la realizzazione di impianti eolici nella Regione Puglia), bisogna evidenziare come sia "necessario che il soggetto proponente stipuli una convenzione con il comune (o i comuni) in cui ricade l'intervento": tale convenzione è una condizione necessaria affinché possano essere avviate le Conferenze di servizi.

L'altra novità della DGR n. 35/2007 è rappresentata dalla maggiore certezza sui tempi di svolgimento della conferenza di servizi che sono fissati in 6 mesi come previsto dall'Art. 12 del D.lgs. 387/2003.

Nei casi in cui il progetto sia assoggettato a Valutazione di Impatto Ambientale, nel caso in cui non sia acquisita la VIA entro i 6 mesi, il procedimento viene rimesso alla Presidenza della Giunta Regionale che assume una determinazione sostitutiva.

Tali poteri sostituitivi sono esercitati anche nei casi in cui non siano acquisiti nei tempi stabiliti i pareri degli enti portatori di interessi sensibili come salute, paesaggio, e patrimonio storico-artistico.●

(1) In merito segnaliamo un errore tutt'altro che irrilevante presente nella DGR 35/2007. Nell'ultimo comma del punto 2.3.1 dell'allegato A si afferma che i PRIE si sostituiscono "la documentazione richiesta al precedente comma 2 lettere f) e g)". La lettera f) però si riferisce alla "documentazione rilasciata da TERNA S.p.A. o dalla Società distributrice interessata attestante l'assegnazione del punto di connessione dell'impianto da realizzare alla rete elettrica e le relative modalità di collegamento". È evidente che tale documentazione non è di competenza del Comune. In realtà, come si desume dalla lettura del Regolamento 16/2006 articolo 5. comma 9., la Regione intendeva riferirsi alla lettera h) ovvero al "certificato comunale attestante la destinazione urbanistica delle aree interessate dall'intervento (...)".

segue da pag. 2

gionali e con una competizione crescente di tipo territoriale.

Fa eccezione l'IVPC, attuale leader di mercato, che si è sviluppata partendo dai territori dell'Irpinia, dell'Appennino Dauno, del Vulture e del Fortore per affermarsi su scala nazionale con una efficace e radicata

proprietari non ibridi e scarsa presenza territoriale.

Tra i MP appaiono vincenti le strategie di integrazione verticale dei produttori di aerogeneratori che hanno puntano massicciamente sul mercato italiano anche grazie alla competitività determinata dalla realizzazione di elevate economie di scala. La sfida per questi operatori esteri è nel

I D si concentrano nelle prime fasi dello sviluppo dei siti e nella gestione dell'iter autorizzativo. Sono promossi soprattutto da tecnici e imprenditori locali. Per le ridotte leve finanziarie – interne ed esterne – sono spesso destinati all'uscita dal settore mediante la cessione dei progetti in via di sviluppo. L'assetto regionale dei mercati eolici ha accresciuto lo spazio competitivo dei D anche grazie ad iniziali barriere all'entrata virtualmente nulle. I D nascono con la costituzione di società di scopo, si sforzano di attirare partner finanziari, fanno leva sull'alta conoscenza del territorio (contratti d'opzione con i proprietari di terreni) e delle dinamiche sociali e politiche locali (redazione dei PRIE, consenso delle amministrazioni comunali). I D sovente riescono a coagulare un buon livello di competenze e know how.

I D si caratterizzano per un alto tasso di mortalità ed insuccesso compensato da rischi finanziari contenuti.

La disintegrazione della filiera eolica ha fatto esplodere i costi di sviluppo degli impianti eolici: per la prima volta nel settore eolico si registra una netta tendenza alla crescita dei costi di investimento.

L'eccessiva competizione territoriale determinerà anche l'incremento dei tempi di autorizzazione e realizzazione degli impianti anche per il riacutizzarsi del contenzioso sociale ed amministrativo soprattutto a livello locale.

Ambito territoriale

Ciclo del progetto

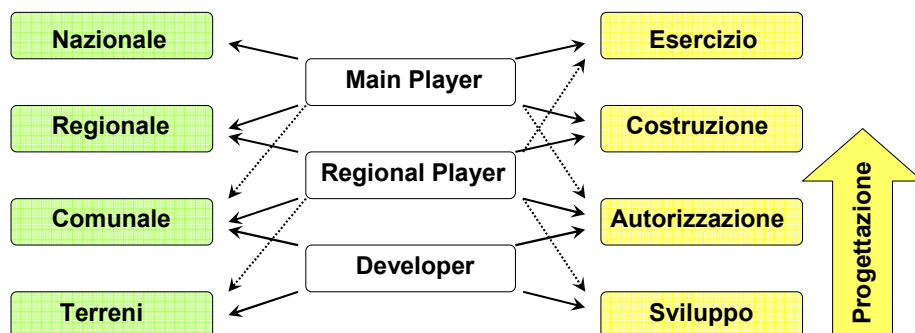


Fig. 2. Posizionamento degli operatori rispetto alla scala territoriale e alla filiera dei progetti di impianti eolici. Fonte: NE, 2007

rete di relazioni commerciali con il territorio. L'IVPC ha fatto del territorio e della flessibilità societaria le fonti di un indiscusso vantaggio competitivo.

Una lettura del settore eolico può essere agevolata classificando gli operatori in: i) **Main Players (MP)**, operatori principali del mercato; **Regional Players (RP)**, operatori che hanno un bacino d'azione limitato ad un numero contenuto di territori regionali, ed infine i **Developers (D)**, gli sviluppatori che agiscono su una scala territoriale contenuta e si concentrano sullo sviluppo di un numero ridotto di iniziative imprenditoriali (Fig. 1).

I MP sono caratterizzati da una solida capacità finanziaria, ma non sempre da un adeguato know how industriale soprattutto per gli operatori che provengono da altri settori (finanza, servizi pubblici locali, distribuzione energia elettrica e gas, etc.). Pertanto i MP si concentrano nelle fasi a valle della filiera eolica preferendo l'acquisizione di progetti cantierabili o in via di realizzazione. Ciò è dettato anche dalla necessità di ridurre i tempi di entrata nel settore. I MP fanno massiccio ricorso all'outsourcing delle fasi core della progettazione e realizzazione dell'impianto. La presenza di operatori global service in grado di offrire anche affidabili servizi di manutenzione e gestione degli impianti, costituisce fattore abilitante per l'entrata nel settore anche mediante diversificazioni non correlate.

I MP hanno ridotta flessibilità nel gestire partnership industriali preferendo assetti

costruire una radicata rete di relazioni territoriali.

I RP sono tipicamente società nate da iniziative imprenditoriali locali – ma non solo – spesso avallate o promosse dal sistema politico locale. Soprattutto nelle fasi

Fattori e leve competitive

	Industriali e Commerciali	Finanziari	Networking e Lobbying
Main Player	Capacità industriali Affidabilità Esperienza	Leve finanziarie interne Alta capacità di accesso al mercato dei capitali	Enti regionali e nazionali Relazioni con i fornitori
Regional Player	Relazioni politiche e territoriali Compensazioni ai comuni	Project financing Partnership finanziarie e industriali	Comuni Stakeholders territoriali Attori chiave politica ed economia locale
Developer	Compensazioni ai proprietari di terreni Conoscenza territorio	Bassa capacità di accesso al mercato dei capitali Cessione progetti	Proprietari di terreni Stakeholders territoriali Attori chiave nei territori

Fig. 3. Principali fattori e leve competitive nelle strategie aziendali degli operatori eolici. Fonte: NE, 2007

di crescita sono favorite gli innesti di liquidità finanziaria mediante l'ingresso di nuovi azionisti (tipicamente fondi di investimento, operatori energetici e multiutilities). Tra i RP un particolare ruolo è giocato dalle società di costruzione massicciamente entrate nel settore. Queste società mettono in campo: i) capacità di realizzazione di opere civili ed impiantistiche (integrazione orizzontale), ii) consistenti leve finanziarie garantite dalla redditività del settore immobiliare, iii) tessuto di relazioni imprenditoriali e politiche anche a livello locale.

Le sorti del settore, pur essendo intimamente legate a variabili strutturali del mercato come la capacità di trasmissione della rete elettrica e il prezzo dei certificati verdi, saranno certamente caratterizzate da un processo selettivo tanto degli operatori quanto dei progetti anche come reazione fisiologica alle dinamiche speculative che oggi investono l'industria eolica.

Questa selezione, non necessariamente porterà ad un maggiore grado di concentrazione anche perché il successo dei progetti eolici dipende da numerose variabili esogene territoriali: i) politiche regionali; ii) qualità anemologica del sito; iii) consenso sociale e conflittualità ambientale. ●

Certificati Verdi: quali aspettative nel medio periodo?

Il sistema di incentivazione delle fonti rinnovabili, dal CIP 6 al mercato

di Carlo Vittorio Bevilacqua Ariosti

Con la riforma del settore elettrico sancita dal D.lgs. 79 del 16 Marzo 1999 (il cosiddetto decreto Bersani) il sistema nazionale si è indirizzato verso un'organizzazione di mercato nel rispetto della Direttiva 96/92/CE della Comunità Europea. Tale orientamento è lo stesso che permea la maggior parte delle politiche economiche del settore energetico, e si sostanzia nell'abbandono del monopolio pubblico in favore di liberi mercati su scala nazionale, da cui dovrebbe costituirsi un mercato su scala europea.

Il ricorso a strumenti "di mercato" diventa quindi discriminante per lo svolgimento di tutte le operazioni legate al settore energetico; creando mercati ogni qual volta si renda necessario stabilire prezzi, assegnare concessioni, definire incentivi.

Tuttavia, l'implementazione di tali politiche sta avvenendo a ritmi alterni, e la transizione dal vecchio sistema al nuovo si sta rivelando più difficoltosa del previsto per effetto da un lato delle forti determinanti economiche in gioco (da cui scaturiscono forti azioni di lobby) dall'altro dell'incapacità della politica di definire una regolazione completa, coerente ed efficace.

Gli strumenti di incentivazione agli impianti a fonti rinnovabili rientrano a pieno titolo fra questi casi, e di seguito se ne discuteranno lo status attuale nonché le prospettive future.

Per prima cosa sarà necessario far riferimento al sistema di incentivazione vigente prima della riforma del 1999 (il CIP 6), per poi delineare i punti fondamentali del sistema attuale (Certificati Verdi) e quindi poter capire come si è giunti alla transizione tuttora in atto fra i due sistemi.

Il sistema di incentivazione previgente alla riforma Bersani del 1999 è stato introdotto nel 1992, e si è inserito in un contesto di regime tariffario per i prezzi dell'energia elettrica, che stabiliva il prezzo di acquisto dell'energia per i consumatori finali nei confronti del monopolista pubblico ENEL. Tale sistema di incentivazione si concretizzava in una maggiore remunerazione per i kWh provenienti da impianti a fonti rinnovabili (più costosi rispetto a quelli alimentati da fonti fossili), con l'obiettivo di favorirne la penetrazione nel parco di generazione elettrica.

Seppur coerente con gli assetti economici del settore energetico, il sistema del CIP 6 non ha mai svolto, a tutti gli effetti, il ruolo per il quale era stato istituito. Essendo un meccanismo volto a compensare i maggiori costi di generazione rispetto agli impianti fossili, esso è stato utilizzato per sostenere (più che incentivare) anche impianti non

alimentati da fonti rinnovabili ma che soffrivano ugualmente di scarsa competitività rispetto ai grandi impianti ad olio combustibile, carbone o gas: i cosiddetti impianti assimilati.

Due quindi le condizioni che non rendevano possibile il protrarsi di tale sistema:

- l'assenza di un meccanismo di mercato che determinasse l'entità degli incentivi,
- il fatto che riconoscesse tale incentivo anche ad impianti non rinnovabili.

Il decreto Bersani del '99 ha introdotto come nuovo strumento per l'incentivazione delle fonti rinnovabili il mercato dei Certificati Verdi.

Alla base di tale sistema vi è l'obbligo, da parte dei produttori di energia elettrica con produzione annua superiore ai 100 GWh, di immettere una quota di energia prodotta da fonti rinnovabili. A quest'obbligo i produttori possono assolvere in due modi: (1) producendo direttamente l'energia dovuta da fonti rinnovabili o (2) acquistando Certificati Verdi nella quantità necessaria dai produttori che ne dispongono in eccesso.

La quota obbligatoria da immettere è stata inizialmente fissata al 2% dell'energia prodotta l'anno precedente, ed è stata incrementata di 0,35 punti percentuali dal 2004 al 2007 fino ad arrivare all'attuale 3,05%. Tale quota dovrebbe ulteriormente crescere presumibilmente di uno 0,4% l'anno fino al 2014, ma ancora si attende una decisione in merito da parte del Governo che avrebbe dovuto provvederne l'aggiornamento per la fine del 2005.

Questi Certificati Verdi vengono rilasciati dal Gestore dei Servizi Elettrici (GSE, già GRTN - Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale) ai produttori di energia titolari di Impianti a Fonti Rinnovabili (IAFR) entrati in attività dopo il primo aprile 1999, proporzionalmente alla quantità di energia "verde" prodotta: ogni Certificato Verde corrisponde a 50 MWh prodotti da IAFR.

I Certificati così rilasciati costituiscono quindi un titolo che può essere liberamente scambiato fra i produttori in un apposito mercato - indipendente da quello del kWh -

istituito dal GME (Gestore del Mercato Elettrico, un organo del GSE) nel quale l'incontro di domanda ed offerta porta alla definizione di un prezzo che rappresenta il meccanismo incentivante per le fonti rinnovabili.

Infatti, almeno in linea teorica, chi produce energia da IAFR avrà la possibilità di vendere i titoli eccedenti a produttori da fonte fossile, incassando il prezzo derivante dalle contrattazioni.

Tuttavia questo nuovo sistema è stato contaminato dalla realtà di una transizione difficile tra due sistemi antitetici, il CIP 6 ed i Certificati Verdi. Il riferimento è a quegli impianti che usufruiscono degli incentivi

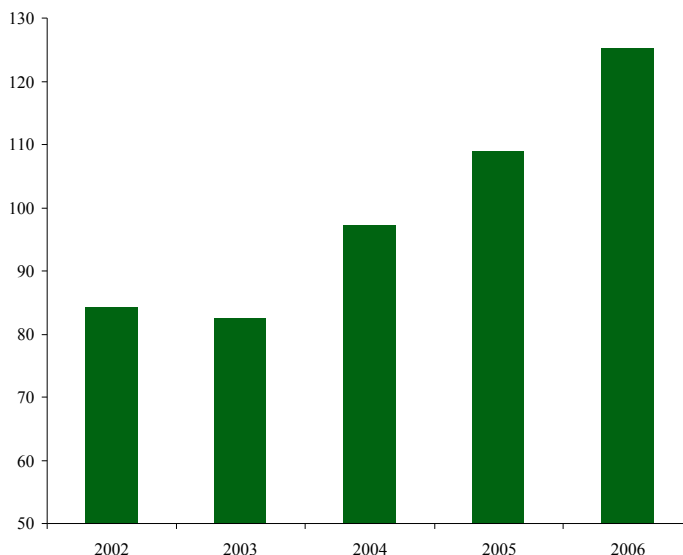


Fig. 4. Prezzo dei Certificati Verdi (€/MWh). Fonte: GSE

CIP 6 ma che, entrati in operatività dopo il primo aprile 1999, avrebbero diritto a beneficiare dei Certificati Verdi.

Per tali impianti è sancito che l'energia da essi prodotta viene ritirata dal GSE il quale emette a suo favore i relativi Certificati Verdi fissandone il prezzo in via amministrativa.

La presenza di un prezzo stabilito annualmente dal GSE ha finito col rappresentare il prezzo di riferimento del mercato, vanificando gli effetti che sarebbero dovuti scaturire dalle contrattazioni in un mercato comunque sofferente di scarsa liquidità con eccesso di domanda rispetto all'effettiva offerta di CV.

I prezzi di riferimento (Fig. 1) hanno segnato una crescita costante passando dagli 84,18 €/MWh del 2002 (primo anno di funzionamento del sistema dei CV) ai 125,28 €/MWh del 2006, contribuendo quindi a sancire la forte convenienza ad investire nelle rinnovabili, soprattutto in quelle rinnovabili a più bassa incidenza di costo (su tutti l'eoli-

Focus sulle politiche energetiche regionali e territoriali nella gestione dell'eolico

Quando il vento diventa *Comune*: il caso della Comunità Montana di Camerino e della Regione Marche

di Giuseppe Mastropieri e Irene Ferracuti

Un approccio innovativo all'eolico

Una iniziativa unica nel suo genere, destinata a fare scuola. Si tratta del progetto sviluppato dalla Comunità Montana di Camerino nell'ambito del processo di attuazione del Piano Energetico-Ambientale Regionale (PEAR) delle Marche e portato avanti con il sostegno dei comuni mediante una società a capitale interamente pubblico, la "Valli Varanensi srl" partecipata dalla stessa comunità montana e dalla maggior parte che comuni membri.

L'iniziativa della Comunità Montana di Camerino è esemplare per il processo virtuoso innescato: i) la capacità di "fare sistema" tra la Regione e gli enti locali; ii) l'utilizzo del PEAR né come strumento di deregulation né – per converso – come forma impropria e camuffata di moratoria, bensì come strumento vero e proprio strumento di governo e attuazione delle politiche energetiche; iii) la visione strategica della valorizzazione dell'eolico come fattore chiave del riequilibrio territoriale a favore delle aree interne e meno sviluppate; iv) il coinvolgimento delle risorse e delle competenze territoriali anche mediante il contributo dell'Università; v) un processo decisionale trasparente che ha portato all'individuazione delle aree per l'impianto secondo criteri di

alta sostenibilità ambientale mediante una valutazione comparata degli impatti.

Questi sono gli ingredienti di una ricetta vincente che nella Comunità Montana di Camerino chiamano "eolico in house" intendendo l'opportunità di auto-sviluppo sostenibile dell'entroterra montano marchigiano.

Case history

La Comunità Montana di Camerino, in concomitanza con l'emanazione del PEAR Marche nel febbraio del 2005, ha inteso promuovere nel proprio ambito un programma generale per la valorizzazione integrata delle fonti energetiche rinnovabili a scala territoriale, condiviso e basato sulla massima ricaduta locale in termini ambientali e socio-economici.

Tra l'altro la stessa aveva costituito nel 2002, unitamente a gran parte dei comuni montani del territorio, una società di capitali interamente pubblica, denominata "Valli Varanensi srl", per la gestione dei servizi pubblici al fine di promuovere lo sviluppo economico e civile della comunità locale.

Il Dott. Marchetti, responsabile del Servizio Ambiente e Sviluppo Sostenibile della Comunità Montana afferma che "dopo l'adozione del PEAR molti Sindaci del territorio sono stati e sono di nuovo incalzati da operatori ed emissari di società per progetti ex novo o riproposizioni di parchi eolici riade-

guati ai criteri del PEAR con la solita formula dell'indenizzo tramite royalties (in genere 2.000 €/MW e/o non più dell'2 % del fatturato)".

"Nel frattempo – prosegue Marchetti – la Comunità Montana ha manifestato la volontà di coordinare e ottimizzare più iniziative locali in un unico parco eolico, anche a seguito a vari incontri preliminari comunicati alla Regione Marche avendo inoltre acquisito la formale disponibilità dei comuni direttamente interessati: Serravalle di Chienti e Montacavallo".

Circa un anno dopo l'entrata in vigore del PEAR, che fissa a 160 MW l'intera potenza eolica installabile in regione riservandone ben 40 MW ad un impianto di interesse pubblico da ubicare in siti preselezionati, i consulenti universitari incaricati a tal fine consegnano i risultati degli studi anemologico-ambientali in base ai quali vengono selezionate n. 3 macroaree adatte ad ospitare tale impianto eolico.

Le risultanze, approvate con DGR 366-/2006, indicano come la più vocata tra quelle considerate proprio un'area in provincia di Macerata situata tra i comuni di Monte Cavallo, Pieve Torina e Serravalle di Chienti.

La Regione Marche decide quindi di affidare alla Comunità Montana di Camerino l'attua-

continua a pag. 6

Il sistema di incentivazione delle fonti rinnovabili, dal CIP 6 al mercato

segue da pag. 2

co).

La risultante del processo di riforma degli incentivi alla generazione elettrica da IAFR si presenta quindi come un ibrido che in parte mantiene le inefficienze del vecchio sistema (incentivi alle fonti assimilate) cui si sono aggiunti i problemi legati alla scarsa liquidità del mercato dei CV ed all'impatto disomogeneo che gli incentivi hanno sulle diverse fonti rinnovabili. Per questi motivi a più riprese viene presa in considerazione la possibilità di mettere nuovamente mano al sistema con l'obiettivo di eliminare le agevolazioni riservate alle assimilate, e modulare l'incentivo derivante dai CV in funzione dei diversi costi di produzione delle rinnovabili. Quest'ultima opzione potrebbe essere affrontata differenziando i CV per tipologia di fonte rinnovabile da incentivare (anche in funzione delle diverse tecnologie disponibili e della taglia degli impianti) oppure modu-

lando gli anni di riconoscimento del certificato stesso garantendo per un numero maggiore di anni i CV alle fonti meno competitive rispetto a quelle relativamente più economiche.

Allo stato attuale è ancora presto per prevedere quale sarà la futura regolazione del mercato dei CV, ma la spinta riformista dell'attuale Ministro per lo Sviluppo Economico lascia presagire che il Governo prenderà i provvedimenti necessari per rifinire il sistema che lo stesso Ministro Bersani aveva avviato nel '99.

Il modo in cui evolveranno i prezzi dipenderà fortemente dalla capacità del Governo di modificare la regolazione per rendere il sistema dei CV più conforme alle finalità per cui era stato preposto, anche se difficilmente si potranno superare le resistenze che hanno permesso al CIP 6 di sopravvivere alla riforma del '99, così come non sarà automatica la possibilità di incrementare la competitività

del mercato in modo da contenere i prezzi.

Lasciando in sospeso la variabile politica, le previsioni elaborate da NE – Nomisma Energia indicano un tendenziale contenimento della crescita dei CV registrata dal 2002 al 2006 (+49% in 4 anni), con prezzi che potrebbero scendere intorno ai 110 €/MWh al 2010. Tuttavia, benché sia vero che scenari di maggior competitività nel mercato potrebbero portare a riduzioni ulteriori dei CV, è ragionevole pensare che l'intrusione di fattori esogeni al mercato possano più facilmente spingere per una pressione al rialzo con picchi verso i 140 €/MWh.

In ogni caso, a prescindere dal futuro andamento dei CV, difficilmente verrà meno la convenienza a portare avanti l'installazione di impianti IAFR, soprattutto per quanto riguarda l'installazione di parchi eolici, la più competitiva delle fonti rinnovabili sotto il profilo economico (cfr. Gazzetta Eolica di Puglia, n. 1, 2006, p. 6). ●

Quando il vento diventa *Comune*: il caso della Comunità Montana di Camerino e della Regione Marche

segue da pag. 5

zione del parco eolico di 40 MW, con l'obiettivo di favorire lo sviluppo equilibrato delle aree montane attraverso il ricorso alle energie rinnovabili con la partecipazione diretta degli Enti più prossimi al territorio interessato.

Ciò si concretizza con la DGR 603/2006 con cui si approva lo schema di accordo di programma per la realizzazione di un Parco Eolico di 40 MW all'interno della Comunità Montana di Camerino.

Nel maggio 2006, dopo le rispettive ratifiche, l'accordo viene sottoscritto dai Presidenti dei due enti.

Tra l'altro, l'accordo prevede come impegni della Comunità montana: i) l'acquisizione della disponibilità delle aree interessate; ii) la garanzia nelle fasi di progettazione e di realizzazione la massima trasparenza e concorrenza; iii) la predisposizione un piano di informazione, ricerca, divulgazione scientifica e monitoraggio relativo all'impianto da realizzare, con l'ausilio dell'Università degli Studi di Camerino e dell'Università Politecnica delle Marche; iv) la massima ricaduta dei vantaggi economici sulle popolazioni locali e sui Comuni della Comunità; v) l'obbligo di reinvestire i guadagni derivanti dalla gestione nella progettazione e realizzazione di impianti diffusi di energia che utilizzano fonti rinnovabili ed interventi di risparmio energetico; vi) la realizzazione di un osservatorio e di un centro di ricerca per monitorare la funzionalità e la produttività dell'impianto nonché gli effetti ambientali post-costruzione e in corso d'esercizio.

Per l'attuazione dell'accordo la Comunità Montana si può avvalere della Valli Varanensi srl, società multiservizi a capitale interamente pubblico.

Nell'agosto 2006 viene costituito un gruppo di lavoro (esperti esterni e interni) per elaborazione del progetto definitivo che in base alla normativa regionale è soggetto a Valutazione di Impatto Ambientale (V.I.A.). La normativa regionale prevede dei requisiti molto stringenti sia sul piano tecnico che ambientale: le linee guida regionali sono state redatte partendo dall'effettiva disponibilità della fonte eolica sul territorio ed escludendo le aree con maggiore criticità sotto il profilo ambientale.

Nel dicembre 2006 sono stati presentati in Regione gli elaborati progettuali (progetto definitivo e S.I.A.), ai sensi dell'art. 12 del D.Lgs. 387/2003 e dell'art. 9 della L.R. 7/2004, relativi alla realizzazione di un im-

pianto per la produzione di energia elettrica da fonte "eolica", con potenza complessiva di 34 MW, tramite n. 17 turbine da 2 MW da ubicare nei Comuni di Monte Cavallo, Pieve Torina e Serravalle di Chienti in Provincia di Macerata.

L'ammontare dei costi di sviluppo e di progettazione definitiva è stata contenuta nell'ordine di €200.000, l'investimento per l'impianto è di circa 40 milioni di Euro.

Il progetto verrà finanziato da un Pool di Istituti di credito contattati direttamente dalla Valli Varanensi srl, in base alle migliori condizioni del mercato mediante lo strumento finanziario adottato del project financing in quanto il progetto ha una forte validità sul piano economico-finanziario senza nessuna garanzia da parte della Regione né dalla Comunità Montana o dai Comuni interessati.

Conclusioni

A dispetto di una idea dominante che vede nella "concertazione" e nella "partecipazione" un escamotage per opporsi alla realizzazione degli impianti industriali determinandone lungaggini, ritardi e inefficacia decisionale, il processo innescato nelle Marche, partito nel febbraio del 2005, ha già portato alla redazione del progetto definitivo e dello studio di impatto ambientale.

È da poco partito l'iter autorizzativo ai sensi dell'art. 12 del D.Lgs. 387/2003.

La Comunità Montana tramite la Valli Varanensi srl provvederà a predisporre e ad emanare un bando per l'affidamento della progettazione esecutiva relativamente alle categorie di opere e lavori da appaltare e realizzare.

La gestione dell'impianto avverrà in modo diretto tramite una new.co facente capo alla Valli Varanensi srl della Comunità Montana, affidataria del progetto, della sua realizzazione e della sua gestione.

Entro l'anno verranno appaltati i lavori di realizzazione dell'impianto eolico della Comunità Montana di Camerino da 34MW con una producibilità attesa annua di circa 2.100 ore equivalenti e si prevede potrà entrare in esercizio dal 2009. ●

Rubrica. "Good news"

A scuola di eolico

di Daniele Cocca

Nel dibattito sulla politica economica per il Mezzogiorno si sta facendo largo l'idea che la valorizzazione delle energie rinnovabili possano costituire un formidabile volano per lo sviluppo delle regioni del Sud Italia.

La composizione di questo ambizioso mosaico come sistema economico "verde" passa necessariamente da un tassello: la diffusione della cultura energetica ed ambientale. La vera condizione abilitante di uno sviluppo industriale ed occupazionale qualificato è costituita dalla formazione di figure tecniche e professionali in grado di sostenere la nascita di realtà produttive e di servizi lungo le filiere delle rinnovabili.

Una buon esempio arriva dall'Istituto Su-

periore
Statale
"Denora" di
Altamura
(Ba) che da
diversi anni
offre programmi
di formazione
con l'obiettivo
di promuovere
la diffusione e
il trasferimento
del know how
tecnologico
nel settore
delle rinnovabili.
Il Preside del
Denora,
prof. Rino
Calabrese, e



il prof. Nino Lovicario, sono attualmente impegnati a condurre la seconda fase del corso "Energie alternative e rinnovabili (aggiornamenti tecnologici, applicazioni e sistemi di controllo)", nell'ambito del PON "La Scuola per lo Sviluppo" con il cofinanziamento del FSE.

L'esperienza del Denora risponde all'esigenza di formare figure tecniche specializzate nella gestione e manutenzione degli impianti soprattutto nella prospettiva della generazione distribuita di energia con impianti di piccola taglia e dimostra la percorribilità di iniziative di "formazione distribuita" sul territorio. ●

Rubrica. "Di questo accordo son lieto" (II parte)

La convenzione tra il Comune e l'operatore: un vademecum degli elementi di garanzia e tutela per il territorio

Nel primo numero della newsletter sono stati affrontati alcuni temi relativi alla stipula delle convenzioni fra comuni e società proponenti di impianti eolici: la forma, l'identità dei contraenti, la sottoscrizione, la durata e l'oggetto.

In particolare, riguardo all'oggetto sono stati approfonditi gli aspetti attinenti alle condizioni economiche: corrispettivi che la società proponente riconosce al Comune e contributi allo sviluppo socio-economico ed occupazionale.

In questo numero si tratteranno le clausole delle convenzioni che circoscrivono l'attività degli operatori eolici e ne descrivono i limiti in funzione della tutela del territorio, delle sue valenze ambientali, paesaggistiche, vocazionali: compatibilità ambientale, ripristino dei luoghi, identificazione dell'area, tempi di esecuzione delle obbligazioni, ipotesi di interruzione anticipata della convenzione, cessione della convenzione, controversie e regime di tutela giurisdizionale.

di Raffaella Liccione

Compatibilità ambientale

Per garantire la massima sostenibilità ambientale dell'impianto, la convenzione può prevedere:

- rispetto di standard ambientali minimi,
- specifiche azioni di minimizzazione degli impatti
- acustico: con l'adozione di rotori con passo controllato,
- visivo: con l'utilizzo di torri tubolari e non a traliccio, con l'interramento dei cavi elettrici sia per l'elettrodotto della centrale per l'allacciamento alla rete elettrica,
- sull'avifauna.
- monitoraggio delle variabili sensibili soprattutto in fase di costruzione del parco eolico,
- in fase di progettazione, studio del layout dell'impianto in base ai dati di ventosità del sito e dell'orografia del suolo in modo da minimizzare il cosiddetto effetto selva, ma soprattutto al fine di garantire lo sfruttamento ottimale del regime di venti dell'area,
- rispetto delle norme in materia di sicurezza.

A garanzia della copertura dei costi che a tal fine dovrà sostenere, la società può essere chiamata a produrre opportuna fideiussione bancaria.

Ripristino dei luoghi

I lavori per la realizzazione dell'impianto comportano un'alterazione dello stato dell'area.

La convenzione può prevedere una clausola che impegna la società - al termine della convenzione o prima in caso di risoluzione anticipata o revoca - a ristabilire le condizioni dei luoghi così come erano prima della realizzazione dell'impianto; in particolare è prevista la rimozione di tutte le attrezzature, delle opere superficiali, delle fondamenta, delle macerie.

Come per i costi per la compatibilità ambientale, la convenzione può stabilire la presentazione di opportuna fideiussione bancaria in relazione ai costi derivanti da un computo metrico delle opere di dismissione

con possibilità di adeguamento annuale dell'importo della fideiussione.

Identificazione dell'area e qualità del progetto

Il Comune può identificare un'area da destinare alla realizzazione dell'impianto eolico. Alternativamente la scelta dell'area può essere lasciata alla società eolica che dovrà comunque tenere conto dei vincoli urbanistici, ambientali e paesaggistici e delle caratteristiche orografiche e anemologiche del sito.

Alla base di tale designazione sta uno studio del territorio comunale che interseca dati anemologici, caratteristiche orografiche, infrastrutture viarie ed energetiche, visione strategica dello sviluppo futuro dell'area, vocazione produttiva (agricola, industriale, artigianale, turistica), valenze ambientali e paesaggistiche, vincoli urbani e dettami di altri strumenti di pianificazione territoriale e della normativa nazionale (vedi legge Galasso, aree Sic e ZPS) e regionale (istituzione di parchi naturali regionali, atti di indirizzo, PRIE, ecc).

Il Comune può demandare lo studio della ventosità del sito all'operatore con un'opportuna analisi anemologica da cui poi verranno identificati con maggiore dettaglio i terreni su cui disporre gli aerogeneratori.

Può essere utile al fine di valutare l'effettiva fattibilità dell'impianto che il Comune venga messo a conoscenza dati anemometrici dettagliati e delle metodologie di scelta del lay-out d'impianto.

L'identificazione dell'area o delle aree più idonee per la costruzione dell'impianto eolico è preferibile per il Comune e risponde alla necessità di gestire il proprio territorio e di fungere da collante e moderatore dei molteplici interessi in gioco.

Particolare attenzione deve essere prestata a legare indissolubilmente l'area dell'impianto alle caratteristiche del progetto definitivo evitando di concedere porzioni del territorio comunale eccedenti e non influenti rispetto a quanto strettamente necessario alla realizzazione ed entrata in esercizio dell'impianto.

Tempi di esecuzione delle obbligazioni

La convenzione può prevedere dei tempi per l'acquisizione da parte del concessionario

di tutte le autorizzazioni necessarie alla costruzione e all'esercizio dell'impianto eolico (art.12 D Lgs 387/2003, l'autorizzazione unica regionale).

Inoltre, si può stabilire un tempo massimo per l'inizio dei lavori dalla data di acquisizione dell'autorizzazione unica.

A cascata anche la messa in funzione degli aerogeneratori può essere prevista entro un tempo massimo dalla data di inizio dei lavori e il definitivo completamento dell'impianto dalla data di entrata in funzione del primo aerogeneratore.

In tal modo si inserisce un elemento di tutela per il Comune soprattutto rispetto ai progetti che prevedono eccessive distanze dalla rete elettrica (non sostenibili economicamente) o lay-out di impianti che non garantiscono un adeguato livello di capacità produttiva.

Nei casi in cui sia previsto uno studio anemologico preliminare possono essere indicati i tempi massimi per l'installazione degli anemometri e la durata minima dello studio della ventosità dei siti.

Il ritardo imputabile a cause riconducibili al concessionario può essere sanzionato o può comportare la revoca della convenzione stessa: molta attenzione deve essere prestata nel discernere ed identificare le responsabilità riconducibili a concessionario.

La definizione di tali tempi tutela il Comune nel senso che il rispetto di tempistiche strette presuppone una buona capacità imprenditoriale e gestionale dell'operatore; inoltre il veloce completamento del progetto industriale anticipa il flusso delle entrate per le casse comunali.

Revoca e risoluzione

L'interruzione anticipata della convenzione può avvenire per revoca o per risoluzione.

La convenzione si risolve per inadempimento delle parti: dunque in caso di mancato rispetto delle condizioni ovvero nel caso in cui una determinata obbligazione non sia adempiuta secondo le modalità stabilite (art.1456 cod. civ.).

La revoca presuppone invece una volontà giuridica unilaterale del Comune; in diritto amministrativo si parla di provvedimento di revoca che estingue gli effetti di un atto.

continua a pag. 8

Il contributo allo sviluppo economico pugliese degli stabilimenti produttivi di Vestas Italia a Taranto

Se l'eolico diventa industria

di Giuseppe Mastropieri

I fattori principali che minano l'accettabilità sociale degli impianti eolici sono da un lato la percezione di ridotte ricadute socio-economiche sul territorio e dall'altro il cortocircuito che questa tipologia di insediamenti industriali induce nelle regioni del Mezzogiorno caratterizzate – specialmente nelle aree interne – da paesaggi rurali ancora integri e con ridotto livello di antropizzazione, nonché da fragili tessuti economici locali.

L'industria eolica ha le tipiche caratteristiche dell'industria energetica. Rispetto alla tradizionale industria manifatturiera, quella dell'energia si caratterizza per l'alta intensità di capitali e la bassa intensità di lavoro.

Il maggiore impatto occupazionale derivante dagli impianti eolici si concentra nelle fasi di sviluppo e progettazione raggiungendo il picco nelle fasi di cantiere per la realizzazione delle opere connesse (viabilità, opere civili ed elettriche) e l'installazione degli aerogeneratori. È possibile stimare che questa filiera produttiva, includendo il significativo impatto dell'indotto, impiega mediamente 16 persone per ogni MW installato.

La situazione dell'industria eolica italiana ha diversi punti di debolezza rispetto ad alcuni Paesi europei come la Germania e la Spagna.

Innanzitutto l'Italia è al settimo posto per la produzione eolica nella classifica mondiale con 2.123 MW installati rispetto alla Germania con 20.622 MW e alla Spagna con 11.615 MW, rispettivamente al 1° e al 2° posto (dati WWEA aggiornati al 31 dicembre 2006).

Nonostante alcune note incoraggianti – crescita del 23% della potenza installata nel 2006 - l'eolico in Italia è nettamente in

ritardo se si pensa che Paesi che si sono solo di recente affacciati all'eolico hanno un tasso di sviluppo di gran lunga superiore a quello del Bel Paese: la Cina ha raggiunto 2.405 MW con un incremento eccezionale nel 2006 del 90,9%, il Regno Unito 1.963 MW con un incremento del 45,1%, il Portogallo 1.650 MW con un incremento del 61,4% e la Francia con 1.567 MW e un incremento del 106,9%.

dalla "nazionalità" del capitale, è evidente: sviluppo economico di tutta la filiera produttiva, innovazione tecnologica, occupazione stabile e altamente qualificata, economie di scala e di esperienza che contribuiscono alla competitività del settore con minori costi degli impianti, maggiore efficienza nella produzione e minori tempi di realizzazione.

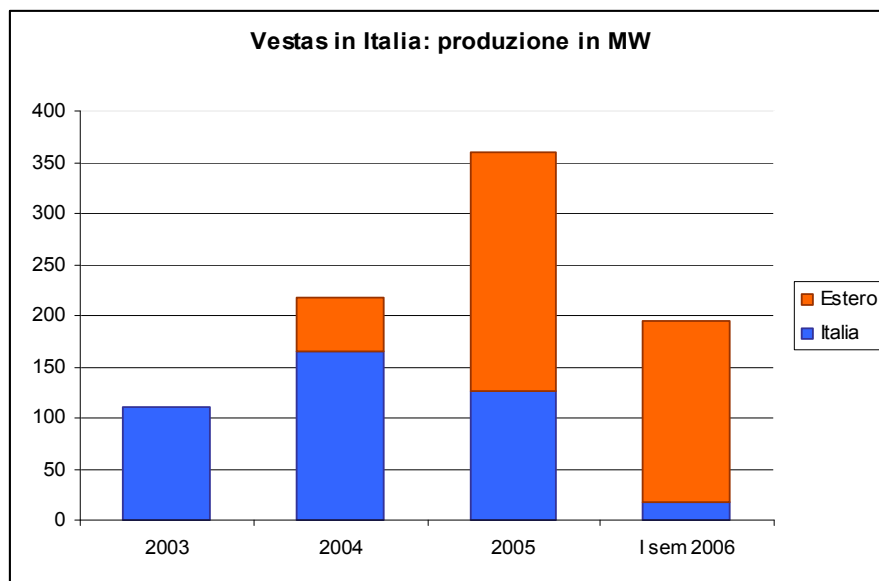


Fig. 5. Produzione industriale di Vestas Italia (MW). La crescita della produzione nel periodo 2003-2005 è stata superiore al 200%. I dati del 2006 si riferiscono al primo semestre. Fonte: Vestas Italia, 2007

Paesi europei come la Spagna, la Germania e la Danimarca giocano un ruolo di primo piano nell'industria mondiale dell'eolico grazie alla presenza di una industria solida e competitiva.

Il valore aggiunto derivante dalla presenza di una industria nazionale, a prescindere

Anche nella storia dell'industria eolica italiana esiste un caso di successo. Un modello da cui trarre spunto per promuovere una politica industriale nel Mezzogiorno.

Nel 1997 nasce a Taranto la IWT, Italian Wind Technology, nel 1998 Vestas Wind

continua a pag. 9

Rubrica. "Di questo accordo son lieto"

segue da pag. 7

Il Comune può tutelarsi dal mancato rispetto delle pattuizioni oltre che con l'istituto civilistico della risoluzione anche con quello di disposizione della revoca.

Cessione della convenzione

Gli investimenti iniziali necessari alla realizzazione degli impianti eolici sono cospicui: le società proponenti potrebbero non disporre della leva finanziaria adeguata a sostenerli. Così si avvalgono di vari strumenti per l'accesso al credito: dalla "tradizionale" richiesta di mutui a istituti di credito al più innovativo project financing.

Per quest'ultimo, la società eolica può essere chiamata a trasferire a "terzi finanziatori" (per semplicità, anche se è bene osservare che il project financing è un sistema di finanziamento più complesso) la titolarità della convenzione mantenendo le medesime condizioni stabilite con particolare riferimento ai canoni annuali da corrispondere al Comune.

Il Comune si può riservare la possibilità di autorizzare la suddetta cessione.

Controversie e regime di tutela giurisdizionale

Le controversie che dovessero insorgere fra le parti possono essere risolte in prima istanza in via amichevole; successivamente

possono essere decise attraverso un arbitro o alternativamente indicando un foro giustizia amministrativa.

I vantaggi della scelta dell'arbitro rispetto alla giustizia ordinaria sono relativi ai minori tempi di definizione del lodo arbitrale rispetto ad una sentenza della giustizia amministrativa.

La competenza giurisdizionale è affidata ai Tribunali Amministrativi Regionali a cui è possibile appellarsi in primo grado; il ricorso in secondo grado è innanzi al Consiglio di Stato.

In via straordinaria si può ricorrere in primo grado anche davanti al Presidente della Repubblica.

Se l'eolico diventa industria

segue da pag. 8

Systems ne acquisisce il 50% da una Joint-Venture con Finmeccanica.

Dal 1999 inizia la produzione della turbina V47-660 kW con una innovazione tecnologica nell'impiego di materiali utilizzati nell'aeronautica per la produzione delle pale.

Dopo l'acquisizione totale dell'IWT da parte della Vestas, nel 2002 viene avviata la produzione della turbina V52 da 850kW, la prima turbina a velocità variabile con sistemi tecnologicamente avanzati per la regolazione della potenza e gli alti livelli di silenziosità.

Nel 2005 l'IWT diventa Vestas Italia, un "sistema" produttivo composto da tre realtà. Vestas Italia Nacelles e Vestas Italia Blades sono i due stabilimenti in cui si realizzano rispettivamente le navicelle e le eliche degli aerogeneratori V52 da 850 kW con una capacità produttiva di 550 turbine l'anno.

Alle unità produttive si aggiunge una unità di vendita, Vestas Italia, che assicura servizi integrati e avanzati nella realizzazione e gestione dei parchi eolici nei Paesi che si affacciano sulla parte orientale del Mediterraneo (Nord Africa, Sud Balcani,

Del resto, è evidente quanto questo presidio industriale sia strategico per il settore eolico italiano: in termini occupazionali il solo insediamento Vestas impiega 600 persone sulle 4.500 stimate dell'intero settore; sul piano industriale circa il 50% delle turbine installate in Italia sono state prodotte negli stabilimenti di Taranto.

Nel corso degli anni, anche per la progressiva diffusione in Italia delle turbine multi MW, la quota della produzione delle V52 destinata ai mercati esteri è notevolmente cresciuta raggiungendo il 65% nel 2005 su una produzione di 431 turbine per complessivi 359 MW. I dati provvisori del 2006 mostrano il consolidarsi di questa tendenza: la quasi totalità dei 194 MW prodotti nel I semestre 2006 è stata destinata all'estero, in particolare al mercato cinese.

Il caso di successo di Vestas, unico nel panorama italiano, dimostra come le fonti rinnovabili possono divenire autentica occasione di sviluppo economico se la loro valorizzazione passerà mediante la promozione dell'intero sistema produttivo. Politiche di attrazione di investimenti industriali di operatori esteri – oggi gli unici a detenere il know how tecnologico ed industriale – volte al sostegno di partnership

Febbre eolica in Puglia: una fiera per le briciole?

segue dalla prima pagina

di sviluppo dei siti così bassi, senza adeguate caratterizzazioni anemologiche dei siti, la qualità dei progetti subisce un notevole peggioramento anche per la diffusione di pratiche nefaste di localizzazione degli aerogeneratori in relazione ai terreni opzionati anziché della



massimizzazione della producibilità,

Da ultimo non bisogna sottovalutare i vincoli della rete elettrica che limitano la possibilità di disacciare in rete l'energia prodotta dagli impianti eolici.

Quello che sta accadendo in Puglia può essere letto in chiave di "ondate" nella politica regionale. Alla prima fase di deregulation durata fino agli inizi del 2005, la Regione ha reagito con un provvedimento di chiusura, la cosiddetta moratoria, recependo istanze diffuse nell'opinione pubblica. La recente riapertura, tutt'altro che graduale, delle porte del settore sta innescando una nuova corsa all'eolico. Ciò determinerà una nuova ondata di contestazione e dissenso sociale a cui la Regione si troverà a dover dare una risposta.

Se può essere di una qualche consolazione, la vicenda pugliese è simile – pur se con modalità e tempistiche diverse – a quello che è accaduto ed accade in altre Regioni del Mezzogiorno.

"Una fiera per le briciole" perché, se queste premesse fossero vere, ci rimetteranno tutti: i comuni, che si affrettano a stipulare convenzioni per le aspettative di entrate delle royalties e di cui difficilmente potranno giovare, almeno nel breve periodo; gli operatori, che vedranno aumentare i tempi di realizzazione degli impianti e ridurre le chance di successo dei progetti; la Regione, che, abdicando ad un ruolo pianificatorio, dovrà tornare a confrontarsi con le realtà locali e con la perdita di consenso. ●

Vestas in Italia: occupazione

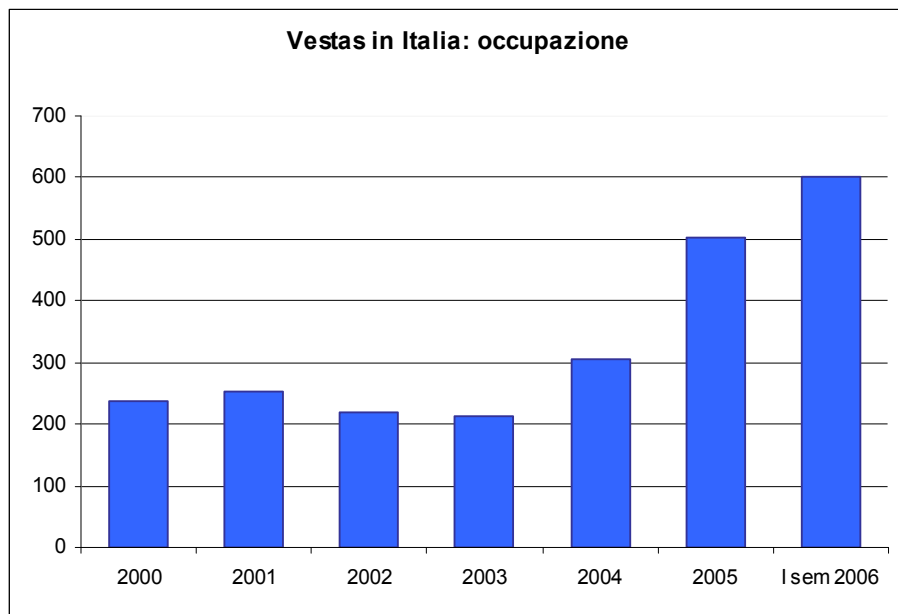


Fig. 6. Occupazione di Vestas in Italia (unità). Fonti: IWT per gli anni 2000–2004 e Vestas Italia, Vestas Nacelles Italia e Vestas Blades Italia per gli anni 2005 e 2006.

Turchia, Medio Oriente).

È corretto rappresentare la realtà di Vestas Italia in termini di "sistema" per la capacità di generare know how, di promuovere un network con i centri di ricerca e con il complesso dei fornitori in grado di creare le condizioni per un centro di eccellenza tecnologicamente all'avanguardia.

È questa la fonte del vantaggio competitivo della filiera produttiva di Taranto.

con operatori nazionali e locali potranno agevolare, mediante il trasferimento tecnologico, lo sviluppo di veri e propri distretti industriali delle rinnovabili e, naturalmente, il potenziamento di quelli esistenti.

Il Mezzogiorno può divenire centro produttivo e logistico non solo per il mercato nazionale ma per la fornitura di aerogeneratori e servizi innovativi nei mercati emergenti del Mediterraneo e dell'area balcanica. ●



Nomisma
ENERGIA

www.nomismaenergia.it

La Gazzetta Eolica di Puglia

Newsletter sull'eolico
per le amministrazioni comunali pugliesi

Direttore Responsabile

Giuseppe Mastropieri
giuseppe.mastropieri@nomismaenergia.it

Comitato di Redazione

Raffaella Liccione
Daniele Cocca
Carlo Vittorio Bevilacqua Ariosti
Irene Ferracuti

Responsabile Scientifico

Prof. Alessandro Bianchi

Per iscrizioni e contatti

NE - Nomisma Energia srl
info@nomismaenergia.it
tel. 051.1998.6550

Sede di Bologna

Via Galliera, 17 (BO)
40121 Bologna

Sede di Foggia

Via dell'Arcangelo Michele
71100 - Foggia

Per garantire l'alta qualità nei servizi di assistenza alle amministrazioni provinciali e comunali della Puglia nella gestione della risorsa eolica Nomisma Energia ha inaugurato una sede operativa a Foggia.

Sviluppo economico territoriale e sostenibilità ambientale per le comunità locali sono gli assi portanti dell'approccio all'eolico di NE.