

Titolo II
Dispositivo di piano: linee di indirizzo, pianificazione e programmazione
Capitolo II.1
Analisi relativa alla produzione
Paragrafo II.1.3
Impianti alimentati da fonti rinnovabili
II.1.3.2.
Impianti eolici

Prof. ing. Antonio Piccolo
Responsabile di contratto
Facoltà di Ingegneria
Università degli Studi di Salerno

Prof. ing. Ciro Aprea
Collaboratore
Dipartimento di Ingegneria Meccanica
Università degli Studi di Salerno

INDICE

II.1.3.2 . Impianti eolici

II.1.3.2.1. Introduzione

II.1.3.2.2. Sistemi per l'utilizzazione dell'energia eolica

II.1.3.2.2.1. Generalità

II.1.3.2.3. L'energia eolica in Italia

II.1.3.2.4. Possibilità di messa in opera in Campania

II.1.3.2.4.1. Potenziale eolico per le province di Avellino e Salerno

II.1.3.2.4.2. Potenziale eolico per la provincia di Benevento

II.1.3.2.5. Valutazioni economiche

II.1.3.2.5.1 Il costo degli impianti eolici e dell'energia prodotta

II.1.3.2.5.2. Prezzi dell'energia elettrica da fonte eolica in Italia

II.1.3.2.5.3. Analisi economica di un impianto per la produzione di energia elettrica da energia eolica

II.1.3.2.6. Il quadro normativo ed occupazionale

II.1.3.2.6.1. Forme di incentivo per le fonti rinnovabili

II.1.3.2.6.1.1. Il mercato dei Certificati Verdi

II.1.3.2.6.2. Aspetti operativi

II.1.3.2.6.3. Il quadro occupazionale

II.1.3.2.7. Valutazioni di impatto ambientale

II.1.3.2.7.1. Generalità

II.1.3.2.7.2. Vincoli territoriali

II.1.3.2.7.3. Emissioni evitate

II.1.3.2.8. Conclusioni

Bibliografia

II.1.3.2. Impianti eolici

II.1.3.2.1. Introduzione

L'origine del vento è da ricercarsi nelle variazioni, temporanee o periodiche, della pressione barometrica, causate a loro volta dalle variazioni della temperatura. In particolare si tratta di una forma di energia solare "indiretta", che ha origine dal disuniforme riscaldamento della superficie terrestre da parte del sole. Circa il 2% dell'energia solare che raggiunge la Terra si trasforma in energia eolica, e, per potere avere solo un'idea dell'energia che coinvolge questo fenomeno, si è valutato che essa potrebbe teoricamente contribuire alla produzione di 20.000 TWh per anno, pari a una volta e mezza la produzione di energia elettrica del 1992. Raramente i venti mantengono inalterata la loro direzione; tuttavia essi obbediscono a certe leggi più o meno costanti nel tempo, per cui si possono distinguere due grandi raggruppamenti che comprendono i venti regolari costanti, che spirano sempre nella stessa direzione, e quelli regolari periodici, che soffiano solo in certe regioni ed in determinate stagioni. Esiste poi un terzo gruppo di venti che comprende i cosiddetti venti irregolari, che sono al di fuori di ogni regola ed al cui insorgere possono concorrere le cause più disparate. Per quanto riguarda l'Italia essa può contare, in prossimità delle zone mediterranee e delle isole, su venti di buona intensità quali il maestrone, il libeccio e lo scirocco. In particolare l'Italia Meridionale e le isole, sono caratterizzate da intensità del vento che sembrano essere interessanti per lo sfruttamento dell'energia eolica. Indagini, non sempre sistematiche, hanno mostrato che condizioni di vento favorevole allo sfruttamento della risorsa eolica si manifestano soprattutto nel periodo inverno-primavera nel Mezzogiorno d'Italia e nelle isole, nonché alle alte quote alpine ed appenniniche. L'energia eolica è stata utilizzata sin dai tempi antichi in diverse applicazioni. Già 5000 anni fa, nell'antico Egitto, il vento veniva utilizzato per la navigazione a vela. In Cina, intorno al XVII secolo, i primi mulini a vento consentivano di utilizzare l'energia eolica per la macinazione dei cereali. In Olanda, in tempi più recenti, i mulini a vento favorirono una prima fase di industrializzazione, con l'azionamento di pompe per l'acqua (ad es., per il drenaggio delle paludi), di segherie, cartiere, tintorie, industrie del tabacco. Nel secolo scorso le aeropompe, con giranti multipala di piccolo diametro, si diffusero in grandissimo numero, in particolare nelle fattorie dei nuovi territori colonizzati e negli Stati Uniti. I primi generatori di energia elettrica azionati dal vento risalgono ai primi anni di questo secolo ed avevano una potenza compresa tra 3 e 30 kW_e. Gli sviluppi tecnologici realizzati a partire dagli inizi degli anni '70 hanno consentito di modificare profondamente la struttura e la tecnologia dei vecchi mulini a vento che venivano, e sono tuttora, utilizzati per macinare il grano o pompare l'acqua: nel mondo ci sono circa 2.000.000 di macchine questo tipo. A partire dagli inizi degli '70 il rinnovato interesse per le energie pulite ha dato un forte impulso allo sviluppo tecnologico degli aerogeneratori che hanno raggiunto, in questi ultimi

anni, la piena maturità commerciale. Attualmente i mercati energetici mondiali hanno due sfide da affrontare: la liberalizzazione e lo sviluppo sostenibile. Mentre il primo aspetto è già stato attuato (o è in fase di attuazione) a livello europeo, il secondo è al primo posto nell'agenda della Commissione Europea. Lo sviluppo sostenibile viene tradotto, a livello internazionale e locale, in termini di riduzione delle emissioni dei gas serra e di forme di incentivo della produzione di energia da fonti rinnovabili. In merito a quest'ultimo aspetto la Commissione Europea in un documento, il Libro Bianco sull'energia rinnovabile, ha stabilito come obiettivo che nel 2010 il 12% dei consumi energetici europei dovrà essere ottenuto da fonti rinnovabili. La situazione, relativa all'anno 2000, vede l'Italia con poco di 400 MW_e di potenza elettrica installata proveniente da fonte eolica; sebbene, come si preciserà in seguito, nell'anno 2001 la potenza sia salita a poco più di 640 MW_e, con questi livelli di potenza l'utilizzo della risorsa eolica è ancora molto basso rispetto agli altri stati europei. Sempre con riferimento all'anno 2000 il paese leader è la Germania con 1650 MW_e installati, seguito dalla Spagna con 1200 MW_e e dalla Danimarca con 850 MW_e; seguono il Regno Unito (510 MW_e), la Svezia (320 MW_e) e quindi l'Olanda (300 MW_e). Nel resto del mondo i maggiori produttori di energia elettrica da fonte eolica sono l'India (1850 MW_e), gli Stati Uniti (950 MW_e) e la Cina (750 MW_e) [1]. In diversi paesi dell'Unione Europea sono stati, comunque, già definiti obiettivi per incrementare l'impiego di fonti rinnovabili, come, ad esempio, la Germania, che ha stabilito di raddoppiare la produzione di energia da fonti rinnovabili del 1997 per il 2010.

II.1.3.2.2.Sistemi per l'utilizzazione dell'energia eolica

II.1.3.2.2.1. Generalità

Gli impianti che producono energia elettrica da fonte eolica possono servire utenze isolate o immettere l'energia elettrica in reti esistenti; gli impianti connessi alla rete possono produrre energia elettrica per l'alimentazione di piccole reti locali od immetterla sulla rete nazionale.

Per quanto riguarda la potenza elettrica installata, gli impianti eolici si distinguono in impianti di piccola taglia, fino a 100 kW_e, di media taglia, tra 250 e 800 kW_e, e di grande taglia tra 1000 e 2500 kW_e. Gli impianti di piccola e media taglia sono costituiti da singole turbine mentre quelli di grande taglia da un gran numero di turbine eoliche.

Gli impianti di piccola taglia sono utilizzati in zone isolate non raggiunte dalla linea elettrica, sia per dislocazione geografica sia per motivi di costo. Un primo tipo di impianto è quello per la produzione di energia elettrica "di servizio" fornita da piccoli aerogeneratori di potenza inferiore a 1 kW_e per l'alimentazione di apparecchiature poste in luoghi isolati, come ripetitori radio, rilevatori, impianti di segnalazione, ecc.; questi utilizzi sono spesso concorrenziali o integrativi ai sistemi fotovoltaici. Esiste, poi, una produzione di elettricità per l'alimentazione di case sparse o insediamenti isolati non allacciati alla rete. Tali impianti sono costituiti da aerogeneratori di taglia

compresa tra 3 e 20 kW_e e da un sistema di accumulo (batteria) dell'energia prodotta nei momenti di vento favorevole. E' previsto, inoltre, anche l'utilizzo di inverter per le utenze a corrente alternata. Queste applicazioni hanno diffusione limitata nei paesi industrializzati, ma potrebbero avere prospettive interessanti nei paesi in via di sviluppo con elevata ventosità. Per gli impianti di piccola taglia il diametro del rotore è compreso tra 3 e 20 metri mentre il mozzo è posto ad un'altezza, rispetto al terreno, variante tra i 10 e i 20 metri.

Gli impianti di media e grande taglia sono, in generale, costituiti da più aerogeneratori di media e grande taglia e prendono il nome di "wind farm". Essi possono avere potenze che variano da pochi MW_e fino a decine di MW_e. Nel caso di macchine di media taglia il diametro del rotore è compreso tra i 25 ed i 50 metri mentre l'altezza del mozzo rispetto al terreno varia tra i 25 ed i 50 metri. Per quanto riguarda le macchine di grande taglia i valori sono di 55-70 metri per il diametro del rotore e di 60-80 metri per l'altezza del mozzo. Questo tipo di impianti abbisognano di aree abbastanza estese; basti pensare che per la produzione di 10 MW_e tali impianti presentano gli aerogeneratori (ad esempio 14 generatori con diametri del rotore da 48 metri e di potenza pari a 750 kW_e) dislocati per un'area di 1 km². La necessità di distribuire gli aerogeneratori su un'area così vasta deriva dall'esigenza che la corrente fluida, dopo avere investito e quindi avere ceduto parte della sua energia cinetica al rotore, abbia lo spazio per riacquistare energia prima del contatto con le pale di un altro aerogeneratore; in altre parole occorre che la corrente fluida si presenti a ciascun aerogeneratore con l'energia che compete alla corrente indisturbata. Tale necessità comporta che la distanza tra le macchine sia almeno pari a 10 volte il diametro delle turbine. Va anche precisato che le aree utilizzate per le "wind farm" possono comunque essere utilizzate per altri fini, quali, ad esempio, l'agricoltura o l'allevamento di bestiame. L'impiego di superfici così estese evidentemente incide sui costi dal momento che l'impiego di termici tradizionali presentano "ingombri" dalle 50 alle 100 volte minori.

Fanno parte degli impianti di media taglia anche quelli situati su piccole isole o in aree remote che sono alimentate da sistemi elettrici non interconnessi con la rete nazionale. Trattandosi di reti poco estese si possono impiegare uno o più unità di taglia media (fino a 300-400 kW_e), anche perché la quota di potenza eolica installabile deve essere limitata al 20-25% di quella totale per motivi di regolazione degli impianti azionati da motori diesel, che devono adattare in ogni momento il proprio carico alla potenza fornita dal vento. In questa tipologia di sistemi si può prevedere l'impiego congiunto di eolico e fotovoltaico (impianti ibridi), che potrebbero, in alcuni casi, integrarsi a vicenda su base annua.

La produzione di energia meccanica attraverso l'utilizzo del vento è caratterizzata principalmente dalle aeropompe. Esse rappresentano l'applicazione eolica più diffusa nel mondo (quasi 2 milioni di unità). Le applicazioni di energia meccanica da fonte eolica appaiono interessanti specialmente per le aree rurali dei paesi in via di sviluppo, dove l'approvvigionamento energetico comporta difficoltà e costi eccessivi.

II.1.3.2.3. L'energia eolica in Italia

L'andamento della crescita del mercato eolico italiano, dopo un lungo periodo di ristagno, sembra essersi ormai assestato intorno a valori molto elevati. In passato si è stimato che il valore prevedibile della crescita italiana sarebbe stato intorno al 20-30% annuo, a patto che si fossero mantenuti gli impegni presi dai principali investitori istituzionali. Alla prova dei fatti, l'anno 2000 ha visto invece un incremento molto più alto, anche se leggermente inferiore a quello registrato l'anno precedente. Alla fine del 1998 il valore della potenza installata era pari a 178,45 MW_e, ed alla fine del 1999 era cresciuta di 104,10 MW_e (282,55 totali), con il 58,33 % di incremento annuale. Alla fine del 2000, invece, l'incremento di potenza installata è stato pari al 45,17% essendo stati installati altri 127,63 MW_e. Pertanto alla fine dell'anno 2000 il valore della potenza del parco eolico nazionale è salito a 410,18 MW_e installati [3]. Per l'anno 2001 i dati disponibili consentono una valutazione della potenza installata fino al 30 settembre 2001. A questa data la potenza totale installata è salita a 642,98 aumentando, rispetto al valore del 1998, di 3,6 volte [4].

Per dare un quadro della situazione italiana, si riportano, in tabella 3, le potenze installate ed effettive relative a tutti gli impianti installati in Italia alla fine del 2000.

Località	Proprietà	Potenza installata [kW_e]	Potenza effettiva [kW_e]
Alta Nurra (SS)	ENEL/ERGA	2.970	-
Monte Arci (SS)	ENEL/ERGA	10.880	10.880
Acqua Spruzza (IS)	ENEL/ERGA	2.470	2.360
Bisaccia (AV)	Regione Campania	2.400	2.400
Bisaccia (AV)	Alenia Rei	640	640
Bisaccia (AV)	Com. Montana Pen. Sorrentina	640	640
Andretta (AV)	IVPC 4	3.000	3.000
Bisaccia (AV)	IVPC 4	27.000	27.000
Monte Uccari (SS)	Consorzio di Bonifica Nurra	1.600	1.600
Palena (CH)	Cons. del Sangro	1.285	1.285
Campanedda (SS)	Consorzio di Bonifica Nurra	1.000	1.000
Ottava (SS)	Consorzio di Bonifica Nurra	1.000	1.000
Brunestica (SS)	Consorzio di Bonifica Nurra	960	960
Carloforte (CA)	S.E.A.	960	960
Villacidro (CA)	Cons. Ind.le	1.770	1.170
Villagrande (NU)	Comune	640	-
Tocco da Casauria (PE)	Comune (RWP e ora Edison)	400	400
Frosolone (IS)	Comunità Montana del Sannio	320	320
Oristano (OR)	Cons. Ind.le	320	-
Collarmele (AQ)	Marsica Gas	1.750	1.500
Assemini (CA)	Air Liquide Italia	225	225
Frontone (IS)	ANAS	216	-
San Simone (NU)	Cons. di Bonifica Sardegna	200	-
Villa Favorita (PA)	Soc. Villa Favorita	150	150
Ostuni (BR)	Massari	150	150
Collarmele (AQ)	ENEL	9.100	9.100
Montefalcone Val Fortore (BN)	IVPC S.r.l.	25.800	25.800
San Giorgio La Molara (BN)	IVPC S.r.l.	19.800	19.800
Molinara (BN)	IVPC S.r.l.	14.400	14.400
San Marco dei Cavoti (BN)	IVPC S.r.l.	11.400	11.400
Baselice (BN)	IVPC S.r.l.	7.200	7.200

Località	Proprietà	Potenza installata [kW _e]	Potenza effettiva [kW _e]
Foiano Val Fortore (BN)	IVPC S.r.l.	5.400	5.400
Sant'Agata di Puglia (FG)	IVPC S.r.l.	25.200	25.200
Monteloeone di Puglia (FG)	IPVC S.r.l.	16.800	16.800
Anzano di Puglia (FG)	IVPC S.r.l.	7.200	7.200
Rocca San Felice (AV)	IVPC 4	2.400	2.400
Alberona (FG)	IVPC S.r.l.	36.000	36.000
Casone Romano (FG)	NCD	1.200	1.200
Persano (Serre-SA)	Acquara	1.100	1.100
Sale delle Langhe (CN)	Agricon	150	150
Accadia (FG)	Lucky Wind	10.800	10.800
Rocchetta S. Antonio (FG)	Edison Energie Speciali	5.250	5.250
Casone Romano (FG)	Riva-Calzoni	2.600	2.600
Mazara del Vallo (TP)	Sicil Marin	600	600
Castelfranco di Miscano (BN)	Filippo Sanseverino S.r.l.	30.000	30.000
S. Benedetto Val di Sambro (BO)	Riva WP & Sistemi Energia	3.500	3.500
Foiano Val Fortore (BN)	Riva WP & ISMES	2.800	2.800
San Giorgio La Molara (BN)	Riva WP	10.000	10.000
Lamezia Terme (CZ)	Consorzio Industriale	640	640
Celle San Vito (FG)	RivaWP	3.150	3.150
Fossato di Vico (PG)	Comune (Anemon)	1.500	1.500
Lacedonia (AV)	IVPC 4	36.300	33.660
Castelnuovo di Conza (SA)	Edison Energie Speciali	3.000	3.000
Monteverde (AV)	IVPC 4	5.940	5.940
Volturara Appula (FG)	Edison Energie Speciali	11.400	11.400
Castiglione M.M. (CH)	Edison Energie Speciali	20.400	20.400
Foiano Valfortore (BN)	Edison Energie Speciali	16.200	16.200
	Totale	410.176	402.230

Tabella 3- La potenza di tutte le centrali eoliche presenti in Italia al dicembre del 2000 [3].

Per quanto riguarda, in particolare, la Regione Campania, i dati forniti dall'Enea indicano che al 31.12.2000 la potenza elettrica derivante da fonte eolica nella Regione Campania ammonta a 216,98 MW_e [5]. Tale dato è praticamente coincidente con quello riportato nella tabella 3.

Ulteriori indagini indicano che la potenza complessiva installata al 30 settembre 2001 nella Regione Campania risulta praticamente costante ed uguale al valore rilevato alla fine dell'anno 2000 [4].

II.1.3.2.4. Possibilità di messa in opera in Campania

La procedura che consente di qualificare un sito come idoneo allo sfruttamento dell'energia eolica è particolarmente complessa. I siti, infatti, vanno selezionati sulla base di indicatori biologici (grado di inclinazione permanente del fogliame, rami, tronchi degli alberi), geomorfologici (ostacoli naturali e antropici quali edifici, rugosità e orografia del terreno), socioculturali (toponomastica e memoria storica degli abitanti), nonché su un attento esame dei vincoli esistenti (ambientali, archeologici, demaniali). Anche l'esistenza di strade adeguate e la vicinanza a linee elettriche devono essere tenute presente, poiché hanno implicazioni dirette con la redditività dell'iniziativa. Inoltre la selezione definitiva viene fatta dopo avere elaborato i dati derivanti da un congruo periodo di misura della velocità e direzione del vento. Con riferimento a questo ultimo aspetto esistono procedure specifiche così come illustrato nel rapporto fornito dall'ENEA [5]. Va messo in evidenza, fin da questo momento, che i dati relativi alla velocità del vento per la regione Campania sono estremamente lacunosi per cui la stima del potenziale eolico, che comunque sarà presentata, è affetta da una notevole incertezza. E' comunque noto, così come riportato in [5], che gli unici siti, potenzialmente idonei ad ospitare macchine eoliche per la produzione di energia elettrica, sono ubicati nelle province di Avellino e Benevento. Dalla tabella che riporta i dati di ventosità, ancorché estremamente indicativi, sembrerebbe che anche due siti nella provincia di Salerno si prestino ad ospitare macchine per la produzione di energia elettrica derivante da fonte eolica. In particolare, con riferimento ai dati di ventosità forniti nella tabella 3 [5], è possibile soltanto muovere delle ipotesi molto approssimative per la provincia di Avellino e di Salerno mentre per la provincia di Benevento esistono cartine di ventosità più dettagliate [6].

II.1.3.2.4.1. Potenziale eolico per le province di Avellino e Salerno

Come evidenziato per potere individuare aree di sfruttamento per l'energia eolica non basta conoscere i dati di ventosità per pochi mesi ma occorrono monitoraggi svolti su più anni; ciò perché le stagioni possono essere diverse tra loro e le direzioni dei venti possono essere variabili. Va precisato che oltre alla conoscenza del valore della velocità del vento alle varie quote di interesse, il che seleziona la taglia della macchina, occorre conoscere anche la distribuzione statistica delle velocità del vento e cioè le frequenze delle varie velocità del vento. Per le province di Avellino e Salerno sono disponibili, per lo più, solo dati raccolti in pochi mesi che si riferiscono ad un'altezza di 10 metri dal suolo. Va da sé che, sebbene qualunque tipo di valutazione del potenziale eolico risulta impossibile, si è tentato di avere solo un'idea della potenzialità possibile estrapolando i dati alle altre altezze; va precisato che comunque mancano dati sulle frequenze del vento a ciascuna delle velocità individuate solo teoricamente e che quindi

tutta la previsione ha solo carattere meramente indicativo. Inoltre con questo modo di procedere non si tiene alcun conto della effettiva orografia del terreno che costituisce un aspetto vincolante per ogni insediamento che proponga lo sfruttamento della risorsa eolica. Per determinare la velocità del vento a quote più elevate rispetto ai 10 metri a cui sono state misurate le velocità che sono state fornite, si può utilizzare la legge che lega la velocità nello strato limite: tale legge è di tipo esponenziale e si esprime con la seguente formula:

$$\frac{w}{w_{rif}} = \left(\frac{h}{h_{rif}} \right)^n \quad (3)$$

dove w_{rif} e w sono rispettivamente la velocità misurata alla quota di riferimento h_{rif} (10 m) e quella valutata alla quota h ; n è un coefficiente che assume valori diversi in dipendenza della scabrezza del terreno. Nel caso esaminato si è considerato un valore medio pari a 0.18 che corrisponde ad una superficie scarsamente rugosa. Imponendo questa legge per le velocità si sono ricavate le velocità riportate nella tabella 4.

Quota \ Località	10m	20m	30m	40m	50m
La Toppa (AV)	6,4	7,3	7,8	8,2	8,6
M.te Forcuso (AV)	6	6,8	7,3	7,7	8,0
Toppa Gallo (AV)	5,6	6,3	6,8	7,2	7,5
Capaccio T.S.Paola (SA)	5,3	6,0	6,5	6,8	7,1
Santomenna (SA)	5,1	5,8	6,2	6,5	6,8

Tabella 4 – Velocità in m/s alle varie quote ricavate dalla legge esponenziale per lo strato limite.

Ancora una volta va ricordato che ricavare una qualche informazione sul potenziale eolico ottenibile dai dati disponibili costituisce una grande approssimazione non solo perché la legge di variazione nello strato limite può subire le più svariate influenze ma anche perché così facendo non si tiene in conto la distribuzione delle frequenze della velocità del vento che rappresenta una grandezza fondamentale quando si voglia procedere a questo tipo di valutazione. Comunque, note queste velocità che si ritengono presenti a quelle quote con intensità costante per tutto l'anno, si può valutare l'energia che la vena fluida è in grado di fornire per unità di area frontale mediante la seguente relazione:

$$E = \int_0^T 0.5 \rho w^3 dt \quad (4)$$

dove ρ è la densità dell'aria, w è la velocità del vento e T è il tempo considerato (8760 ore/anno). In questo modo è possibile valutare l'energia media che in ciascun sito la vena fluida fornisce per unità di area frontale e per ogni altezza. Tali valori, espressi in MJ/m²/anno, sono riportati nella tabella 5.

Località \ Quota	10m	20m	30m	40m	50m
La Toppa (AV)	4962	7368	8985	10436	12038
M.te Forcuso (AV)	4086	5951	7363	8644	9691
Bisaccia (AV)	3506	5196	6219	7363	8308
Toppa Gallo (AV)	3321	4733	5951	7066	7987
Capaccio T.S.Paola (SA)	2815	4085	5196	5951	6779
Santomenna (SA)	2508	3696	4514	5196	5951

Tabella 5 - Energia in MJ/m²/anno ricavabile teoricamente per ciascuna quota.

Evidentemente va considerato il valore del coefficiente di potenza C_p che, come anticipato, lo si può ritenere pari a 0,4; in definitiva solo il 60% dell'energia messa a disposizione della vena fluida sarà trasformata in energia elettrica trascurando, in queste valutazioni di massima, gli altri rendimenti (gruppo riduttore, generatore) che, comunque, sono ben più elevati. L'effettiva energia ottenibile dall'aerogeneratore per unità di area è quindi data dalla relazione (2). L'energia media annua del vento è diversa da sito a sito e quindi sarebbe verosimile installare aerogeneratori di potenzialità diversa per ciascun sito; in realtà, considerando che si possono fare solo ipotesi approssimative con i dati disponibili, sembra più opportuno attribuire ad ogni sito aerogeneratori della stessa potenzialità non scendendo in dettagli che non sarebbero supportati dall'attendibilità dei dati ricavati. Si ipotizza, dunque, che ogni sito è caratterizzato da una eguale potenzialità e, per sicurezza, si considera quella corrispondente alla più piccola tra le energie medie annue del vento. Fatte queste premesse si può valutare, considerate le dimensioni tipiche dell'area disegnata dalle pale di una aerogeneratore (area frontale), che la taglia che consente lo sfruttamento della energia media annua più bassa compete a turbine eoliche in grado di fornire una potenza elettrica intorno ai 250 kW_e. **Ipotizzando che in ciascuno dei siti considerati sia disponibile un'area non inferiore a 3 km², è possibile installare, per ciascun sito, una potenza di 5 MW_e per cui la potenza totale installabile diventa di 50 MW_e. Considerando, poi, che gli aerogeneratori possano funzionare per almeno 1800 ore/anno a potenza piena si ottiene una produzione di energia elettrica annuale pari a 90 GW_e.** Ancora una volta va ribadita la grande incertezza che caratterizza questo risultato circa la potenza elettrica ricavabile; in particolare va osservato che mentre per le ore di funzionamento annue si è utilizzato un dato di tipo cautelativo (1800 ore), una grande incertezza è legata non solo al modello utilizzato per valutare le velocità del vento in quota, ma anche alla necessità di assumere il valore della velocità del vento costante nel tempo considerato. Tale ultima ipotesi la si è adottata non avendo a disposizione informazioni circa la distribuzione delle frequenze delle velocità del vento alla quota di riferimento.

II.1.3.2.4.2. Potenziale eolico per la provincia di Benevento

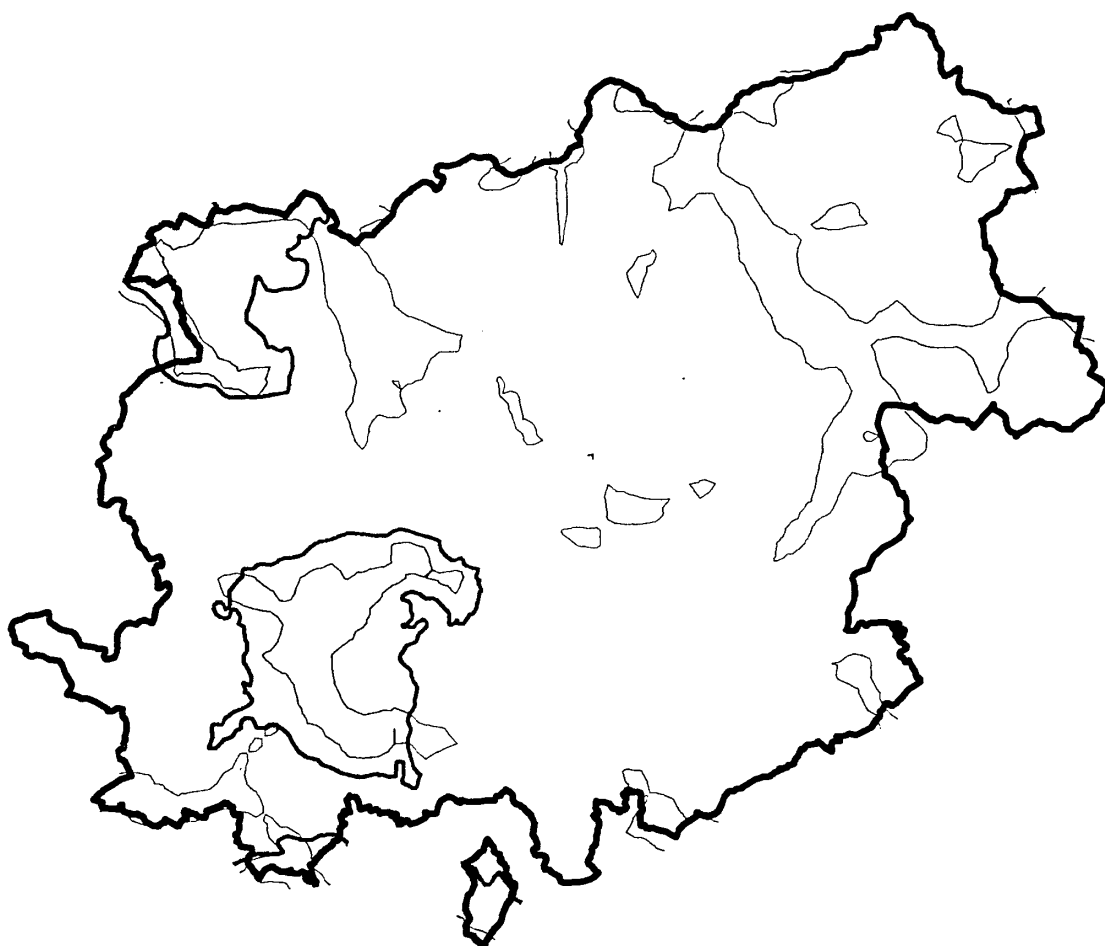
Sono state effettuate stime del potenziale eolico del territorio della Provincia di Benevento mediante modelli matematici del flusso del vento che, sebbene siano in

grado di descrivere soltanto alcuni aspetti della complessa fenomenologia del vento, offrono un quadro abbastanza attendibile del potenziale eolico dell'area interessata. I risultati derivanti dall'applicazione di tali modelli hanno consentito le valutazioni sintetizzate nelle figure seguenti [6]. Nella figura 50 sono riportate le aree con velocità del vento a 25 m dal suolo superiore o pari a 5,5 m/s (siti con producibilità media netta di 1800 h/anno). Va tenuto presente che le aree dove la velocità media è superiore o pari a 6 m/s consentono una producibilità media netta di 2300 h/anno mentre quelle dove la velocità è superiore o pari a 7 m/s consentono una producibilità media netta di 3000 h/anno.



Figura 1: Provincia di Benevento. Mappa della ventosità a 25 m dal suolo. Aree con velocità del vento maggiore uguale di 5.5 m/s [6].

Nella figura 51 sono rappresentate le zone caratterizzate da velocità maggiori o uguali a 5,5 m/s sovrapposte con le aree vincolate dalla presenza di parchi.



Limiti aree parchi – Aree con velocità vento maggiore o uguale a 5,5 m/s

Figura 2: Provincia di Benevento. Mappa della ventosità a 25 m dal suolo. Aree con velocità del vento maggiore uguale di 5.5 m/s sovrapposte con le aree vincolate dalla presenza di parchi [6].

Da un'analisi della figura riportante la sovrapposizione delle zone interessanti per la ventosità con quelle vincolate dalla presenza dei parchi si evince che estese zone si sovrappongono al parco del Tiburno ed al parco del Matese ed in piccola parte anche con i parco del Partenio [6]. Le zone dove l'intervento è possibile, escludendo quelle con potenziale eolico ma incluse nei parchi, sono l'area del Fortore ed una propaggine nelle vicinanze del parco del Matese, nonché alcune aree sparse di ampiezza limitata; in tutte queste aree è stato verificato che non ci sia interazione con altri tipi di attività e che

la loro conformazione sia adatta ad ospitare gli impianti. **Sembra comunque che l'area che si presta più opportunamente all'insediamento di macchine eoliche sia quella del Fortore. In particolare si può attribuire a quest'area una potenziale disponibilità all'installazione di 50 MW_e considerando l'area ancora libera da impianti esistenti o in fase di realizzazione. A questo proposito va ricordato che nell'area del Fortore sono in fase di realizzazione altre due impianti, ciascuno di potenza installata pari a 20 MW_e, ad opera di Edison Energie Speciali e Sanseverino [6]. La potenza installabile nell'area del Fortore è stata ricavata ipotizzando un coefficiente di utilizzabilità par al 10% al fine di contenere l'impatto ambientale e l'interferenza con le attività esistenti nei territori interessati. Dall'esame delle altre aree del territorio provinciale, suscettibili di potere ospitare impianti per la generazione di energia elettrica da energia eolica, emerge una disponibilità non inferiore a 50 MW_e. Tale dato è stato ricavato considerando un coefficiente di disponibilità del 5% potendosi considerare, in queste aree, un modesto impatto ambientale [6]. Ipotizzando che le macchine operino a piena potenza per 2000 ore/anno si ottengono 300 GWh/anno di energia elettrica.**

II.1.3.2.5. Valutazioni economiche

II.1.3.2.5.1 Il costo degli impianti eolici e dell'energia prodotta

L'energia eolica è tra le fonti rinnovabili quella tecnologicamente più matura e più vicina alla competitività economica. In 15 anni, infatti, il costo del chilowattora eolico è diminuito del 70% e, secondo stime dell'EWEA (European Wind Energy Association), una produzione su larga scala degli aerogeneratori, potrebbe consentire, nei prossimi anni, un'ulteriore riduzione di almeno il 25%. Il costo dell'unità di energia (kWh_e) prodotta da impianti eolici è frutto di un calcolo piuttosto complesso. In linea generale, la sua valutazione deve tenere conto di diversi fattori: in primo luogo, dell'investimento iniziale dell'impianto, sul quale incide per il 60-70% il costo delle macchine; inoltre, occorre considerare la vita utile dell'impianto e del relativo ammortamento, i tassi di finanziamento, i costi di esercizio e di manutenzione (1-3% dell'investimento), l'energia globale prodotta su base annua, quest'ultima funzione sia delle prestazioni delle macchine, sia delle caratteristiche di ventosità del sito. L'investimento per la realizzazione chiavi in mano di una centrale eolica è, in media, dell'ordine di € 1.000 per kW_e di potenza installata; per esempio in Danimarca, le macchine con potenze pari a 500-600 kW_e, hanno un costo per kW_e installato che varia tra € 810 e € 959.

In particolare, è da prevedere una riduzione del costo della potenza installata al crescere della taglia unitaria delle macchine. Infatti, in Germania si è passati dai 1200 €/kW_e per macchine intorno ai 150 kW_e, ai 930 €/kW_e per macchine da circa 300 kW_e, fino a 880 €/kW_e per macchine di 600 kW_e. Anche per il costo dell'energia, si è potuto, inoltre, constatare l'effetto della taglia dell'aerogeneratore. In Danimarca, ad esempio, è stato valutato un decremento quasi lineare del costo dell'energia: si è passati da lire

0,095 €/kWh_e per macchine da 100 kW_e a 0,036 €/kWh_e per macchine da 600 kW_e, a parità di altre condizioni. L'Unione Europea, in effetti, ha fissato come obiettivo da raggiungere attraverso i propri programmi, un costo dell'energia da fonte eolica di circa 0,040 €/kWh_e [7]; tale costo è già ottenibile con le migliori macchine in siti con una buona ventosità. Un altro elemento da tenere in considerazione per valutare il costo unitario dell'energia eolica sono le condizioni di accesso al capitale: negli ultimi 10 anni il tasso di interesse praticato sui progetti ha subito un progressivo calo in tutti i paesi europei. Queste cifre indicano chiaramente che l'eolico ha raggiunto un buon livello di maturità tecnologica e costi di produzione dell'energia elettrica sufficientemente bassi da consentirne, in presenza di tariffe che ne riconoscano il basso impatto ambientale, la diffusione nel mercato energetico.

II.1.3.2.5.2. L'energia elettrica da fonte eolica in Italia

Per quanto concerne l'Italia il prezzo che viene riconosciuto a chi produce energia elettrica da fonte eolica e la immette nella rete ENEL, vanno fatte alcune considerazioni. Al fine di promuovere le energie rinnovabili, tenendo conto anche degli obblighi previsti dal protocollo di Kyoto, il nuovo sistema elettrico nazionale garantisce un trattamento privilegiato per tali fonti. L'art.3 del D.L. 79/99 dispone che l'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEGG) preveda l'obbligo di impiego prioritario dell'energia elettrica derivante da fonti energetiche rinnovabili. Nello stesso decreto si dispone che il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN) assicuri la precedenza all'energia elettrica prodotta grazie a fonti energetiche rinnovabili ed inoltre viene introdotto il sistema dei certificati verdi individuando, nel contempo, i criteri di distribuzione delle risorse al fine di promuovere l'uso delle diverse tipologie di fonti rinnovabili. A tale ultimo fine viene incoraggiata la partecipazione delle comunità locali nelle iniziative. Occorre notare che l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili può reggere solo in casi particolari con le fonti convenzionali in un libero mercato. Per questo motivo i vari stati, consci dei sempre più stringenti vincoli di impatto ambientale, hanno individuato varie forme di incentivazione. In particolare in Italia si è passati ad una forma di incentivazione basata su regole di mercato. La nuova produzione di energia elettrica da impianti alimentati a fonti rinnovabili dà diritto, per i primi otto anni successivi al periodo di collaudo e avviamento, a ricevere, per i kWh_e prodotti, dei "Certificati Verdi". Il "Certificato Verde", del quale si dettaglia la funzione in un successivo paragrafo, attesta infatti la produzione di energia da fonti rinnovabili e la quantifica mediante multipli di 100 MWh: il valore minimo certificabile è di 100 MWh ed i valori maggiori vengono arrotondati ad un suo multiplo intero. Il "Certificato Verde" viene rilasciato dal Gestore della Rete in relazione alla produzione annuale: può essere emesso sia sulla base della effettiva produzione dell'anno precedente, sia, in sede preventiva, sulla base della produzione attesa per l'anno successivo. I Certificati Verdi vengono rilasciati soltanto ad impianti entrati in esercizio successivamente al 1° aprile 1999. I "Certificati Verdi" sono oggetto di libero mercato tra detentori e produttori-importatori obbligati (domanda e offerta) e possono essere scambiati in un mercato ad

essi dedicato organizzato dal Gestore del Mercato Elettrico (GME). Il Decreto Legislativo n. 79/99, "attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica" a decorrere dall'anno 2002 pone l'obbligo, in capo ai soggetti che importano o producono energia elettrica da fonti non rinnovabili nell'anno precedente, di immettere nel sistema elettrico nazionale una quota prodotta da nuovi impianti alimentati a fonti rinnovabili entrati in esercizio in data successiva al 1 aprile 1999. Tale quota è inizialmente fissata nel 2% dell'energia prodotta e/o importata. Questo obbligo può essere osservato anche acquistando, in tutto od in parte, l'equivalente produzione da fonti rinnovabili o i relativi diritti da altri produttori attestata dai certificati verdi emessi a cura del GRTN. Il valore economico dei Certificati Verdi non è al momento facilmente individuabile. Infatti fino al 30 aprile 2005 il valore sarà di fatto determinato dal gestore della rete di trasmissione nazionale che può emettere tali certificati anche se non collegati ad una effettiva produzione di energia elettrica, svolgendo una funzione iniziale di calmiera. Dopo tale data il gestore dovrà ricoprirsì comprando i certificati sul mercato per cui il loro valore sarà determinato dall'incontro fra domanda ed offerta. Quindi nel primo periodo (fino al 30 aprile 2003) il prezzo di offerta dei certificati sarà al massimo pari al valore di quelli emessi dal gestore. Tale valore prescinde dalla tipologia della fonte ed è determinato in base al costo medio di acquisto da parte del gestore dell'energia elettrica prodotta da impianti CIP6/92 da fonte rinnovabile al netto dei ricavi derivanti dalla cessione dell'energia stessa. Quindi per determinare il valore preciso dei certificati verdi occorrerebbe conoscere:

- Le quantità di energia che verranno acquistate dal gestore per ogni tipologia di fonte (i relativi prezzi sono fissati nel CIP6/92 e nei successivi aggiornamenti annuali effettuati dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico);
- Il prezzo di vendita di tale energia.

Alla luce di quanto esposto è comunque possibile fare alcune considerazioni circa la remunerazione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili. E' possibile ipotizzare, fino a quando non vengano determinati con precisione tutti gli aspetti innovativi introdotti dal nuovo sistema di regolamentazione, che il ricavo totale derivi dalla vendita dell'energia sulla borsa e dalla vendita del certificato verde associato. Con riferimento al prezzo di cessione viene utilizzato un valore costante per i 15 anni di riferimento di 0.039 €/kWh_e. Per quanto concerne i certificati verdi il decreto 11 del novembre 1999 del Ministero delle Attività Produttive precisa all'art.9 il sistema per la determinazione del prezzo dei certificati verdi nella disponibilità di proprietà del GRTN. Sulla base di tali decreti e tenendo in conto le previsioni di produzione da impianti CIP 6/92 entrati in servizio successivamente al 1/4/1999 sono state effettuate varie stime sul valore dei certificati verdi di competenza del GRTN; tale prezzo costituirà il riferimento di prezzo massimo per i certificati di soggetti terzi. Le stime effettuate fino a questo momento comportano valori compresi tra 0.067 €/kWh_e e 0.057 €/kWh_e. E' probabile, comunque, che considerando lo stato di sviluppo attuale dei progetti validi per i certificati verdi, il prezzo di cessione si sposti verso l'alto mentre

successivamente, quando l'offerta supererà la domanda, tale prezzo tenda ad abbassarsi. Alla luce di tali considerazioni si può ritenere che il ricavo unitario complessivo da utilizzare sia di 0,098 €/kWh_e per i primi 8 anni e di 0,039 €/kWh_e per i successivi anni.

Per quanto riguarda i Certificati Verdi, le leggi e le disposizioni di riferimento sono riportate nell'appendice A.

II.1.3.2.5.3. Analisi economica di un impianto per la produzione di energia elettrica da energia eolica

Nella tabella 6 si riportano i dati tecnico-economici (costi di gestione e realizzazione) per un impianto per la produzione di energia elettrica da energia eolica da 10MW_e. Tali dati saranno utilizzati per le valutazioni economiche riportate di seguito.

Dati tecnici	
Potenza netta	10 MW _e
Numero generatori	15
Occupazione superficie	1 km ²
Ore di funzionamento equivalenti	1800
Energia prodotta	18 GWh/anno
Orizzonte economico considerato	15 anni
Dati economici	
Realizzazione impianti	€ 7000000,00
Infrastrutture	€ 600000,00
Impianti elettrici	€ 900000,00
Sistemi di controllo	€ 100000,00
Progettazione	€ 600000,00
Oneri per la direzione lavori, collaudo ecc..	€ 400000,00
Collegamento in rete	€ 400000,00
Totale	€ 10000000,00
Manutenzione e spese generali (assicurazione ecc....)	€ 258000,00/anno

Tabella 6 - Dati tecnico-economici per un impianto energia eolica/elettrica da 10 MW_e.

Nella tabella 7 si riportano le voci ed il relativo importo considerate nell'analisi economica i cui risultati sono presentati nella tabella 8 in termini di SPB (Simple Pay-Back Period), VAN (Net Present Value) e TIR (Internal Rate of Return) [8]. In particolare con il metodo del "Simple Pay-Back Period" si valuta il numero di anni necessari affinché i risparmi conseguiti eguagliano il sovraccosto di investimento iniziale, ovvero si cerca la soluzione della relazione:

$$N = \frac{SC}{\sum_{k=1}^N F_k} \quad (5)$$

dove SC rappresenta il sovraccosto iniziale ed F_k il flusso di cassa relativo all'anno k-esimo. Con il metodo del "Net Present Value" i flussi di cassa, di diverso ammontare e distribuzione, sono riportati ad uno stesso istante di tempo assunto come riferimento; si fissano quindi i tassi relativi agli N anni di vita stimata così che la serie di flussi di cassa, previsti nel periodo considerato, siano riportati al loro valore attuale.

$$VAN = \sum_{k=1}^N \frac{F_k}{(1+a)^k} - SC \quad (6)$$

Il metodo dell' "Internal Rate of Return" è nella sostanza equivalente al metodo del valore attuale netto. Infatti invece di calcolare il valore attuale netto fissando deterministicamente un tasso di interesse, in questo caso il tasso interno di redditività viene definito come quel particolare valore del tasso di attualizzazione che rende nullo il valore attuale netto. Il tasso interno di redditività è quel valore di "a" che soddisfa l'equazione:

$$SC = \sum_{k=1}^N \frac{F_k}{(1+a)^k} \quad (7)$$

Costo totale investimento	€ 10000000.00
Manutenzione e spese generali (assicurazione ecc...)	€ 258000,00/anno
Ricavo dalla vendita dell'energia	
Primi 8 anni	€ 0,098/kWh _e
Anni successivi	€ 0,039/kWh _e
Tasso di attualizzazione	7%

Tabella 7 - Dati per l'analisi economica per un impianto energia eolica/elettrica da 10 MW_e.

INDICATORI ECONOMICI		
SPB	VAN	TIR
7 anni	€ 385432	7,8%

Tabella 8 - Risultati dell'analisi economica in termini di SPB, VAN e TIR.

Nella tabella 9 è riportata un'analisi di sensibilità ottenuta facendo variare il tasso di attualizzazione ed il costo totale dell'investimento ipotizzando caratteristiche diverse di tipo gestionale e finanziario.

INDICATORI ECONOMICI				
Costo totale dell'investimento	Tasso di attualizzazione	SPB	VAN	TIR
€ 10000000	6%	7 anni	€ 907039	7,8%
	8%	7 anni	- € 96661	7,8%
€ 8500000	6%	6 anni	€ 2407039	11,4%
	7%	6 anni	€ 1885432	11,4%
	8%	6 anni	€ 582206	11,4%

Tabella 9 - Risultati dell'analisi di sensibilità in termini di SPB, VAN, TIR.

Come si può notare tutte le opzioni sono caratterizzate da un VAN positivo eccetto una, che corrisponde all'ipotesi più pessimista in termini di tasso di attualizzazione. Risulta evidente la necessità di considerare siti potenziali dove il numero di ore annue equivalenti a piena potenza non sia inferiore alle 1800. Evidentemente si assiste ad un notevole miglioramento degli indici ovemai si consideri l'incidenza dei contributi pubblici. L'intervento si caratterizza per un VAN positivo e per valori del TIR che possono essere messi in relazione con quelli ottenibili con investimenti alternativi.

II.1.3.2.6. Il quadro normativo ed occupazionale

II.1.3.2.6.1. Forme di incentivo per le fonti rinnovabili

Gli strumenti per incentivare la produzione di energia rinnovabile sono, al momento, di quattro tipi: le tariffe fisse di immissione, un meccanismo ad asta per l'approvazione di progetti per la produzione di energia rinnovabile, misure fiscali (tassa sugli agenti inquinanti oppure tassa sulle fonti energetiche diverse da quelle rinnovabili) e lo scambio di certificati verdi.

Le tariffe fisse di immissione sono applicate in diversi paesi europei e rappresentano una forma di sussidio. In Germania sono state introdotte nel 1991 con un'apposita legge, in base alla quale le utility hanno l'obbligo di acquistare una certa quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili nel proprio territorio di fornitura. Tale politica ha il vantaggio di rendere sicuro l'investimento nel breve periodo, mentre nel lungo periodo può diventare troppo onerosa per il settore pubblico, in seguito all'entrata di nuovi produttori nel settore.

Con un meccanismo ad asta per l'approvazione di progetti per la produzione di energia rinnovabile solo un numero limitato di investitori può accedere ai sussidi concessi dallo Stato. Un esempio è riscontrabile in Gran Bretagna: i generatori

interessati ad installare nuova capacità produttiva da fonti non fossili (in base a quanto stabilito dall'accordo Non-Fossil Fuel Order, NFFO) devono inviare all'OFFER una domanda corredata del piano di fattibilità tecnico-economica con l'esplicitazione dei prezzi di vendita dell'energia. Il regolatore sceglierà, all'interno di ogni tecnologia produttiva, i progetti più efficienti.

Le misure fiscali rappresentano degli strumenti di politica economica compatibili con i principi del libero mercato. Per incentivare l'impiego di risorse rinnovabili si possono introdurre due tipologie di tasse: una tassa sugli agenti inquinanti (CO₂, SO₂ e NO_x) oppure una tassa che colpisca l'energia ottenuta da fonti non rinnovabili. Tra le due la migliore per stimolare la produzione di energia "verde" è sicuramente la seconda, in quanto la prima tende a non cambiare il mix di fonti energetiche utilizzate per la produzione di energia elettrica, ma a sviluppare forme di intervento volte a ridurre il loro impatto ambientale (es. abbattimento dei fumi all'uscita di centrale). Nella pratica le misure fiscali fin ora applicate in diversi paesi dell'Unione Europea non hanno contribuito ad aumentare in modo considerevole la produzione di energia da fonti rinnovabili.

I "certificati verdi" rappresentano una modalità per rendere obbligatorio l'utilizzo di energia da fonti rinnovabili. Sono stati introdotti in Olanda nel 1997 ad opera delle società di fornitura elettriche (nell'ambito della loro associazione, EnergieNed) con la pubblicazione di un accordo denominato "Environmental Action Plan 2000". Sulla base di tale accordo è stato creato un mercato dei certificati verdi parallelo al mercato in cui si scambiano le corrispondenti quantità fisiche di energia rinnovabile. Inoltre sempre nell'accordo si è posto come obiettivo che quest'ultimo mercato dovrà consentire alla fine del 2000 una produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili pari a 1,7 TWh. Nel 1998 è stata emanata la legge di riforma del settore elettrico che recepisce la Direttiva Comunitaria 96/92/CE. Nella legge si prevede la costituzione di un mercato dei certificati verdi. Tale mercato verrà costituito dal Governo, in particolare il Ministero degli Affari Economici, che definirà la quota minima di energia elettrica prodotta da risorse rinnovabili. La quota minima verrà fissata per la durata di cinque anni, a partire dal 2001, anno in cui cessa di esistere il sistema volontario costituito dalle aziende elettriche.

Le fonti rinnovabili, oltre a beneficiare dell'incentivo conto gestione legato al Certificato Verde, sono incentivate in conto investimento (fondo perduto o riduzione degli interessi legati al costo del denaro) da diverse leggi e disposizioni nazionali e comunitarie che stabiliscono contributi di varia misura in funzione dei vari aspetti incentivabili (studi, ricerche, dimostrazioni, realizzazioni).

Volendo analizzare più in dettaglio il quadro dei contributi finanziari, si possono distinguere le fonti di finanziamento comunitarie, quelle nazionali e quelle regionali.

Una delle fonti di finanziamento comunitarie è gestita dalla Banca Europea per gli Investimenti; in questo caso si tratta di un finanziamento agevolato nella misura del 50% del costo ammissibile del progetto, con tempi di istruttoria variabili tra 4 ed 8 mesi e cumulabile nei limiti dei massimali di agevolazioni previsti dall'Unione Europea. Un'altra fonte di finanziamento comunitaria è gestita dal Fondo Europeo per gli Investimenti ed ha le stesse caratteristiche del contributo precedente diversificandosi per la tipologia di intervento, che riguarda la concessione di garanzie su prestiti. L'ultima fonte di finanziamento comunitaria è gestita dall'Unione Europea, tramite il programma ALTENER II, ed è caratterizzata da contributi in fondo capitale pari al 50% e 100% del costo ammissibile del progetto in dipendenza dell'obiettivo; la cumulabilità del contributo è uguale a quella stabilita per le altre fonti, mentre, i tempi di istruttoria aumentano variando tra i 10 ed i 18 mesi.

Per quanto riguarda le fonti di finanziamento nazionali, si può fare riferimento alla L. 488/92 il cui ente gestore è individuato nelle Banche concessionarie; si tratta di un contributo in conto capitale, calcolato in ESN (Equivalente Sovvenzione Netto), pari al 35% del costo dell'investimento a cui va sommato un ulteriore contributo, calcolato in ESL (Equivalente Sovvenzione Netto), pari al 15% del costo dell'investimento. Queste percentuali valgono per le piccole e medie imprese mentre per le grandi imprese l'unica percentuale applicabile è quella del 35% del costo dell'investimento calcolato in ESN. Quanto riportato vale per la Regione Campania essendo il contributo diverso da regione a regione. Queste fonti di finanziamento non sono cumulabili con altre iniziative ed i tempi di istruttoria variano da 4 a 6 mesi. Analoghe caratteristiche riguardano la programmazione negoziata, i patti territoriali tra le Banche concessionarie ed il soggetto intermediario locale.

Infine, per quanto riguarda le fonti di finanziamento regionali, si può fare riferimento alla L.598/94 per la quale l'ente gestore è la Banca concessionaria; il contributo è del tipo "contributo in conto interessi" e l'importo massimo agevolabile è pari al 70% del costo ammissibile del progetto fino ad un massimo di € 1549370,70. L'agevolazione non è cumulabile ed il tempo di istruttoria è di 4 mesi; il bando è sempre aperto. Altra possibilità è rappresentata dalla L.10/91 il cui ente gestore è la Regione Campania ed il cui contributo è sempre del tipo "contributo in conto interessi"; l'importo è variabile in dipendenza della finalità del progetto ma comunque non può essere superiore al 40% del costo ammissibile del progetto. Tale contributo non è cumulabile con altri contributi ed i tempi di istruttoria sono variabili tra 4 e 6 mesi; il bando è sempre aperto. L'ultima fonte di finanziamento regionale è costituita dai P.O.R (Programma Operativo Regionale) il cui ente gestore è la Regione Campania, le Banche concessionarie ed i soggetti intermediari. Le tipologie di contribuzione sono varie e

sono variabili, anch'esse, in dipendenza delle finalità del progetto ma comunque presentano, come limite superiore, il 40% del costo ammissibile del progetto. Esse sono cumulabili nei limiti dei massimali di agevolazioni previsti dall'Unione Europea ed i tempi di istruttoria variano a seconda del bando. In particolare, per quanto riguarda il P.O.R., esso traccia le linee strategiche per l'impiego dei Fondi strutturali nel periodo 2000-2006. Uno degli assi strategici è quello delle Risorse Naturali che prevede 7 settori di attuazione tra i quali quello dell'Energia. Nell'ambito di tale settore la Regione Campania assume come obiettivi specifici prioritari quelli relativi allo stimolo per l'impiego di fonti di energia rinnovabili, la promozione del risparmio energetico e la promozione del miglioramento dell'efficienza gestionale. Nell'ambito della misura 1.12 per l'attuazione del settore Energia, sono previste svariate azioni tra cui un regime di aiuto a sostegno della realizzazione e/o dell'ampliamento di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Le relative leggi e disposizioni di riferimento sono riportate nell'appendice A.

II.1.3.2.6.1.1. Il mercato dei Certificati Verdi

L'obiettivo principale di un mercato siffatto è quello di incrementare la produzione e, quindi la vendita, di energia da fonti rinnovabili. L'utilizzo dei certificati ha in sostanza due funzioni: verificare che l'obbligo di acquisto di energia rinnovabile è stato adempiuto da parte dei consumatori e facilitare lo scambio di energia rinnovabile.

I certificati verdi vengono emessi dall'associazione delle utility elettriche, e dati ai produttori (e autoproduttori) di energia da fonti rinnovabili per ogni unità predefinita di energia elettrica rinnovabile che immettono nella rete di trasmissione. La domanda di questi certificati nasce dall'obbligo imposto ai consumatori di acquistare una certa percentuale di energia elettrica da fonte rinnovabile.

Il funzionamento del mercato può essere illustrato nel seguente modo: i consumatori pagheranno un prezzo per i certificati in modo da realizzare il loro obiettivo. Il prezzo che pagheranno dipenderà dal mercato, ossia dall'incontro tra la domanda (che è fissa, in quanto è in funzione dell'obiettivo prefissato) e l'offerta. Quanto più la curva d'offerta è bassa tanto più sarà alto il prezzo che si determinerà sul mercato, attirando così nuovi produttori nel settore. Inoltre il mercato incentiva i produttori a vendere l'energia rinnovabile ad un prezzo pari al costo marginale corrispondente alla quantità venduta, lucrando i profitti che derivano dalla differenza tra il prezzo dell'energia sul mercato e i loro costi.

Gli esperti del settore ritengono che un sistema di questo tipo ammetterà lo sviluppo di due mercati: spot e forward. Il primo avrebbe la funzione di scambiare dei certificati già emessi, mentre il secondo permetterebbe agli operatori di negoziare dei certificati verdi non ancora emessi. In questo modo è possibile ridurre il rischio di

prezzo futuro di queste fonti, consentendo ai produttori di ampliare la capacità produttiva o incentivare l'ingresso di nuovi soggetti.

Inoltre la costituzione e il buon funzionamento di un sistema di certificati di energia rinnovabile richiedono che siano soddisfatte sei condizioni: l'emissione dei certificati, la verifica del processo di emissione, la loro registrazione e scambio, un mercato di scambio, la bancabilità dei certificati e il loro ritiro dalla circolazione alla scadenza.

In particolare i certificati vengono emessi, in forma cartacea, nel momento in cui l'energia elettrica è immessa nella rete e registrata dagli appositi strumenti. Ogni certificato è unico e separabile, individuato da una serie di codici (il tipo di energia rinnovabile, la data di produzione, il proprietario del certificato ecc.). I certificati vengono ritirati dal mercato quando il consumatore li presenta all'autorità governativa. Tra la data di emissione e quella di estinzione i certificati possono essere scambiati dal proprietario oppure da un'associazione di produttori.

L'istituzione di un mercato dei certificati verdi accanto a quello per lo scambio di energia rinnovabile potrebbe consentire al settore pubblico di raggiungere gli obiettivi sullo sviluppo delle risorse rinnovabili. Un sistema dei certificati verdi richiede che siano definiti sia gli obiettivi di lungo periodo che di breve. I primi consentono di rendere stabile la domanda dei certificati verdi, rendendo più sicuro per i produttori investire nel settore. In quest'ambito è cruciale il ruolo svolto dallo Stato, il quale deve garantire la continuità di tale politica nonostante gli eventi contingenti (elezioni di un nuovo governo, diverse priorità, ecc.). I secondi servono a rendere più trasparente e liquido il mercato attraverso la definizione dei prezzi dei certificati e il meccanismo delle sanzioni, soprattutto nella fase iniziale.

II.1.3.2.6.2. Aspetti operativi

Una delle barriere alla realizzazioni di centrali eoliche è da individuare nel complesso iter autorizzativo. In Italia non esistono procedure specifiche per la pianificazione e la localizzazione degli impianti. Esiste comunque una normativa generale a sostegno, ma anche a limitazione di tali insediamenti. La legge 10/91 (art.1, comma 4) stabilisce che l'uso delle fonti rinnovabili è da considerarsi di "pubblico interesse e di pubblica utilità", quindi le relative opere sono da considerarsi indifferibili ed urgenti ai fini dell'applicazione delle leggi sulle opere pubbliche. L'art. 22 della legge 9/91 esclude, inoltre, per tali impianti le autorizzazioni ministeriali previste dalla vecchia normativa sulla nazionalizzazione dell'energia elettrica. Altra legge a favore dell'eolico è da considerarsi la 394/91 (art. 7, comma 1) che prevede misure di incentivazione alle amministrazioni comprese nelle aree protette che promuovano l'uso delle fonti energetiche rinnovabili.

Per ciò che concerne le limitazioni, le centrali eoliche devono sottostare ad una legislazione generale di tutela del paesaggio, dell'ambiente e della salute, nonché di disciplina di uso del suolo, cosa che impone il rilascio di diversi nullaosta da parte di enti, amministrazioni centrali dello Stato e degli Enti locali, come ad esempio: concessione dei suoli di uso (rilasciata da Comune e Regione), concessione edilizia (Comune, Regione), nullaosta paesaggistico (Regione, Soprintendenza beni culturali e ambientali, Ministero beni culturali e ambientali), nullaosta idrogeologico (Corpo forestale dello Stato, Corpo delle miniere), nullaosta sismico (Ufficio sismico regionale), nullaosta militare per la sicurezza al volo (Comando Regione Militare, Regione). I lunghissimi tempi (possono anche passare due o tre anni dall'inizio dell'iter) e le complesse procedure di richiesta causano gravi difficoltà nel completamento delle opere, spreco di tempo e una particolare aleatorietà del processo decisionale [3].

Il problema autorizzativo dovrebbe essere affrontato, nel breve periodo, cercando di attuare uno snellimento delle procedure attualmente disponibili e, in un immediato futuro, inserendo i programmi eolici all'interno di procedure di pianificazione energetica locale. La realizzazione di progetti eolici comporta il coinvolgimento di un gran numero di Enti Locali. Non va dimenticato che questo è un aspetto che, se può causare ritardi nell'iter autorizzativo, permette un maggiore coinvolgimento delle popolazioni prossime agli impianti e, soprattutto, arreca vantaggi di natura economica non sottovalutabili per gli stessi Enti Locali che ospitano sul proprio territorio le centrali eoliche. Rispetto a quest'ultimo punto, si può far riferimento ad una serie di rapporti contrattuali stabiliti tra imprenditori-costruttori e Comuni, che sinteticamente si elencano e descrivono:

Concessione terreno

Viene concesso il diritto di superficie, in alcuni casi solamente per la costruzione e l'esercizio dell'impianto, in altri casi anche per la fase preliminare di indagine anemologica la quale ha durata biennale. Per la costruzione e l'esercizio, la concessione è valida per 29 anni rinnovabili.

Corrispettivo della concessione

Per le prime convenzioni si prevedeva un corrispettivo annuo fisso al Comune. Ad esempio, per l'impianto ENEL di Collarmele (AQ) da 9 MW_e (36 aerogeneratori distribuiti su 36 ettari) il corrispettivo pattuito è stato di 37.000 €/anno, oltre il canone per l'uso civico. Successivamente si è stabilito che il corrispettivo economico debba variare in funzione della produttività dell'impianto. In particolare, esso è generalmente quantificato nell'1,5% della fatturato al netto dell'IVA, dell'energia ceduta all'ENEL. Ad esempio se si ipotizza che un impianto abbia una producibilità annua di 2,5 miliardi di kWh_e per MW_e installato, ne consegue che, alle attuali tariffe del CIP 6/92, il corrispettivo per il Comune ammonterebbe a circa € 3564 per MW_e installato per i primi 8 anni e circa € 1759 per MW_e per gli anni successivi. Può capitare che le aziende si

impegnino anche a fornire un corrispettivo minimo garantito, in caso di insufficiente produzione dell'impianto, dell'ordine del 15% dell'atteso per i primi 8 anni [3].

Modalità per l'allacciamento in rete

L'art.3 del D.L. 79/99 prescrive che, sulla base delle direttive emanate dalla AEEG, il GRTN adotti regole tecniche, per quanto riguarda la progettazione ed il funzionamento delle reti di distribuzione, dei circuiti di interconnessione al fine di garantire la più opportuna connessione alla rete di trasmissione nazionale nonché la sicurezza e la connessione operativa tra le reti. Le regole, messe a punto dal GRTN, sono state approvate nel mese di febbraio 2001 con la delibera 39/01 dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas. Resta sospeso un provvedimento che stabilisca come vadano suddivisi i costi nel caso occorra adeguare le reti esistenti per la connessione di nuovi impianti. Comunque sono ancora in corso di definizione le regole che stabiliscono quali devono essere le apparecchiature di misura di cui il produttore si deve dotare dal momento che esse dovranno essere conformi a quelle adottate dal GRTN ed approvate dall'AEEG; a tale proposito restano in vigore le regole transitorie adottate dal GRTN in data 18 ottobre 2000. Dal punto di vista operativo il produttore deve presentare la richiesta di allacciamento al proprietario della rete di distribuzione (ENEL o municipalizzate) oppure, nel caso di allacciamento alla rete di trasmissione nazionale al GRTN. Il D.M. 25/6/1999 del Ministero delle Attività Produttive ha stabilito che rientrano nelle reti di trasmissione nazionale le reti di tensione uguale o superiore a 220 kV o parti di reti con tensioni nominali comprese tra 120 e 220 kV che risultino, per svariati motivi, funzionali alla rete di trasmissione nazionale. Per quanto riguarda i tempi necessari per l'allacciamento in rete una notevole incertezza riguarda i tempi necessari per ottenere l'autorizzazione alla realizzazione di nuovi tratti.

Imprenditoria

Le aziende costruttrici si impegnano al coinvolgimento dell'imprenditoria locale, nel rispetto delle norme nazionali e comunitarie, sia direttamente, sia attraverso le commesse e subcommesse.

Occupazione

Le aziende costruttrici si impegnano ad impiegare personale, di professionalità adeguata, per la realizzazione, gestione e custodia delle centrali. Le Aziende si impegnano anche alla formazione del personale.

Obbligazioni relative al terreno concesso

Le società eoliche hanno l'obbligo di mantenere la disponibilità per il Comune e i cittadini delle aree non direttamente interessate alla presenza di manufatti (ad esempio, il diritto di pascolo); esiste pertanto il divieto di recinzione.

Ripristino del terreno

Gli operatori si impegnano a restituire il terreno nelle stesse condizioni in cui è stato loro concesso dai Comuni.

II.1.3.2.6.3. Il quadro occupazionale

L'eolico è caratterizzato, come le altre tecnologie che utilizzano fonti di energia rinnovabili, da costi di investimento elevati in rapporto ai ridotti costi di gestione e manutenzione. A parità di costo dell'energia prodotta, tale specificità può avere il vantaggio di essere trasformata in occupazione, in quanto si viene a sostituire valore aggiunto al combustibile utilizzato negli impianti convenzionali.

Secondo un'analisi del Worldwatch Institute, l'occupazione diretta creata per ogni miliardo di kWh_e prodotto da fonte eolica è di 542 addetti, mentre quella creata, per la stessa produzione di elettricità, dal nucleare e dall'utilizzo del carbone (compresa l'estrazione del minerale) è, rispettivamente, di 100 e 116 addetti.

L'occupazione nel settore eolico è associata alle seguenti principali tipologie di attività: costruzione (generatori eolici, moltiplicatori di giri, rotore, cioè pale e mozzo, torre, freni, sistemi elettronici, navicella) installazione (consulenza, fondazioni, installazioni elettriche, cavi e connessione alla rete, trasformatori, sistemi di controllo remoto, strade, potenziamento della rete elettrica) e gestione/manutenzione. Dati forniti dall'EWEA (European Wind Energy Association) stabiliscono che per ogni Megawatt di potenza installata possono impiegarsi dalle 15 alle 19 persone [1].

Se guardiamo alla realtà della Danimarca, paese che produce il 60% delle turbine installate nel mondo, notiamo che il numero di addetti coinvolti direttamente e indirettamente (in quest'ultimo caso per i componenti acquistati da produttori nazionali) nel 1995, con una potenza di 566 MW_e, è stato di 8.500. In questo computo non è considerata la voce "ricerca" che comprende attività di ricerca in senso tradizionale, ma anche attività eseguite da società di ingegneria, istituzioni bancarie e assicurative. Per quanto riguarda l'occupazione creata dalla gestione degli impianti, trascurata in questa cifra, si stima che sia pari a circa 1 addetto per MW_e installato (vanno aggiunte, in questo caso, qualche centinaio di persone).

Da questi dati risulta quindi che l'occupazione associata alla costruzione delle macchine è circa 4 volte maggiore a quella associata all'installazione e gestione degli impianti.

Uno studio sul settore, nel Regno Unito, è particolarmente interessante perché condotto in un paese che, al contrario della Danimarca, importa gran parte delle turbine eoliche; si è stimato che gli addetti nell'eolico, per il periodo 1994-95, siano, comunque, anche in questo caso, un numero significativo, cioè circa 1.300.

Nel nostro paese l'occupazione nel settore eolico era fino a pochi anni fa concentrata nelle attività di ricerca, sviluppo e dimostrazione. Grazie alla costruzione di impianti commerciali si possono avere, oggi, le prime indicazioni sulla creazione di posti di lavoro associata ad attività industriali. Se escludiamo l'occupazione presso l'ENEL e gli enti pubblici, i dati ci provengono essenzialmente da 3 industrie: Ansaldo West, Riva Calzoni e Italian Vento Power Corporation (IVPC).

Nello stabilimento di Taranto, l'Ansaldo West impiega direttamente 80-90 persone per le fasi di lavorazione in materiale composito di pale, serbatoi e isolanti, qualificazioni di siti, montaggio navicelle, realizzazione e manutenzione centrali. La società possiede attrezzature per la costruzione di pale fino a 60 m di lunghezza.

La Riva Calzoni, nella fabbrica di Foggia (Riva Wind Turbines srl), nell'ambito della sua strategia di spostamento delle proprie attività nell'area eolica apulo-campana, ha occupate una decina di persone che, molto presto, diventeranno 15. Nella sede di Bologna sono 25 le persone impegnate nel settore tecnologia delle macchine e 15 quelle che si occupano delle attività necessarie alla costruzione di impianti (sitologia, anemologia, progettazione, ecc.). Vanno aggiunte altre unità nel campo delle consulenze locali (in Campania e Puglia) e per l'occupazione indiretta associata alla costruzione delle torri (a Parma e Anagni) e delle pale, in parte costruite a Lioni (AV).

L'Italian Vento Power Corp. (IVPC) costruisce centrali eoliche con macchine importate dalla Danimarca ed ha installato numerosi impianti in Italia. La IVPC ha adottato come linea di condotta la massimizzazione del lavoro nelle zone interessate alle installazioni: le torri vengono costruite ad Altavilla Irpina (12 persone al giorno per torre); per il loro montaggio servono 30 persone per alcuni giorni. I trasformatori sono approvvigionati a Caserta, altri materiali di carpenteria ed elettrici sono costruiti in zona. Le opere civili sono realizzate da ditte locali e, per il futuro, la IVPC non esclude che le navicelle siano costruite in Italia.

In definitiva, in base ai progetti eolici previsti, si può prevedere, nel Mezzogiorno, un incremento di ulteriori attività, con particolare riguardo a quelle manifatturiere. Ulteriore creazione di posti di lavoro si può ottenere con l'impiego degli impianti all'interno di circuiti turistico-culturali che siano così da stimolo per le economie locali. Nelle aree con centrali eoliche potranno essere anche create attività di sostegno, che riguardano la ricerca, la certificazione e la fornitura di servizi alle imprese.

II.1.3.2.7. Valutazioni di impatto ambientale

II.1.3.2.7.1. Generalità

La rapida diffusione degli aerogeneratori verificatasi negli ultimi anni ha evidenziato alcune implicazioni di natura ambientale connesse allo sviluppo dell'energia eolica. In particolare, sono stati messi sotto accusa l'impatto estetico sull'ambiente e il rumore prodotto dagli aerogeneratori. Una grande fattoria eolica viene, in genere, localizzata in aree ventose, lontane dai centri abitati e con possibilità di usi alternativi limitati, dunque in aree naturali sovente incontaminate e remote. L'inserimento di generatori eolici in un tali siti risalta pertanto alla vista anche per il suo carattere di novità. Gli aspetti ambientali, presi in considerazione, che sono correlati a possibili effetti indesiderati sono:

- occupazione del territorio;
- impatto visivo;
- rumore;
- interferenze elettromagnetiche;
- effetti su flora e fauna.

Occupazione del territorio

In base al rapporto tra la potenza degli impianti e il terreno complessivamente necessario (anche per la distanza delle macchine), la densità di potenza per unità di superficie è circa di 10 W/m². Tuttavia le macchine eoliche e le opere di supporto (cabine elettriche, strade) occupano solamente il 2-3% del territorio per la costruzione di un impianto, quindi la densità di potenza ottenibile è da considerarsi nettamente superiore, dell'ordine delle centinaia di W/m². Bisogna ricordare che la parte del terreno non occupata dalle macchine può essere impiegata per altri scopi, come l'agricoltura e la pastorizia, senza alcuna controindicazione.

Impatto visivo

Gli aerogeneratori per la loro configurazione sono visibili in ogni contesto in cui vengono inseriti, in modo più o meno evidente in relazione alla topografia e all'antropizzazione del territorio. Un aerogeneratore da 500 kW_e di potenza ha un diametro del rotore e un'altezza della torre di circa 40 metri, mentre uno da 1500 kW_e misura, per questi due valori, circa 60 m. L'impatto nel paesaggio tra i due tipi di macchina è moderatamente diverso, per cui aumentare la taglia delle macchine potrebbe ridurre, a parità di potenza globale installata, l'impatto visivo. L'impatto visivo è un problema di percezione e integrazione complessiva nel paesaggio; comunque è possibile ridurre al minimo gli effetti visivi sgradevoli assicurando una debita distanza tra gli impianti e gli insediamenti abitativi. Sono state individuate, inoltre, soluzioni costruttive tali da ridurre tale impatto: impiego di torri tubolari o a traliccio a seconda del contesto,

di colori neutri, adozione di configurazioni geometriche regolari con macchine ben distanziate. L'aspetto dell'impatto visivo è ormai oggetto di approfonditi studi.

Impatto acustico

Il rumore emesso da una centrale eolica non è percettibile dalle abitazioni, poiché una distanza di poche centinaia di metri è sufficiente a ridurre il disturbo sonoro. In generale, la tecnologia attuale consente di ottenere, nei pressi di un aerogeneratore, livelli di rumore alquanto contenuti, tali da non modificare il rumore di fondo, che, a sua volta, è fortemente influenzato dal vento stesso, con il risultato di mascherare ancor più il contributo della macchina.

Interferenze elettromagnetiche

La macchina eolica può influenzare: le caratteristiche di propagazione delle telecomunicazioni (come qualsiasi ostacolo), la qualità del collegamento in termini di segnale-disturbo e la forma del segnale ricevuto con eventuale alterazione dell'informazione. Una adeguata distanza degli aerogeneratori fa sì che l'interferenza sia irrilevante.

Flora e fauna

Sulla base delle informazioni disponibili, si può affermare che le possibili interferenze di qualche rilievo degli impianti eolici con la flora e la fauna riguardano solo l'impatto dei volatili con il rotore delle macchine. In particolare, le specie più influenzate sono quelle dei rapaci; gli uccelli migratori sembrano adattarsi alla presenza di questi ostacoli. In genere le collisioni sono molto contenute.

II.1.3.2.7.2. Vincoli territoriali

Con particolare attenzione vanno considerati tutti i vincoli territoriali che riguardano i siti delle province che potrebbero ospitare impianti per lo sfruttamento della risorsa eolica. Vanno infatti valutati i vincoli derivanti dalla tutela ambientale, paesaggistica e territoriale. Questo tipo di restrizioni è illustrato e definito dai Piani Territoriali Paesistici come, ad esempio, quello riguardante il massiccio del Taburno e quello dell'ambito del Matese per la provincia di Benevento. Nelle zone individuate dai Piani Territoriali Paesistici, si applicano norme di tutela riferibili, a seconda dei casi, alle seguenti azioni:

- Conservazione Integrale;
- Conservazione Integrata del Paesaggio di pendice montana e collinare;
- Conservazione del Paesaggio agricolo di declivio e fondovalle;
- Conservazione Integrata del paesaggio fluviale;
- Protezione del paesaggio agricolo di fondovalle;
- Recupero urbanistico-edilizio e restauro paesistico ambientale;
- Valorizzazione degli insediamenti rurali infrastrutturati;
- Riqualficazione delle aree di cava;
- Valorizzazione di sito archeologico.

Esiste, inoltre, sempre con riferimento alla tutela di certi siti regionali, il sistema dei Parchi Regionali ai sensi della L.R. 33/93. Oltre quanto presentato fino ad ora, in termini di impatto ambientale e di vincoli da rispettare ai fini dell'insediamento di qualunque attività, vanno considerati i vincoli ai sensi della L. 1497/1939 operanti sul territorio in base alla L. 431/1985. Tale legge dispone circa la tutela di zone di particolare interesse ambientale. In base a tale legge sono da ritenersi sottoposte a vincolo paesaggistico le seguenti parti di territorio.

- I territori confinanti con i laghi compresi in una fascia della larghezza di 300 metri dalla linea di battigia. Ciò vale anche per i territori elevati sui laghi;
- Le montagne per la parte eccedente 1200 metri sul livello del mare;
- I territori coperti da foreste e da boschi, ancorché percorsi o danneggiati dal fuoco, e quelli sottoposti a vincolo di rimboschimento;
- Le aree assegnate alle università agrarie e quelle gravate da usi civici;
- Le zone umide incluse nell'elenco di cui al D.P.R. 13/3/1976 n. 448;
- Le zone di interesse archeologico.

II.1.3.2.7.3. Emissioni evitate

La produzione di energia elettrica mediante combustibili fossili comporta l'emissione di sostanze inquinanti e di gas serra. Il livello delle emissioni dipende dal combustibile e dalla tecnologia di combustione e controllo dei fumi. I valori delle principali emissioni associate alla generazione elettrica sono riportati di seguito:

CO ₂ (anidride carbonica):	700 g/kWh _e
SO ₂ (anidride solforosa):	1,4 g/kWh _e
NO ₂ (ossidi di azoto):	1,9 g/kWh _e

Tra questi gas, il più rilevante è l'anidride carbonica o biossido di carbonio, il cui progressivo incremento potrebbe contribuire all'effetto serra e quindi causare drammatici cambiamenti climatici. In particolare il protocollo di Kyoto, che è un accordo volontario tra i paesi per la riduzione dell'emissione dei "gas serra", impone degli obiettivi di riduzione di tali gas al 2010 rispetto al livello del 1990.

In base alle considerazioni svolte in precedenza, la potenziale produzione di energia elettrica dalla fonte eolica per la Regione Campania si può valutare in 100 MW_e a cui corrisponde, considerate le ore di funzionamento annue a piena potenza, una produzione di energia elettrica pari a 195 GWh_e. Tale dato, come più volte ricordato, è affetto da una notevole incertezza data la estrema lacunosità dei dati a disposizione circa

la ventosità dei siti della Regione Campania. Comunque, considerando realistica tale ipotesi, la produzione di energia elettrica da fonte eolica consentirà di ridurre le emissioni di CO₂ dalle centrali termoelettriche di 136.500.000 kg/anno, quelle di SO₂ di 273.000 kg/anno e quelle di NO₂ di 370.500 kg/anno.

II.1.3.2.8. Conclusioni

Il potenziale energetico complessivo ricavabile dalla risorsa eolica, come noto, è legato allo sviluppo tecnologico, alla disponibilità di siti, agli investimenti e agevolazioni finanziari. Accogliendo l'indicazione Europea che il 25% della produzione provenga da fonte rinnovabile si può plausibilmente stimare, anche confortati dalle richieste di autorizzazione avanzate per l'installazione di centrali eoliche in Campania, in circa 300 MW_e la potenza installabile al 2010.

Purtroppo la scarsità dei dati riguardanti la velocità del vento nella Regione Campania non consente, a tutt'oggi, una valutazione più affidabile circa lo sfruttamento di questa risorsa naturale ai fini della produzione di energia elettrica. L'energia elettrica complessivamente prodotta da tale risorsa sarebbe, dai dati ricavati, pari a 585 GW_eh/anno evitando l'immissione in atmosfera di più di 408.000 tonnellate di CO₂ all'anno; inoltre essa consentirebbe un risparmio di energia primaria di 129 ktep/anno.

L'analisi economica presentata è favorevole all'installazione di questo tipo di impianti per la produzione di energia elettrica. Infatti, considerando un orizzonte economico di 15 anni e considerando centrali da 10 MW_e l'investimento risulta favorevole secondo gli indici più utilizzati nelle analisi economiche. Senz'altro si può affermare che ormai il costo medio per kW_e installato per un impianto per la produzione di energia elettrica da energia eolica è competitivo con il costo degli impianti che utilizzano combustibili tradizionali; inoltre, grazie alle leggi vigenti in materia, la fonte eolica consente di soddisfare a certi obblighi per i produttori di energia elettrica, di essere avvantaggiati nella vendita dell'energia prodotta e di usufruire di svariate incentivazioni in conto investimento.

Nella tabella 10 sono riportati i dati conclusivi circa l'intervento possibile, da fonte eolica, per la Regione Campania. Ancora una volta va sottolineato che tali dati sono solo indicativi poiché il potenziale eolico individuato è relativo agli scarsissimi dati avuti a disposizione; occorre ribadire che valutazioni più precise possono essere condotte solo sulla base di dati di ventosità storici che riportino i valori della velocità del vento al variare della quota, della direzione e che informino circa la distribuzione delle frequenze di tali velocità. I dati meteorologici devono essere rilevati per un lungo periodo di tempo così da potere ottenere delle affidabili statistiche circa la intensità e direzione del tempo e tale processo di rilevamento deve riguardare più anni in modo da escludere ogni effetto legato alla variabilità delle stagioni che possono essere diverse tra loro. Solo in questo modo ci si può rendere conto se una zona è sufficientemente ventosa così da non metter a rischio l'investimento. Occorre anche ricordare che, studiando opportunamente il sito da monitorare, si possono valutare le caratteristiche del vento in una ampia zona utilizzando opportuni modelli di calcolo che richiedono, per l'elaborazione, solo alcuni dati sperimentali rilevati in certi punti di misura ed a

certe quote rappresentative del fenomeno. Evidentemente la presenza di una serie di dati storici favorevoli circa la ventosità costituisce solo una condizione necessaria per lo sfruttamento della risorsa eolica dovendosi, comunque, valutare l'intervento alla luce di tutti gli aspetti messi in evidenza nei paragrafi precedenti.

Potenza elettrica MW _e	Energia elettrica GW _e h/anno	Risparmio energetico ktep/anno	Emissioni CO ₂ evitate ton
300	585	129	408.000

Tabella 10 - Potenzialità di sfruttamento dell'energia eolica in Campania.

Bibliografia

- [1] EWEA (European Wind Energy Association), Publications , febbraio 2002
- [2] G.Veronesi, A. Zucchini “Energia dal Vento” Edagricole Editore 1981
- [3] Ises Italia – Sezione dell’International Solar Energy Society, Pubblicazioni, 2002
- [4] IPVC - Italian Vento Power Corporation, Publications, 2001
- [5] ENEA – Regione Campania, “Valutazione del potenziale dell’energia eolica”, ENEA, marzo 2001
- [6] “Studio di fattibilità : Creazione su base locale di un sistema di regolazione domanda/offerta di energia elettrica, in presenza di libero mercato e con energia proveniente da fonti rinnovabili” sviluppato dalla Provincia di Benevento
- [7] “Wind Energy- The facts”, European Commission, Directorate – General for Energy, Ottobre 1997
- [8] M. Dentice d’Accadia, M. Sasso, S. Sibilio, R. Vanoli “Applicazioni di energetica”, Liguori Editore 1999