



**COMUNE DI RIALTO**

**“IMPIANTO EOLICO”**

**STUDIO DI FATTIBILITÀ ECONOMICO  
FINANZIARIO**

## Indice

		Pagina
1	Introduzione	1
2	Le fonti rinnovabili di energia in Italia	2
2.1	Il quadro normativo comunitario, nazionale e regionale	3
3	L'energia eolica	9
4	La realizzazione di un impianto eolico	11
4.1	Costi dell'investimento iniziale	11
4.2	Costi di funzionamento e produzione	22
4.3	Ricavi dell'energia elettrica	25
4.4	Quantità di energia prodotta	29
5	Il project finance per finanziare le iniziative eoliche	30
5.1	Le assunzioni di redditività del centro eolico di Rialto	30
5.2	I flussi economico-finanziari del centro eolico di Rialto	33

## **1. Introduzione**

Nel corso degli ultimi anni è stata dedicata crescente attenzione, sia da parte delle autorità che degli operatori, alla produzione di energia da fonti rinnovabili. La ricerca di uno sviluppo sostenibile include sempre più, tra le opzioni strategiche, l'uso crescente di fonti rinnovabili (d'ora in avanti FER).

L'importanza dell'utilizzo sempre crescente delle FER è strettamente collegato alla possibilità che il sistema economico mondiale attui un processo progressivo di sviluppo sostenibile, soprattutto in relazione a tematiche ambientali di grande rilevanza, quali, in primo luogo, la questione del cambiamento climatico. Da alcuni studi di scenari energetici di lungo periodo, effettuati a livello internazionale, emerge un trend di aumento della produzione e utilizzo delle FER crescente nel tempo: nel 2050, la gran parte degli scenari ne prevedono un consumo almeno triplo rispetto all'anno base (il 1990, anno nel quale il consumo mondiale di energia da fonti rinnovabili era stimato intorno ai 1500 Mtep) ed in nessuno degli scenari il consumo è meno che doppio.

A livello mondiale, le stime dell'IEA (Agenzia Internazionale per lo sviluppo) per il 2002 (l'ultimo anno per cui il dato è disponibile) indicano il valore di produzione globale di energia da fonti rinnovabili intorno al 13,6% del totale dei consumi energetici mondiali. Tra le FER, la quota dell'energia prodotta da biomasse e rifiuti solidi urbani rappresenta circa il 10,9% del totale; quella idroelettrica sarebbe pari al 2,2% del totale, quella di geotermia, eolico e solare sarebbe complessivamente pari allo 0,5%. Per il solo aggregato dei Paesi dell'OCSE, l'IEA fornisce una stima del consumo di fonti rinnovabili anche per il 2003. Dai dati riportati in tabella 1, emerge come il contributo delle fonti rinnovabili al fabbisogno totale di energia nei Paesi industriali è più modesto di quello globale. Rispetto al nostro Paese, si nota come la percentuale di contribuzione sia superiore sia alla media dei Paesi OCSE che a quella dei 15 Paesi dell'UE: rispetto al settore eolico, la quantità di energia prodotta contribuisce solo marginalmente alla copertura del fabbisogno complessivo.

Tabella 1. Contributo delle fonti rinnovabili al fabbisogno energetico (2002-2003)

	Mondo	OCSE		UE-15		Italia	
	2002	2002	2003	2002	2003	2002	2003
<b>Offerta energia totale</b>	10230,7	5345,7	5390,8	1489,4	1513,1	172,7	180,7
Biomassa	1117,7	178,4	181,1	56,7	59,7	2,5	3,1
Solare, eolico	8,8	7,6	8,2	3,8	4,4	0,2	0,2
Geotermia	41,5	24,8	26,3	3,8	5,2	3,5	4,8
Idroelettrico	223,7	105,8	104,7	24,1	24,0	3,4	3,2
<i>Totale Rinnovabili</i>	<i>1391,6</i>	<i>316,6</i>	<i>320,3</i>	<i>88,4</i>	<i>93,4</i>	<i>9,6</i>	<i>11,3</i>
<i>% Rinnovabili</i>	<i>13,60</i>	<i>5,92</i>	<i>5,94</i>	<i>5,94</i>	<i>6,17</i>	<i>5,54</i>	<i>6,24</i>

## 2. Le fonti rinnovabili di energia in Italia<sup>1</sup>

Il contributo delle fonti energetiche rinnovabili al bilancio energetico nazionale è cresciuto dai circa 11 Mtep del 1995 ai 14 Mtep del 2003, con un aumento del 23% circa nell'intero periodo (in media, + 2,9% ogni anno). Nello stesso periodo, l'energia prodotta dalle FER non tradizionali è quasi triplicata, passando da poco più del 10% a oltre il 25% del totale delle rinnovabili. La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ammonta nel 2003 a circa 48 TWh, pari al 14% del consumo interno lordo di energia elettrica e a più del 16% della produzione lorda interna (293,9 TWh). Rispetto all'anno precedente, si assiste ad una contrazione della produzione di elettricità da FER, imputabile esclusivamente al ridotto contributo della fonte idroelettrica. Tutte le altre fonti energetiche rinnovabili hanno fatto registrare tassi di incremento annui positivi. In tabella 2 si riportano i dati relativi all'andamento della produzione dal 1995 al 2003.

<sup>1</sup> I dati riportati fanno riferimento al rapporto ENEA 2004; ove la fonte sia di diversa natura, saranno citati i singoli riferimenti.

Tabella 2. Energia elettrica da fonti rinnovabili. Anni 1995-2003 (GWh)

Fonti energetiche	1995	2000	2001	2002	2003
Idroelettrica <sup>1</sup>	8.312	9.725	10.298	8.694	8.068
Eolica	2	124	259	309	321
Fotovoltaico	3	4	4	4	5
Solare Termico	7	11	11	14	16
Geotermia	969	1.248	1.204	1.239	1.388
Rifiuti	97	461	721	818	1.038
Legna ed assimilati <sup>2</sup>	1.976	2.344	2.475	2.489	2.782
Biocombustibili	65	66	87	94	177
Biogas	29	162	196	270	296
<b>Totale</b>	<b>11.460</b>	<b>14.144</b>	<b>15.255</b>	<b>13.931</b>	<b>14.092</b>
di cui non tradizionali <sup>3</sup>	1.247	2.017	2.519	2.932	3.536

1 Solo elettricità da apporti naturali valutata a 2.200 kcal/kWh

2 Non include risultato indagine ENEA sul consumo di legna da ardere nelle abitazioni

3 Eolico, solare, rifiuti, legna (esclusa la legna da ardere), biocombustibili, biogas

\* Inoltre, da considerare 9,8 TWh prodotti da reflui industriali che corrispondono a 2,1 Mtep sostituiti (dati GRTN)

## 2.1. Il quadro normativo comunitario, nazionale e regionale

Se, dal punto di vista economico, le Fonti di energia rinnovabile sono ostacolate da uno svantaggio competitivo iniziale rispetto alle altre fonti convenzionali, e dunque dalla difficoltà di creare una massa critica sul versante dell'offerta, si è registrato, da parte del decisore politico, il costante tentativo di costruire una rete di protezione, costituita prevalentemente da incentivi di vario tipo e dai meccanismi dei Certificati Verdi. In questa direzione vanno letti numerosi strumenti di indirizzo, intrapresi sia dall'Unione Europea che dall'Italia.

### A. L'Unione Europea

Per l'**Unione Europea**, un provvedimento di grande rilievo è la Direttiva 2001/77/CE. La direttiva 2001/77/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 27 settembre 2001 sulla "promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'energia elettrica" costituisce il principale riferimento nel settore delle fonti rinnovabili di energia sia a livello di principi e definizioni generali che di norme e regole per quanto concerne la produzione di energia elettrica. Attraverso tale direttiva, il Parlamento europeo riconosce la necessità di promuovere in via prioritaria le fonti energetiche rinnovabili, il cui

potenziale di sfruttamento è attualmente sottoutilizzato. Come illustrato nel Libro Bianco, l'incremento di energia elettrica prodotta da FER è una parte importante del pacchetto di misure necessarie per conformarsi al Protocollo di Kyoto.

Ciascuno Stato membro può applicare meccanismi di sostegno delle fonti energetiche diversi a livello nazionale, compresi i Certificati Verdi, gli aiuti agli investimenti, sgravi o esenzioni fiscali e regimi di sostegno diretto dei prezzi.

Al fine di ridurre gli ostacoli normativi all'aumento della produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili, razionalizzare ed accelerare le procedure a livello amministrativo e garantire che le norme siano oggettive, trasparenti e che prendano in considerazione le particolarità delle varie tecnologie, i Paesi comunitari dovranno valutare l'attuale quadro legislativo riguardante le procedure autorizzative in atto. Per quanto riguarda la rete distributiva, essi dovranno, inoltre, impegnarsi a garantire la trasmissione e la distribuzione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, riuscendo a mantenere inalterata l'affidabilità e la sicurezza della rete stessa.

## **B. La politica italiana per le fonti di energia rinnovabile**

In **Italia** l'avvio di politiche rivolte alla diffusione delle fonti rinnovabili risale al 1981 con la predisposizione del piano energetico e con la successiva legge 382/82. Iniziative più incisive si sono avute grazie all'attuazione del piano energetico nel 1988, con le leggi 9/91 e 10/91 e, soprattutto, con il relativo provvedimento CIP 6/92, il quale ha fornito un impulso alla diffusione delle rinnovabili. La gestione del provvedimento ha tuttavia manifestato seri limiti, che hanno indotto a circoscrivere la concessione degli incentivi solo alle iniziative proposte sino a tutto il 30 giugno 1995.

### **I certificati verdi**

Dal 2002, il mercato dell'energia da fonte rinnovabile è incentivato non più solamente dalle convenzioni CIP6, la cui validità prosegue fino al termine della loro scadenza, ma anche dall'introduzione dei cosiddetti Certificati Verdi. Il nuovo strumento di incentivazione della produzione di energia elettrica da rinnovabili è stato definito con il D.Lgs. 79/1999, emanato in attuazione della direttiva 92/97/CE,

noto come “decreto Bersani”, con cui è stata avviata una profonda ristrutturazione del settore dell’energia elettrica. Il decreto ha introdotto un criterio di sostegno alle fonti rinnovabili, basato sui criteri di mercato: esso, infatti, istituisce l’obbligo, a partire dal 2002, per i soggetti produttori o importatori di energia elettrica non rinnovabile, di immettere nella rete nazionale una quota del 2% di energia generata in impianti, alimentati da fonti rinnovabili. La qualifica di IAFR (Impianti a fonti rinnovabili) è certificata dal GRTN e riguarda gli impianti entrati in esercizio dopo il 1 aprile 1999.

Nel 2003, con il D. Lgs. 29 dicembre 2003 n. 387, “Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell’energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell’elettricità”, l’obbligo stabilito dal D. Lgs. 79/99 è stato incrementato dello 0,35% (**pari quindi al 2,35%**).

La Legge 239 del 23/08/2004 (Legge Marzano) ha ridotto a **50 MWh** la taglia del “certificato verde”, che in precedenza era pari a 100 MWh.

L’energia elettrica prodotta annualmente con impianti IAFR gode del diritto di avere la priorità di dispacciamento in tempo reale nell’immissione in rete. La possibilità di abbinare a un pacchetto di energia prodotta da impianti IAFR un certificato verde è limitata ai primi otto anni di produzione dell’impianto. I CV hanno validità annuale e vengono emessi dal GRTN su richiesta dei produttori. I CV sono messi a disposizione degli acquirenti come titoli e scambiati su un apposito mercato di Borsa, gestito dal GRTN.

Il “Decreto Marzano” introduce il concetto della “bancabilità” dei CV. La validità dei CV, non venduti entro l’anno, viene estesa agli anni successivi a copertura delle future esigenze del mercato. Il produttore di elettricità da IAFR può decidere di non porre in vendita i CV nel corso dell’anno di produzione, ma può porli in banca nella previsione di negoziarli negli anni successivi a condizioni migliori.

I produttori che non possano, o non vogliano, produrre in proprio elettricità con impianti IAFR, o che non riescano a raggiungere la quota del 2,35%, potranno

acquistare i necessari CV dai gestori di impianti IAFR, mediante accordi diretti o rivolgendosi alla Borsa dei CV.

L'offerta di Certificati Verdi è costituita oltre che dai CV emessi a favore di impianti privati che hanno ottenuto la qualificazione IAFR dal Gestore della rete, anche dai Certificati Verdi che il GRTN stesso emette a proprio favore a fronte dell'energia prodotta dagli impianti Cip 6.

Ne consegue che oggi sono disponibili sul mercato due tipologie di certificati verdi:

- i Certificati Verdi privati (CVP) relativi ad impianti esenti dagli incentivi CIP6, emessi a consuntivo o preventivo ed intestati a privati;
- i Certificati Verdi di impianti sotto convenzione CIP6 intestati al GRTN (CV GRTN).

I CVP possono essere ceduti sul mercato del GME oppure attraverso contratti bilaterali. Al contrario, i CV GRTN sono obbligatoriamente collocati sul mercato istituito presso il GME, al prezzo fissato con le modalità previste dall'art. 9 del DM 11/11/99, ovvero al prezzo risultante dalla differenza tra il costo medio degli incentivi riconosciuti alle centrali rinnovabili sotto convenzione CIP6 e i ricavi della vendita dell'energia stessa. Infine il GRTN, per compensare eventuali carenze di offerta, può emettere CV allo scoperto, ovvero Certificati Verdi non relativi a generazione di energia elettrica rinnovabile effettivamente prodotta. Nei successivi tre anni il GRTN deve, comunque, ricoprire tali emissioni annullando propri certificati o acquistandone da privati.

### **C. Gli enti locali**

Le **Regioni**, sotto la spinta della riforma amministrativa Bassanini e della riforma Costituzionale del 2003, nonché degli obiettivi ambientali fissati in applicazione del Protocollo di Kyoto, si sono dotate in questi anni di strumenti di indirizzo e incentivazione, governo dell'energia. Non si sono, invece, adeguatamente sviluppati i raccordi fra gli atti di governo nazionali e gli atti di governo regionali e locali.

Il decreto legislativo n. 387 del 29 dicembre 2003 (Recepimento della direttiva 2001/77/CE sulla promozione e l'incremento dell'elettricità da fonti rinnovabili nel

mercato interno), è volto a creare le basi per un futuro quadro comunitario in materia. Il decreto legislativo in questione individua gli obiettivi di consumo futuro di elettricità da fonti rinnovabili sulla base di previsioni realistiche economicamente compatibili con lo sviluppo del Paese, ovvero i meccanismi di sostegno devono essere compatibili con i principi di mercato dell'elettricità per favorire la competizione e la riduzione dei costi e devono tendere ad una semplificazione delle procedure amministrative per la realizzazione di impianti, nel rispetto delle competenze di Stato, Regioni ed Enti locali, così come schematizzato in tabella 3.

Tabella 3. La distribuzione delle competenze tra enti locali

<b>Competenze delle Regioni</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Predisposizione dei Piani Energetici Regionali</li> <li>• Funzioni amministrative in tema di energia, ivi comprese quelle relative alle fonti rinnovabili, all'energia nucleare, al petrolio ed al gas</li> <li>• Pianificazione territoriale e settoriale (Piano Regionale di Sviluppo, Piani di settore rifiuti, energia, acque, sanità, infrastrutture – Piano Integrato Territoriale)</li> <li>• Programmi di incentivazione e sostegno allo sviluppo socio-economico ed ambientale della Regione (Fondi Strutturali 2001-2006, incentivazione della competitività delle piccole e medie imprese, fondi "Carbon Tax", 1% accise benzine ecc.)</li> <li>• Normativa di indirizzo e coordinamento degli Enti locali per le funzioni loro delegate, attuativa di leggi nazionali, standard di qualità per livelli di inquinamento ambientale in aree critiche, livelli di prestazione servizi, sistemi e impianti, specifiche tecniche, qualificazioni tecnologiche ecc.</li> <li>• Sistema informativo regionale e compatibilità con il sistema informativo e statistico nazionale</li> <li>• Sistema di monitoraggio regionale e sistemi a rete (v. Alta tecnologia)</li> <li>• Responsabilità attiva e diretta nei confronti delle politiche e degli indirizzi della UE (in particolare nei processi</li> <li>• di riequilibrio/risanamento di aree svantaggiate e in ritardo di sviluppo e nella tutela/valorizzazione di aree di pregio ambientale)</li> <li>• Coordinamento dei patti territoriali ed in generale della programmazione negoziata</li> </ul>
<b>Competenze delle Province</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Attuazione (con programmazione di interventi) della pianificazione territoriale e settoriale della Regione a livello provinciale</li> <li>• Stesura del Piano Territoriale di Coordinamento (legge 142/90) per la regolamentazione e l'indirizzo dell'attività amministrativa dei Comuni in certi settori e per materie di interesse intercomunale</li> <li>• Funzioni di carattere tecnico-amministrativo e gestionale già delegate dalla Regione o in trasferimento in attuazione del decreto legislativo 112/98 (v. autorizzazioni di impianti per la produzione di energia fino a 300 MW termici). Settori di competenza: inquinamento atmosferico, rifiuti, acque, scuole secondarie</li> <li>• Valorizzazione delle risorse idriche ed energetiche, programmazione di interventi risparmio energetico e promozione delle fonti rinnovabili di energia</li> <li>• Banche dati (aria, acqua, rifiuti ecc.) compatibili con il sistema informativo regionale</li> <li>• Controllo di impianti termici nei Comuni &lt;40.000 abitanti</li> </ul>
<b>Competenze dei Comuni</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Amministrazione e gestione dei servizi ai cittadini (rifiuti solidi urbani, trasporti, illuminazione pubblica ecc.)</li> </ul>

- Destinazione urbanistica aree cittadine, autorizzazioni e concessioni per attività produttive (v. anche sportello unico),
- Regolamento edilizio
- Piano Energetico Comunale (legge 10/91, art. 5 ultimo comma)
- Piano Urbano del Traffico, zonizzazione rumore ecc.
- Controlli di impianti termici (>40.000 ab.), sicurezza impianti legge 46/90
- Monitoraggio dell'ambiente cittadino
- Eventuale adesione all'Agenda XXI
- Rapporti con le Aziende municipalizzate

Tutte le Regioni italiane hanno attivato iniziative nel campo delle fonti energetiche rinnovabili (FER), mediante tre principali linee di intervento.

La prima si realizza attraverso i programmi “Tetti fotovoltaici”, “Solare termico” e “Isole Minori” in attuazione dei decreti del Ministero dell'Ambiente emanati a partire dal 2000.

La seconda opera attraverso le misure specifiche previste all'interno dei Programmi Operativi Regionali (POR) finanziati con i Fondi Strutturali del Quadro Comunitario di sostegno 2000-2006 dell'Unione Europea.

La terza utilizza i fondi previsti dalla Legge 448 del 1998 (*Carbon Tax*).

Le Regioni operano anche attraverso iniziative autonome promosse nell'ambito di Leggi e Delibere Regionali e nei Piani Energetici Regionali, dove vengono effettuate valutazioni delle potenzialità, dell'impatto e dei benefici ambientali nonché degli investimenti necessari e dell'apporto all'offerta locale.

La Regione Liguria, nel 2002, ha approvato una norma che regola i compiti di Regione ed Enti locali in materia di ambiente, difesa del suolo ed energia. La Regione ha aderito ai Programmi ministeriali “Tetti fotovoltaici” e “Solare termico” ed inoltre ha attivato le misure per le FER previste nei Fondi Strutturali. La Regione ha approvato il PEAR2, con delibera del Consiglio Regionale, nel dicembre 2003, dove sono state effettuate le valutazioni sulle potenzialità delle FER. Nel 2002 in Regione Liguria la produzione elettrica da FER è stata di 240,8 GWh, di cui 22,4 GWh da biomasse solo 3 GWh eolica, come emerge dai dati in tabella 4.

---

<sup>2</sup> Il Piano vero e proprio è costituito dall'insieme delle scelte operative fatte dalle singole Regioni in sede tecnica e in definitiva in sede politica, sulla base delle diverse opzioni risultanti dallo studio di Piano, con la definizione di obiettivi strategici; interconnessione con gli altri settori e piani; obiettivi quantitativi e qualitativi; risorse finanziarie; programmi e progetti da realizzare; tempi di realizzazione; coinvolgimento delle varie strutture amministrative; soggetti interessati e partecipanti; strumenti operativi e gestionali; strumenti di verifica

Tabella 4. Produzione lorda di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili in Italia nel 2002 (GWh)

Regioni	Idrica	Eolico	Fotovoltaico	Geotermita	Biomasse	Totale	Quota rispetto al totale FER Italia
Piemonte	6.615,8	0,1			133,6	6.749,5	13,8%
Valle d' Aosta	2.951,4					2.951,4	6,0%
Lombardia	9.154,5				1.251,6	10.406,1	21,2%
Trentino Alto Adige	8.915,2				74	8.989,2	18,3%
Veneto	3.912,2				322,4	4.234,6	8,6%
Friuli Venezia Giulia	1.645,2				46,2	1.691,4	3,5%
Liguria	215,4	3,0			22,4	240,8	0,5%
Emilia Romagna	938,3	1,4			495,8	1.435,5	2,9%
Toscana	657,1	3,4		4.662,3	196,2	5.519	11,3%
Umbria	1.004,2	3,4			64,1	1.071,7	2,2%
Marche	336,7				25,7	362,4	0,7%
Lazio	705,9	1,3			173,4	880,6	1,8%
Abruzzo	1.255,5	149,9	1			1.406,4	2,9%
Molise	127,4	55,3			72,6	255,3	0,5%
Campania	336,6	470,6	2,3		66,2	875,7	1,8%
Puglia		482,8			153,5	636,3	1,3%
Basilicata	96,6	100,2			17,5	214,3	0,4%
Calabria	532,3	0,2	0,4		228,4	761,3	1,6%
Sicilia	45,5	30,7	0,2		27,2	103,6	0,2%
Sardegna	73,6	102,2	0,1		51,8	227,7	0,5%
<b>Totale</b>	<b>39.519,4</b>	<b>1.404,2</b>	<b>4,1</b>	<b>4.662,3</b>	<b>3.422,6</b>	<b>49.012,5</b>	<b>100,0%</b>

Rispetto al quadro nazionale, la Regione Liguria ha contribuito nel 2002 solo per lo 0,5% alla produzione di energia da fonti rinnovabili, collocandosi tra le regioni che presentano i livelli più ridotti.

### 3. L'energia eolica

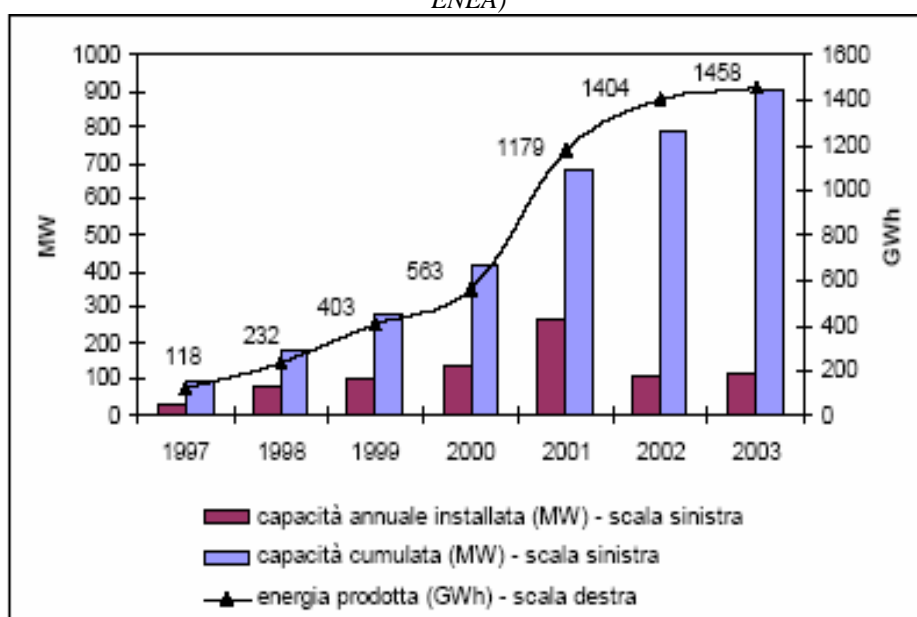
Per quanto riguarda l'eolico, dopo gli ottimi risultati conseguiti nel periodo 1996-2001 si è assistito negli ultimi tre anni ad un forte rallentamento e una certa ripresa si è cominciata ad avvertire solo a partire dal secondo semestre, con 900 MW alla fine dell'anno scorso.

La taglia delle centrali eoliche italiane è compresa tra pochi MW e 35 MW, con una media di 10-15 MW a centrale, mentre la potenza dei nuovi generatori installati è

creciuta da circa 300 kW, media degli impianti installati nel 1997, agli 800 kW degli impianti installati nel 2003 e agli 850 kW nel 2004. Tale crescita è una misura dello sviluppo tecnologico in atto nel settore ed avvicina l'Italia al contesto internazionale. Alla fine del 2003 la potenza eolica connessa alla rete elettrica nel mondo ha praticamente raggiunto 40.000 MW, corrispondente ad un investimento di circa 40 miliardi di euro. La crescita del settore, in quest'ultimo quarto di secolo, è stata esponenziale e, nello stesso periodo, il costo dell'energia generata si è ridotto di un ordine di grandezza. Anche nel 2004 è stata confermata la tendenza delineatasi negli anni precedenti, con un contributo di oltre 8.000 MW di nuova generazione, ossia il 26% d'incremento rispetto alla potenza globale alla fine del 2003. In Danimarca la quota di energia elettrica di provenienza eolica ha raggiunto il 20%, mentre Spagna e Germania seguono con valori che già superano il 6%.

In figura 1 è rappresentato l'andamento annuale delle potenze installate e dell'energia elettrica prodotta. Il rallentamento del trend molto positivo fatto segnare dall'eolico fino al 2001 è stato in gran parte determinato dai cambiamenti intervenuti nei programmi di alcune Regioni ; gli operatori del settore denunciano inoltre i tempi molto lunghi che si determinano in molte situazioni nella fase di allacciamento degli impianti alla rete elettrica.

Figura 1 Andamento annuale delle installazioni eoliche e dell'energia generata in Italia (1997-2003, ENEA)



## **4. La realizzazione di un impianto eolico**

La realizzazione di un impianto eolico, ossia a fonte rinnovabile, è caratterizzato da alcuni elementi, che è opportuno richiamare:

- il funzionamento annuo di un impianto eolico è discontinuo e dipende dalla ventosità del sito; la produzione viene espressa in MG prodotti ed è funzione della velocità del vento e della dimensione dell'impianto;
- i costi iniziali di investimento sono predominanti rispetto a quelli di esercizio; ciò comporta una particolare attenzione alla copertura finanziaria dell'investimento, soprattutto se si ricorre a capitale di terzi; peraltro, l'attuale discesa del costo del denaro rende questo aspetto meno rilevante rispetto al passato;
- anche se gli investimenti sono prevalentemente concentrati nell'attività costruttiva finale, per portare a termine una singola iniziativa (dall'individuazione del sito all'avviamento della centrale) possono essere necessari diversi mesi. Risulta, pertanto, fondamentale una accurata pianificazione temporale delle varie fasi, riassumibili in:
  - qualificazione sito;
  - iter autorizzativo (variabile, soprattutto per gli aspetti ambientali);
  - costruzione della centrale;
  - allacciamento alla rete

### **4.1. Costi dell'investimento iniziale**

Come anticipato, l'investimento iniziale per la costruzione dell'impianto rappresenta la voce di costo più significativa, di cui tenere conto nell'analizzare la redditività di una iniziativa nel settore eolico. Nel suo complesso, l'investimento può suddividersi nei seguenti raggruppamenti di spesa:

- a) sviluppo dell'iniziativa e gara pubblica (2-3% dell'investimento totale)<sup>3</sup>;
- b) installazione delle macchine eoliche (75-80% dell'investimento totale);
- c) opere accessorie e infrastrutture (16-18% dell'investimento totale);
- d) collegamento alla rete (6%-7% del totale).

---

<sup>3</sup> Naturalmente, queste percentuali rappresentano riferimenti medi, soprattutto per progetti internazionali. In questa analisi saranno considerati solo come riferimenti di massima.

La fornitura delle macchine rappresenta la spesa più rilevante in assoluto, mentre la realizzazione delle opere accessorie e delle infrastrutture raggruppa le voci di costo strettamente collegate alla complessità del sito, in relazione alla morfologia e natura del suolo, all'accessibilità e alla connessione alla rete.

Ad oggi, il costo specifico di realizzazione di un impianto "chiavi in mano" si colloca nell'intervallo tra 950 e 1.1150 €/per Chilowatt installato, con valore medio di circa 1.050 €/kw.

Questi valori possono essere presi in considerazione anche nel Comune di Rialto, dove esistono, però, peculiarità di cui tenere conto. La morfologia del territorio è decisamente complessa e le aree individuate si trovano in uno stato di degrado, necessitando di una riqualificazione ambientale (cfr. Studio di fattibilità Università di Genova).

La conseguenza più diretta è che i costi sito prevalentemente fissi, come l'accessibilità e il collegamento alla rete, hanno una incidenza maggiore e possono far crescere il costo specifico totale dell'investimento.

#### **a. Sviluppo dell'iniziativa**

Lo sviluppo dell'iniziativa comprende l'individuazione e la qualificazione anemologica del sito, la progettazione dell'impianto, l'iter autorizzativo per la concessione edilizia, la valutazione dell'impatto ambientale. Economicamente, essa rappresenta circa il 2-3% dell'investimento totale, ma il suo impatto sulla redditività e sui tempi dell'iniziativa può essere rilevante.

A questi costi vanno aggiunti i costi di partecipazione alla gara di project finance indetta dal Comune di Rialto. In particolare, è previsto che il Promotore si accoli i **"costi sostenuti dall'Amministrazione comunale** in ordine all'iniziativa in oggetto, tra i quali eventuali costi che dovessero rendersi necessari per consulenze legali, tecniche ed economiche, inerenti ad ogni fase della procedura, per la nomina e l'attività di commissioni per la valutazione delle proposte, per l'aggiudicazione della concessione, per le spese di pubblicazione del presente avviso e di tutti i successivi; tale obbligo si intende automaticamente trasferito al concessionario aggiudicatario, se diverso la promotore. Naturalmente il promotore, o il concessionario

aggiudicatario, se diverso la promotore, potrà considerare le cifre sostenute come costi di realizzazione dell'investimento ed inserirli nel piano economico-finanziario dell'iniziativa".

Tali costi, ad oggi, ammontano a €36.000 + IVA.

Prudenzialmente, si può considerare un costo totale pari a €60.000.

#### **b. Installazione delle macchine eoliche**

In generale, il costo della macchina può essere compreso tra i 2/3 e i 4/3 del costo totale di installazione in funzione delle caratteristiche orografiche del sito. La potenza degli aerogeneratori presenti sul mercato varia da pochi chilowatt ad oltre 2.500 kW. La potenza media delle singole macchine installate in Italia si attesta intorno agli 800 kW.

Il costo della turbina eolica installata, inclusivo di acquisto, trasporto, montaggio ed avviamento è direttamente proporzionale alla potenza del rotore e all'altezza della torre piuttosto che alla semplice potenza nominale.

Oggi, in Italia, per una macchina da 850 kW il costo può variare dai 500.000 ai 700.000 €. Naturalmente, centrali eoliche con numerose macchine godono anche del vantaggio derivante da possibili "sconti" su ordini multipli di acquisto.

Di seguito si riportano in costi specifici di impianto relativi alla complessità del sito.

Impianto di piccole dimensioni: n. 5 macchine (potenza totale 4250 kW)

- costo specifico impianto per sito di bassa complessità: 993 €/kW;
- *costo specifico impianto per sito di media complessità: 1027 €/kW*
- costo specifico impianto per sito di alta complessità: 1049 €/kW.

Impianto di medie dimensioni: n. 10 macchine (potenza totale 8500 kW)

- costo specifico impianto per sito di bassa complessità: 958 €/kW;
- costo specifico impianto per sito di media complessità: 990 €/kW
- costo specifico impianto per sito di alta complessità: 1011 €/kW.

Impianto di grandi dimensioni: n. 20 macchine (potenza totale 17000 kW)

- costo specifico impianto per sito di bassa complessità: 922 €/kW;

- costo specifico impianto per sito di media complessità: 953 €/kW
- costo specifico impianto per sito di alta complessità: 974 €/kW.

Il sito del Comune di Rialto è considerato di media complessità e di piccole dimensioni. Pertanto, il valore stimato del costo è pari a: 1027 €/kW.

### **c. Opere accessorie ed infrastrutture**

I costi di realizzazione delle rimanenti parti dell'impianto si riferiscono a:

- fondazioni, scavi per cavidotti, viabilità necessaria per lo spostamento delle gru e i componenti dei generatori, eventuali edifici di servizio per la sottostazione;
- componenti elettromeccaniche: box con quadri elettrici e trasformatore da bassa a media tensione, apparecchiature per il controllo a distanza, cablaggi interrati per il collegamento elettrico delle macchine;
- accesso alla rete: cavidotto aereo o interrato per il collegamento alla rete di trasmissione in media tensione.

Tali costi sono fortemente variabili in relazione alle caratteristiche più o meno complesse del sito prescelto; la morfologia e la natura del terreno influenzano i costi delle fondazioni, dei cavidotto e della viabilità; l'accessibilità impatta sui costi di trasporto e sull'organizzazione del cantiere, mentre la distanza dalle esistenti reti di trasmissione determina i costi di connessione alla rete elettrica.

Occorre sottolineare che le infrastrutture legate all'accessibilità e al collegamento alla rete hanno una capacità di utilizzo più duratura di quella presa a riferimento per ammortizzare un singolo impianto; pertanto, possono destinare i propri benefici anche a successive iniziative, qualora si voglia continuare a utilizzare la risorsa eolica.

Questi costi incidono, in generale, intorno al 16-18% dell'investimento complessivo. Nel caso in esame, tali costo possono essere considerati pari al 10% dell'investimento complessivo, pari orientativamente a €350.000.

#### **d. L'allacciamento**

Come riportato nello Studio di fattibilità dell'Università di Genova (pag. 31), è difficile preveder ex-ante quale sarà la soluzione ottimale per l'allacciamento alla rete; tale soluzione sarà infatti individuata solo a seguito dell'inoltro, da parte del promotore, di una specifica richiesta al Gestore delle Rete. Solo al momento della comunicazione delle eventuali modalità e tipologie di allaccio sarà possibile avere un preventivo indicativo dei costi da sostenere. Considerata l'incidenza complessiva di tali costi sull'investimento totale e la complessità della gestione della richiesta di allacciamento alla rete, si ritiene utile allegare al presente documento alcune indicazioni di massima sulla procedura da seguire e la tempistica prevista dalla normativa.

Con delibera del 26 marzo 2002 n. 50, l'Autorità ha fissato le condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV, i cui gestori hanno l'obbligo di connessione di terzi, rimandando ad un provvedimento successivo la determinazione delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche. L'art. 3, comma 1 della citata delibera prevede, inoltre, che i gestori di rete pubblichino e trasmettano all'Autorità le modalità e le condizioni contrattuali per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche di rispettiva competenza.

I soggetti gestori indicati dalla direttiva sono in particolare:

- il GRNT e i gestori di porzioni limitate della rete di trasmissione nazionale;
- i soggetti gestori di reti con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale superiore a 1 kW diverse dalla rete di trasmissione nazionale.

In relazione agli impianti di connessione, si specifica che l'insieme degli impianti per la connessione comprende le infrastrutture necessarie a connettere il sito, in cui si trova l'impianto, con uno o più punti esistenti della rete con obbligo di connessione di terzi.

Il gestore di rete proponente la soluzione per la connessione individua le parti di impianto per la connessione corrispondenti rispettivamente a:

- a. gli impianti di rete per la connessione,
- b. gli impianti di utenza per la connessione.

Per impianto di rete per la connessione si intende la porzione di impianto per la connessione di competenza del gestore di rete con obbligo di connessione di terzi e con il termine impianto di utenza per la connessione ci si riferisce alla porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza del soggetto richiedente la connessione.

Dette attribuzioni devono essere determinate contemplando almeno i seguenti fattori:

1. potenza di connessione;
2. livello di tensione al quale viene realizzata la connessione;
3. tipologia dell'impianto per il quale è stato richiesto l'accesso alle infrastrutture di reti elettriche con riferimento all'immissione o al prelievo di energia elettrica;
4. topologia della rete elettrica esistente;
5. eventuali aspetti riguardanti la gestione e la sicurezza del sistema elettrico.

I gestori di rete individuano le tipologie degli impianti di rete per la connessione che possono essere progettati e realizzati a cura dei soggetti richiedenti la connessione, alle condizioni economiche fissate dall'Autorità.

Gli impianti di rete per la connessione realizzati dal soggetto richiedente sono resi disponibili al gestore di rete per il collaudo e la conseguente accettazione, nonché per la gestione, secondo la normativa vigente per la rete interessata dalla connessione, attraverso appositi contratti stipulati tra il soggetto richiedente la connessione ed il gestore medesimo, prima dell'inizio della realizzazione.

Il soggetto richiedente la connessione può domandare, all'atto dell'accettazione di una delle soluzioni per la connessione proposte dai gestori di rete, che un impianto per la connessione individuato come impianto di utenza per la connessione venga ricompreso tra gli impianti di rete per la connessione e, di conseguenza, rientri nella competenza del gestore di rete alle condizioni economiche fissate dall'Autorità.

Il soggetto richiedente la connessione alla rete di un impianto elettrico, o la modifica della potenza di una connessione esistente, presenta detta richiesta al Gestore della rete o all'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale.

In pratica, i richiedenti inoltreranno la richiesta al soggetti gestore con la linea più vicina al sito. Nel caso in cui siano presenti nelle vicinanze reti di più gestori, può essere conveniente inviare la richiesta a tutti, per tutelarsi da eventuali ritardi o mancate concessione da parte di uno di questi.

Il gestore di rete a cui viene presentata la richiesta di accesso alle infrastrutture di reti elettriche propone al soggetto richiedente una o più soluzioni tecniche per la connessione dell'impianto oggetto della richiesta alla rete di propria competenza, conformante alle modalità e alle condizioni contrattuali definite dai singoli gestori.

Essenzialmente, ad oggi, i gestori sono il GRTN e Enel Distribuzione, divisione di Enel preposta alla vendita di energia elettrica sul mercato vincolato e rete di distribuzione dell'energia elettrica destinata al mercato libero e vincolato.

L'Authority ha previsto che ciascun soggetto definisca i contenuti e le modalità contrattuali, definendo nello specifico:

1. le modalità per la presentazione della richiesta di accesso alle infrastrutture di reti elettriche, ivi inclusa la specificazione della documentazione richiesta;
2. le modalità e i tempi di risposta del gestore di rete interessato;
3. le soluzioni di massima per la connessione nonché i termini di validità della soluzione proposta dal gestore di rete interessato, decorsi i quali, in assenza di accettazione da parte del richiedente, la richiesta di connessione deve intendersi decaduta;
4. le modalità per la scelta della soluzione per la connessione da parte del soggetto richiedente;
5. le modalità e i tempi in base ai quali il gestore di rete interessato si impegna, per le azioni di propria competenza, a realizzare gli impianti di rete per la connessione;

6. le soluzioni tecniche convenzionali adottate dal gestore di rete interessato per la realizzazione della connessione alla rete degli impianti elettrici;
7. gli standard tecnici e le specifiche di progetto essenziali per la realizzazione degli impianti di rete per la connessione e, per quanto specificamente attiene la rete di trasmissione nazionale, per il loro esercizio e manutenzione.

L'Authority ha previsto che i soggetti richiedenti la connessione siano tenuti:

- a. al versamento, a ciascun gestore di rete a cui è presentata la richiesta di accesso alle infrastrutture di reti elettriche, di un corrispettivo a copertura delle attività di gestione e di analisi tecnica relative alla richiesta medesima; tale corrispettivo viene corrisposto dal soggetto richiedente a titolo di copertura forfetaria delle attività del gestore di rete, che consistono, esemplificativamente, negli studi di rete necessari alla valutazione dell'impatto del nuovo impianto sulla rete ed alla predisposizione delle soluzioni per la connessione;
- b. alla presentazione, su richiesta del gestore di rete, di garanzie finanziarie nella forma di fideiussione bancaria, che può essere escussa dal gestore di rete nei casi in cui la connessione non venga realizzata per cause imputabili al soggetto richiedente, ovvero nei casi in cui il medesimo soggetto risulti insolvente.

Tali importi non sono ancora stati determinata dall'Authority. Gli importi fissati dal GRTN nel suo regolamento sono stati considerati illegittimi e non applicabili.

Quindi, nel caso in cui il gestore sia il GRTN, il contributo da riconoscere al gestore è composto dal costo preventivo dell'allaccio e dalla fideiussione, stabilita dal GRTN. La fideiussione è necessaria per coprire il rischio che la gara non venga completata per motivi imputabili al richiedente. La gara ha visto molto spesso come aggiudicatario Terna S.p.A., la società proprietaria di oltre il 90% della Rete di Trasmissione Nazionale dell'energia elettrica (RTN) ad alta ed altissima tensione (AT-AAT), specializzata nell'Esercizio, Manutenzione e Sviluppo della porzione di rete.

Nel caso in cui ci si rivolga a Enel Distribuzione, che a differenza del GRTN non deve espletare gara per la scelta del soggetto incaricato della realizzazione dell'impianto, il costo da corrispondere è relativo agli oneri di ingegnerizzazione (nel caso in cui richiedente affidi la progettazione dell'impianto) e ai costi preventivi di allaccio.

Il costo complessivo della connessione è quindi composto da

- costo del progetto (o oneri di ingegnerizzazione se realizzato da Enel Distribuzione); in generale, è possibile stimare il costo del progetto in un range che va dai 60.000 agli 80.000 euro;
- costi preventivi di allaccio (per entrambi i soggetti);
- fideiussione (se il gestore è GRTN).

L'importo complessivo è estremamente variabile ed è strettamente correlato a:

- la potenza dell'impianto;
- la presenza di eventuali sottostazioni e la relativa distanza e capacità residua;
- la tipologia della rete (ad alta o media tensione).

Di seguito si riportano i contenuti essenziali del regolamento predisposto dal GRTN.

La società di Gestione della rete di trasmissione nazionale (GRTN) ha l'obbligo di connettere alla rete di trasmissione nazionale (di seguito anche RTN) tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità dei servizi, nel rispetto delle regole tecniche di connessione e delle condizioni tecnico economiche di accesso e di interconnessione stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Il GRTN alla luce delle disposizioni dell'Authority ha emanato il Regolamento relativo alle modalità e alle condizioni contrattuali per l'erogazione del servizio di connessione alla rete di trasmissione nazionale, entrato in vigore il 16 giugno del 2003.

In sintesi, la procedura prevede che il titolare dell'iniziativa invii secondo la modulistica predefinita dal GRTN, la richiesta di connessione alla rete, corredata da tutta la documentazione espressamente indicata dal regolamento e accompagnata dalla ricevuta bancaria dell'avvenuto pagamento della somma necessaria ad assicurare le coperture delle spese di gestione e analisi tecnica che il GRTN deve sostenere al fine di valutare la richiesta.

Il GRTN è chiamata entro 90 giorni ad elaborare uno o più soluzioni di massima per la connessione, dandone comunicazione al richiedente. Sulla base della/e soluzioni presentate, il richiedente può formulare le proprie osservazioni, alle quali il GRTN deve rispondere entro 60 giorni.

In particolare, il GRTN deve specificare per ognuna delle soluzioni, la parti dell'impianto per la connessione corrispondenti all'impianto di rete e all'impianto di utenza.

In generale, il GRTN è competente della realizzazione dell'impianto di rete per la connessione, mentre il richiedente lo è per la realizzazione dell'impianto di utenza per la connessione.

A scadenza di tali termini, il richiedente deve dare comunicazione indicando se intende accettare la soluzione prospettata. Entro sei mesi il richiedente deve definire un programma cronologico delle attività previste per la connessione, descrivendo le attività necessarie e lo stato delle procedure autorizzative di cui si avvale.

Ai fini della realizzazione degli impianti di connessione, il richiedente che abbia accettato la soluzione di connessione ha facoltà di richiedere al GRTN di poter espletare direttamente la procedura autorizzativa fino al conseguimento dell'autorizzazione, oltre che per gli impianti di utenza anche per gli impianti di rete per la connessione, predisponendo i necessari progetti.

Una volta ultimato il progetto sulla base delle specifiche tecniche contenute sul sito del GRTN, il richiedente lo sottopone al GRTN il quale, verificata la rispondenza alle specifiche tecniche e l'ottenimento delle autorizzazioni da parte delle autorità competenti, espleta le procedure per l'individuazione del soggetto incaricato dell'esecuzione degli impianti di rete.

Il GRTN può procedere con procedura di confronto concorrenziale o con affidamento diretto nei confronti del titolare della porzione di RTN interessata.

Il GRTN, salvo il caso di contestazioni o di ricorsi innanzi all'Autorità giudiziaria, si impegna a portare a compimento, di norma, entro 150 giorni la procedura di gara ovvero di affidamento diretto ai Titolari della porzione di RTN interessata, fissando i termini per la realizzazione. In ogni caso, il GRTN resterà indenne da ogni responsabilità per la mancata o ritardata entrata in servizio dell'impianto di rete per la connessione.

Un aspetto critico riguarda la richiesta di garanzia finanziaria; il regolamento infatti prevede che “in tutti i casi in cui la procedura autorizzativa degli impianti di rete per la connessione sia espletata dal richiedente, il richiedente medesimo che abbia ottenuto l'autorizzazione presenta, nei termini e con le modalità indicate dal Gestore, una garanzia finanziaria in forma di fideiussione bancaria a prima richiesta a favore del GRTN, al fine di garantire quest'ultimo nel caso in cui la connessione non venga realizzata per cause imputabili al soggetto richiedente la connessione, ovvero nei casi

in cui il richiedente stesso risulti inadempiente. In assenza della garanzia finanziaria, il GRTN non procederà all'affidamento degli interventi”.

In questo modo si vincola l'attivazione della procedura di affidamento della realizzazione degli impianti al rilascio della fideiussione e solo previo ottenimento dell'Autorizzazione. E' quindi necessario che il richiedente completi tutte le procedure autorizzative prima di poter dar inizio alla realizzazione effettiva della connessione.

In sintesi, la Società richiedente s'impegna incondizionatamente ed irrevocabilmente a:

- sottoporre al GRTN il progetto degli interventi previsti al fine dell'ottenimento, da parte del medesimo Gestore, del parere di rispondenza ai requisiti tecnico funzionali del GRTN, ivi comprese le Regole Tecniche di Connessione, prima della sua presentazione alle preposte Autorità;
- tenere costantemente informato il GRTN sullo stato della procedura autorizzativa;
- richiedere al titolare, nel caso in cui per la realizzazione degli interventi sia necessario un intervento di sviluppo di una porzione di rete esistente, il progetto interessante la porzione stessa, ovvero ad elaborare il suddetto progetto previo accordo con il predetto titolare;
- assumere gli oneri economici relativi alla procedura autorizzativa;
- cedere, a titolo gratuito, l'autorizzazione relativa agli interventi ai soggetti che il GRTN abbia individuato quale esecutore degli impianti di rete, ivi compresi i diritti e gli obblighi ad essa connessi o da essa derivanti nonché le autorizzazioni, i permessi ed i consensi ottenuti o in corso d'ottenimento, nello stato in cui si trovano, necessari per la realizzazione stessa;
- rendere disponibile al GRTN il progetto degli interventi, come autorizzati, al fine di consentire l'espletamento delle procedure di affidamento e la progettazione esecutiva e la realizzazione da parte degli affidatari di tali procedure;
- manlevare e tenere indenne il GRTN e gli affidatari da qualunque pretesa possa essere avanzata in relazione all'utilizzazione del progetto secondo quanto indicato al precedente alinea e autorizzare gli stessi ad effettuare tutte le eventuali

variazioni e modifiche che si rendessero necessarie ai fini della progettazione esecutiva e della realizzazione dell'intervento;

- costituire, prima dell'attuazione delle procedure di affidamento degli interventi di sviluppo, una garanzia fideiussoria a favore del Gestore GRT.

Di seguito si presentano alcune ipotesi di costi fissi di accessibilità e collegamento alla rete per tre siti di differente complessità:

- complessità bassa: 175.000 €(2 km di piste + 3 km linea aerea di MT);
- complessità media: 350.000 €(4 km di piste + 6 km di linea aerea di MT);
- complessità alta: 1.050.000 €(6 km di piste + 10 km di linea MT interrata)

In relazione al Centro Eolico del Comune di Rialto, si ritiene (Studio di fattibilità Università di Genova) che il costo di allacciamento possa essere stimato intorno ai 350.000 euro.

#### **4.2. Costi di funzionamento e produzione**

I costi di funzionamento e di produzione sono relativi a:

- a. i costi di mantenimento in esercizio dell'impianto e di manutenzione dello stesso;
- b. i costi di produzione dell'energia elettrica;
- c. i costi sostenuti per il canone di concessione all'ente concedente;
- d. i costi esterni (impatto ambientale);
- e. i costi di dismissione.

##### **a. Costi di esercizio e manutenzione**

Un impianto eolico non è gravato di "combustibile"; pertanto, le spese di funzionamento riguardano l'amministrazione, il canone agli enti locali per l'utilizzo del sito, i premi assicurativi e la manutenzione, sia ordinaria che straordinaria, degli impianti.

In relazione all'esercizio, è da sottolineare che gli impianti sono controllati a distanza e non richiedono presidi permanenti sul sito.

In relazione alla manutenzione, occorre sottolineare che le moderne turbine eoliche sono progettate per funzionare circa 120.000 ore durante la vita prevista di 20 anni.

Dopo un iniziale periodo di garanzia coperto dal costruttore delle macchine, alcuni gestori d'impianti eolici stipulano un contratto di servizio con società specializzate nella manutenzione. Naturalmente, i costi di manutenzione tendono ad aumentare con l'accumulo delle ore di funzionamento; l'esperienza insegna che alcune parti, particolarmente soggette all'usura, quali il rotore e l'ingranaggio per la moltiplicazione dei giri di rotazione dell'albero, necessitano spesso di essere sostituite durante la seconda metà della vita della macchina. In tale eventualità, la spesa da sostenere è stimabile in circa il 15-20% del costo dell'intero aerogeneratore. Nelle valutazioni economiche, si tiene solitamente conto dei costi relativi all'esercizio e manutenzione degli impianti nei due seguenti modi:

- sotto forma di valore annuo complessivo, espresso in percentuale dell'investimento nelle macchine eoliche;
- direttamente come stima di costo per unità di energia prodotta (€/kWh).

Nella tabella 5 si riportano i risultati di studi internazionali sui costi annui d'esercizio e manutenzione di macchine di media taglia, confrontati con la stima della situazione in Italia fornita da operatori del settore.

Tabella 5. Costi annui di esercizio e manutenzione

Danish Energy Authority, Riso National Laboratory. Percentuale costi rispetto all'investimento				
Anni 1-2	anni 3-5	anni 6-10	anni 11-15	anni 16-20
1%	1,9%	2,2%	3,5%	4,5%
DEWI, Istituto nazionale tedesco per l'energia eolica Percentuale costi rispetto all'investimento				
anni 1-10	anni 11-20			
4,8%	6,6%			
BTM Consult, società di consulenza danese (€/kWh)				
Anni 1-5	anni 6-10	anni 11-20		
0,005	0,005-0,011	0,011-0,022		
Stima operatori italiano del settore eolico (€/kWh)				
Anni 1-5	anni 6-10	anni 11-20		
0,007	0,009	0,014		
Stime ENEA su dati di mercato				

Percentuale costi rispetto al valore delle macchine eoliche				
Anni 1-2	Anni 3-10	Anni 11-20		
1%	2%	4%		

**b. Canone di concessione all'ente locale**

in relazione a questa voce, non esistono molti dati a disposizione. Le stime ENEA su dati rilevati da operatori del settore prevedono una percentuale che varia dall'1,5% al 3,5% dei ricavi annui da vendita di energia. Nel progetto in esame, tale valore è funzione anche della redditività dell'opera.

**c. Costi esterni**

I costi esterni nella produzione di energia elettrica sono quei costi che non rientrano nel prezzo di mercato e pertanto non ricadono sui produttori e sui consumatori, ma sono globalmente imposti alla società. Essi comprendono tutti i danni provocati all'ambiente, sia naturale che costruito, ed alla salute dell'uomo durante l'intero ciclo di uno specifico combustibile e della relativa tecnologia (dall'acquisizione della risorsa alla realizzazione ed esercizio fino alla dismissione degli stessi).

Si stima che complessivamente i costi esterni, non inclusi nelle tariffe del kWh a carico dei consumatori e, quindi, sostenuti dalla società nel suo complesso, rappresentino circa il 2% del prodotto interno lordo dell'UE. I tradizionali metodi di valutazione economica non ne tengono conto e ciò rende difficile un confronto omogeneo tra le diverse tecnologie, penalizzando quelle fonti, come le rinnovabili, caratterizzate da ridotto impatto ambientale. Nella tabella 6 si propone una quantificazione di tali esternalità, derivante dal progetto ExternE, finanziato dall'Unione Europea e universalmente riconosciuto tra gli studi più attendibili sull'argomento per la rigosità e la trasparenza della metodologia adottata.

Tabella 6. Costi esterni di produzione di energia elettrica nei paesi UE (c€/kWh)

Carbone e lignite	2-15
Petrolio	3-11
Gas	1-3
Nucleare	0,2-0,7

Biomasse	0,08-3
Idro	0,03-1
FV	0,6
Eolico	0,05-0,25

I risultati confermano la minore incidenza di tali costi per le fonti rinnovabili rispetto ai combustibili tradizionali e, pertanto, legittimano il ricorso ad impianti di produzione di energia di questo tipo.

#### **d. Dismissione dell'impianto**

Al termine della vita utile, normalmente prevista in 20 anni, l'impianto deve essere smantellato, anche se questa fase non presuppone automaticamente l'abbandono dell'area interessata.

Al contrario, è ragionevole pensare che un sito, con buone risorse eoliche e, soprattutto, con dati di ventosità consolidati dal lungo esercizio dell'impianto stesso, possa continuare ad essere utilizzato sostituendo le macchine installate con aerogeneratori tecnologicamente più avanzati.

### **4.3. Ricavi dell'energia elettrica**

I produttori che, in Italia, intendono immettere nella rete di media o alta tensione elettricità generata da macchine eoliche possono valorizzarla attraverso due distinti meccanismi:

- a. cessione alla rete dei chilowattora prodotti;
- b. vendita dei certificati verdi, associato alla produzione di una quantità pari o multipla di 50.000 kWh.

Naturalmente, occorre effettuare una stima della quantità di energia prodotta (paragrafo 4.4).

#### **a. Cessione dell'energia elettrica alla rete**

Dal 1 aprile 2004, in Italia, è operativa la "Borsa elettrica". La Borsa, gestita dal Gestore del Mercato (GME), è il luogo di incontro della domanda di acquisto e

dell'offerta di vendita dell'energia elettrica, determinandone il prezzo per ciascuna ora del giorno. Tutti i produttori con un impianto di potenza superiore a 10 MVA possono offrire la loro produzione. A regime, dalla borsa elettrica possono acquistare energia elettrica l'Acquirente Unico, i Grossisti che la rivendono ai clienti idonei ed i Clienti idonei direttamente. Rimane comunque la possibilità di effettuare contratti bilaterali tra i soggetti di cui sopra e i produttori. Anche il GRTN partecipa al mercato per verificare il rispetto dei vincoli di trasporto sulle reti, programmare il loro corretto utilizzo e costituire i margini di riserva.

Con la piena operatività della "Borsa elettrica", l'energia elettrica da fonte eolica può essere immessa nel sistema elettrico secondo quanto fissato dal decreto legislativo n. 387 del 29 dicembre 2003, che recepisce la direttiva europea 77/CEE/2001 per la promozione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. In particolare, l'articolo 11, che tratta le questioni riguardanti la partecipazione al mercato elettrico, prevede per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili le seguenti modalità:

- l'energia elettrica prodotta da impianti di potenza uguale o superiore a 10 MW viene collocata sul mercato secondo la relativa disciplina e nel rispetto delle regole di dispacciamento definite dal gestore della rete, in attuazione delle disposizioni del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- l'energia elettrica prodotta da impianti di potenza inferiore a 10 MW sarà ritirata, su richiesta del produttore, dal gestore della rete, alla quale l'impianto è collegato, previo riconoscimento del prezzo che si forma sul mercato elettrico di cui all'articolo 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

**Gli ultimi dati relativi i prezzi per il mese di marzo 2005 indicano un prezzo medio ponderato sul fabbisogno del mercato vincolato pari a 6,8246 centesimi di euro/kWh.**

**b. La domanda, l'offerta e il prezzo dei Certificati Verdi**

La domanda di Certificati Verdi, ovvero la quota di energia da fonti rinnovabili che i soggetti ad obbligo avrebbero dovuto immettere nella rete nazionale, è stata nel 2003 pari a 34.551 GWh. L'energia sottoposta all'obbligo dei CV (172.755 GWh) rappresenta il 50% del consumo interno lordo nazionale.

Nel corso del 2003, la domanda di CV è stata soddisfatta con 1.481 GWh prodotti da impianti entrati in esercizio, grazie al meccanismo di incentivazione dei Certificati Verdi e da 1.974 GWh forniti dal GRTN e provenienti da impianti che percepiscono le incentivazioni CIP6 . L'elettricità da fonti rinnovabili, direttamente immessa in rete, grazie ai CV, è pertanto incrementata di circa il 60% rispetto al dato 2002 (918 GWh).

I volumi di CV effettivamente emessi risulta inferiore alla producibilità attesa degli impianti rinnovabili qualificati durante l'anno e riportata in tabella 7.

*Tabella 7. Producibilità attesa da impianti qualificati a fonti rinnovabili. Anni 2003-2004*

	<b>31-mag-03</b>	<b>31-dic-03</b>	<b>31-mag-04</b>
<b>Produzione vegetali e rifiuti</b>	1127,7	1379,7	1586,9
<b>Idroelettrico</b>	879,9	1107	1384,1
<b>Geotermoelettrico</b>	418,6	552,6	636,6
<b>Fotovoltaico</b>	1,2	1,2	1,2
<b>Eolico</b>	272,2	343,8	509,7
<b>Totale</b>	<b>2699,6</b>	<b>3384,3</b>	<b>4118,6</b>

Questa differenza può essere imputabile a diverse ipotesi alternative che si formulano nel seguito:

- rinuncia da parte dell'operatore di chiedere l'emissione di CV per l'anno in cui entra in esercizio il proprio impianto;
- generosa previsione di funzionamento orario degli impianti;
- possibilità che qualche operatore, in attesa di vedere confermata la propria convenzione in CIP6, abbia parallelamente provveduto alla qualifica per l'emissione dei Certificati Verdi.

Il dato della producibilità degli impianti qualificati IAFR al 31 dicembre 2004, pari a 3.852,4 GWh, dovrebbe rappresentare il volume di Certificati Verdi emessi nel 2005. La domanda, per lo stesso anno, è prevista pari a 4.242,5 GWh.

Se il dato relativo alla producibilità dovesse essere confermato (finora si è rilevato un certo scarto tra producibilità e produzione effettiva), l'offerta di CV sarebbe in grado

di soddisfare la domanda per quasi il 90%, lasciando ai CV intestati al GRTN un ruolo residuale. Un simile sviluppo del mercato potrebbe determinare una riduzione dei prezzi dei Certificati Verdi sino ad ora allineati al valore dei CV del GRTN

Tale considerazione deve tuttavia tenere conto di due caratteristiche del mercato che dovrebbero permettere di sostenere il prezzo dei Certificati Verdi anche a fronte di una eventuale corrispondenza dei volumi di offerta con quelli di domanda quali:

- la possibilità di cedere i CV invenduti per i successivi 2 anni,
- l'incremento della quota d'obbligo dello 0,35% a partire dal 2005 (DLgs 387/2003).

Complessivamente, nel 2003 sono stati emessi dal GRTN 34.671 CV, di cui

- 14.814 a favore di produttori privati con impianti qualificati IAFR
- 19.803 a proprio favore.

Gli impianti IAFR per i quali è stato emesso il maggior numero di Certificati Verdi sono gli idroelettrici (5.860 CV, corrispondenti al 39,6%), seguiti nell'ordine dai geotermoelettrici (4.825 CV, corrispondenti al 32,6%), termoelettrici a prodotti vegetali o rifiuti (2.309 CV, corrispondenti al 15,6%), eolici (1.812 CV, corrispondenti al 12,2%) ed infine fotovoltaici (8 CV, che risultano percentualmente ininfluenti).

Per quanto attiene alla verifica annuale di ottemperanza all'obbligo, sulla base delle autocertificazioni ricevute e riferite all'anno 2002, il GRTN ha annullato complessivamente 34.554 CV (obbligo) che risultano suddivisi come indicato di seguito:

- 12.627 sono stati acquistati da produttori IAFR o grossisti;
- 2.124 sono stati emessi a fronte dell'autoproduzione dell'operatore soggetto all'obbligo;
- 19.803 sono stati acquistati dal GRTN.

Non risultano pertanto Operatori inadempienti. La differenza fra i CV emessi nel 2003 a favore di produttori privati con impianti qualificati IAFR, pari a 14.814 e i

CV utilizzati per la copertura dell'obbligo, pari a 14.751 è rappresentata da n.63 CV che risultano al momento invenduti.

**In media i CV del GRTN sono stati venduti al netto di IVA a 8,24 c€/kWh.**

#### **4.4. Quantità di energia prodotta**

La quantità di energia prodotta dal parco in oggetto è necessariamente stimata, in quanto mancano dati sulla analisi anemometrica del sito.

Si prende, pertanto, a riferimento lo Studio di fattibilità predisposto dall'Università di Genova, che effettua stime sulla velocità del vento nel sito considerato.

In particolare, si può ritenere che la velocità del vento nel sito considerato sia pari a 6-8 m/s (Studio fattibilità Università di Genova, p. 38).

Si hanno, di conseguenza, le seguenti quantità prodotte (tabella 8):

*Tabella 8. Quantità prodotta*

Velocità del vento	6-8 m/s
Producibilità kWh	220
Giorni annui	365
Ore giorno	24
Producibilità annua	2.267 MWh per MW installato
Producibilità annua totale	5.780 MW

## **5. Il project finance per finanziare le iniziative eoliche**

In precedenza è stato sottolineato come, per realizzare un impianto di energia eolica, sia necessario un rilevante investimento iniziale. L'accesso a canali di finanziamento adeguati per reperire capitali a costi non elevati può amplificare, attraverso il fenomeno della leva finanziaria, la redditività del progetto.

Nel corso degli ultimi anni, soprattutto per iniziative nel settore energetico, si è sviluppato e diffuso in tutto il mondo il ricorso al “project finance”.

Il *project finance* è una operazione di finanziamento di un'opera, caratterizzata dalla valutazione, da parte degli istituti di credito e degli altri soggetti finanziatori, non tanto dell'azienda che richiede il prestito e della sua situazione economico-patrimoniale, bensì della fattibilità dell'opera e delle sue prospettive economiche, ovvero dell'attitudine a restituire, attraverso i proventi generati, il debito contratto.

La caratteristica essenziale del *project finance* è la capacità, o meglio l'attitudine, dell'attività economica finanziata - il progetto - a produrre il *cash flow* in grado di garantire il servizio del prestito, nonché un'adeguata remunerazione del capitale investito. La capacità di individuare e convogliare risorse intorno alla realizzazione dell'iniziativa trova giustificazione nel progetto in sé e nella sua capacità di ripagare le risorse, in esso investite, con ragionevole attendibilità. Il progetto deve pertanto risultare chiaramente identificabile tanto dal punto di vista giuridico quanto da quello economico e patrimoniale. Ecco perché alla base dell'operazione deve esserci una società di progetto (società veicolo, nella terminologia anglosassone), che rappresenta il soggetto a cui fanno capo tutte le attività e le obbligazioni del progetto sottostante; essa viene costituita con l'obiettivo di stabilire un'entità economica con personalità giuridica e con propria capacità economica e patrimoniale, con oggetto sociale limitato alla realizzazione e gestione dell'opera.

### **5.1. Le assunzioni di redditività del centro eolico di Rialto**

Le considerazioni contenute nel capitolo 4 costituiscono le ipotesi alla base della redazione del business plan nel quale si è simulato lo sviluppo economico-finanziario

di una iniziativa di project finance per la realizzazione del centro eolico del Comune di Rialto.

Lo sviluppo del business plan si basa su alcune assunzioni iniziali che sono riportate nelle figure seguenti.

In particolare, le assunzioni di base possono essere riferite a quattro macro-categorie:

#### **A. Dati di impianto (tabella 9)**

In relazione alla dimensione del centro eolico di Rialto, si ipotizza l'installazione di 3 pale del diametro di 52 metri ciascuna, della potenza di 850 kW. Considerata la capacità complessiva dell'impianto (2.550 kW), il costo delle macchine può essere stimato indicativamente in 1.027 €MW.

*Tabella 9. Dati di impianto*

<b>DATI DI IMPIANTO</b>	
Tipologia macchine	V 52 – 850 kW
Costo €/kW	1.027
Numero	3
Potenza per macchina kW	850
Potenza del parco eolico kW	2.550

#### **B. Dati di investimento (tabella 10)**

Considerati i costi per l'acquisto delle macchine eoliche e le stime disponibili in relazione ai costi per le opere accessorie, di collegamento alla rete e di sviluppo dell'iniziativa, e la complessità del sito destinato al centro eolico di Rialto, il costo complessivo dell'investimento è di circa 4,2 milioni di euro.

Tabella 10. Dati di investimento

<b>DATI DI INVESTIMENTO</b>	
Costo macchine	€2.618.850
Opere accessorie	€350.000
Collegamento alla rete	€350.000
Sviluppo iniziativa	€60.000
<b>Totale investimento iniziale</b>	<b>€3.378.850</b>

**C. Costi di gestione e canone di concessione riconosciuto al Comune (tabella 11)**

I costi di gestione sono calcolati in percentuale rispetto ai costi delle macchine eoliche. le stime assunte sono quelle proposte dall'ENEA. La vita utile dell'impianto è considerata in 20 anni.

Tabella 11. Dati di gestione

<b>DATI DI GESTIONE</b>	
Costi di esercizio e manutenzione (% costo macchine)	
1-2 anni	1%
3-10 anni	2%
11-20 anni	4%
Vita utile	20 anni

A tali costi va sommato il canone di concessione da riconoscere al Comune. Si ipotizza di riconoscere al Comune il 5% dei ricavi complessivi del parco eolico, per un ammontare annuo pari a circa 43.500 euro.

**D. Ricavi di gestione (tabella 12)**

Considerando gli ultimi dati disponibili in relazione al prezzo di vendita dell'energia e dei certificati verdi, i ricavi annui totali sono stimabili in circa 1,1 milioni di euro.

Tabella 12. Ricavi di gestione

<b>DATI DI RICAVO</b>	
Prezzo vendita energia €kWh	0,068246
Prezzo vendita CV €kWh	0,0824
Ricavi vendita energia	€394.571
Ricavi vendita CV	€476.403
<b>Ricavi totali</b>	<b>€870.974</b>

## 5.2. I flussi economico-finanziari del centro eolico di Rialto

Sulla base dei dati di redditività ipotizzati, è possibile definire i flussi finanziari relativi all'iniziativa per la durata della vita utile dell'impianto e i relativi indicatori sintetici del valore prodotto dal progetto.

Anche in questo caso, è stato necessario formulare alcune ipotesi iniziali in merito a inflazione, imposizione fiscale, piano di ammortamento, costo del capitale di debito e tasso di attualizzazione dei flussi, come riportate in tabella 13.

Tabella 13. Ipotesi per il calcolo dei flussi economico-finanziari

<b>INPUT PER ANALISI ECONOMICO-FINANZIARIA</b>	
Inflazione	1,5%
IRES	33,0%
Irap	4,25%
Ammortamento annuo	5%
Costo capitale di debito	5,5%
Tasso di attualizzazione (WACC)	5,8%

Per il finanziamento dell'opera, si è ipotizzato il ricorso all'indebitamento per un importo pari a 3 milioni di euro, per una durata di 15 anni. La rimanente componente è data dal capitale proprio, versato dal soggetto titolare della concessione.

Sulla base dei costi di investimento, dei costi di gestione e dei ricavi gestionali ipotizzati, gli indicatori di sintesi del progetto sono i seguenti (tabella 14):

*Tabella 14. Gli indicatori di sintesi del progetto*

<b>INDICATORE</b>	<b>VALORE</b>
Valore attuale netto del progetto (VAN)	€1.447.418
Tasso di rendimento interno (TIR)	14,3%
Periodo di pareggio del progetto (PPA)	4 ANNI

Sulla base di tali valori, e delle ipotesi assunte nel presente studio, si sottolinea la perfetta sostenibilità economico-finanziaria del progetto, in grado di garantire sia un elevato livello di remunerazione per le imprese private coinvolte, che un adeguato canone di concessione per il Comune di Rialto.