

POLITECNICO DI MILANO

SCUOLA DI INGEGNERIA INDUSTRIALE E DELL'INFORMAZIONE
CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA GESTIONALE



Mini-eolico: tecnologia, mercato, prospettive. Un caso di investimento in Canada.

Relatore: Prof. Giancarlo GIUDICI

Tesi di Laurea di: Lorenzo DEL FRATE

Matricola: 783777

Anno accademico 2012-2013

Sommario

Capitolo 1.....	
Introduzione	8
Capitolo 2.....	
Tecnologia.....	10
2.1 Trasformazione dell'energia eolica.....	10
2.2 Componenti di una turbina eolica	13
2.3 Definizione di mini eolico.....	15
2.4 Tipologie di mini aerogeneratori.....	16
2.5 Applicazioni	21
2.5 Impatto ambientale.....	23
2.7 Trend tecnologici	24
Capitolo 3.....	
Normativa e mercato	27
3.1 La normativa e il mercato in Italia	28
3.2 La normativa e il mercato in Canada	43
Capitolo 4.....	
Investimento.....	58
4.1 Scelta del sito e producibilità	58
4.2 Ricavi, costi e redditività del progetto	65

Capitolo 5.....	
Caso di investimento: Progetto Blue Sky Electricity.....	75
5.1 Descrizione progetto	75
5.2 Gantt di progetto e attività	77
5.3 Selezione del sito.....	82
5.4 Selezione e posizionamento aerogeneratori	87
5.5 Business plan e redditività	92
Capitolo 6.....	
Conclusioni	98
APPENDICI	
Bibliografia	99
Sitografia.....	100
Allegati.....	101

Indice delle figure

Figura 1 - Spaccato di una turbina eolica ad asse orizzontale	13
Figura 2 - Classificazione delle mini turbine eoliche	16
Figura 3 - Esempio di turbina upwind	18
Figura 4 - Esempio di turbina downwind	19
Figura 5 - Turbina di tipo "H-Darreiuis"	
Figura 6- Turbina tipo "Gorlov"	20
Figura 7 - American Twin Superturbine, Selsam Innovations	25
Figura 8 - Consumo energia primaria in Italia - Fonte: BP Statistical Review of World Energy (2012)	28
Figura 9 - Generazione di energia elettrica in Italia Fonte: Terna (2012)	29
Figura 10 - Energia eolica - Potenza installata in Italia - Fonte: ES RENF Report (2013).....	30
Figura 11 - Energia eolica - Potenza installata per Regione in Italia - Fonte: ES RENF Report (2013).....	31
Figura 12 - Mini eolico - Potenza installata in Italia - Fonte: ES RENF Report (2013).....	33
Figura 13 - Mini eolico - Numero di installazioni italiane per tipologia - Fonte: ES RENF Report (2013)	34
Figura 14 - Mini eolico - Potenza installata per Regione - Fonte: ES RENF Report (2013).....	35

Figura 15 - Filiera italiana -Provenienza delle imprese che si occupano di installazione e distribuzione di aerogeneratori e componenti - Fonte ES Wind Report (2012).....	37
Figura 16 - - Filiera italiana -Provenienza delle imprese che si occupano di produzione di aerogeneratori e componenti - Fonte ES Wind Report (2012)	38
Figura 17 - Consumo di energia primaria per fonte in Canada - Fonte: Natural Resources Canada (2010)	45
Figura 18 – Generazione di energia elettrica per fonte in Canada - Fonte: Canadian Electricity Association.....	46
Figura 19 Distribuzione della velocità media del vento a 50 m in Italia - Fonte: ERSE/Univ. Genova (2010)	47
Figura 20 - Distribuzione della velocità media del vento a 50m in Canada - Fonte: Environment Canada.....	48
Figura 21 - Energia eolica - Potenza installata in Canada - Fonte: CanWEA (2013)	48
Figura 22 - Classifica di attrattività nell'energia eolica - Fonte: Ernst & Young LLP (2011).....	49
Figura 23 Potenza eolica installata in Canada. Fonte CanWEA (2013).....	50
Figura 24 - Parco eolico nei pressi di Pincher Creek, Alberta.....	51
Figura 25 - Mini eolico - Potenza installata in Canada - Fonte: CanWEA (2010)	52
Figura 26 - Mini eolico - potenza installata per Provincia in Canada - Fonte: CanWEA (2010)	53
Figura 27 - Potenzialità del mercato mini eolico in Canada - Fonte: Pembina Institute (2010).....	54
Figura 28 - Filiera canadese -Dislocazione delle imprese che si occupano di installazione e distribuzione di aerogeneratori e componenti - Fonte CanWEA (2010).....	54

Figura 29 - Profili di vento nelle diverse morfologie di terreno	60
Figura 30 - Andamento della funzione di Weibull al variare della velocità media e del fattore di scala	61
Figura 31 – Energia eolica - Andamento del LEC in Italia al variare della taglia d'impianto - Fonte: ES Wind Report (2012).....	69
Figura 32 - Energia eolica - Andamento del LEC in Italia al variare della taglia d'impianto - Fonte: Canada Nation Energy Board (2012)	70
Figura 33 – Collocazione del parco eolico Blue Sky Electricity nella mappa della Nova Scotia.....	75
Figura 34 - Diagramma di Gantt del progetto Blue Sky Electricity	81
Figura 35 - Nova Scotia Wind Atlas.....	83
Figura 36- Sito "Everett Mountain Road" sulla mappa del Nova Scotia Wind Atlas	86
Figura 37 - Posizionamento dei due layout all'interno del sito.....	89
Figura 38 - Business Plan del progetto Blue Sky Electricity – foglio relativo ad assunzioni e risultati.....	94

Indice delle tabelle

Tabella 1 - Incentivazione attualmente prevista per gli impianti mini eolici in Italia (Fonte: GSE)	40
Tabella 2 - Modalità di accesso all'incentivazione degli impianti mini eolici	41
Tabella 3 - Autorizzazioni necessarie per l'installazione di un impianto mini eolico – Fonte: GSE	43
Tabella 4 - Rapporto potenza elettrica eolica rispetto alla popolazione di alcuni Paesi europei	49
Tabella 5 - Incentivazione attualmente prevista per gli impianti mini eolici in Canada - Fonti: Nova Scotia Department of Energy (2013), Ontario Power Authority (2013)	56
Tabella 6 - Variazione del parametro k al variare della tipologia di terreno	62
Tabella 7 - Producibilità annua al variare delle caratteristiche di ventosità	65
Tabella 8 - Costo €/kW al variare della taglia di impianto (Fonte: ES Wind Energy Report)	68
Tabella 9 - Siti selezionati per il progetto Blue Sky Electricity	85
Tabella 10- Confronto di dati consuntivati e Nova Scotia Wind Atlas	87
Tabella 11 - Risultati del Wind Resource Assessment condotto da Sgurr Energy	91
Tabella 12 - Assunzioni e risultati del Business Plan per il progetto Blue Sky Electricity	96

Indice degli allegati

Allegato 1 – Business Plan Layout 2 – 42 metri – foglio cash flow.....	101
Allegato 2 – Business Plan Layout 2 – 42 metri – foglio cash flow.....	16
Allegato 3 – Business Plan Layout 2 – 42 metri – foglio cash flow.....	18
Allegato 4 – Business Plan Layout 2 – 42 metri – foglio cash flow.....	19
Allegato 5 – Business Plan Layout 2 – 42 metri – foglio cash flow.....	101
Allegato 6 – Business Plan Layout 2 – 42 metri – foglio cash flow.....	16
Allegato 7 – Business Plan Layout 2 – 42 metri – foglio cash flow.....	18

Capitolo 1 – Introduzione

La necessità di ricercare nuove fonti dalle quali ricavare energia è un problema che diventa con il tempo sempre più rilevante e sempre meno procrastinabile. Dopo il significativo sviluppo dei grandi sistemi di produzione di energia da fonti rinnovabili a cui abbiamo assistito negli ultimi anni, caratterizzato da aspetti positivi ma anche negativi (si pensi ai grandi campi fotovoltaici, situati spesso su quelli che erano terreni coltivabili, o alle gigantesche turbine eoliche, il cui impatto visivo resta ancora argomento di forti discussioni), le nuove tendenze indicano come strada percorribile quella della generazione di energia non più centralizzata, ma diffusa, data da sistemi più numerosi ma di dimensioni inferiori, in modo da ottimizzare lo sfruttamento del territorio e generare meno impatto ambientale, anche se si tratta di fonti di energia rinnovabili. Il mini eolico è una delle soluzioni che sono state studiate per raggiungere questo obiettivo, in quanto richiede superfici di terreno molto esigue ed è caratterizzato da un impatto visivo decisamente inferiore rispetto al grande eolico.

In Italia questa tipologia di impianto sta vivendo un momento di crescita particolarmente rilevante, soprattutto per la presenza del sistema incentivante, anche se si deve scontrare con la scarsa disponibilità della risorsa vento che caratterizza molte zone del Paese, con il complesso iter autorizzativo da percorrere e con il momento di crisi finanziaria che l'Italia sta attraversando, che

rende difficoltosa la bancabilità dei progetti e che quindi porta molti progetti a venire scartati prima ancora della loro completa ideazione.

Nel corso della trattazione si analizzerà la situazione italiana e la si confronterà con quella di un altro Paese, il Canada, evidenziando la maggiore predisposizione di questa nazione, da un punto di vista della risorsa vento e della situazione finanziaria, allo sviluppo di impianti mini eolici. Successivamente verrà fornita una panoramica sulle modalità di ricerca, valutazione e realizzazione di un investimento nel campo del mini eolico, per poi presentare un'esperienza concreta di realizzazione di un parco eolico da 300 kW in Nova Scotia.

Capitolo 2 – Tecnologia

2.1 – Trasformazione dell'energia eolica

Il vento è un fenomeno naturale, che consiste nel movimento di grandi masse d'aria, causato dagli squilibri di pressione esistenti nella troposfera. Questi squilibri si originano poiché di giorno la radiazione solare riscalda le terre emerse più velocemente rispetto ai mari e agli oceani, pertanto anche le masse d'aria sovrastanti vengono riscaldate diversamente. Di conseguenza l'aria più fredda tende a spostarsi nelle zone lasciate libere dall'aria calda poiché questa, essendo più leggera, tende a espandersi verso l'alto. Di notte il meccanismo si inverte, poiché l'aria sovrastante le terre emerse si raffredda più velocemente dell'aria che sovrasta i mari e gli oceani. Si crea così quella che si chiama cella convettiva, in cui si realizza un moto ciclico dell'aria. Tale meccanismo si ripete anche a livello globale, poiché alle latitudini più basse l'aria si riscalda di più dell'aria che sta alle latitudini più elevate. Si realizza in questo modo un ciclo analogo al precedente che viene chiamato macrocella e che sta all'origine di venti costanti o periodici come gli alisei e i monsoni.

Il principio di funzionamento degli impianti eolici (aerogeneratori) è concettualmente molto semplice: la forza del vento mette in movimento una serie di pale opportunamente sagomate e calettate ad un perno centrale, che le costringe a compiere un moto rotatorio intorno ad esso. Il moto mette in movimento, attraverso appositi componenti di trasmissione, un generatore elettrico. L'energia

prodotta dal generatore viene poi trasformata e resa idonea al trasporto in rete o con il sistema di accumulo dell'impianto. La criticità risiede perlopiù nella prima parte della trasformazione, quella che implica l'impressione del moto alle pale da parte del vento. La potenza che può essere teoricamente trasferita alle pale è data da:

$$P = \frac{1}{2} Adv^3$$

Dove:

- “A” è l'area spazzata dall'aerogeneratore
- “d” è la densità dell'aria
- “v” è la velocità del vento

Si noti come la componente velocità sia preponderante rispetto alle altre, il che rende questo fattore il più importante. Questo valore di potenza è un valore teorico, dal quale ci si discosta per effetto della legge di Betz, secondo cui è possibile trasformare solo il 59,3% dell'energia cinetica del vento in energia meccanica; se si guarda l'efficienza media (misurata ai morsetti al netto quindi di tutte le perdite aerodinamiche, meccaniche ed elettriche) delle installazioni mondiali questo dato viene ancora più drasticamente ridotto: si va dal 12% delle macchine più obsolete al 15% di quelle più moderne.

Il problema principale, dato che l'energia prodotta dipende dal tempo di funzionamento, resta però quello della grande variabilità dell'intensità del vento, dipendente dalla conformazione orografica e dalla posizione geografica del sito in cui si trova l'aerogeneratore.

Per permettere di paragonare le ventosità caratteristiche dei diversi siti si utilizza un indicatore di ore equivalenti di funzionamento, che rappresenta la quantità totale di energia erogabile in un anno da una turbina eolica, espressa come il numero di ore in cui essa potrebbe funzionare alla sua potenza nominale. Il capacity factor di una turbina eolica, ossia la percentuale annua di ore di funzionamento a potenza nominale, può variare, a seconda del sito considerato, dal 20% di zone poco ventose ad oltre il 40% per siti caratterizzati da vento costante. Questo valore dipende anche dalle caratteristiche della turbina, ovvero dalla sua curva di potenza, dalla sua velocità di cut-in (velocità del vento alla quale la turbina comincia a produrre energia) e dalla sua velocità di cut-out (velocità del vento alla quale la turbina smette di produrre energia e viene fermata per evitare che le forze troppo elevate ne causino la rottura).

2.2 - Componenti di una turbina eolica

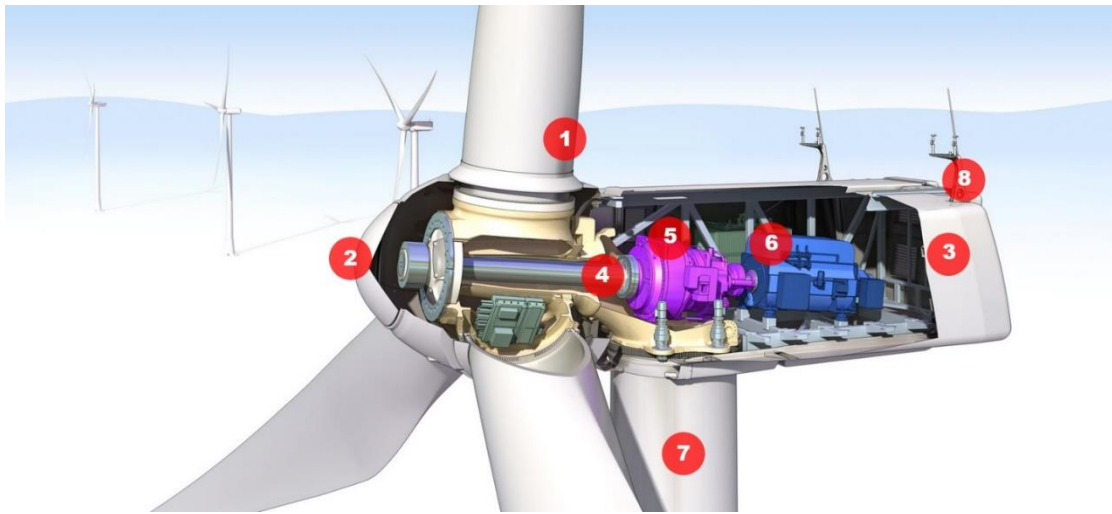


Figura 1 - Spaccato di una turbina eolica ad asse orizzontale

- Rotore: le pale della macchina (1), collegate a un mozzo (2), formano il rotore. Le pale sono realizzate solitamente in fibra di vetro o di carbonio, e sono solitamente 3, disposte a 120° l'una dall'altra. Esistono anche modelli monopala, bipala o multipala, che tuttavia non sempre offrono un'efficienza complessiva paragonabile a quella dei generatori a tre pale. Le turbine tripala hanno inoltre una conformazione estetica più equilibrata e armoniosa e in fase di funzionamento risultano più "riposanti" per l'occhio umano, rispetto ai modelli mono e bipala. Il diametro del rotore può andare da un minimo di circa 1 metro, per i generatori di taglia inferiore a 1 kw, fino a oltre 120 metri nel caso di turbine da molti megawatt di potenza.
- Navicella (3): si tratta della cabina posta sulla sommità della torre. La navicella sostiene il mozzo del rotore e contiene al proprio interno l'albero di

trasmissione (4), il moltiplicatore di giri (5), il generatore elettrico (6) e i sistemi di controllo. La navicella ha anche il compito di proteggere l'apparato elettrico e meccanico dai fenomeni atmosferici e di ridurre la rumorosità in fase di esercizio. La navicella è adagiata su un cuscinetto e di norma è progettata per ruotare orizzontalmente di 180° o anche di 360°, consentendo al rotore di allinearsi con la direzione del vento. Il direzionamento ottimale della navicella rispetto alla direzione del vento avviene, nei generatori di grande taglia, grazie a un complesso "sistema di imbardata" di tipo elettromeccanico, controllato da piccoli anemometri situati in coda alla navicella (8), mentre i micro e mini generatori sono normalmente dotati di un semplice timone direzionale.

- Torre (7): la torre ha il compito di sostenere il peso di navicella e rotore e di resistere a tutte le sollecitazioni. Fondamenta in cemento armato fissano la torre al suolo, assicurando sicurezza e stabilità a tutta la struttura. Soltanto per alcune installazioni davvero "micro" si può fare a meno delle fondazioni in cemento. Le torri più comuni sono quelle tubolari, realizzate in acciaio o in calcestruzzo e cave all'interno. Le torri tubolari sono preferite soprattutto per il migliore impatto visivo rispetto alle torri strallate e a quelle a traliccio. L'altezza della torre è variabile e dipende anche dalle caratteristiche di ventosità del sito. Se per i micro generatori eolici possono bastare torri di qualche metro, nel caso di aerogeneratori da molti megawatt l'altezza al mozzo può superare anche i 100 metri.

2.3 – Definizione di mini eolico

Non esiste una definizione universalmente riconosciuta di “mini eolico”: sono infatti diverse le interpretazioni della soglia massima di potenza oltre la quale il prefisso “mini” non è più valido. In realtà esiste una Norma Tecnica, che è stata redatta dalla IEC (International Electrotechnical Commission) e che fissa a livello internazionale i requisiti di progettazione degli aerogeneratori; essa adotta come discriminante e misura della complessità di progettazione la l'area spazzata dalle pale eoliche. Secondo questa distinzione si considerano micro-turbine le macchine con area spazzata inferiore ai 2 m^2 , che corrispondono a una potenza inferiore a 1 kW e a un diametro (per turbine ad asse orizzontale) pari a circa 1,6 metri; mentre sono mini-turbine quelle con area spazzata non superiore ai 200 m^2 , corrispondenti a circa 50 kW di potenza e 16 metri di diametro. Ciò nonostante, la definizione che è più corretto considerare è quella del legislatore del singolo Paese, che è colui che eroga gli incentivi e che quindi ha una grossa influenza sulla fattibilità di un progetto. Per esempio, in Italia la tariffa incentivante omnicomprensiva viene applicata ad impianti sotto i 200 kW, mentre in Nova Scotia, Canada, la tariffa più incentivante viene concessa per macchine fino a 50 kW. Dal punto di vista tecnologico una mini turbina eolica presenta delle specificità che la rendono in alcuni casi anche significativamente differente rispetto ad un aerogeneratore di grandi dimensioni: ciò è dovuto soprattutto a due principali necessità:

- mantenere i costi bassi, anche penalizzando l'efficienza della macchina (che su una produzione energetica modesta non incide come nel caso delle taglie grandi):
- vantare buone performance anche con vento molto variabile in direzione e intensità

Questi requisiti hanno fatto sì che alcune soluzioni che nel grande eolico sono considerate obsolete o irrealizzabili siano invece ancora utilizzate nel campo del mini eolico.

2.4 - Tipologie di mini aerogeneratori

Con queste premesse, la varietà di tipologie di mini turbine eoliche è ancora molto ampia sul mercato. Le soluzioni tecnologiche si dividono in due macrocategorie: turbine ad asse orizzontale e turbine ad asse verticale.

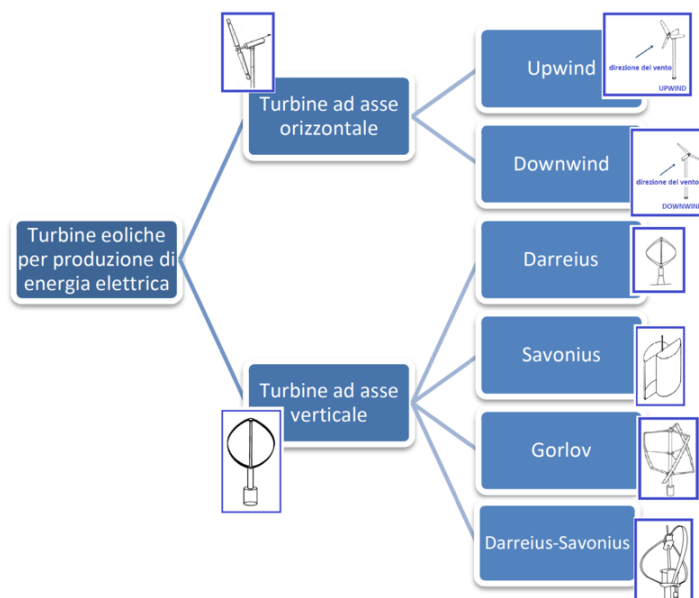


Figura 2 - Classificazione delle mini turbine eoliche

2.4.1 - Turbine ad asse orizzontale

Questa classe di generatori corrisponde alla turbina "a elica" nell'immaginario collettivo, nonché alla quasi totalità delle turbine presenti nel mondo. In prima analisi si può affermare che le turbine ad asse orizzontale costituiscono circa il 99% delle turbine con potenza nominale maggiore di circa 10kW e ben l'84% delle turbine sotto i 10 kW. Le ragioni di questo enorme successo sono ovviamente da ritrovarsi nei rendimenti che sono, a parità di potenza, molto maggiori di quelle delle turbine ad asse verticale. Le turbine ad asse orizzontale sono suddivise ulteriormente in 2 classi:

- Turbine sopravento o upwind: rappresentano la maggioranza delle turbine ad asse orizzontale presenti sul mercato. In queste turbine, seguendo la direzione del flusso di vento, esso prima incontra il rotore, poi fluisce intorno all'hub (il bulbo della turbina) e quindi passa oltre. Il meccanismo di orientamento della pala in direzione del vento (agisce dopo il rotore. Queste turbine necessitano di un sistema di orientamento, in modo tale da disporre il rotore perpendicolarmente rispetto alla direzione del vento.



Figura 3 - Esempio di turbina upwind

- Turbine sottovento o downwind: sono molto più rare delle upwind e funzionano praticamente al contrario. In queste turbine, il vento prima fluisce intorno all'hub poi investe il rotore e quindi passa oltre. Il vantaggio di queste macchine, a scapito di una perdita di efficienza, risiede nel fatto che non necessitano di un sistema di orientamento, ma grazie alla loro configurazione il rotore tende a disporsi in modo perpendicolare alla direzione del vento, massimizzando l'area spazzata.



Figura 4 - Esempio di turbina downwind

Le turbine ad asse orizzontale si dividono ulteriormente in:

- Turbine con rotore mono o bipala: mentre nelle macchine di taglia superiore la tecnologia si è stabilizzata sui rotorì tripala, nel mini eolico sono ancora presenti sul mercato soluzioni monopala o bipala; queste soluzioni consentono una notevole diminuzione dei costi, a scapito dell'aumento di rumore (poiché presentano un numero di giri superiore, a pari vento) e della perdita di efficienza (a causa di asimmetrie aerodinamiche).
- Turbine con rotore tripala: è la configurazione più diffusa, in quanto molti studi hanno provato la sua maggiore efficacia rispetto alle soluzioni monopala e bipala, sostanzialmente perché ottimizza il trade-off tra portanza delle pale e turbolenze generate.

2.4.1 – Turbine ad asse verticale

Le turbine ad asse verticale sono largamente meno diffuse rispetto a quelle ad asse orizzontale, principalmente a causa della loro minore efficienza. Tuttavia nell'ambito del mini eolico possono risultare la soluzione più adatta per molte applicazioni, grazie al loro ridotto ingombro e alla possibilità di sfruttare vento con elevate caratteristiche di turbolenza e direzione poco costante. Le turbine ad asse verticale presentano configurazioni molto più varie rispetto a quelle ad asse orizzontale, che spesso prendono il nome di chi le ha progettate; le più note sono le turbine Darreius (che a loro volta sono suddivise in varie tipologie), le turbine savonius e le turbine Gorlov.



Figura 5 - Turbina di tipo "H-Darrieus"



Figura 6- Turbina tipo "Gorlov"

2.5 - Applicazioni

I campi di applicazione nei quali mini e microeolico possono trovare le più idonee collocazioni sono molto numerosi. Raggruppando per taglia di potenza le applicazioni più tipiche è possibile distinguere principalmente tre classi di potenza:

- Impianti micro eolici di potenza < 1 kW;
- Impianti mini eolici di potenza < 10 kW;
- Impianti mini eolici di potenza > 10 kW.

Le turbine appartenenti alla prima classe di potenza sono solitamente poste a servizio di sistemi isolati e svolgono principalmente funzione di caricabatterie, in quanto negli impianti minieolici a servizio di sistemi isolati il problema principale è costituito dal fatto che, poiché il vento non è costante, deve necessariamente essere previsto un opportuno sistema di accumulo per immagazzinare l'energia elettrica prodotta in eccesso dall'impianto, in modo da consentire l'alimentazione dell'utenza anche in assenza di vento. Fanno parte di questa tipologia di utenza ad esempio le stazioni meteo automatiche, i ripetitori per la telefonia cellulare, la segnaletica luminosa disposta su strade e autostrade. Gli aerogeneratori appartenenti alla seconda classe di potenza sono invece in grado di fornire un quantitativo di energia sufficiente anche per utenze più energivore, come recinzioni elettrificate per il governo delle greggi, ripetitori per telecomunicazioni, rifugi montani, basi scientifiche remote (come quelle in Antartide) o anche semplici utenze domestiche. A seconda dell'ubicazione,

questo tipo di impianto può servire sia utenze isolate che sistemi connessi alla normale rete di distribuzione. Infine, oltre quanto già detto per gli altri tipi di installazione, gli impianti eolici la cui taglia di potenza supera i 10 kW possono essere utilizzati anche per l'alimentazione di più utenze collegate tramite una piccola rete elettrica a bassa tensione (rete BT), come può avvenire ad esempio per comunità e villaggi isolati: questa può essere la situazione ad esempio di un insediamento insulare, come avviene in Italia per le isole minori, o di alcune comunità nei Paesi in via di sviluppo. In questi casi solitamente la miniturbina fa parte di un sistema di produzione energetica più esteso, che può comprendere anche impianti fotovoltaici, sistemi miniidraulici o motori diesel, in modo da garantire la perfetta autosufficienza energetica dell'utenza: in particolare i sistemi di questo tipo vengono chiamati sistemi ibridi. Oltre alle applicazioni del minieolico per la produzione di energia elettrica, una menzione a parte meritano gli aeromotori (o aeropompe), che sono generalmente utilizzati in due modi: o sfruttano l'energia cinetica del vento direttamente come energia meccanica, per l'azionamento di pompe idrauliche, e in questo caso devono essere direttamente posizionati sopra il pozzo di emungimento; oppure, come gli altri aerogeneratori, convertono l'energia cinetica in energia elettrica, ma sfruttano quest'ultima esclusivamente per far funzionare delle pompe elettro-idrauliche, che in questo secondo caso possono essere collocate anche ad una certa distanza dal generatore ed essere collegate ad esso mediante cavi elettrici. Le aeropompe impiegano generalmente rotorii multipala ad elevata solidità tipo mulino americano e sono molto diffusi nelle fattorie soprattutto in Australia e, appunto, negli USA.

2.6 – Impatto ambientale

Gli impatti che gli impianti mini-eolici esercitano sull'ambiente sono molto inferiori rispetto a quelli esercitati dagli aerogeneratori più grandi impiegati nelle wind-farm. Poiché le miniturbine sono installate in prossimità delle utenze che vogliono servire, l'ambiente sul quale esse si inseriscono generalmente è già almeno parzialmente modificato dall'intervento dell'uomo, pertanto gli impatti sul paesaggio, sull'occupazione di suolo, su flora e fauna e sulle interferenze elettromagnetiche sono nulli o trascurabili. Gli impatti ambientali più significativi invece si hanno su:

- Rumore: a causa delle loro ridotte dimensioni, le mini-turbine ruotano a velocità angolari notevolmente superiori a quelle dei grandi aerogeneratori impiegati nelle wind-farm, pertanto rispetto ad essi gli impianti di piccola scala sono sensibilmente più rumorosi. La percezione del rumore, descritto da alcuni Autori come simile a quello di una sega circolare, inoltre viene incrementata a causa della distanza ridotta che generalmente vi è tra la turbina e l'utenza. La soluzione in questo caso è unicamente quella di collocare la turbina il più lontano possibile, in modo da non causare eccessivi fastidi. Questa soluzione consente anche di limitare le turbolenze sulla turbina, ma come detto aumentano anche i costi per l'interramento dei cavi e le dispersioni elettriche.
- Impatto visivo: sebbene gli impianti mini eolici siano molto meno invasivi dal punto di vista paesaggistico rispetto ai grandi impianti, questa

componente va comunque considerata nella valutazione di un progetto, soprattutto in caso di installazione dell'impianto vicino a centri abitati o in zone di rilevanza paesaggistica e naturalistica. La questione del trade off tra benefici e impatto ambientale, come nel caso del grande eolico, è tuttora argomento di forti discussioni.

2.7 - Trend tecnologici

Il mercato minieolico attuale, nonostante la sua lenta evoluzione, presenta un buon numero di mini-turbine innovative e tecnologicamente avanzate rispetto agli standard: migliori profili alari, alternatori con nuovi magneti permanenti, sistemi di controllo e inverter sofisticati stanno incrementando sempre più l'efficienza delle macchine e, allo stesso tempo, l'indipendenza energetica dei consumatori. Di seguito sono elencate alcune delle tecnologie più innovative per turbine intorno ai 20kW di potenza nominale attualmente presenti sul mercato:

- Sistemi avanzati di formatura delle pale eoliche: nuove tecniche come lo stampaggio per iniezione o per compressione, caratterizzate soprattutto da bassi costi e possibilità di ottenere facilmente forme geometriche complesse, si stanno sempre più affermando nel settore eolico
- Controllo attivo dello strato limite: le tecnologie di controllo dello strato limite sono adottate in ambito aerospaziale, per migliorare le prestazioni aerodinamiche degli aeroplani; esse hanno come obiettivo e l'aumento della

resistenza aerodinamica, contrastando la separazione dello strato limite del flusso dal profilo alare. Alcuni di questi sistemi, negli ultimi anni, sono stati recentemente adattati e brevettati per le pale delle turbine eoliche.

- Rotori a levitazione magnetica: la Shandong University, in Cina, ha recentemente applicato la tecnologia di levitazione magnetica ad una turbina ad asse verticale, facendo in modo che tutto il rotore fosse poggiato su un campo magnetico. Questa tecnologia riduce ampiamente l'attrito della turbina, offrendo un grande potenziale commerciale.
- Turbine coassiali multirotore: due o più rotori sono collegati allo stesso albero di trasmissione e fanno quindi ruotare lo stesso generatore; i due rotori sono combinati in modo tale che la vorticità di scia lasciata da un rotore possa essere sfruttata da quello successivo, aumentando così la producibilità. La prima turbina coassiale commerciabile è la American Twin Superturbine, della Selsam Innovations.



Figura 7 - American Twin Superturbine, Selsam Innovations

Allo stato attuale, tuttavia, molte di queste tecnologie, pur migliorando di molto l'efficienza delle turbine, hanno ancora dei costi non facilmente sostenibili. Altre innovazioni più mature, che già vengono utilizzate sulle nuove turbine di grossa taglia, sono destinate a comparire anche nel mini eolico:

- Calettamento variabile attivo delle pale: questo sistema consente di variare l'angolo di incidenza del vento sulla pala, attraverso attuatori idraulici posti sul rotore o servomotori inseriti direttamente nelle pale, in modo da garantire una regolazione attiva della macchina
- Adozione di generatori sincroni: l'adozione di generatori sincroni, a magneti permanenti, permette l'eliminazione del moltiplicatore di giri, essenziale per il funzionamento dei generatori asincroni (che sono direttamente connessi alla rete, con frequenza 50 Hz, e necessitano quindi che il regime rotatorio delle pale venga moltiplicato qualche decina di volte), ma comportano obbligatoriamente l'adozione di un sistema di disaccoppiamento tra la frequenza della rete e il regime di rotazione delle pale (costituito da un doppio inverter AC-DC-AC). Questa soluzione comporta un notevole aumento dell'affidabilità della macchina, in quanto il moltiplicatore di giri, soggetto a coppie molto elevate, è il componente più delicato del sistema; l'aggravio di costi dovuto all'adozione del doppio inverter e del generatore sincrono (più costoso del generatore asincrono) viene quindi compensato da un aumento dell'affidabilità e da una diminuzione dei costi di manutenzione.

Capitolo 3 – Normativa e mercato

A livello mondiale risultano installati, alla fine del 2011, quasi 600 MW di impianti mini eolici, con una produzione annua di oltre 420 GWh. La Cina, con una potenza totale installata di 225 MW al 2011, rappresenta quasi il 40% della capacità installata mondiale, seguita dagli Stati Uniti, con 198 MW. In Europa l'unica nazione che ha superato i 50 MW di installato è il Regno Unito, anche grazie all'introduzione, nel 2010, di un sistema di incentivazione piuttosto remunerativo (soprattutto per gli aerogeneratori da 50 e 100 kW) e ad un processo autorizzativo e amministrativo che permette l'allaccio dell'impianto al massimo entro 6 mesi dall'avvio delle procedure. Il minieolico sta trovando sempre maggiore applicazione negli impianti collegati alla rete: eppure, nel mondo occidentale, il mercato continua ad essere fragile: vendite e produzione, purtroppo, dipendono ancora largamente dagli incentivi governativi e sono pochi gli Stati che offrono efficienti programmi di supporto. Un mercato davvero competitivo è, invece, quello dei Paesi in via di sviluppo, nei quali prevalgono applicazioni off - grid: nelle aree non coperte dalla rete elettrica, infatti, il minieolico è economicamente accettabile senza supporti governativi e preferibile agli impianti diesel. La produzione di turbine minieoliche, comunque, rimane confinata attorno ai Paesi industrializzati del Nord America e dell'Europa, mentre i Paesi in via di sviluppo continuano a giocare un ruolo di secondo piano, per quanto riguarda la presenza di produttori: le grandi risorse eoliche dell'Africa, del

Sud-Est asiatico e del Sud America sono ancora lungi dall'essere sfruttate appieno e lo sviluppo di aziende minieoliche nazionali, in queste aree, stenta ad avanzare.

3.1 - La normativa e il mercato in Italia

3.1.1 - Mix energetico e diffusione fonti rinnovabili

In Italia la fonte di energia primaria più utilizzata è il gas naturale, che copre quasi il 50% del fabbisogno nazionale. Petrolio e carbone sono ancora molto diffusi, mentre le fonti rinnovabili consumate sono solo il 6% del totale.

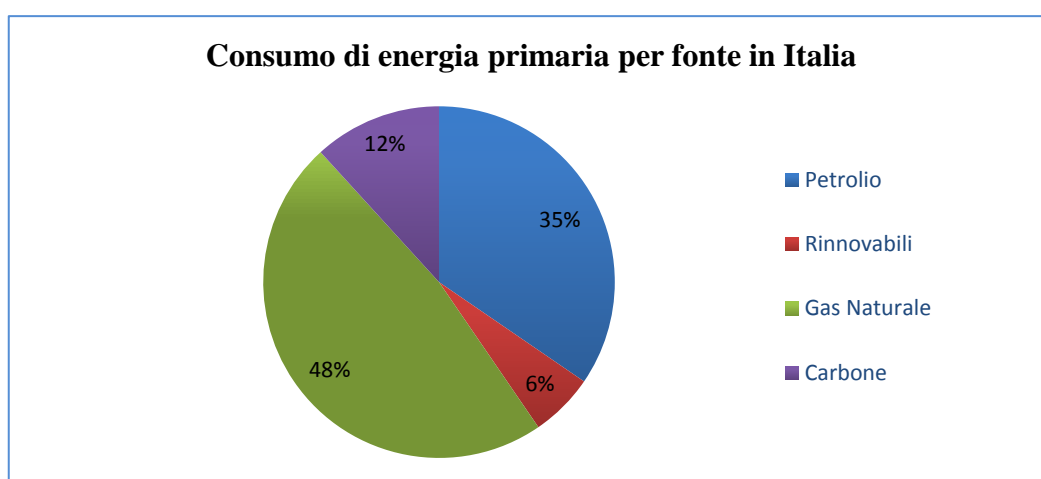


Figura 8 - Consumo energia primaria in Italia - Fonte: BP Statistical Review of World Energy (2012)

Anche la produzione di energia elettrica è prodotta in larga misura da fonti fossili, sulle quali anche in questo caso svetta il gas naturale, con il 43% di energia elettrica generata nel 2012. Le fonti rinnovabili in questo caso rappresentano però il 29% della produzione totale; di questa quota parte un segmento cospicuo

occupa il l'idroelettrico (13% della produzione nazionale), seguito da fotovoltaico (6%) ed eolico e biomassa (4%).

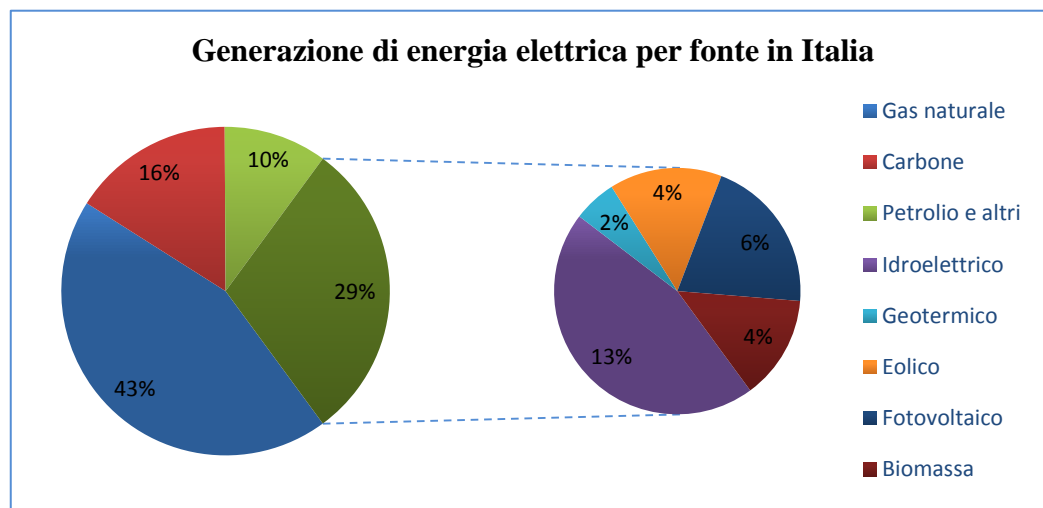


Figura 9 - Generazione di energia elettrica in Italia Fonte: Terna (2012)

Questo risultato è stato raggiunto grazie a una politica incentivante molto remunerativa attuata dal Governo italiano a partire dal 2005, con il primo Conto Energia, che ha portato ad un progressivo aumento della quota di produzione di energia da fonti rinnovabili. Con il 2013 è stato raggiunto il valore massimo cumulato annuale degli incentivi previsto dal quinto Conto Energia (6,7 miliardi di Euro) e sono stati modificati gli incentivi per le fonti rinnovabili non fotovoltaiche: si prospetta per questo un periodo di grande incertezza per tutti gli investimenti riguardanti la produzione da fonte rinnovabile, in quanto tutte le tecnologie, in Italia, in molti casi faticano a risultare competitive senza la presenza della tariffa incentivante.

3.1.2 – Energia eolica in Italia

In Italia a fine 2012 risultano installate turbine eoliche per un totale di 8144 MW, dei quali 1273 MW installati solo nel 2012, anno in cui l'Italia è stata il terzo mercato europeo per installazioni in Europa.

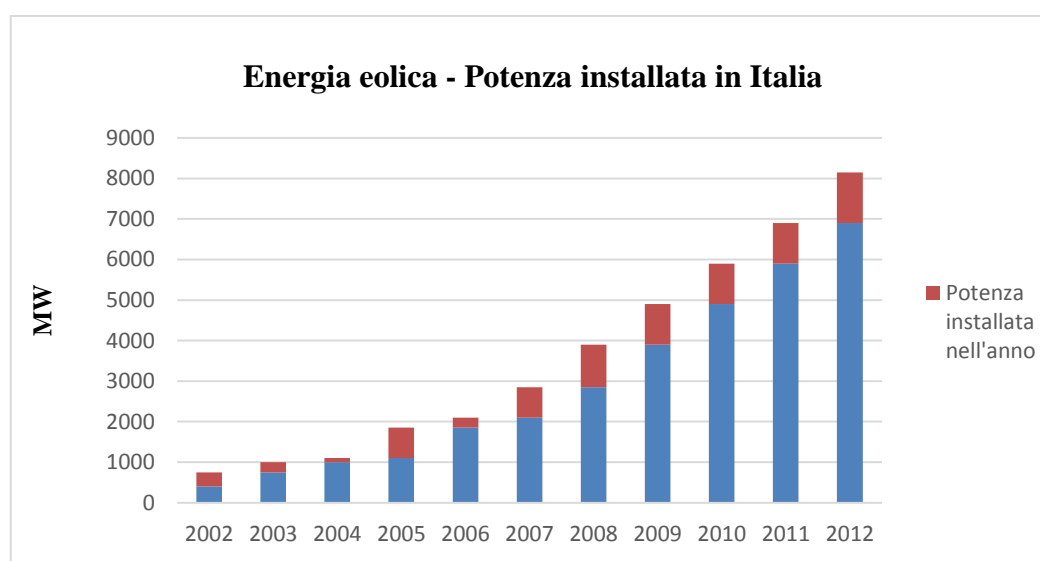


Figura 10 - Energia eolica - Potenza installata in Italia - Fonte: ES RENF Report (2013)

Il tasso di crescita medio fatto registrare negli ultimi 10 anni in Italia dal mercato eolico è pari a circa il 26%, con un forte innalzamento negli anni 2004-2005 e, dopo una pausa nel 2006-2007, un tasso pressochè costante fino ad oggi. Le installazioni eoliche sono concentrate in poche Regioni dove la maggiore disponibilità di vento rende gli investimenti in questo campo profittevoli: Sicilia (26% della potenza installata), Puglia (21%), Campania (15%), Sardegna (12%) e Calabria (12%).

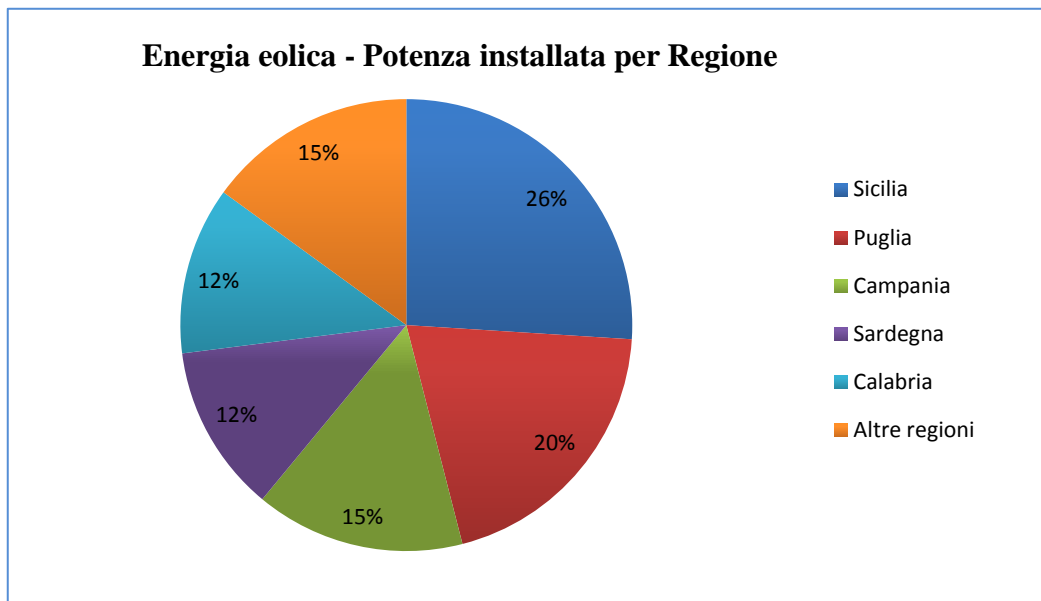


Figura 11 - Energia eolica - Potenza installata per Regione in Italia - Fonte: ES RENF Report (2013)

Nel 2011 la taglia media degli aerogeneratori installati in Italia è stata pari a circa 1,5 MW, con un'altezza media di 75 metri. Se si realizza un confronto con le caratteristiche delle installazioni in altri Paesi europei e non, si nota come le dimensioni medie degli impianti eolici italiani siano decisamente inferiori. Si pensi che la taglia media delle nuove installazioni in Germania nel 2011 è stata pari a 2,5 MW, con l'80% delle installazioni realizzate con aerogeneratori di potenza compresa tra i 2 e i 3 MW e circa il 9% con aerogeneratori di potenza compresa tra i 3 e i 5 MW. Se si considera che, l'efficienza delle turbine eoliche è direttamente proporzionale alla loro taglia e potenza nominale, risulta evidente da questi dati la scarsa efficienza del parco eolico italiano, che non sfrutta come dovrebbe il potenziale dei siti occupati. È come se ogni anno in Italia venissero installati aerogeneratori che negli altri mercati eolici, più sviluppati, ormai non si

utilizzano da diversi anni. Questo fatto è dovuto essenzialmente al lungo processo di autorizzazione e realizzazione di un impianto nel nostro Paese, che con una durata complessiva di circa 4 anni, è più lungo di oltre il 50% rispetto a quello tedesco. Ogni anno vengono quindi installate tecnologie che erano all'avanguardia nel momento in cui il progetto è stato presentato, ma che al termine del processo autorizzativo sono ormai in larga parte obsolete. A questo si aggiunge il fatto che, per limitare l'impatto dei complessi processi autorizzativi, gli operatori preferiscono installare macchine di limitate dimensioni, anche se meno efficienti e performanti. Questa evidente arretratezza delle tecnologie installate in Italia è particolarmente grave se si considera che la maggior parte degli aerogeneratori di bassa potenza di registra proprio in quelle aree geografiche caratterizzate da una maggiore ventosità (le Regioni del Sud e la Sardegna), il che determina una maggiore perdita potenziale di produzione eolica.

Interessante è anche rilevare il livello di produzione media degli impianti eolici in esercizio nel nostro Paese, misurato in termini di ore equivalenti di funzionamento. Nel 2010 il 50% degli impianti eolici è riuscito a produrre per oltre 1550 h (che corrispondono ad un capacity factor del 17,7%), mentre il numero medio di ore di utilizzazione dell'intero parco è pari a 1748, in crescita rispetto alle 1573 del 2009. Rispetto agli altri Paesi europei, il valore di producibilità media è allineato a quello tedesco, mentre è molto inferiore rispetto a quello spagnolo, che grazie alla maggiore intensità dei venti raggiunge livelli di producibilità media superiori a 2000MWh/MWp.

Per risolvere il problema del taglio degli incentivi per i nuovi impianti, date queste premesse, una soluzione potrebbe essere l'utilizzo di aerogeneratori più grandi, aumentando la taglia media di impianto e l'efficienza media del parco eolico italiano. Questo può avvenire a patto che le autorità garantiscano uno snellimento dell'iter autorizzativo, in modo da incoraggiare gli operatori ad adottare soluzioni all'avanguardia e premianti dal punto di vista dell'efficienza.

3.1.3 - Il mercato del mini eolico

Dei 600 MW di impianti mini eolici installati nel mondo alla fine del 2011 solo 13 MW sono in Italia, per un totale di circa 300 impianti. Se il valore assoluto risulta modesto, il trend di crescita risulta molto positivo, passando da 1,5 MW nel 2009 a più di 20 MW nel 2012.

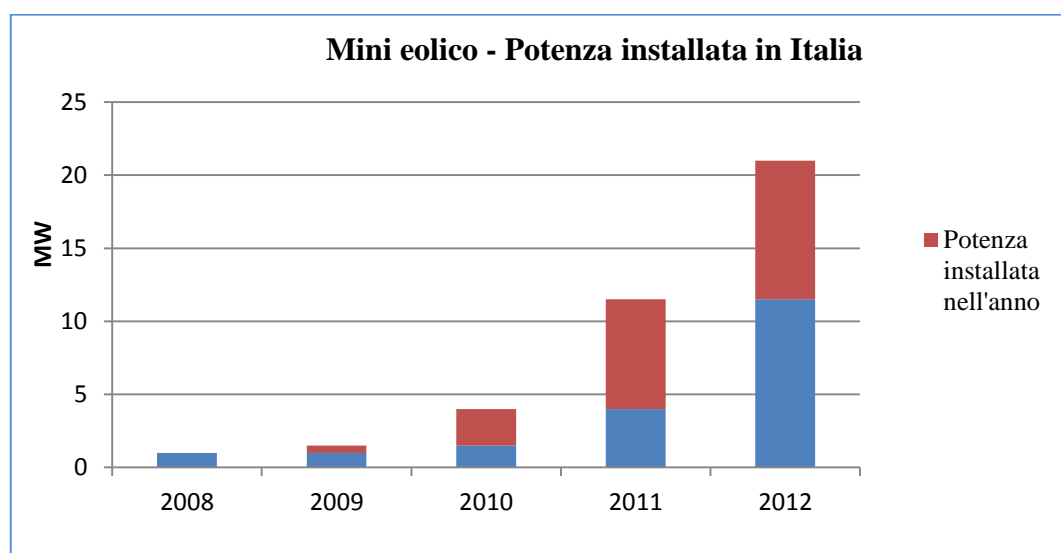


Figura 12 - Mini eolico - Potenza installata in Italia - Fonte: ES RENF Report (2013)

La crescita dell'ultimo anno è principalmente dovuta a ad impianti di piccola taglia, il cui numero di installazioni è quasi raddoppiato nel corso del 2012; notevole, in termini relativi, è stata anche la crescita del numero di impianti della fascia da 101 a 200 kW, nonostante l'introduzione del Registro non ne abbia favorito lo sviluppo.

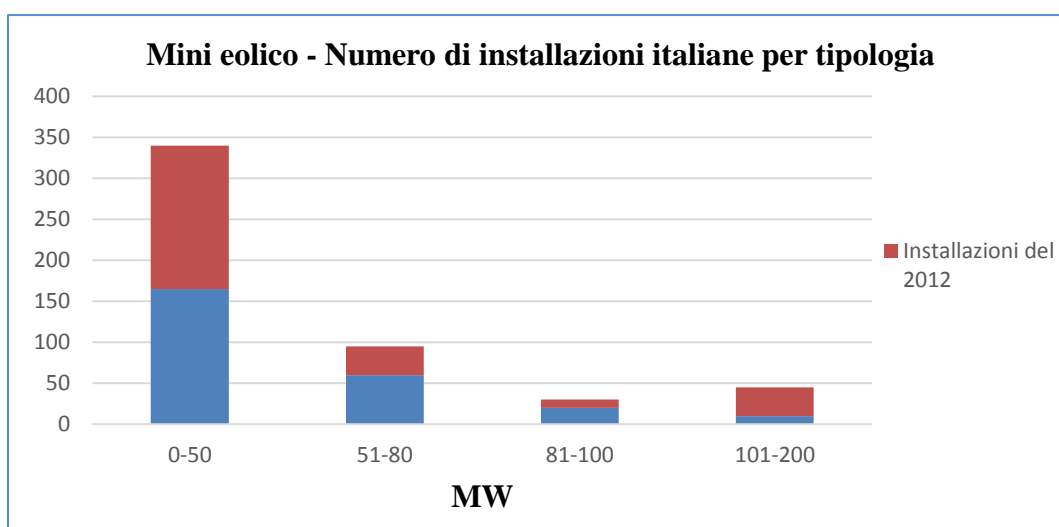


Figura 13 - Mini eolico - Numero di installazioni italiane per tipologia - Fonte: ES RENF Report (2013)

Considerando inoltre il periodo di crisi economica globale e la “competizione” molto forte che su queste taglie di impianto è esercitata dalle altre fonti rinnovabili (fotovoltaico in primo luogo, ma anche le biomasse agroforestali, per esempio), non si può che guardare a questa crescita come ad un segnale importante per il mini eolico in Italia. Le regioni del Sud fanno registrare un installato complessivo pari ad oltre l’80% del totale: solo la Puglia, ad esempio, vanta 7,3 MW installati a fine 2012.

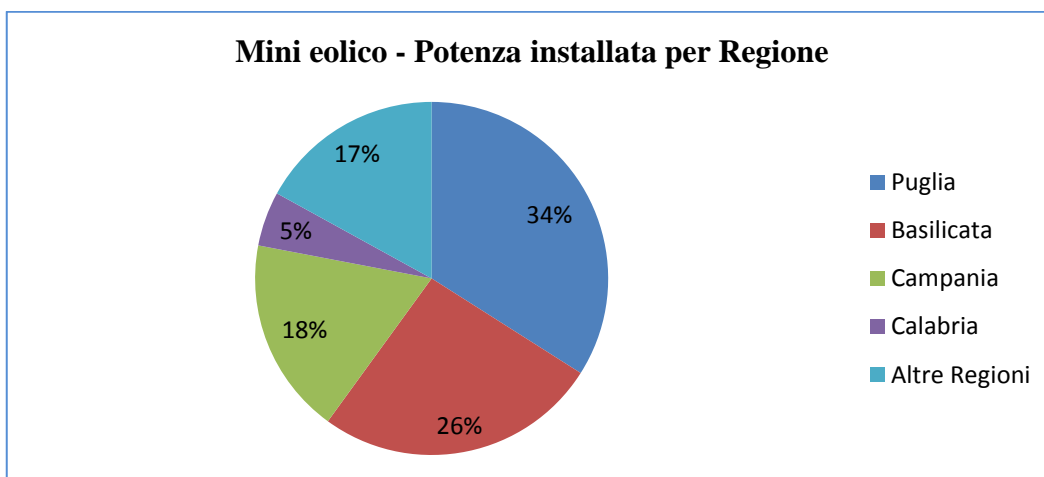


Figura 14 - Mini eolico - Potenza installata per Regione - Fonte: ES RENF Report (2013)

Un grande sviluppo è inoltre atteso per la Basilicata, per la quale sono stati presentati al Registro 58 nuovi MW, costituiti principalmente da piccoli parchi eolici con turbine fino da 200 kW. Solo questa nuova potenza prevista permetterà al mercato del mini eolico di più che raddoppiare la propria potenza entro la fine del 2013. Il mercato del mini eolico sta vivendo, come le altre rinnovabili, un momento di grande crescita in Italia; oltretutto, come si vedrà nel paragrafo successivo, il mini eolico è una di quelle fonti rinnovabili che le autorità intendono ancora sponsorizzare, in quanto mentre tutte le altre fonti hanno ricevuto tagli alle incentivazioni, il mini eolico, mini idroelettrico, eolico offshore e forza maremotrice hanno ricevuto invece benefici dal nuovo Decreto.

3.1.4 – La filiera

Nel mini eolico, a differenza di quanto accade per il grande eolico, la dimensione di riferimento è sicuramente quella nazionale, se non addirittura locale. Da un lato infatti la minore dimensione degli impianti riduce significativamente la

complessità della tecnologia e permette ad aziende che abbiano buone competenze nella meccanica e nella formatura dei materiali di mettere a punto soluzioni adatte allo scopo; dall'altro lato, la minore "scala" della singola installazione e quindi l'estrema parcellizzazione geografica rendono meno interessante per i grandi operatori la propria presenza in questo tipo di mercato, soprattutto considerando la necessità di garantire anche un adeguato servizio di manutenzione.

Non è un caso quindi che anche nei grandi mercati del mini eolico a livello mondiale, gli USA e il Regno Unito, ad esempio, si sono sviluppati degli operatori locali "specializzati". L'impresa più grande che produce aerogeneratori specifici per le applicazioni mini eoliche è l'americana Southwest Windpower, con sede a Flagstaff, Arizona, e attiva nel mini eolico dal 1987 nella produzione di aerogeneratori ad asse orizzontale, seguita da un'altra protagonista del mercato USA come la Northern Power Systems, con sede in Vermont. Nel Regno Unito, l'impresa leader indiscussa sino alla metà dello scorso anno era la Proven Energy, che è stata tuttavia costretta a dichiarare fallimento alla fine del 2011, dopo la scoperta di un guasto tecnico nel suo modello di punta (la turbina Proven 35-2) per il quale esisteva il rischio di distacco delle pale in determinate condizioni di vento. Nel mercato italiano operano:

- oltre 50 imprese, nella quasi totalità dei casi italiane, nella fase di progettazione e installazione degli impianti. Sono queste imprese, con un numero di addetti complessivo dell'ordine di circa 700-800, che si sono sostanzialmente divise nell'ultimo anno l'installazione di circa 200 nuovi

impianti, per un volume d'affari totale che, per la sola progettazione e installazione, si è aggirato nell'intorno di 8 mln €;

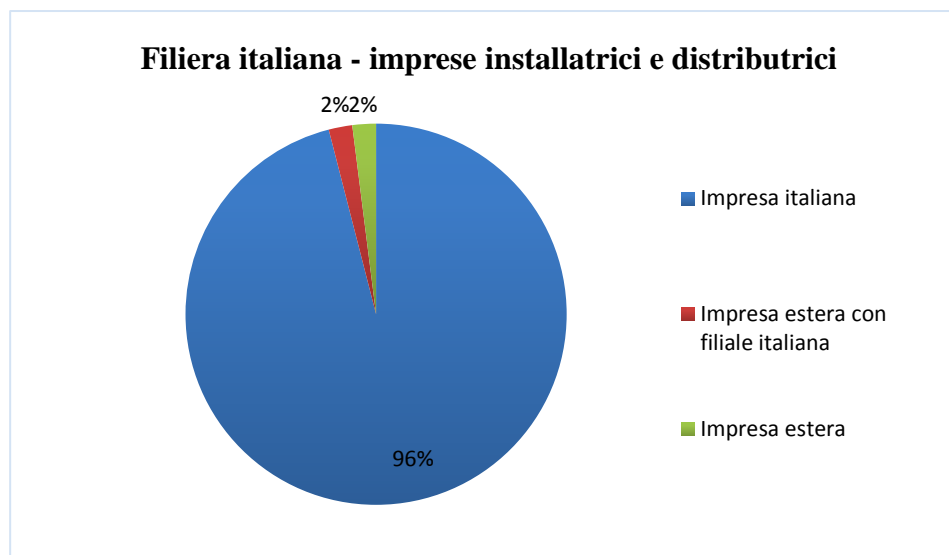


Figura 15 - Filiera italiana -Provenienza delle imprese che si occupano di installazione e distribuzione di aerogeneratori e componenti - Fonte ES Wind Report (2012)

- oltre 100 imprese, in questo caso con un sostanziale equilibrio tra imprese nate e sviluppate nel nostro Paese e imprese straniere che tuttavia hanno dovuto, per aggredire il mercato italiano, portare qui le loro attività produttive, che invece si occupano della produzione degli aerogeneratori e dei componenti più rilevanti degli impianti mini eolici. Gli addetti complessivamente impiegati in questa fase sono oltre un migliaio.

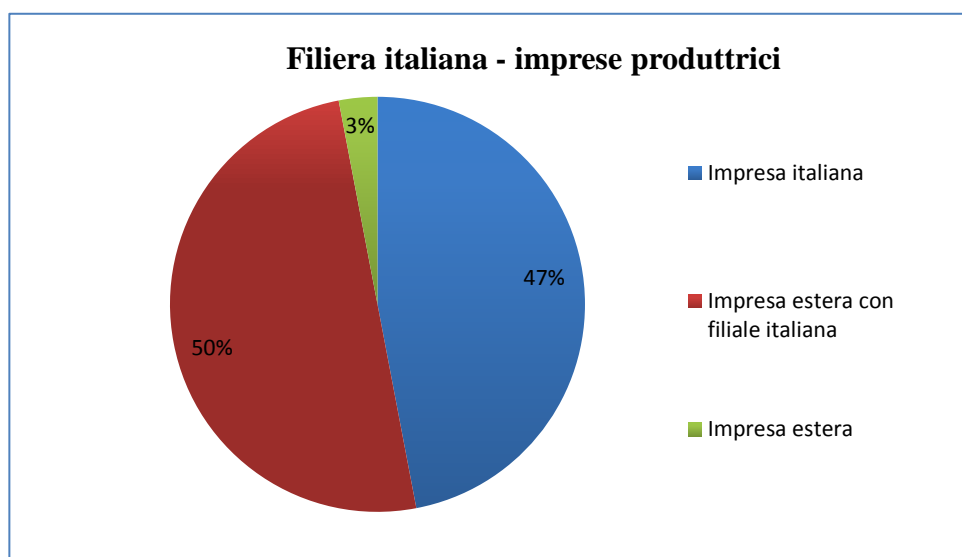


Figura 16 - - Filiera italiana -Provenienza delle imprese che si occupano di produzione di aerogeneratori e componenti - Fonte ES Wind Report (2012)

Sono soprattutto queste ultime le imprese più interessanti, sia perché spetta a loro lo sviluppo di soluzioni innovative per il mini eolico sia perché sono queste imprese quelle ad appropriarsi della quota maggiore del valore aggiunto del settore.

Analizzando le imprese attive nella filiera italiana del mini eolico è possibile osservare le seguenti caratteristiche:

- la presenza di imprese italiane è notevole, con 12 imprese su 15 che hanno origine nel nostro Paese e con le imprese straniere che spmp attive nel nostro mercato attraverso rivenditori autorizzati ma senza delle vere e proprie filiali commerciali;
- la maggior parte delle imprese sono giovani, nate negli anni 2000; tuttavia, a causa della difficoltà ad ottenere finanziamenti per questi impianti da parte

delle banche, sono proprio le imprese che vantano una più lunga produzione a poter accedere al credito grazie ad installazione “più datate” e quindi un track record da offrire in garanzia;

- a dirrenza della distribuzione geografica delle installazioni, oltre il 70% delle imprese hanno sede nel Nord Italia ma sono ovviamente attive nelle regioni del Sud, dove si effettua la maggior parte delle installazioni, grazie a rivenditori, grazie a rivenditori locali e a una fitta rete distributiva;
- la maggior parte delle imprese offrono soluzioni con aerogeneratori ad asse orizzontale, tuttavia si segnalano anche imprese di successo italiane con a portafoglio prodotti ad asse verticale.

Un ultimo cenno importante è legato alla capacità, che si è ulteriormente rafforzata nel corso dell'ultimo anno, di alcune delle nostre imprese di “esportare” le proprie soluzioni sui mercati esteri. Così come, quindi, vi sono imprese straniere (ad esempio la francese Vergnet o la spagnola Electria Wind) ad avere ottenuto un accesso al mercato italiano, vi sono casi estremamente interessanti (ad esempio Jonica impianti, Aria e Ropatec) di operatori nostrani che invece hanno allargato, proprio grazie all'efficacia delle soluzioni tecnologiche sviluppate, la propria offerta anche altrove. Un segnale questo, considerando i “numeri” così significativi (in termini di addetti e numero di imprese relative, soprattutto in confronto ad altri settori delle rinnovabili) per un mercato che nel corso del 2011 ha installato solo poco più di 6 MW, che lascia ben sperare sulla possibilità di sostenere e far crescere questa filiera industriale.

3.1.5 - Sistema incentivante

A causa delle difficoltà di raggiungimento della grid parity, l'unico modo per favorire la diffusione degli impianti mini eolici è l'adozione di un sistema incentivante, che vada a colmare il gap e renda conveniente l'adozione di soluzioni tecnologiche per la produzione di energia da fonte eolica. In Italia, la norma di riferimento che definisce il regime di incentivazione per l'eolico (non vi è un regime speciale per il minieolico) è attualmente il Decreto Ministeriale del 6 Luglio 2012 (rubricato "Incentivi per energia da fonti rinnovabili elettriche non fotovoltaiche"): gli impianti eolici al di sotto dei 5 megawatt connessi alla rete a partire dal 1 Gennaio 2013 godono di una tariffa omnicomprensiva: l'incentivo viene assegnato ed erogato direttamente dal GSE (Gestore Servizi Energetici) per una durata di 20 anni.

<i>Potenza nominale</i>	<i>Vita utile impianti</i>	<i>Tariffa omnicomprensiva</i>
<20 kW	20 anni	29,1 c€/kWh
da 20 a 200 kW	20 anni	26,8 c€/kWh

Tabella 1 - Incentivazione attualmente prevista per gli impianti mini eolici in Italia (Fonte: GSE)

Rispetto al precedente Decreto (che risale al 18 Dicembre 2008), gli incentivi sono ridotti mediamente del 6%, ma è stato allungato il periodo di incentivazione di 5 anni. Alla scadenza dell'incentivo è possibile per il titolare dell'impianto scegliere se entrare nel "mercato libero", ovvero vendere l'energia ad un operatore elettrico o direttamente sulla Borsa elettrica, oppure se rimanere sotto "tutela" da parte del GSE attraverso il meccanismo del Ritiro Dedicato, che prevede delle

tariffe di acquisto di tutta l'elettricità immessa in rete dall'impianto e a cui si accede tramite una convenzione con il GSE. Nel 2012 il prezzo medio di ritiro, per produzioni annuali non superiori ai 2.000.000 kWh, è stato di 7,83 c€/kWh. Interessante, soprattutto per impianti che servono abitazioni o industrie, è la possibilità di usufruire dello Scambio sul Posto, una particolare modalità di valorizzazione dell'energia elettrica che consente, al proprietario di un impianto, di realizzare una specifica forma di autoconsumo immettendo in rete l'energia elettrica prodotta ma non direttamente autoconsumata, per poi prelevarla in un momento differente da quello in cui avviene la produzione.

3.1.6 - Iter autorizzativo

Oltre alla modifica del sistema incentivante, il DM 6 Luglio 2012 stabilisce nuove modalità di accesso agli incentivi, introducendo un meccanismo di regolamentazione degli accessi agli incentivi mediante Registro: tutti gli impianti di potenza superiore a 60kW vengono posizionati in una graduatoria (il Registro Piccoli Impianti), che presenta soglie annuali di potenza incentivabile (150 MW per il triennio 2013-2015).

Classificazione	Intervallo di potenza	Accesso all'incentivazione
Mini impianti	<60 kW	Incentivazione diretta
Piccoli-medi impianti	da 60 kW a 5 MW	Registro Piccoli Impianti

Tabella 2 - Modalità di accesso all'incentivazione degli impianti mini eolici

L'introduzione del Registro, oltre a complicare ulteriormente il processo autorizzativo (che prevede fino a 11 mesi di attesa solo per ottenere l'autorizzazione all'immissione di energia elettrica nella rete), introduce maggior incertezza nelle tempistiche di ricezione della tariffa: gli impianti entrano in graduatoria e accedono agli incentivi fintanto che non si raggiunge il tetto incentivabile previsto per il periodo. Questo rappresenta un ennesimo ostacolo alla bancabilità di questo tipo di progetti, che già vengono considerati dagli istituti bancari investimenti ad alto rischio, sia dal punto di vista della tecnologia (la quale in realtà risulta matura e consolidata), sia dal punto di vista della gestione (i cui rischi sono legati all'eccessiva frammentazione della filiera e all'assenza di grandi operatori del settore). Per questo motivo si sta lavorando per creare soluzioni finanziarie studiate ad hoc per questo tipo di progetti, in modo da favorirne lo sviluppo sul territorio.

<i>Autorizzazione</i>	<i>Enti coinvolti</i>
Concessione uso dei suoli	Comune o Regione
Concessione edilizia	Comune
Nullaosta paesaggistico	Regione, Soprintendenza beni culturali e ambientali, Ministero dei 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	Regione, Comando Regione Militare
---	-----------------------------------

Tabella 3 - Autorizzazioni necessarie per l'installazione di un impianto mini eolico – Fonte: GSE

L'altra scelta che ha suscitato critiche è stata quella di non introdurre distinzioni tra mini eolico ed eolico di grande taglia: le installazioni di mini eolico nel range di 50-200 kW, seppur godano di un incentivo apposito, devono iscriversi al Registro così come devono farlo gli impianti fino a 5 MW: si mettono così in “competizione” impianti, e investitori, di due ordini di grandezza differenti. Le maggiori disponibilità finanziarie degli operatori “di grossa taglia” nonché il minor peso dei costi autorizzativi sui grandi progetti crea un sostanziale vantaggio rispetto a quel segmento dell'eolico che, per caratteristiche è sicuramente più coerente con il paradigma di generazione distribuita dell'energia che il legislatore vuole promuovere.

3.2 - La normativa e il mercato in Canada

3.2.1 - Panoramica della Nazione

Il Canada è una delle nazioni più sviluppate del mondo, stando all'ottavo posto per PIL pro capite e piazzandosi al sesto posto per indice di sviluppo umano. Di conseguenza, il Canada è ai primi posti al mondo per alfabetizzazione, trasparenza del sistema politico, qualità della vita, libertà civili ed economiche.

	<i>Canada</i>	<i>Italia</i>
Popolazione (mln)	35 m	60 m
PIL 2012 (mld \$)	1.700	1.900
PIL pro capite (\$)	50.436	32.522
Tasso di crescita del PIL 2012	2,4%	-2,2%
Tasso di crescita del PIL 2009-2012	1,3%	-1,3%
Tasso di crescita del PIL previsto 2013-2014	2,1%	-0,2%
Tasso di inflazione	2,0%	3,0%
Tasso di disoccupazione	7,0%	10,8%

Tabella – Confronto su valori di PIL, inflazione e disoccupazione tra Canada e Italia. (Fonti: StatsCan, IMF, ISTAT)

L'economia del Canada, membro del G8, dell'OCSE e della NAFTA, è una delle più forti nel mondo, ed è tuttora in forte espansione, avendo subito solo marginalmente la crisi del 2008, che invece ha colpito duramente i vicini Stati Uniti. Secondo un rapporto dell'FMI il Canada, trainato dall'export di materie prime, ha aggirato l'ostacolo crisi mantenendo intatto e robusto il settore immobiliare e continuando a crescere a ritmi molto sostenuti sin dal principio. È per eccellenza, insieme alla Russia, la superpotenza estrattiva del pianeta; infatti nel sottosuolo sono presenti in grandi quantità praticamente tutti i metalli della crosta terrestre, oltre ad enormi giacimenti di petrolio (con le sabbie bituminose dell'Alberta il Canada è da considerarsi tra i primissimi produttori petroliferi

mondiali, subito dopo l'Arabia Saudita), gas naturale, fosfati, carbone e uranio (primo produttore al mondo).

3.2.2 - Mix energetico e diffusione fonti rinnovabili

Il Canada è una nazione leader per produzione e utilizzo di energia da fonti rinnovabili, che rappresentano l'11% della fornitura di energia primaria.

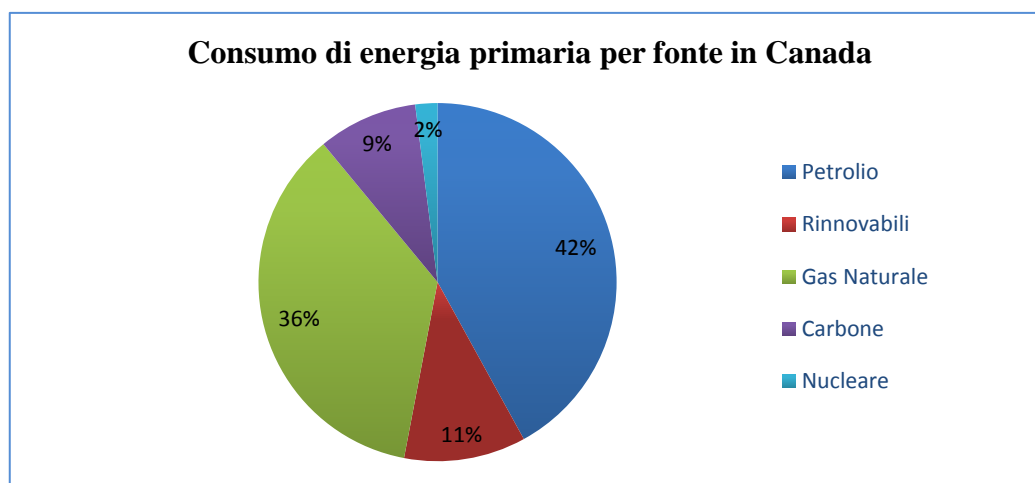


Figura 17 - Consumo di energia primaria per fonte in Canada - Fonte: Natural Resources Canada (2010)

Nel settore dell'energia elettrica, l'energia idroelettrica è la più grande fonte di energia in Canada, con più del 60% generato. Se si aggiungono anche le altre fonti rinnovabili e il nucleare, più del 75% di energia elettrica viene generata senza emettere gas serra.

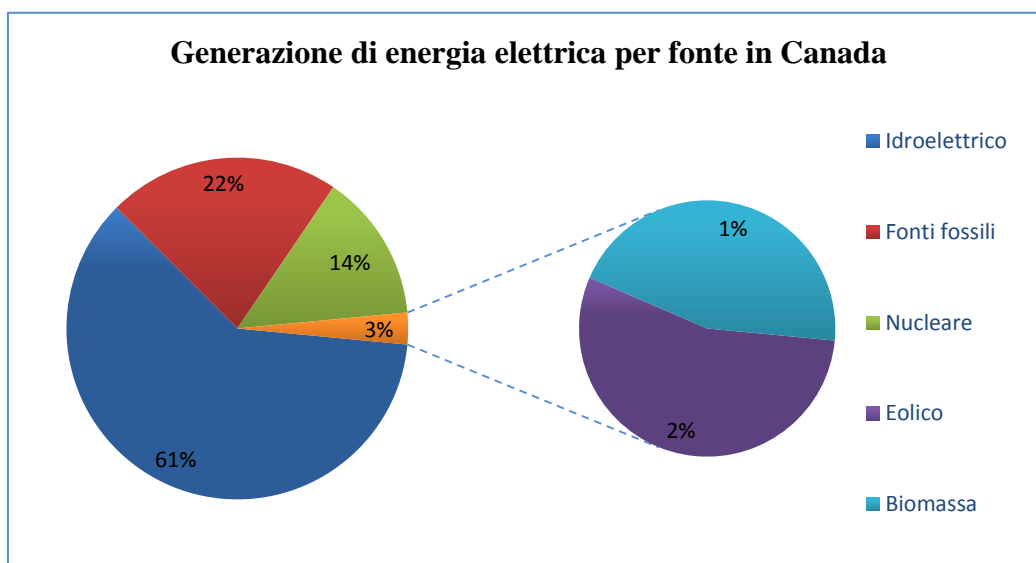


Figura 18 – Generazione di energia elettrica per fonte in Canada - Fonte: Canadian Electricity Association (2011)

L'attrattività della Nazione dal punto di vista degli investimenti da Fonti Rinnovabili è data dalle politiche, le strategie e i fondi stanziati dal Governo federale che si è impegnato alla riduzione del gas serra del 17% al di sotto dei livelli del 2005 entro il 2020 (Accordo di Copenhagen). Il 13% delle emissioni di gas serra in Canada deriva dagli impianti di produzione di energia elettrica a carbone e la politica di abbattimento del gas serra condotta a livello federale, e sostenuta a livello provinciale, impone la dismissione degli impianti di produzione di energia elettrica a carbone entro il 2025. L'eliminazione di questa componente dal mix energetico apre prospettive per quasi il 9% di produzione da assegnare a nuove fonti, tra cui le Rinnovabili, tanto che il Canada si posiziona nella top ten dei paesi più attrattivi da questo punto di vista. Inoltre, vista la crescita economica

e demografica prevista, si stima che entro il 2030 il fabbisogno di energia crescerà del 20% rispetto al valore attuale.

3.2.3 - Energia eolica in Canada

Se in Italia la fattibilità dei progetti eolici è condizionata ai livelli, spesso non sufficienti, di ventosità presenti sul territorio, in Canada questo problema è molto più marginale: la velocità media del vento è infatti, per conformazione del territorio, generalmente molto superiore a quella italiana.

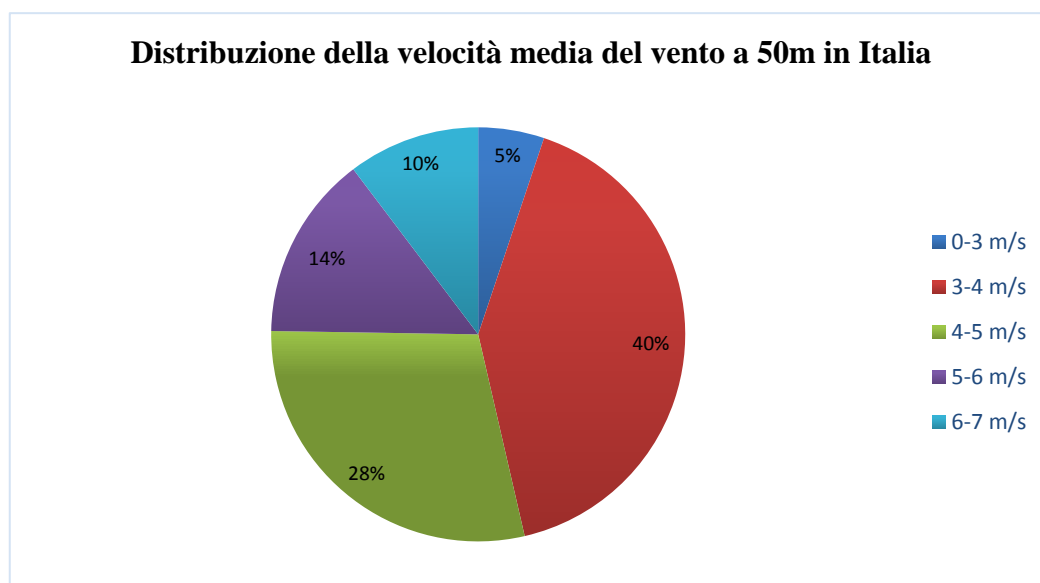


Figura 19 Distribuzione della velocità media del vento a 50 m in Italia - Fonte: ERSE/Univ. Genova (2010)

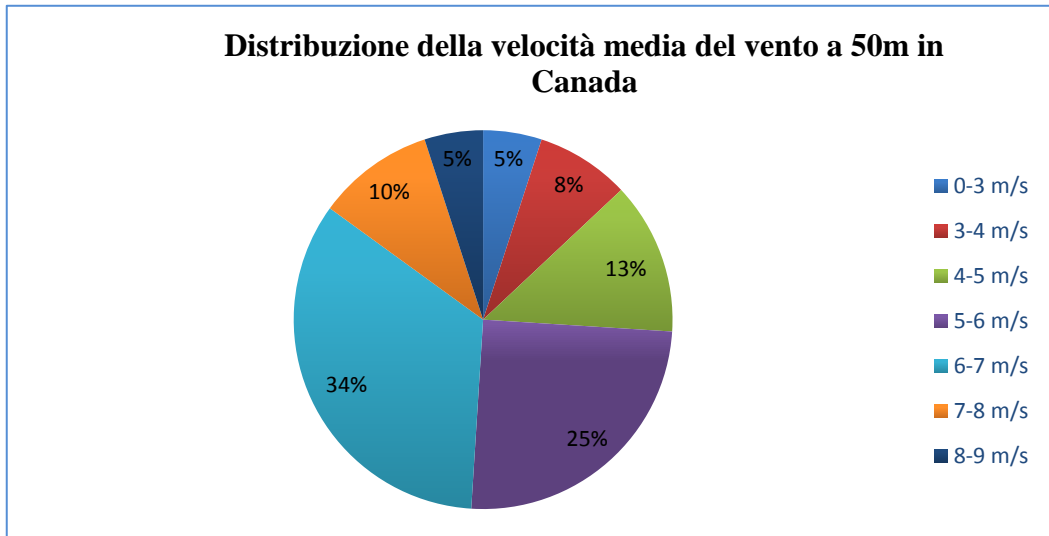


Figura 20 - Distribuzione della velocità media del vento a 50m in Canada - Fonte: Environment Canada (2009)

La maggiore ventosità non ha però portato ad un così grande sviluppo della fonte eolica, la cui potenza installata risulta a fine 2012 pari a 6201 MW.

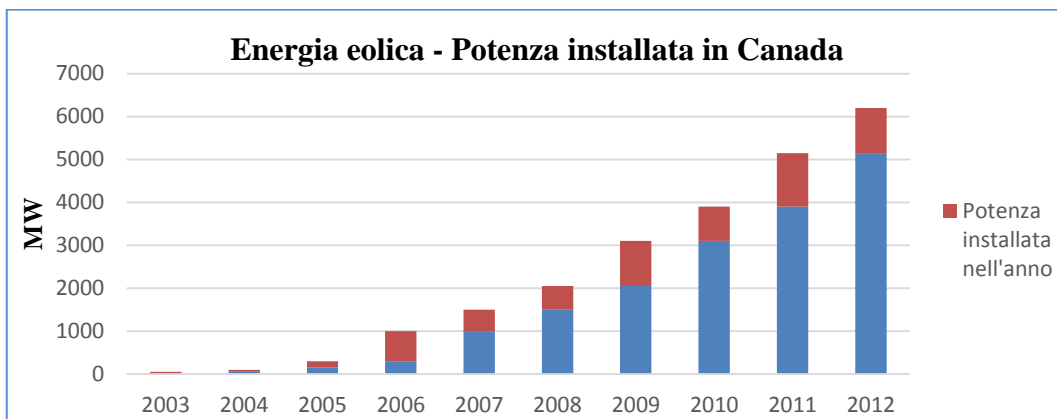


Figura 21 - Energia eolica - Potenza installata in Canada - Fonte: CanWEA (2013)

Se si confronta questo valore con i più di 30.000 MW della Germania o i 26.000 MW della Spagna, le quali presentano in ogni caso ventosità meno elevate, è evidente che il Canada non ha ancora sviluppato il proprio potenziale di energia

eolica. Se si aggiunge poi che nel 2013, fino a Settembre, sono stati installati in Canada altri 850 MW (un incremento pari al 13% circa), con l'obiettivo di 1500 MW annuali per i prossimi quattro anni, risulta chiaro quanto questa fonte sia in fase di crescita nel Paese.

	<i>Canada</i>	<i>Italia</i>	<i>Germania</i>	<i>Spagna</i>
Potenza cumulata al 2012 (MW)	6201	8144	31000	26000
Popolazione (mln)	35	60	82	47
kW/abitante	0,18	0,14	0,38	0,55

Tabella 4 - Rapporto potenza elettrica eolica rispetto alla popolazione di alcuni Paesi europei

Un'analisi di Ernst & Young lo pone al terzo posto per indice di attrattività nell'energia eolica onshore, al sesto posto se si considera anche l'offshore:

Rank ¹	Country	Wind Index	Onshore wind	Offshore wind
1 (1)	China	77	78	70
2 (2)	Germany	68	65	79
3 (3)	US ²	65	68	56
3 (4)	India	65	71	42
5 (5)	UK	64	61	80
6 (6)	Canada	63	66	46
7 (8)	France	58	59	54
7 (7)	Italy	58	60	49
9 (9)	Sweden	55	55	53
10 (10)	Poland	54	56	42
11 (10)	Romania	53	56	39
11 (10)	Brazil	53	55	40
13 (13)	Ireland	52	52	50
14 (14)	Belgium	51	49	57
15 (15)	South Africa	49	52	36
15 (15)	Australia	49	51	38
17 (15)	Netherlands	48	49	47
17 (22)	Japan	48	49	41
17 (18)	Norway	48	49	45
20 (20)	South Korea	47	46	53
20 (20)	New Zealand	47	50	37
20 (18)	Spain	47	50	36
23 (22)	Denmark	46	44	58
23 (22)	Finland	46	48	39
25 (22)	Portugal	45	48	35
25 (26)	Greece	45	48	33
25 (27)	Mexico	45	46	40

Figura 22 - Classifica di attrattività nell'energia eolica - Fonte: Ernst & Young LLP (2011)

La maggior parte delle installazioni è localizzata in Ontario e in Quebec, che vantano rispettivamente una potenza installata di 2366 e 1866 MW. Solamente queste 2 province vantano formano il 60 % della potenza installata in Canada.

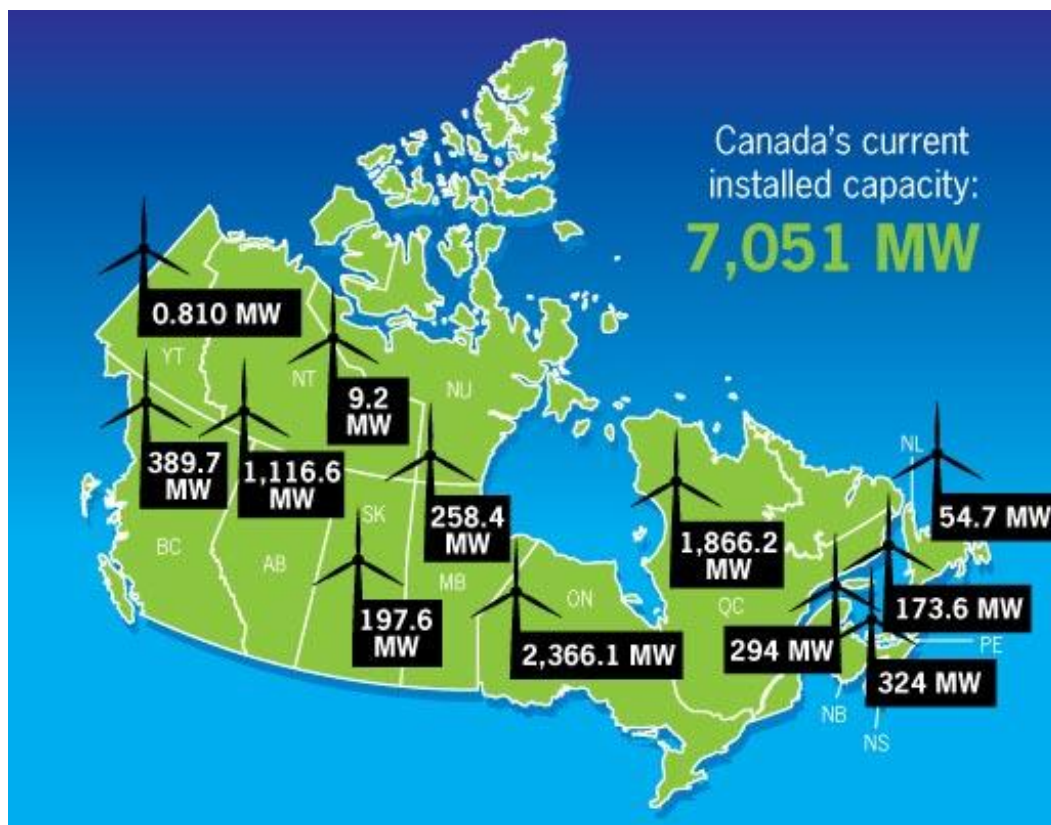


Figura 23 Potenza eolica installata in Canada. Fonte CanWEA (2013).

La terza provincia per potenza installata è l'Alberta, con 1116 MW; questa provincia sta vivendo un periodo di forte crescita economica e demografica, soprattutto dovuto allo sfruttamento degli enormi giacimenti petroliferi delle sabbie bituminose. Questo processo estrattivo è inoltre molto energivoro, e questo ha determinato un incremento repentino della domanda di energia degli ultimi anni. La zona in cui si stanno concentrando le installazioni eoliche è quella di

Pincher Creek, a pochi chilometri dal confine con gli Stati Uniti, caratterizzata da un vento costante e di forte intensità proveniente da Ovest, chiamato Chinook, in grado di portare il capacity factor delle turbine a valori superiori al 40%.



Figura 24 - Parco eolico nei pressi di Pincher Creek, Alberta.

3.2.4 - Il mercato del mini eolico

Anche sul fronte del mini eolico il Canada non ha ancora raggiunto lo sviluppo che le sue caratteristiche di ventosità permetterebbero: la potenza installata a fine 2009, data a cui risale l'ultimo market survey ufficiale, era 12,6 MW, con un trend medio di crescita dei 3 anni precedenti pari al 30%. Tra 2008 e 2009 sono stati installati 5434 nuovi impianti, per una potenza totale di 5,3 MW.

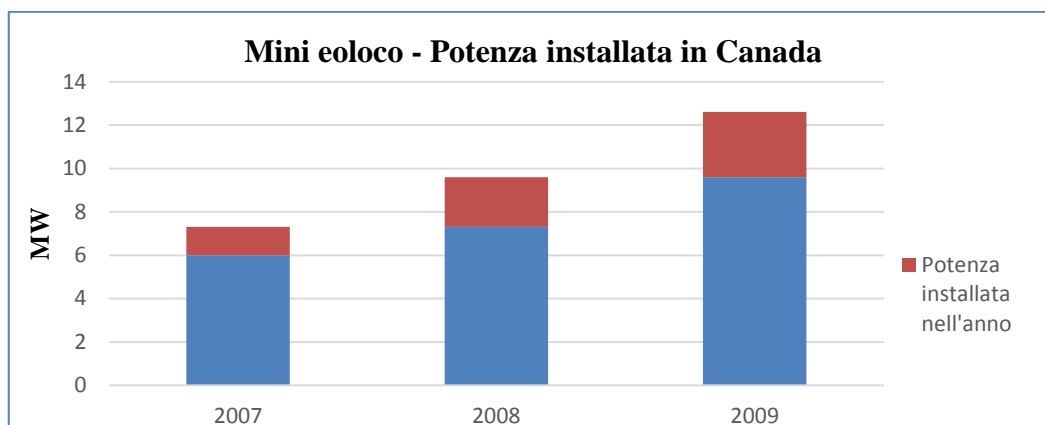
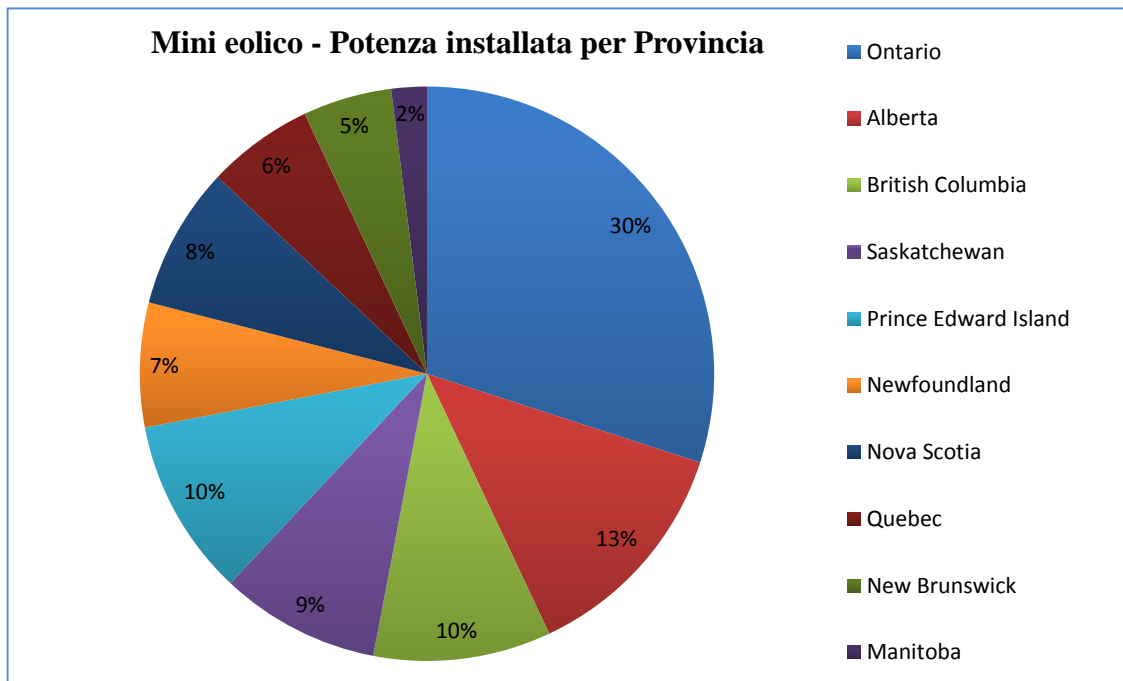


Figura 25 - Mini eolico - Potenza installata in Canada - Fonte: CanWEA (2010)

Si noti quanto la taglia media degli impianti installati nel 2008 e 2009, 1 kW, sia ridotta rispetto alla media italiana, che risulta, per il 2012, pari a circa 26 kW. Le motivazioni di questa “inclinazione” del mercato canadese verso le taglie più piccole e domestiche risiedono sostanzialmente nella più alta disponibilità di vento “sfruttabile” e nella maggiore ampiezza media dei singoli terreni residenziali.

Per quanto riguarda la distribuzione della potenza installata, le Province dell’Ontario e dell’Alberta detengono più del 40% del totale, mentre ad esempio la Nova Scotia, pur disponendo di un generoso sistema di incentivazione e di livelli ottimi di ventosità, non ha ancora conosciuto uno sviluppo adeguato del mini eolico.



3

Figura 26 - Mini eolico - potenza installata per Provincia in Canada - Fonte: CanWEA (2010)

Considerando la grande disponibilità di risorsa vento e i grandi spazi inutilizzati che il Canada può vantare, si capisce quanto il potenziale del mini eolico possa essere alto. Uno studio del Pembina Institute stima che entro il 2025 la potenza installata in Canada sarà compresa tra i 300 MW e gli 800 MW, proprio grazie alla compatibilità di questa fonte di energia con il territorio canadese.

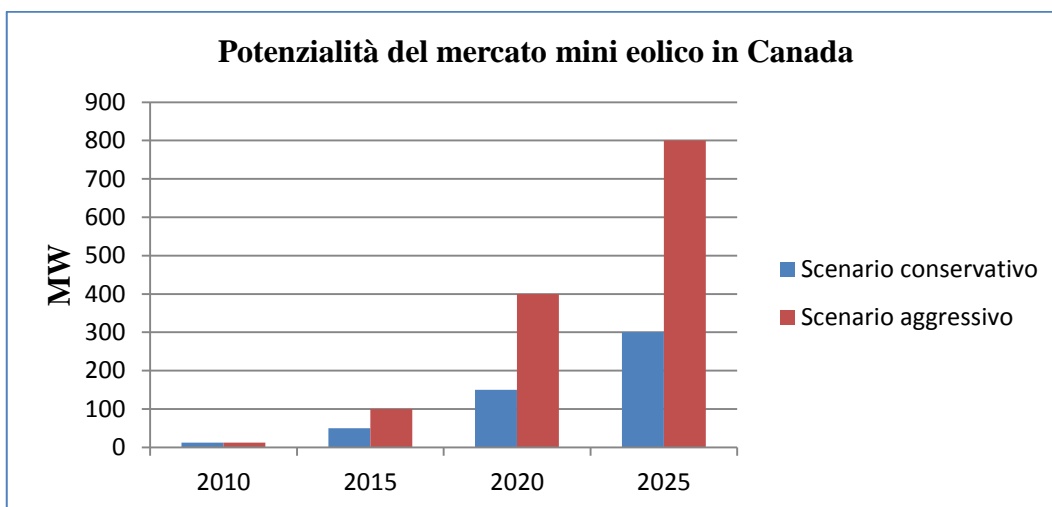


Figura 27 - Potenzialità del mercato mini eolico in Canada - Fonte: Pembina Institute (2010)

3.2.5 - La filiera

La filiera canadese del mini eolico è composta da circa 130 aziende installatrici e distributrici e 6 principali produttori di turbine (senza contare i produttori di componenti). Le prime sono concentrate per il 55% in Ontario, per il 15% in Quebec, e per l'8% sia in British Columbia che in Alberta.

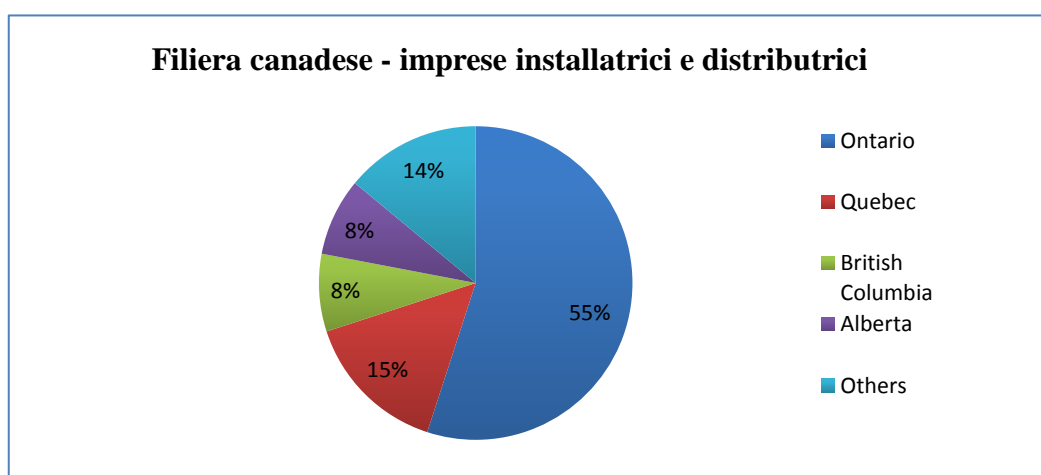


Figura 28 - Filiera canadese -Dislocazione delle imprese che si occupano di installazione e distribuzione di aerogeneratori e componenti - Fonte CanWEA (2010)

La maggior parte di queste aziende sono nuovi entranti nel mercato e le 10 che vendono di più prendono parte al 90% delle vendite in Canada. Per molti distributori la vendita di mini aerogeneratori non è il core business, ma spesso rappresenta un elemento di una più larga offerta di prodotti. La maggior parte delle turbine installate in Canada provengono da aziende statunitensi, con un 96% di vendite registrate attribuibili a 3 soli produttori: Bergey, Southwest Windpower e Aeromax. La maggior parte di queste turbine è compresa nel range tra 300 W e 1 kW, visto che come si è detto queste taglie sono le più diffuse in Canada.

Nel segmento del mini eolico da 10 a 300 kW invece il Canada fa registrare un dato importante: la metà dei produttori mondiali di turbine di questa fascia è infatti di origine canadese, con 6 produttori sui 12 totali. È un mercato che sta vivendo un momento di grande espansione e il Canada ricoprirà un ruolo fondamentale in esso.

3.2.6 - Il sistema incentivante

In Canada la regolamentazione delle tariffe incentivanti è gestita indipendentemente da ciascuna Provincia. Sono solo 2 però le Province che hanno messo in atto una politica volta all'incentivazione di impianti mini eolici: l'Ontario e la Nova Scotia. Nelle altre Province sono soltanto attivi alcuni meccanismi di agevolazione dell'autoconsumo, come lo scambio sul posto.

<i>Provincia</i>	<i>Potenza nominale</i>	<i>Vita utile impianti</i>	<i>Tariffa omnicomprensiva</i>
Nova Scotia	< 50 kW	20 anni	36,7 c€/kWh
Ontario	< 10 kW	20 anni	8,2 c€/kWh

Tabella 5 - Incentivazione attualmente prevista per gli impianti mini eolici in Canada - Fonti: Nova Scotia Department of Energy (2013), Ontario Power Authority (2013)

Come si può notare dalla tabella numero 5, la tariffa incentivante per l'Ontario, per i vincoli a cui è sottoposta, è pensata chiaramente per un mercato domestico, prima di tutto per il limite di potenza massima incentivabile posto a 10 kW, e in secondo luogo per la scarsa remuneratività della tariffa. L'unica applicazione che questo programma rende più conveniente è quella domestica, che grazie alla grande ventosità che caratterizza molte zone dell'Ontario e alla possibilità di autoconsumare l'energia rende la tariffa solo un piccolo valore aggiunto in più da apportare al progetto e non fondamentale per la sua fattibilità.

Particolarmente interessanti, anche da un punto di vista imprenditoriale, risultano invece gli incentivi presenti in Nova Scotia, sia per la loro cospicuità, sia per la sia per il limite di taglia posto a 50 kW, che non impedisce la realizzazione di piccoli parchi eolici.

Nell'Aprile 2010, con il Renewable Electricity Plan, la Nova Scotia si è impegnata ad arrivare a produrre entro il 2015 il 25% di energia da fonti rinnovabili, con lo sfidante traguardo di raggiungere il 40% entro il 2020. Subito dopo l'Electricity Act ha posto le linee guida per raggiungere i traguardi prefissati,

e le tariffe incentivanti, comprese quelle per il mini eolico, sono state rilasciate a partire da Settembre 2011.

Oltre ad essere stato pensato per aumentare la componente rinnovabile nel mix energetico della Provincia, il Renewable Electricity Plan intende da un lato creare opportunità di crescita e nuovi posti di lavoro e dall'altro favorire che la popolazione locale venga coinvolta anche in progetti che vadano oltre le semplici installazioni domestiche. Per fare ciò è stato reso necessario per chiunque voglia accedere alla tariffa (che prende il nome di Community Feed-In Tariff) il coinvolgimento della popolazione residente nel Comune in cui sorgerà l'impianto: in particolare deve essere costituita una cooperativa in cui devono essere presenti almeno 25 persone della popolazione locale, i quali devono possedere almeno il 51% del progetto. Questa condizione, se da una parte rende necessari alcuni accorgimenti nella definizione della società, dall'altra risolve in gran parte il problema dell'accettazione da parte della comunità locale di nuovi impianti eolici, che in alcuni casi possono essere visivamente invasivi.

Capitolo 4 – Investimento

La decisione circa l'opportunità di installare un sistema dipende imprescindibilmente da due fattori:

- i ricavi che l'investimento potrà generare: che sono legati alle potenzialità anemologiche, alla producibilità dell'impianto e al valore di vendita di energia ed incentivi;
- i costi associati al progetto: in particolare l'espletamento delle pratiche autorizzative e di impatto ambientale, il costo di impianto e i costi di gestione e O&M.

Per valutare quindi la fattibilità e la redditività di un progetto occorre quindi da un lato effettuare uno studio approfondito della risorsa vento presente nella zona in cui l'impianto verrà collocato, e dall'altro individuare tutte le operazioni da svolgere per portare a termine il progetto e per la sua gestione lungo tutto il suo ciclo di vita.

4.1 - Scelta del sito e producibilità

La stima della producibilità annua di un impianto è un'operazione che va ben oltre il semplice confronto tra le potenze nominali delle diverse turbine presenti sul mercato. Per ottenere la massima produzione annua di energia, infatti, la scelta di

un sistema minieolico deve essere condotta ponendosi, come obiettivo,

l'ottenimento di una combinazione ottimale tra:

- caratteristiche del vento nel sito d'installazione, rappresentate dalle curve che definiscono la distribuzione di frequenza delle velocità del vento intorno al valore medio;
- caratteristiche peculiari della turbina, rappresentate in particolare dalla sua curva di potenza, ovvero dalla potenza elettrica generata in funzione della velocità del vento.

4.1.1 - Caratteristiche del vento nel sito

Per uno stesso sito, la velocità media del vento dipende strettamente dalla quota altimetrica alla quale essa viene riferita, crescendo in base all'altezza a partire da valori molto bassi in prossimità del suolo. Tracciando un grafico che mette in relazione la velocità del vento media e la relativa quota di misurazione si ottiene una curva, detta profilo di velocità. Dalla conoscenza di questa curva, e in considerazione dei costi, è possibile determinare l'altezza ottimale alla quale deve essere posto il rotore. L'entità della variazione della velocità del vento è legata al tipo di terreno: ad esempio, nel caso di un terreno boschivo, dove sottobosco e alberi di alto fusto ostacolano la corrente d'aria, la velocità del vento cresce rapidamente con l'altezza, poiché salendo di quota le piante e gli alberi che fanno da ostacolo sono sempre meno; viceversa nel caso di un pendio innevato, dove ci sono meno ostacoli per la propagazione del vento, la velocità è già alta anche a

quote modeste e quindi la variazione è minore.

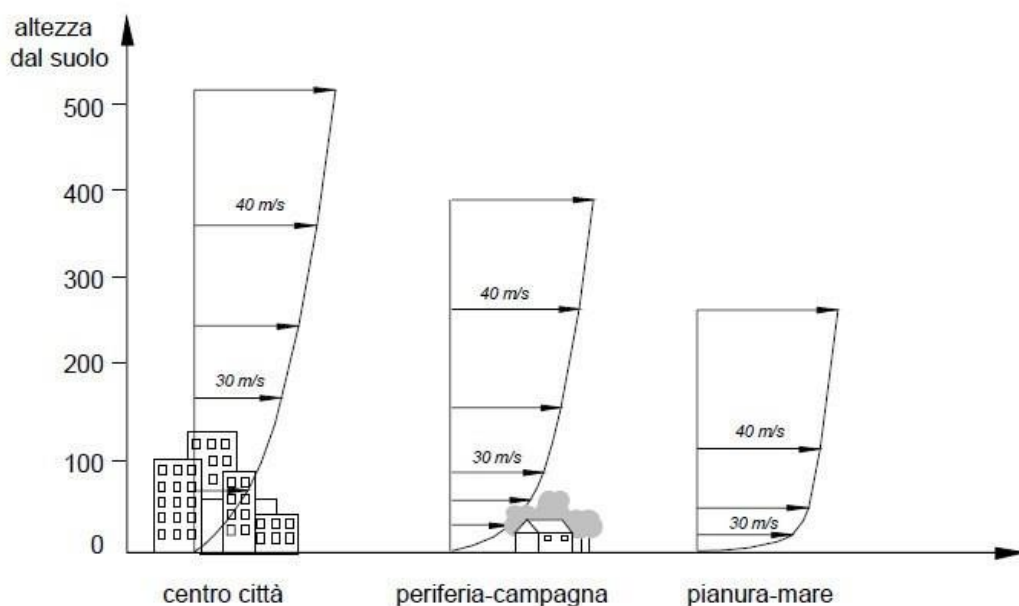


Figura 29 - Profili di vento nelle diverse morfologie di terreno

I mini aerogeneratori utilizzano venti da velocità di qualche metro al secondo fino a velocità non superiori a 25 m/s. L'indice da considerare è la velocità nominale, generalmente fissata intorno a valori di 10 - 12 m/s; questa velocità è indicata nelle schede tecniche a corredo della macchina. Oltrepassata la velocità nominale, interviene la regolazione di potenza della macchina, che ha la funzione di mantenere la potenza costante rispetto ai venti più alti. Per questo motivo, un aspetto fondamentale è la valutazione della risorsa eolica disponibile nel sito. Il regime ventoso di un sito viene definito mediante rilievi anemometrici di lungo periodo: allo stato attuale, però, i costi sono giustificabili solo per turbine di maggior taglia. Dunque si può ricorrere in prima approssimazione a mappe del vento elaborate da diversi istituti, tenendo però

conto del fatto che si tratta di valori fortemente variabili, soprattutto in prossimità dell'altezza cui sono posizionati i mini aerogeneratori di taglia medio-piccola e in corrispondenza di particolari rilievi del terreno.

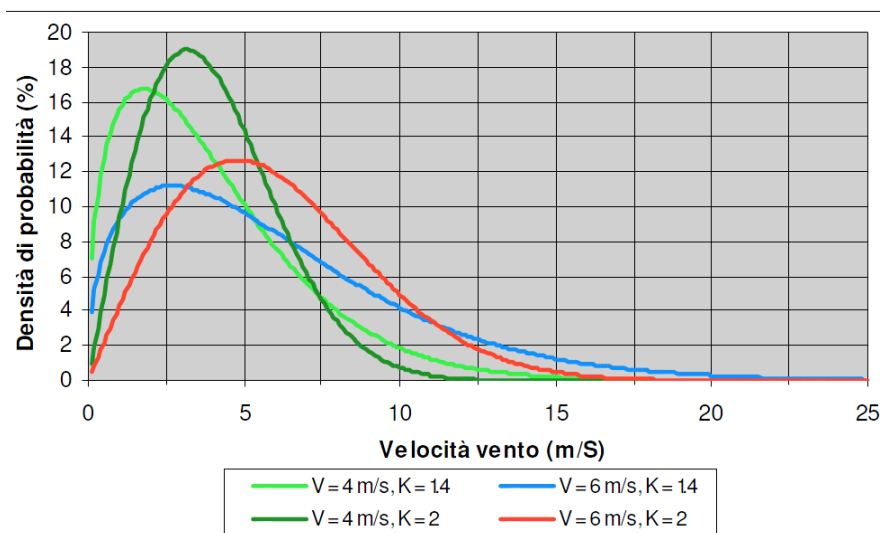


Figura 30 - Andamento della funzione di Weibull al variare della velocità media e del fattore di scala

Oltre alla velocità media del vento, nelle mappe si fa in genere riferimento alla distribuzione statistica di velocità del vento durante l'anno, definita con la funzione densità di probabilità di Weibull (utilizzata anche nell'ambito dell'analisi dei sistemi con tasso di guasto variabile nel tempo ed in ingegneria dell'affidabilità): essa si compone di due principali parametri:

- un fattore di scala velocità del vento caratteristica di Weibull (A), legato fortemente alla velocità media del vento presente nel sito
- un fattore di forma (k), che dipende dalla morfologia del sito. Questo parametro fa variare la simmetria della distribuzione: in particolare valori

vicini ad 1 rappresentano distribuzioni molto asimmetriche (che corrispondono a siti con ventosità molto irregolare), mentre valori elevati ($k=3$, $k=4$) creano distribuzioni simmetriche, che si avvicinano alla gaussiana (e che corrispondono a siti con ventosità molto costante). Il caso particolare, analiticamente più semplice ($k=2$), prende il nome di distribuzione di Rayleigh e può essere usato per valutazioni di massima, quando si dispone della sola velocità media. Ad ogni modo, scegliere il parametro di forma k non è un'operazione semplice: in alcuni recenti esperimenti (Warwick Wind Trials) condotti dalla Encraft, ad esempio, sono state rilevate velocità del vento del 67 % più basse rispetto a quelle pubblicate dai siti governativi: ciò fu provocato da oggetti nei dintorni del sito, come case ed alberi, che avevano falsato i rilevamenti.

<i>Valore parametro k</i>	<i>Morfologia del sito</i>	<i>Tipologia di vento</i>
1,4-2	Zone montuose	Molto irregolare
2-3	Zone pianeggianti o collinari	Irregolare
3-3,5	Zone costiere	Regolare
3,5-4	Isole	Molto regolare

Tabella 6 - Variazione del parametro k al variare della tipologia di terreno

4.1.2 - Producibilità annua attesa

Una volta determinata la distribuzione della ventosità nel sito in esame si può calcolare la producibilità annua attesa AEP (Annual Energy Production): essa è data dalla relazione:

$$AEP = 8760 * \sum f(v_i) * P_R(v_i)$$

Dove :

- AEP è l'energia prodotta annualmente, espressa in kWh
- $P_R(v_i)$ indica la potenza erogata in rete dalla turbina al variare della velocità del vento v_i , espressa in kW
- $f(v_i)$ indica la distribuzione della ventosità al variare della velocità del vento

La producibilità così ottenuta è un valore molto importante, ma anche particolarmente soggetto a variabilità: diversamente da quello che intuitivamente si sarebbe spinti a pensare, ad esempio, un mini aerogeneratore con potenza nominale doppia rispetto ad un altro non solo non produrrà il doppio dell'energia, ma l'incremento effettivo di producibilità sarà sempre limitato o, in alcuni casi, quasi nullo. Questo avviene a causa dell'influenza di numerosi fattori, non sempre

prevedibili, ovvero:

- la curva di potenza della macchina;
- la velocità del vento e caratteristiche della distribuzione nel sito;
- lo stato di manutenzione dell'impianto;
- l'altitudine sul livello del mare;
- le turbolenze presenti nella vena fluida;
- l'energia assorbita dalle apparecchiature di conversione dell'energia;
- la lunghezza e sezione di cavi di connessione;
- la disponibilità dell'impianto e della rete.

Di tutti questi aspetti, l'unico legato esclusivamente alle caratteristiche della macchina è la curva di potenza: tutti gli altri fattori sono legati al sito di installazione e alla particolare realizzazione progettuale. Per tenere conto di queste incertezze, nelle analisi economiche, è buona norma ridurre la producibilità calcolata di un fattore compreso tra il 5% e il 15%.

Caratteristiche vento		Potenza nominale aerogeneratore [kW]					
Vel. media [m/s]	Parametro <i>k</i> Weibull	3	5	10	20	60	200
		AEP – Producibilità Annua [kWh]					
4	1,6	3650	6450	12050	22000	72150	189250
	2	3000	5350	9750	18000	59000	143450
5	1,6	6050	10550	20250	36800	118950	334800
	2	5350	9450	17850	32200	106700	288700
6	1,6	8400	14550	28550	52050	164800	482450
	2	8050	14050	27250	49050	159750	457000

D

Tabella 7 - Producibilità annua al variare delle caratteristiche di ventosità

Per progetti mini eolici di dimensione più grande, come piccoli parchi eolici, dove in ogni caso il costo di una campagna anemometrica è spesso troppo gravoso sul progetto, si possono commissionare studi di tipo “desktop” in cui mappe del vento dettagliate vengono applicate ad una particolare conformazione di terreno, calcolando in modo più preciso la ventosità del luogo. In questo modo si riduce il rischio di investimento, anche se la campagna anemometrica è l’unica soluzione che rende veramente solido il dato di ventosità.

4.2 – Ricavi, costi e redditività del progetto

4.2.1 - Ricavi

Dalla producibilità annua attesa si possono determinare i ricavi. Per farlo è necessario calcolare la producibilità annua netta (NAEP), data da:

$$NAEP = k_{rid} * AEP$$

Dove k_{rid} è un coefficiente riduttivo, tipicamente di valore compreso tra 0,85 e 0,95, che tiene conto della totalità delle perdite dell'impianto, dovute a:

- cause aerodinamiche (turbolenze, effetto scia);
- perdite nella rete elettrica interna all'impianto;
- tasso di disponibilità annua della rete elettrica esterna;
- tasso di disponibilità delle macchine nel corso dell'anno.

Alcuni tra questi fattori di perdita sono più favorevoli per gli impianti mini eolici, piuttosto che per gli impianti più grandi: un vantaggio, per esempio, è legato alla possibilità di un'installazione più prossima alla rete elettrica; altre perdite, invece, sono peculiarità del mini eolico, come ad esempio la necessità di alimentare l'elettronica di controllo anche in caso di mini aerogeneratore fermo.

4.2.2 - Costi

Le principali voci di costo che caratterizzano la realizzazione di un impianto sono simili a quelle di un impianto eolico di grande taglia, e sono i seguenti:

- costo del mini aerogeneratore;
- costo della torre di sostegno;
- costo delle opere civili (basamento, eventuali strade di accesso);

- costo dei componenti per il collegamento alla rete elettrica;
- costi per la progettazione e le pratiche autorizzative;
- costi per l'installazione e la messa in esercizio.

A questi si aggiungono i costi annuali di gestione e dell'impianto:

- costi di esercizio e manutenzione;
- costi di assicurazione dell'impianto;
- costi degli interessi passivi;
- oneri fiscali.

Un ulteriore onere può essere individuato nei costi di dismissione dell'impianto, che vanno previsti alla fine della sua vita utile.

I mini impianti eolici presentano tuttavia una differenza di costo al kW molto significativa rispetto ai grandi parchi eolici, in quanto aumentano sia i costi di progettazione e installazione che i costi della turbina stessa, la quale incide anche maggiormente sul costo totale di progetto.

<i>Taglia di impianto</i>	<i>Aerogeneratore</i>	<i>Progettazione e installazione</i>
10 kW	3.750 €	1.250 €
20 kW	2.625 €	875 €
100 kW	2.025 €	675 €

Tabella 8 - Costo €/kW al variare della taglia di impianto (Fonte: ES Wind Energy Report)

Per le mini turbine risulta inoltre minore l'efficienza complessiva di trasformazione dell'energia cinetica del vento in energia elettrica, anche in conseguenza della mancanza di costosi sistemi di controllo e di posizionamento verso la posizione del vento (come ad esempio il già citato calettamento variabile attivo delle pale, che consente un notevole aumento della producibilità della turbina ma il cui costo è giustificato, per il momento, solo su macchine di grande taglia). Analizzando il costo per kWh prodotto (detto anche Levelized Electricity Cost, che valuta il rapporto tra il costo dell'investimento e l'energia totale prodotta in 20 anni di funzionamento) si nota, anche considerando due realtà differenti come l'Italia e una provincia del Canada (Alberta), che il raggiungimento della grid parity nel caso di cessione totale dell'energia è, soprattutto per le piccole taglie, molto distante. Nel caso si decida di avvalersi dell'autoconsumo dell'energia si avrebbe un risparmio pari al prezzo medio dell'energia, considerabile quindi un guadagno a tutti gli effetti, il che rende anche le piccole taglie in grado di raggiungere il punto di break-even anche senza la presenza di incentivi. Nel caso italiano la producibilità media degli impianti è

piuttosto modesta, pari a 1500 ore equivalenti, e il LEC varia tra i 16 c€/kWh di un impianto da 10 kW e i 9 c€/kWh di un impianto da 200 kW.

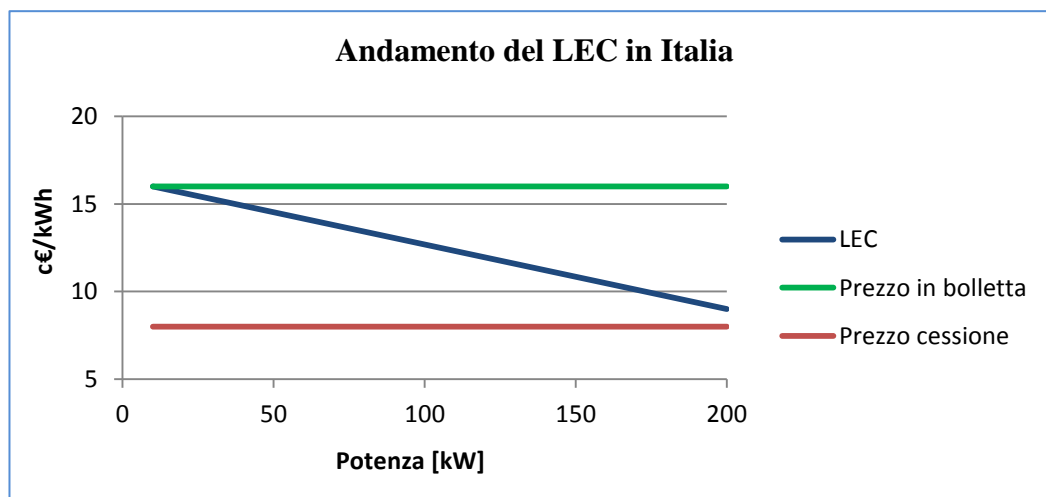


Figura 31 – Energia eolica - Andamento del LEC in Italia al variare della taglia d'impianto - Fonte: ES Wind Report (2012)

Nel caso canadese invece la producibilità media annua è molto superiore (circa 3000 ore equivalenti all'anno), il che comporta un LEC compreso tra 9,5 e 5 c€/kWh; tuttavia il prezzo medio dell'energia risulta più basso che in Italia, sia a livello di borsa elettrica che di prezzo al consumatore finale: per questo motivo anche qui la grid parity in cessione totale viene pressoché raggiunta solo da impianti sopra i 200 kW di potenza.

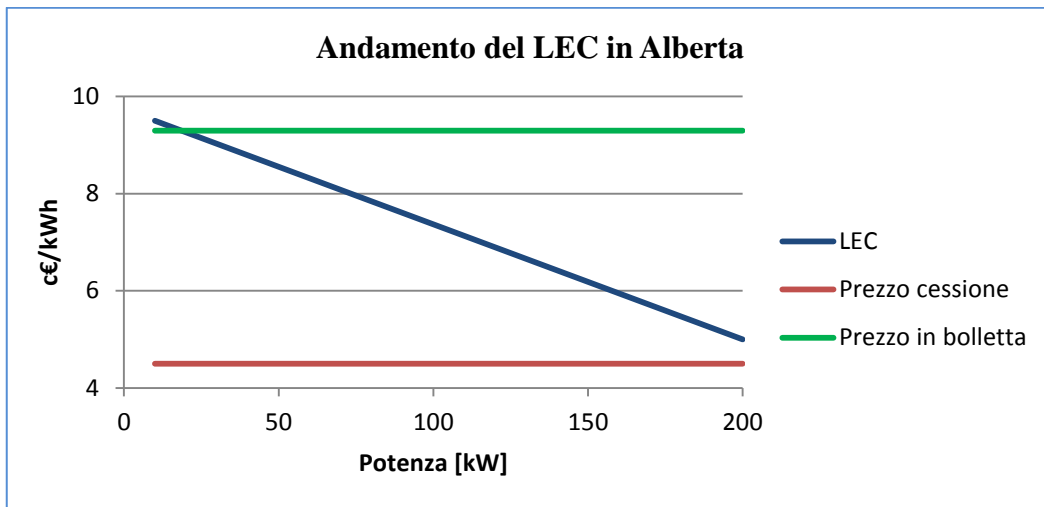


Figura 32 - Energia eolica - Andamento del LEC in Italia al variare della taglia d'impianto - Fonte: Canada Nation Energy Board (2012)

4.2.3 - Calcolo della redditività del progetto

Per calcolare i ritorni di un progetto, si utilizzano classici indicatori economici per la stima della redditività di un investimento in un'attività produttiva, applicandoli ovviamente allo specifico caso del mini eolico. Come si noterà, ciò che accomuna tali indicatori è il fatto di essere tutti basati sul calcolo dei flussi di cassa annuale, ovvero sul bilancio dei fattori di costo e ricavo calcolato per ogni anno di esercizio dell'impianto mini eolico. Nell'attualizzare i flussi di cassa futuri, ovvero calcolarne il valore economico al tempo presente, bisogna innanzitutto fissare:

- i ricavi (R_t) e i costi (C_t) che il progetto genererà ogni anno

- la quota percentuale di equity, il capitale proprio (I_{eq});
- un tasso di remunerazione del capitale proprio (i_{eq}), definito come il “costo opportunità” del capitale impiegato in attività finanziarie alternative con rischio analogo a quello del progetto considerato e determinato sulla base del Capital Asset Pricing Model;
- la quota di capitale di debito, che verrà fornito da terzi (I_{debt});
- il tasso di interesse passivo (i_{debt}) sulla quota di capitale di debito ovvero l’interesse percentuale sulla quota di capital preso in prestito (remunerazione del prestatore);
- il tempo previsto per la restituzione del capitale di debito (n_d)
- il fattore di annualità per l’ammortamento fiscal (annuity factor for allowed depreciation) (f_a), con cui calcolare le somme deducibili per l’ammortamento di beni strumentali a fini fiscali;
- la vita utile dell’impianto (n);
- il tasso di inflazione medio nell’arco della vita utile dell’impianto (r_{inf}), indice della perdita media del potere di acquisto della moneta nel period considerate;
- il tasso di attualizzazione dei flussi di cassa (d), detto più comunemente tasso di sconto del capitale, che rappresenta il rendimento associato ad attività finanziarie di rischio analogo al netto del tasso di inflazione; esso è

calcolato come:

$$d = \frac{(1+i_{eq})}{(1+r_{inf})} - 1$$

Una volta stabiliti questi parametri è possibile calcolare una serie di indicatori:

- Net Present Value (NPV): è l'indicatore più utilizzato nel valutare la convenienza di un investimento, ovvero della capacità del progetto considerato di produrre utili nell'arco della sua vita (n). Quantitativamente, esso rappresenta la differenza tra il capitale investito nel progetto (compresi i costi di dismissione da sostenere alla fine della vita operativa) e quello che dovrebbe essere investito in un'attività finanziaria alternativa di rischio simile per produrre, nell'arco temporale n , la stessa "ricchezza" attesa dal progetto. Considerando i parametri definiti in precedenza e i simboli ad essi associati, il Net Present Value è dato dalla seguente formula:

$$NPV = -I_0 + \sum_1^n \frac{R_t - C_t}{(1 + d)^t} - \frac{C_{dism}}{(1 + d)^n}$$

dove il termine $1/(1 + d)^t$ rappresenta il fattore di attualizzazione al tempo t , necessario per "confrontare" i flussi di cassa calcolati al tempo t (pari alla quantità $R_t - C_t$) con il costo effettivo sostenuto all'anno 0 (I_0) al netto dell'inflazione. Affinché il progetto possa essere preso in considerazione, il Net Present Value deve risultare necessariamente positivo. Mettendo a

confronto diversi progetti alternativi, a parità di capitale investito e di durata, un NPV maggiore è indice di un investimento più vantaggioso.

- Pay-Back Time (PBT): indica in quanto tempo un investimento è in grado di recuperare l'esborso iniziale, per poi generare un bilancio positivo e produrre utili. Il payback time è calcolato dall'equazione del Net Present Value, ponendo quest'ultimo uguale a 0 e assumendo come incognita il numero di anni di riferimento, rappresentativi del tempo di ripagamento del progetto:

$$0 = -I_0 + \sum_1^{PBT} \frac{R_t - C_t}{(1 + d)^t} - \frac{C_{dism}}{(1 + d)^n}$$

I costi di dismissione C_{dism} , che vanno considerati nel caso di un progetto eolico, sono esclusi da questa relazione, dato che in ogni caso non saranno sostenuti prima del Pay-Back Time.

- Internal Rate of Return (IRR): è il valore del tasso di sconto (d) che annulla il Net Present Value, ovvero rappresenta il tasso di sconto al quale l'investimento, alla fine della vita operativa dell'impianto, avrebbe prodotto un bilancio nullo:

$$0 = -I_0 + \sum_1^n \frac{R_t - C_t}{(1 + IRR)^t} - \frac{C_{dism}}{(1 + IRR)^n}$$

Da quanto detto si evince che esso rappresenta in pratica un valore soglia: tassi di sconto più alti dell'IRR, al netto dell'inflazione, produrrebbero bilanci negativi e non sarebbero accettabili. Inoltre, quanto più elevato è il TIR rispetto al tasso di rendimento di investimenti alternativi (al netto dell'inflazione), tanto più il progetto risulta attraente.

- Debt Service Cover Ratio (DSCR): è calcolato come il rapporto tra il flusso di cassa operativo generato dal progetto (dato da ricavi-costi operativi e detto anche EBITDA) in un dato anno e il valore annuale della rata da corrispondere all'ente finanziatore per ripagare il capitale di debito:

$$\frac{\textit{EBITDA}}{(\textit{Annual interest} + \textit{Principal Repayment})}$$

La rata è formata da due componenti: l'interesse annuale sul debito residuo e il ripagamento del debito. Questo indicatore è un parametro fondamentale per la valutazione di finanziamento da parte delle banche, per il quale si considerano il valore minimo e il valore medio che l'indicatore assume nell'arco della vita utile del progetto.

Capitolo 5 – Caso di investimento: Progetto Blue Sky Electricity

5.1 – Descrizione progetto

- Descrizione: il progetto Blue Sky Electricity consiste nella realizzazione di un parco eolico, composto da 6 turbine da 50 kW, nei pressi del villaggio di Victoria Beach, contea di Annapolis, Nova Scotia.

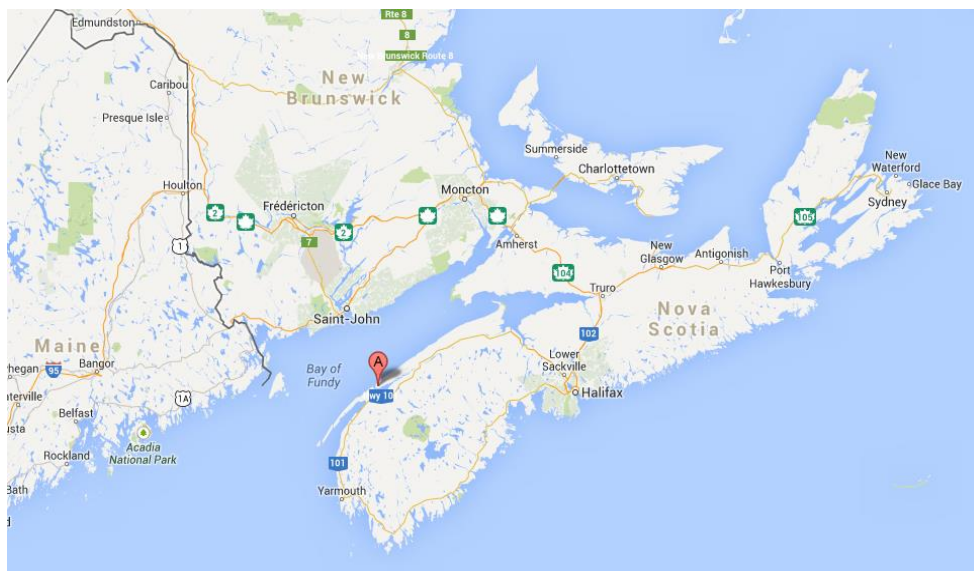


Figura 33 – Collocazione del parco eolico Blue Sky Electricity nella mappa della Nova Scotia

Il progetto è il primo di una serie di 10 parchi eolici di pari taglia che verranno realizzati in varie zone della Nova Scotia; per questo motivo è considerabile come un “progetto pilota”.

- Attori coinvolti:
 - PentaEnergon: società che si occupa di consulenza e gestione di progetti riguardanti le fonti rinnovabili. Ha procurato e gestisce 8 impianti fotovoltaici per un totale di 6,5 MW in Italia e possiede quote di una società canadese, la Woodland Biofuels Inc, che sta sviluppando un innovativo processo per la produzione di bioetanolo da scarti legnosi. Nel progetto Blue Sky Electricity PentaEnergon svolge il ruolo centrale di Project Manager, con compiti che vanno dalla ricerca dei siti per i parchi eolici, la valutazione della risorsa vento nel sito, la coordinazione di tutti gli attori nello svolgimento del progetto e la gestione tecnico-finanziaria dell'investimento a progetto avviato.
 - Itaipower: società finanziaria di investimento. Ha investito circa 5 milioni di Euro in impianti fotovoltaici in Italia. Itaipower è lo sponsor del progetto, incaricata quindi di fornire l'equity necessaria all'investimento.
 - Endurance: società canadese costruttrice di mini aerogeneratori, fondata nel 2007. I suoi prodotti sono considerati come lo stato dell'arte nel campo del mini eolico: in particolare la turbina E-3120 presenta dei livelli di producibilità (218 MWh annuali se installata in un sito caratterizzato da una velocità media del vento di 7 m/s) difficilmente raggiungibili dalle turbine concorrenti. Endurance è la società EPC (Engineering, Procurement and Construction) selezionata (come si vedrà successivamente) per il progetto, dopo una serie di

valutazioni e di confronti con le turbine concorrenti (che verranno illustrati successivamente); la società dovrà occuparsi interamente della parte realizzativa: dalla fornitura di turbine e torri alla realizzazione di fondazioni, strade e linee elettriche.

- **Motivazioni alla base:** come già accennato precedentemente, le ragioni che hanno portato alla scelta della Nova Scotia come luogo in cui effettuare questo investimento sono da ritrovare nella grande disponibilità della risorsa vento, nella cospicuità della tariffa incentivante e nella sostanziale sicurezza finanziaria che il Canada è in grado di vantare. Oltre ai fattori che caratterizzano il progetto, l'investimento permette anche l'ampliamento del portafoglio e la conseguente diversificazione del rischio: Nazione, fonte rinnovabile e valuta sono infatti differenti da quelle in cui Itaipower ha sempre investito fino ad ora; in un momento difficile per l'area Euro (e in particolare per l'Italia) una politica di diversificazione garantisce una maggiore stabilità dei ritorni e più credibilità nei confronti degli istituti di credito.

5.2 – Gantt di progetto e attività

Una volta selezionata la Nova Scotia come luogo in cui realizzare il progetto stato è necessario comprendere:

- quali sono le attività da compiere per portarlo a termine;
- quali attività potranno essere svolte in parallelo e quali invece sono dipendenti tra loro;
- quanto tempo ogni attività richiederà per il suo completo svolgimento.

Per fare ciò sono stati analizzati in modo approfondito:

- Gli aspetti tecnici: in particolare per individuare le zone più favorevoli dal punto di vista della risorsa vento e le tipologie di aerogeneratori presenti sul mercato più adatti alle caratteristiche del territorio.
- Gli aspetti finanziari: per individuare i potenziali enti interessati a finanziare il capitale di debito del progetto, valutare i ritorni che l'investimento potrà generare e le tempistiche di fabbisogno del capitale.
- Gli aspetti legali: come accennato nella prima parte, la concessione della tariffa incentivante per le fonti rinnovabili della Nova Scotia, o Community Feed-In Tariff (COMFIT), è legata alla costituzione di una cooperativa che comprenda almeno 25 membri appartenenti alla comunità dove sorgerà l'impianto. Sarà necessario quindi comprendere le modalità di coinvolgimento della popolazione nel progetto e strutturare la società che verrà costituita in modo da poter gestire queste variabili.
- Gli aspetti autorizzativi: comprendere a fondo quale sarà l'iter autorizzativo da seguire per l'installazione del parco eolico.

Terminata l'analisi di tutti gli aspetti di cui si compone il progetto è stata stilata una lista di attività necessarie affinché il progetto venga portato a termine:

- ricerca di un sito adatto all'installazione di un parco eolico;
- verifica della possibilità di “bloccare” l'acquisto del terreno, firmando un contratto di opzione;
- costituzione della società cooperativa, strutturata in modo da poter in seguito permettere l'ingresso dei 25 membri locali;
- stesura di un primo business plan e analisi dei fabbisogni finanziari, con assunzioni ancora approssimative (che verranno poi consolidate una volta ottenuti i preventivi dei fornitori e lo studio anemometrico);
- commissionamento dello studio anemometrico di tipo “desktop” e richiesta dei preventivi da parte dei fornitori;
- analisi dei risultati dello studio anemometrico;
- stesura del business plan definitivo e analisi dei fabbisogni finanziari reali;
- firma del contratto di opzione: questa attività rappresenta la prima milestone del progetto, in quanto indica che è stato trovato un sito, la risorsa vento è stata studiata e i ritorni dell'investimento restituiti dal business plan sono accettabili;
- completamento dell'iter autorizzativo, ovvero la serie di attività che vanno svolte prima di presentare la domanda per la tariffa incentivante per il parco eolico;
- presentazione della domanda per la tariffa incentivante, con successiva

approvazione;

- contratto con la banca o con l'ente finanziatore del capitale di debito: questa attività rappresenta la seconda milestone del progetto, in quanto firmando il contratto con la banca ci si impegna in via definitiva a portare avanti il progetto;
- acquisto del terreno su cui sorgerà il parco eolico, esercitando il diritto di opzione
- firma dei contratti EPC, O&M e di tutti gli altri contratti che riguardano la realizzazione del parco eolico;
- realizzazione vera e propria del parco eolico;
- test e connessione: questa attività è l'ultima milestone del progetto; da qui in avanti il progetto entra in fase operativa, può cominciare a generare utili e necessita di un controllo a regime.

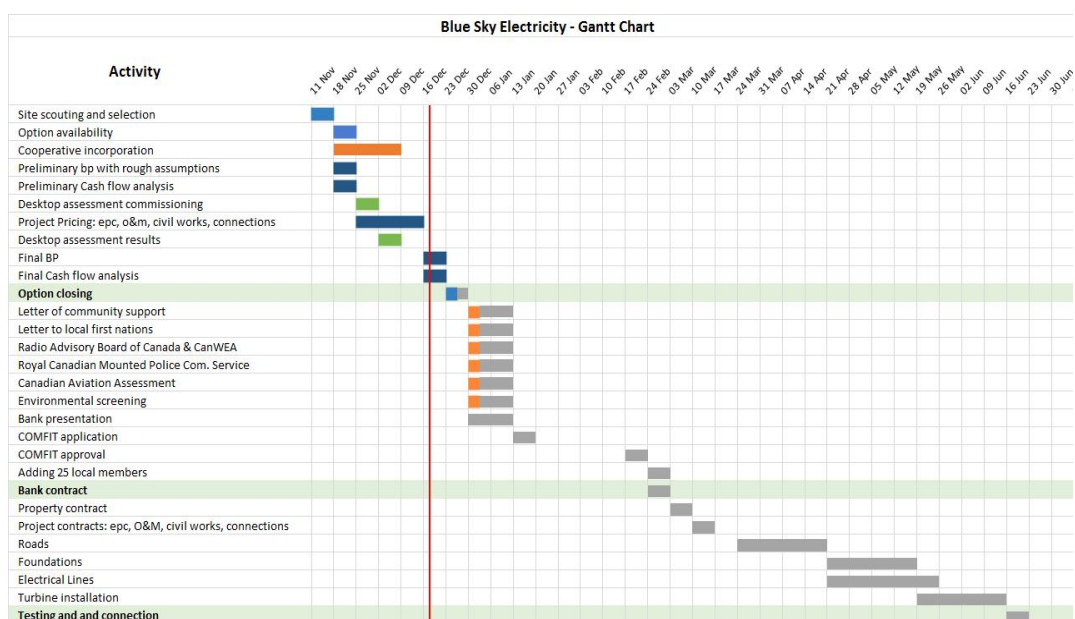


Figura 34 - Diagramma di Gantt del progetto Blue Sky Electricity

Considerata la durata delle singole attività, la durata totale del progetto stimata è pari a circa 7 mesi. Il kick off è avvenuto l'11 Novembre 2013, perciò entro la fine di Giugno 2014 il parco eolico sarà già in grado di produrre energia. Ad oggi, 18 Dicembre, sono state svolte tutte le attività che portano alla prima milestone, la stipula del contratto di opzione, che è attualmente in corso di svolgimento. È cominciato anche l'espletamento dell'iter autorizzativo, anche se prima del tempo, per provare a svolgerlo più velocemente in vista dei lunghi tempi di approvazione della domanda per la tariffa incentivante. Di seguito verranno descritte più nel dettaglio alcune delle attività svolte fino ad ora, come la selezione del sito, l'analisi dello studio anemometrico e la valutazione dell'investimento attraverso il business plan.

5.3 - Selezione del sito

La prima attività del progetto è stata la ricerca di un sito adatto alla produzione di energia eolica all'interno della provincia della Nova Scotia; le caratteristiche principali che un sito deve vantare per risultare attrattivo sono:

- buona disponibilità della risorsa vento, che rappresenta la caratteristica fondamentale e discriminante per un sito eolico;
- disponibilità del sito sul mercato immobiliare ad un prezzo in linea con le esigenze del progetto;
- prossimità del sito alla linea elettrica esistente;
- prossimità del sito a strade esistenti;
- distanza del sito da edifici residenziali;
- conformazione del sito tale da permettere un posizionamento ottimale delle turbine nel rispetto delle regole di distanza delle stesse dai confini della proprietà.

Per la valutazione delle ventosità nelle varie zone della Nova Scotia si può utilizzare uno strumento chiamato Nova Scotia Wind Atlas, che fornisce mappe di velocità media annuale del vento a 30, 50 e 80 metri, con una discreta risoluzione spaziale.

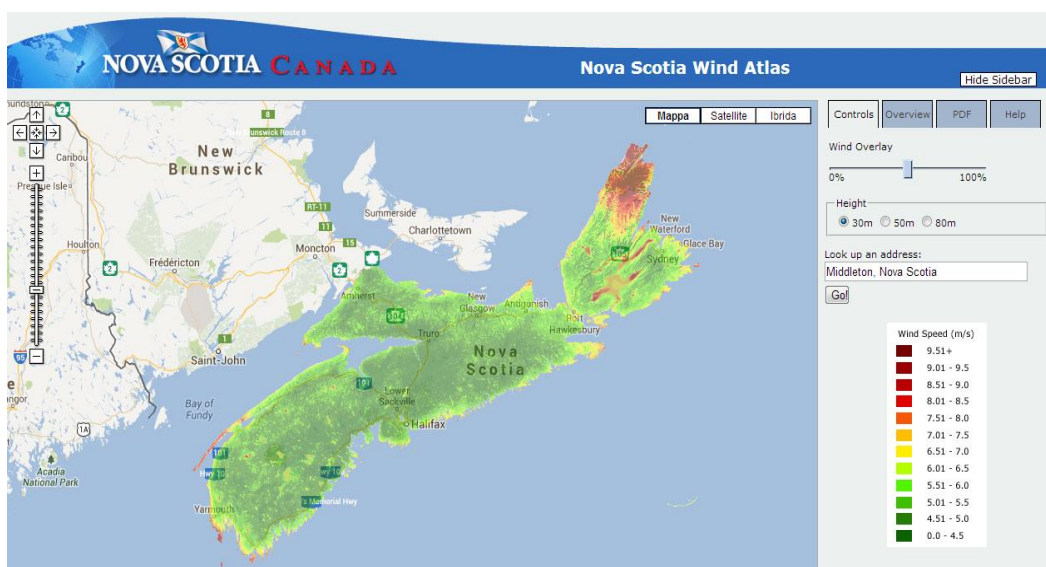


Figura 35 - Nova Scotia Wind Atlas

Questo atlante, che rappresenta comunque uno strumento molto potente, non può bastare come metodologia di valutazione della ventosità: ogni sito è unico dal punto di vista orografico, e nonostante l’atlante tenga conto degli “ostacoli” presenti sul territorio, può non essere infallibile nella stima dell’impatto che essi possono avere sulla velocità del vento. D’altra parte, non è neanche possibile commissionare studi ad hoc per valutare la ventosità in ogni sito che viene preso in considerazione: essi risulterebbero eccessivamente gravosi sul progetto, andando a peggiorarne sensibilmente il rendimento. La soluzione a questo problema sta nell’adozione di un approccio conservativo, che prevede di considerare come valore di riferimento per un sito il minimo del range di velocità media del vento indicato dal Nova Scotia Wind Atlas, decurtato di un ulteriore 20%. Oltre a ciò è stata effettuata una ricerca delle turbine già operative che si trovano nelle vicinanze del sito in esame e ne sono stati richiesti i valori di

produzione; i dati ottenuti risalendo dalla produzione delle turbine alla velocità media del vento associata sono stati confrontati con i dati forniti dal Nova Scotia Wind Atlas, in modo da rendere più solido il dato di vento indicato. Nella tabella 6 sono elencati i siti che sono risultati degni di maggior interesse, insieme alla velocità del vento indicata nel sito dal Nova Scotia Wind Atlas, alla direzione del vento predominante, al prezzo del terreno, alla distanza del terreno dalla linea elettrica esistente e alla distanza dall'abitazione più vicina.

La disponibilità di terreni e il loro prezzo possono essere trovati con un altro strumento, le mappe di ViewPoint Realty, che permettono di visualizzare le lottizzazioni dei terreni di tutta la Nova Scotia, capire quali siano in vendita e visualizzarne l'eventuale prezzo. Un sopralluogo infine rende possibile la definizione di tutte gli altri parametri di valutazione.

<i>Site name</i>	<i>City</i>	<i>County</i>	<i>NSWA 30 m</i>	<i>Dom. Wind</i>	<i>Price</i>	<i>El. Line Distance</i>	<i>Houses Distance</i>
Everett Mtn Road	Victoria Beach	Annapolis	8,5	SW	16 k€	300 m	1400 m
6014 Road	Saint Margaret	Cape Breton	8,5	W/SW	30 k€	500 m	1000 m
Anderson Street	Newellton	Shelburne	8	SW/W/N W	35 k€	100 m	800 m
Central Grove	Tiverton	Digby	8	W/SW	21 k€	150 m	1600 m
North East Point Road	Cape Sable	Shelburne	7,5	SW/W/N W	25 k€	300 m	2100 m
Main Shore Road	Port Maitland	Yarmouth	7	SW/W/N W	50 k€	1200 m	800 m
Damasas Road	Cheticamp	Inverness	7	SW	20 k€	400 m	700 m
Raymonds Lane	L. Woods Harbour	Shelburne	7	W/SW	39 k€	200 m	1300 m

Tabella 9 - Siti selezionati per il progetto Blue Sky Electricity

Valutando approfonditamente i diversi parametri, il sito più promettente risulta essere “Everett Mountain Road”, Victoria Beach, contea di Annapolis. Il sito

presenta un'ottima ventosità, corretto orientamento, basso costo del terreno, vicinanza relativa alla linea elettrica e una buona distanza dalle abitazioni.

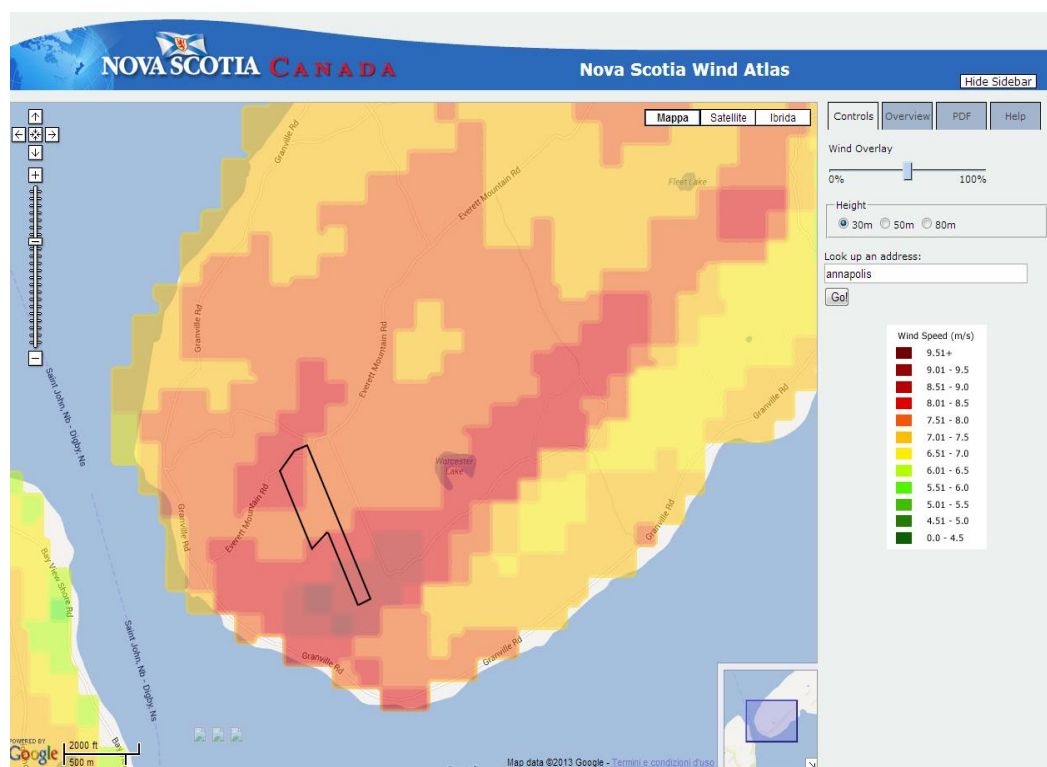


Figura 36- Sito "Everett Mountain Road" sulla mappa del Nova Scotia Wind Atlas

Come accennato precedentemente, per consolidare il dato di vento indicato dal Nova Scotia Wind Atlas sono stati effettuati confronti con i dati provenienti da turbine già operative nelle vicinanze; in particolare è stato possibile, grazie a rapporti di collaborazione precedenti con sviluppatori e produttori canadesi, recuperare i dati di produzione di una turbina da 800 kW installata nei pressi della città di Digby e di una turbina da 50 kW nei pressi di Church Point. Per fare il confronto con i dati consuntivati, è stato utilizzato un modello matematico in cui, inserita la curva di potenza specifica della turbina, data in input dalla velocità

media del vento viene restituito il capacity factor, e da questo si ricava la produzione annuale e la produzione al Megawatt nominale.

	<i>Church Point 50 kW NSWA - 20%</i>	<i>Church Point 50 kW 2012</i>	<i>Digby 800 kW NSWA - 20%</i>	<i>Digby 800 kW 2012</i>
Mean wind speed	6	5,9	6,4 m/s	6,33 m/s
Capacity Factor	24,79%	24,52%	27,51%	26,92%
Annual Production	108,5802 MWh	107,41 MWh	1927,90 MWh	1886,55 MWh
MWh/MWp	2171,604	2148,2	2409,88	2358,19

Tabella 10- Confronto di dati consuntivati e Nova Scotia Wind Atlas

Dal confronto si evince una sostanziale tendenza a sovrastimare i dati di ventosità da parte del Nova Scotia Wind Atlas, seppur mitigata dal fatto che varie fonti hanno confermato la bassa ventosità che ha caratterizzato queste zone nel 2012. In ogni caso il dato del Wind Atlas, decurtato del 20%, si è rivelato sostanzialmente affidabile come primo dato “grezzo” per ottenere una stima della produzione annua.

5.4 - Selezione e posizionamento aerogeneratori

Una volta comprese le potenzialità teoriche del sito “Everett Mountain Road” è stato commissionato uno studio anemometrico di tipo “desktop”, in modo da ridurre il rischio che una particolare morfologia del terreno possa ridurre il valore della ventosità indicato dal Wind Atlas. Dopo aver valutato le soluzioni presenti sul mercato, la scelta è ricaduta sulla società Sgurr Energy, specializzata in consulenza nel campo delle fonti rinnovabili che ha base in nel Regno Unito ma che possiede una sede operativa anche in Canada (Vancouver, British Columbia).

Nel contempo sono state raccolte le offerte dei produttori di turbine da 50 kW, arrivando a selezionare due prodotti:

- Seaforth Energy AOC 15/50: brevettata dall'americana Atlantic Orient Corporation, è ora prodotta dalla Seaforth Energy, società canadese con base ad Halifax, la quale nel 1992 ne ha acquistato il brevetto. Come si può evincere dalla sua storia, è una turbina con prestazioni consolidate (con numerosi track record di produzione consultabili), installata in tutto il mondo e che può vantare un livello di affidabilità molto elevato per la sua categoria. Lo svantaggio di questo prodotto è rappresentato dal fatto che è un progetto datato, di conseguenza non eguaglia gli altri prodotti presenti sul mercato in termini di producibilità: presenta ad esempio una velocità di cut-in pari a 5,5 m/s, molto alta per questa taglia di aerogeneratori e che ne rende poco conveniente l'installazione in zone caratterizzate da bassa velocità media del vento; questa caratteristica tuttavia può non risultare un problema in zone in cui il vento soffia costante a velocità superiori a quella di cut-in, ed è inoltre compensata da un prezzo della turbina decisamente inferiore rispetto ai prodotti concorrenti.
- Endurance E-3120: questa turbina nasce da un progetto molto più recente, essendo stata concepita a partire dal 2007, e rappresenta per questo motivo lo stato dell'arte degli aerogeneratori di questo segmento. Vanta la producibilità più alta sul mercato, con una velocità di cut-in pari a 3,5 m/s, ed è una delle turbine di questa taglia più attualmente più vendute. Le

migliori performance sono controbilanciate da un maggior prezzo di vendita, il che rende necessario un approfondito confronto per capire quale dei due prodotti risulti più conveniente utilizzare.

Il Wind Resource Assessment prodotto da Sgurr Energy ha portato a confronto le due turbine considerando diversi posizionamenti e diverse altezze della torre; il sito presenta una morfologia piuttosto complessa, con altitudine incrementante verso la parte sud est (e conseguente maggiore ventosità associata), mentre la strada esistente più vicina e la linea elettrica si trovano a nord ovest della proprietà.

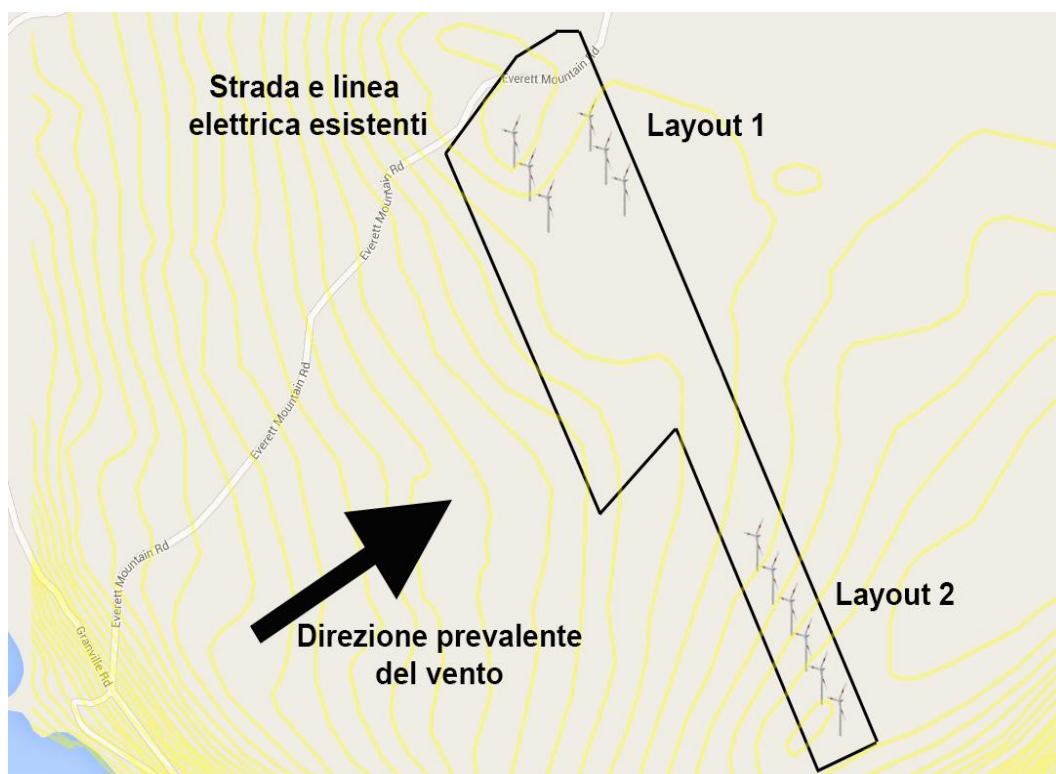


Figura 37 - Posizionamento dei due layout all'interno del sito

La somma di tutte le variabili ha portato ad individuare due principali layout:

- layout 1, che prevede l'installazione di turbine di tipo AOC 15/50 nella zona nord ovest del sito e permette, grazie alla vicinanza alla strada e alla linea elettrica, un sensibile risparmio sul costo delle opere civili, di installazione e di allacciamento alla linea elettrica, che unito al risparmio delle turbine contribuisce a minimizzare il costo totale dell'investimento;
- layout 2, che prevede l'installazione di turbine di tipo E-3120 nella zona sud est del sito, massimizzando così la produzione di energia ma con sensibili aumenti dei costi delle opere civili, di installazione e di allacciamento alla linea elettrica.

Oltre alle due possibili configurazioni sono state valutate diverse altezze di torre, in particolare 36 e 42 metri di altezza, in modo da trovare anche in questo caso il giusto compromesso tra costi della torre e benefici di ventosità dati da una maggiore altezza al suolo. I risultati generati dal report di Sgurr Energy sono riportati nella tabella numero 9:

	<i>Layout 1 36 m</i>	<i>Layout 1 42 m</i>	<i>Layout 2 36 m</i>	<i>Layout 2 42 m</i>
Wind turbine generator (WTG)	AOC 15/50	AOC 15/50	E-3120	E-3120
Hub Height (m)	36	42	36	42
Number of WTGs	6	6	6	6
Total Capacity (MW)	0,3	0,3	0,3	0,3
Gross Capacity Factor	30,47%	32,29%	43,99%	47,83%
Gross Energy Production (MWh/y)	800,7	913,7	1156,1	1257,0
Wake Losses	93,2%	93,2%	96,7%	96,7%
WTG Availability	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%
Electrical Transission Efficiency	97,0%	97,0%	95,4%	95,4%
Power curve correction	94,0%	94,0%	94,0%	94,0%
Other losses	93,0%	93,0%	93,0%	93,0%
Overall Conversion Efficiency (%)	75,1%	75,1%	76,6%	76,6%
Net Capacity Factor	22,88%	26,11%	33,70%	36,64%
Net Energy Yield (MWh/y)	601,3	686,2	885,6	962,9

Tabella 11 - Risultati del Wind Resource Assessment condotto da Sgurr Energy

Come si può notare, le produzioni dei diversi layout variano sensibilmente, in particolare:

- Nel layout 1 un aumento dell'altezza della torre comporta un aumento di produzione del 14% circa.
- Nel layout 2 invece un aumento dell'altezza della torre comporta un aumento di produzione del 8,7% circa. L'aumento risulta inferiore al caso del layout 1, in quanto, essendo collocato ad altitudine maggiore sul livello del mare, un ulteriore aumento di altezza provoca un minore incremento della produzione.
- La differenza tra i due layout risulta molto significativa, sia per la diversa altezza a cui sono collocati, sia per la diversa producibilità che caratterizza

le turbine utilizzate. Le variazioni, a pari altezza della torre, vanno dal 42% al 47%.

- Anche le perdite delle turbine nei due layout sono differenti, in particolare se il layout 1 risulta più efficiente da punto di vista delle perdite di trasmissione elettrica (per via della maggiore vicinanza alla linea esistente), le perdite di scia risultano maggiori rispetto a quelle del layout 2, in quanto nel primo caso le turbine sono disposte lungo due file (e quindi le tre turbine sottovento risentono leggermente della scia delle altre tre), mentre nell'altro caso sono posizionate in un'unica fila.

5.5 – Business plan e redditività

Una volta ottenute tutte le possibili configurazioni del parco eolico, è necessario inserire i dati di produzione e i costi associati ad ogni layout definito in un modello economico, i cui indicatori permettono di comprendere quale sia la soluzione che ottimizza maggiormente il trade off tra costi e benefici. Il business plan è stato creato ad hoc per il progetto, con valuta in dollari canadesi, e comprende le seguenti voci:

- **Technical assumptions:** comprende tutte le informazioni riguardanti il sito e gli aerogeneratori: numero e tipo di turbine, potenza installata e producibilità annua; questi dati saranno soggetti a variazioni in base al tipo di turbina utilizzata e alla sua collocazione all'interno del sito.

- Annual revenues: dati in input la produzione annua del parco eolico e il valore della tariffa incentivante omnicomprensiva, restituisce l'ammontare totale annuo dei ricavi.
- Annual opex: racchiude le ipotesi sui costi operativi annuali (O&M, assicurazione, costi di management, tasse di proprietà.. etc.), basate su offerte ricevute dai fornitori.
- Capex: valore totale dell'investimento, suddiviso per voci di costo (turbine, torri, costo di installazione, costo opere civili e costo del terreno); anche questi valori varieranno a seconda del layout considerato.
- Debt terms: informazioni riguardanti il capitale di debito, come il rapporto di leva, il tasso di interesse e la durata del finanziamento. In questo caso sono stati ipotizzati valori di mercato per progetti di questo tipo: rapporto di leva del 70%, tasso di interesse 7,5% e durata del finanziamento 20 anni.
- Tax rates: parametri di tassazione specifici della Nova Scotia e di questo tipo di investimento, oltre ai parametri di ammortamento del capitale investito, calcolato non a quote costanti come avviene in Italia e in altri Paesi, ma secondo una regola valida in Canada chiama Capital Cost Allowance (CCA); essa permette di dedurre dall'imponibile il 25% del valore dell'investimento il primo anno e il 50% del valore il secondo anno, valore che verrà decrementato di anno in anno esattamente del valore dell'imponibile, finchè non sarà pari a zero. Questa regola, studiata per agevolare particolari tipologie di investimento, permette di posticipare il

pagamento delle imposte, in modo da migliorare il rendimento dell'investimento.

- Return metrics: comprende tutti i principali indicatori di redditività del progetto, a partire dal principale, l'IRR, per continuare con il Pay-Back time e il Debt Service Cover Ratio.

Blue Sky Electricity - Layout 2 - 42 m					
Technical assumptions		Annual Revenues		Annual Opex	
Wind turbine generator (WTG)	E-3120	Net Energy Yield (MWh/y)	962,9	O&M (kC\$/y)	22,5
Hub Height (m)	42	Average electricity price (kC\$/MWh)	0	Insurance (kC\$/y)	9
Number of WTGs	6	Incentive (C\$/MWh)	499	Company Management (kC\$/y)	22
Total Capacity (MW)	0,3	Total annual revenues (kC\$)	480	Property tax (kC\$/y)	2
Capacity Factor (%)	36,64%			Other costs (kC\$/y)	27,5
				Total annual opex (kC\$)	83
Capex		Debt Terms		Tax rates	
Turbines (kC\$)	1650	D/(D+E) (%)	70%	Federal Income Tax (%)	11%
Installation & Commissioning (kC\$)	420	Equity (kC\$)	912	Small Business Tax (%)	4%
Towers (kC\$)	307	Debt (kC\$)	2129	Available CCA - First year (kC\$)	760
Foundations installation (kC\$)	250	Reference rate (%)	7,5%	Inflation Rate (%)	2%
Site preparation & Civil Works (kC\$)	384	Life of financing (y)	20		
Property (kC\$)	30	Annual loan payment (kC\$)	209		
Total capex (kC\$)	3041				
		Return Metrics			
		Pre-tax IRR (%)	19,18%		
		After-Tax IRR (%)	18,50%		
		Pay-Back time (y)	4		
		Average DSCR	1,82		
		Minimum DSCR	1,72		

Figura 38 - Business Plan del progetto Blue Sky Electricity – foglio relativo ad assunzioni e risultati

Come accennato precedentemente, i 4 layout individuati comportano una variazione degli input del business plan, in particolare del capacity factor degli aerogeneratori, che incide sulla produzione di energia elettrica annua ottenibile dal parco eolico (e di conseguenza i ricavi), e delle Capital Expenditures, la cui somma determina l'ammontare totale dell'investimento. Per quanto riguarda le Capex:

- Aumentando l'altezza della torre si aumenta il costo della torre e delle

fondazioni (che risultano più complesse e robuste per sopportare un carico maggiore), causando un aggravio di costo pari a circa 172.000 C\$.

- Variando la posizione delle turbine all'interno del sito si modifica il costo di installazione delle turbine, il costo delle opere civili e di realizzazione della linea elettrica di allacciamento; il valore di questi parametri è legato all'accessibilità del luogo in cui si posizionano le turbine, quindi dalla necessità di realizzare strade e altre opere civili, alle complicazioni di installazione degli aerogeneratori e alla realizzazione di una linea elettrica che colleghi l'impianto alla linea esistente. La differenza totale tra i 2 layout è pari a circa 366.000 C\$.
- Variando il modello di turbina si modifica il costo della turbina stessa: le turbine prodotte da Endurance, a fronte di una produzione maggiore a pari condizioni di vento, comportano un aggravio di costo che arriva quasi al 70% rispetto al costo delle turbine Seaforth.

Le assunzioni dei vari layout e i risultati ottenuti inserendo i dati nel modello economico sono riportati nella tabella numero 10:

	<i>Layout 1</i>	<i>Layout 1</i>	<i>Layout 2</i>	<i>Layout 2</i>
	<i>36 m</i>	<i>42 m</i>	<i>36 m</i>	<i>42 m</i>
Turbines (kC\$)	975	975	1650	1650
Installation & Commissioning (kC\$)	275	275	420	420
Towers (kC\$)	222	307	222	307
Foundations installation (kC\$)	163	250	163	250
Site preparation & Civil Works (kC\$)	210	210	384	384
Property (kC\$)	30	30	30	30
Total capex (kC\$)	1875	2047	2869	3041
Capacity Factor	22,88%	26,11%	33,70%	36,64%
Total annual revenues (kC\$)	300	342	442	480
After-Tax IRR (%)	11,82%	16,36%	16,51%	18,50%
Pay-Back time (y)	6	5	5	4
Minimum DSCR	1,39	1,63	1,58	1,72

Tabella 12 - Assunzioni e risultati del Business Plan per il progetto Blue Sky Electricity

Il layout che risulta più redditizio in assoluto è il numero 2 con torre da 42 metri, con un IRR netto pari al 18,50% e un tempo di payback di soli 4 anni. A seguire, molto vicini tra loro, si posizionano il layout 1 con torre da 42 metri e il layout 2 con torre da 36; a prevalere risulta quest'ultimo, seppur in lieve misura, e questo dimostra come i due layout, con i loro punti di forza e di debolezza, possano arrivare a risultati di redditività molto simili. In ultima posizione si trova il layout

1 con torre da 36 metri, con un IRR seppur comunque discreto del 11,82%. In generale, aumentando l'altezza della torre si aumenta la redditività del progetto, anche se il caso più evidente risulta il layout 1, in cui l'aumento comporta una crescita dell'IRR di più di 4 punti percentuali, causati dal significativo aumento di produzione associato.

É evidente quanto la tariffa incentivante sia la variabile che condiziona tutte le scelte legate a questo progetto: un aumento della ventosità media genera un incremento dei ricavi tale da giustificare i maggiori costi che consentono di ottenerlo, migliorando così il rendimento atteso del progetto. La presenza della tariffa risulta quindi non solo fondamentale per decidere se effettuare o meno l'investimento ma è anche il driver fondamentale per le decisioni che lo caratterizzano.

Capitolo 6 – Conclusioni

Dall'analisi svolta e dall'esperienza accumulata nel portare avanti il progetto Blue Sky Electricity, il Canada si conferma un Paese molto attrattivo dal punto di vista del mini eolico. La risorsa vento è presente in modo sostanzialmente uniforme in tutte le zone della nazione, l'iter autorizzativo è molto meno complesso rispetto al caso italiano, le banche finanziano regolarmente progetti di questo tipo e dispongono attualmente di una liquidità maggiore rispetto a quella italiana e di altri paesi europei. Il problema per il mini eolico resta però la dipendenza dei progetti dalla tariffa incentivante la quale, osservando i risultati del business plan del progetto Blue Sky Electricity, risulta il fattore determinante e il driver per le scelte dei progetti. In Canada questa tariffa è presente solo in due Province, la Nova Scotia e l'Ontario, perlopiù con una differenza di valore dell'incentivo molto significativa (intraprendere in Ontario il progetto Blue Sky, a pari condizioni di vento e Capex, non risulterebbe conveniente). Per favorire una generazione distribuita e a impatto ambientale nullo dell'energia sarebbe quindi necessario che la gestione dell'incentivazione venisse svolta a livello nazionale, e non più provinciale. Dall'altra parte sarebbe auspicabile una diminuzione dei costi della tecnologia del mini eolico, in modo da migliorare i rendimenti dei progetti delle zone meno ventose e permettere gradualmente l'indipendenza dalla tariffa incentivante.

APPENDICI

Bibliografia

- 1) World Wind Energy Association – “2013 Small Wind World Report” - 2013
- 2) Felice Lucia – “Mercato Minieolico nel Mondo – Dalla tecnologia agli incentivi” – Enmoveme - 2009
- 3) Paul Gipe – “Wind Energy Basics – A Guide to Home-and-Community- Scale Wind Energy Systems – Chelsea Green Publishing – 2009
- 4) Politecnico di Milano - Energy Strategy Group – “Rinnovabili Elettriche non Fotovoltaiche – Opportunità e sfide per l’Italia nel nuovo quadro normativo” – 2013
- 5) Politecnico di Milano - Energy Strategy Group – “Wind Energy Report – Il sistema industriale italiano nel business dell’energia eolica” – 2012
- 6) Canadian Wind Energy Association – “Small Wind Market Survey” – 2010

Sitografia

- 1) Gestore dei Servizi Energetici - <http://www.gse.it/>
- 2) World Wind Energy Association - <http://www.wwindea.org/>
- 3) Canadian Wind Energy Association - <http://www.canwea.ca/>
- 4) Nova Scotia Department of Energy - <http://nsrenewables.ca/>
- 5) Swiss Wind Power Data Website - <http://wind-data.ch/>
- 6) Nova Scotia Wind Atlas - <http://www.nswindatlas.ca/>
- 7) Viepoint Realty - <http://www.viewpoint.ca/>
- 8) Nova Scotia Government - <http://novascotia.ca/>
- 9) National Renewable Energy Laboratory - <http://www.nrel.gov/>

Allegati

Allegato 1 – Business Plan Layout 2 – 42 metri – foglio cash flow:

	Y0	Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6	Y7	Y8	Y9	Y10	Y11	Y12	Y13	Y14	Y15	Y16	Y17	Y18	Y19	Y20
<i>Blue Sky Electricity - Layout 2 - 42 m</i>																					
Total annual revenues (K€)	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480
Total annual opex (K€)	83	85	86	86	88	90	92	93	95	97	99	101	103	105	107	110	112	114	116	119	121
Ebitda	397	396	394	392	391	389	387	387	385	383	381	379	377	375	373	371	369	367	364	362	360
Ebitda margin	83%	82%	82%	82%	82%	81%	81%	81%	81%	80%	80%	79%	79%	78%	78%	77%	77%	76%	76%	75%	75%
D&A	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ebit	397	396	394	392	391	389	387	387	385	383	381	379	377	375	373	371	369	367	364	362	360
Ebit margin	83%	82%	82%	82%	82%	81%	81%	81%	81%	80%	80%	79%	79%	78%	78%	77%	77%	76%	76%	75%	75%
Financial interest	160	156	152	148	148	143	138	133	127	121	115	107	100	92	83	74	63	52	41	28	15
Principal repayment	49	53	57	61	66	71	76	82	88	94	101	109	117	126	135	145	145	156	168	181	194
Ebt	238	240	242	245	247	251	254	254	258	262	267	272	277	283	290	297	305	314	324	334	345
Cash Flow	-912	189	187	185	184	182	180	178	176	174	172	171	168	166	164	162	160	158	155	153	151
Taxes	36	36	36	37	37	38	38	38	39	39	40	41	42	43	44	45	46	47	47	49	50
Tax Shield	760	1402	1282	1161	1038	915	789	662	533	402	269	133	-6	-148	0	0	0	0	0	0	0
Taxes net of Tax Shield	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22	43	66	45	46	47	49	50	52
Net Cash Flow	-912	189	187	185	184	182	180	178	176	174	172	170	167	123	99	118	114	111	107	103	99
Cumulative cash inflow	189	376	561	745	926	1106	1285	1461	1635	1808	1978	2125	2248	2346	2464	2578	2689	2796	2899	2998	2998
DSCR	1,90	1,90	1,89	1,88	1,87	1,86	1,85	1,85	1,84	1,84	1,83	1,82	1,81	1,80	1,79	1,78	1,77	1,76	1,74	1,73	1,72

Allegato 2 – Business Plan Layout 1 – 36 metri – foglio assunzioni e risultati:

Blue Sky Electricity - Layout 1 - 36 m						
Technical assumptions		Annual Revenues		Annual Opex		
Wind turbine generator (WTG)	AOC 15/50	Net Energy Yield (MWh/y)	601,3	O&M (kC\$/y)		22,5
Hub Height (m)	36	Average electricity price (kC\$/MWh)	0	Insurance (kC\$/y)		9
Number of WTGs	6	Incentive (C\$/MWh)	499	Company Management (kC\$/y)		22
Total Capacity (MW)	0,3	Total annual revenues (kC\$)	300	Property taxes (kC\$/y)		2
Capacity Factor	22,88%			Other costs (kC\$/y)		27,5
				Total annual opex (kC\$)		83
Capex		Debt Terms		Tax rates		
Turbines (kC\$)	975	D/(D+E) (%)	70%	Federal Income Tax		11%
Installation & Commissioning (kC\$)	275	Equity (kC\$)	563	Small Business Tax		4%
Towers (kC\$)	222	Debt (kC\$)	1313	Available CCA - First year (kC\$)		469
Foundations installation (kC\$)	163	Reference rate (%)	7,5%	Inflation Rate		2%
Site preparation & Civil Works (kC\$)	210	Life of financing (y)	20			
Property (kC\$)	30	Annual loan payment (kC\$)	129			
Total capex (kC\$)	1875					
Return Metrics						
		Pre-tax IRR (%)	12,46%			
		After-Tax IRR (%)	11,82%			
		Pay-Back time (y)	6			
		Average DSCR	1,55			
		Minimum DSCR	1,39			

Allegato 3 – Business Plan Layout 1 – 36 metri – foglio cash flow:

Blue Sky Electricity - Layout 1 - 36m																					
	Y0	Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6	Y7	Y8	Y9	Y10	Y11	Y12	Y13	Y14	Y15	Y16	Y17	Y18	Y19	Y20
Total annual revenues (K€)		300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Total annual opex (K€)		83	85	86	88	88	90	92	93	95	97	99	101	103	105	107	110	112	114	116	119
EBITDA		217	215	214	212	210	208	207	205	203	201	199	197	195	193	191	188	186	184	181	179
EBITDA margin		72%	72%	71%	71%	70%	69%	69%	68%	68%	67%	66%	66%	65%	64%	63%	63%	62%	61%	60%	60%
DBA		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EBIT		217	215	214	212	210	208	207	205	203	201	199	197	195	193	191	188	186	184	181	179
EBIT margin		72%	72%	71%	71%	70%	69%	69%	68%	68%	67%	66%	66%	65%	64%	63%	63%	62%	61%	60%	60%
Financial interest		98	96	94	91	88	85	82	78	75	71	66	62	57	51	45	39	32	25	17	9
Principal repayment		30	33	35	38	40	44	47	50	54	58	62	67	72	78	83	90	96	104	111	120
EBT		119	119	120	121	122	123	125	126	128	130	133	135	138	142	145	149	154	154	159	164
Cash Flow		88	87	85	83	81	80	78	76	74	72	70	68	66	64	62	60	57	55	53	50
Taxes		18	18	18	18	18	18	19	19	19	20	20	20	21	21	22	22	23	23	24	25
Tax Shield		469	878	819	759	698	637	576	513	450	386	321	255	187	118	0	0	0	0	0	0
Taxes net of Tax Shield		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	22	22	23	24	25	26
Net Cash Flow		88	87	85	83	81	80	78	76	74	72	70	68	66	60	40	37	34	31	28	25
Cumulative cash inflow		88	175	280	343	425	504	582	658	732	804	874	942	1008	1069	1109	1146	1180	1212	1240	1255
DSCR		1,69	1,67	1,66	1,65	1,63	1,62	1,60	1,59	1,58	1,56	1,54	1,53	1,51	1,50	1,48	1,46	1,45	1,43	1,41	1,39

Allegato 4 – Business Plan Layout 1 – 42 metri – foglio assunzioni e risultati:

Blue Sky Electricity - Layout 1 - 42 m					
Technical assumptions		Annual Revenues		Annual Opex	
Wind turbine generator (WTG)	AOC 15/50	Net Energy Yield (MWh/Y)	686,2	O&M (kC\$/Y)	22,5
Hub Height (m)	42	Average electricity price (kC\$/MWh)	0	Insurance (kC\$/Y)	9
Number of WTGs	6	Incentive (C\$/MWh)	499	Company Management (kC\$/Y)	22
Total Capacity (MW)	0,3	Total annual revenues (kC\$)	342	Property taxes (kC\$/Y)	2
Capacity Factor	26,11%			Other costs (kC\$/Y)	27,5
				Total annual opex (kC\$)	83
Capex		Debt Terms		Tax rates	
Turbines (kC\$)	975	D/(D+E) (%)	70%	Federal Income Tax	11%
Installation & Commissioning (kC\$)	275	Equity (kC\$)	614	Small Business Tax	4%
Towers (kC\$)	307	Debt (kC\$)	1433	Available CCA - First year (kC\$)	512
Foundations installation (kC\$)	250	Reference rate (%)	7,5%	Inflation Rate	2%
Site preparation & Civil Works (kC\$)	210	Life of financing (Y)	20		
Property (kC\$)	30	Annual loan payment (kC\$)	141		
Total capex (kC\$)	2047				
Return Metrics					
		Pre-tax IRR (%)	17,14%		
		After-Tax IRR (%)	16,51%		
		Pay-Back time (Y)	5		
		Average DSCR	1,72		
		Minimum DSCR	1,58		

Allegato 5 – Business Plan Layout 1 – 42 metri – foglio cash flow:

	Y0	Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6	Y7	Y8	Y9	Y10	Y11	Y12	Y13	Y14	Y15	Y16	Y17	Y18	Y19	Y20
<i>Blue Sky Electricity - Layout 1 - 42 m</i>																					
Total annual revenues (k€)	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342
Total annual opex (k€)	83	85	86	88	88	90	92	93	95	97	99	101	103	105	107	110	112	114	116	119	121
Ebitda	259	258	256	254	254	253	251	249	247	245	243	241	239	237	235	233	231	228	226	224	221
Ebitda margin	76%	75%	75%	74%	74%	74%	73%	73%	72%	72%	71%	70%	70%	69%	69%	68%	67%	67%	66%	65%	65%
D&A	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ebit	259	258	256	254	254	253	251	249	247	245	243	241	239	237	235	233	231	228	226	224	221
Ebit margin	76%	75%	75%	74%	74%	74%	73%	73%	72%	72%	71%	70%	70%	69%	69%	68%	67%	67%	66%	65%	65%
Financial interest	107	105	102	99	99	96	93	89	86	82	77	72	67	62	56	49	43	35	27	19	10
Principal repayment	33	36	38	41	44	44	48	51	55	59	63	68	73	79	85	91	98	105	113	122	131
Ebt	152	153	154	155	155	156	158	159	161	164	166	169	172	175	179	183	188	193	199	205	212
Cash Flow	-614	119	117	115	114	112	110	108	107	105	103	101	99	97	94	92	90	88	86	83	81
Taxes	23	23	23	23	23	23	24	24	24	25	25	25	26	26	27	28	28	29	30	31	32
Tax Shield	512	948	871	794	717	639	560	480	399	318	235	150	64	-23	0	0	0	0	0	0	0
Taxes net of Tax Shield	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	17	30	28	28	29	30	31	32
Net Cash Flow	-614	119	117	115	114	112	110	108	107	105	103	101	95	80	64	65	62	59	56	53	49
Cumulative cash inflow	119	236	352	465	577	687	796	902	1007	1110	1210	1306	1386	1450	1514	1576	1635	1691	1744	1793	
DSGR	1,85	1,83	1,82	1,81	1,80	1,78	1,77	1,76	1,74	1,73	1,72	1,70	1,69	1,67	1,66	1,64	1,63	1,61	1,59	1,58	

Allegato 6 – Business Plan Layout 2 – 36 metri – foglio assunzioni e risultati:

<i>Blue Sky Electricity - Layout 2 - 36 m</i>					
<i>Technical assumptions</i>		<i>Annual Revenues</i>		<i>Annual Opex</i>	
Wind turbine generator (WTG)	E-3120	Net Energy Yield (MWh/y)	885,6	O&M (kC\$/y)	22,5
Hub Height (m)	36	Average electricity price (kC\$/MWh)	0	Insurance (kC\$/y)	9
Number of WTGs	6	Incentive (C\$/MWh)	499	Company Management (kC\$/y)	22
Total Capacity (MW)	0,3	Total annual revenues (kC\$)	442	Property taxes (kC\$/y)	2
Capacity Factor	33,70%			Other costs (kC\$/y)	27,5
				Total annual opex (kC\$)	83
<i>Capex</i>		<i>Debt Terms</i>		<i>Tax rates</i>	
Turbines (kC\$)	1650	D/(D+E) (%)	70%	Federal Income Tax (%)	11%
Installation & Commissioning (kC\$)	420	Equity (kC\$)	861	Small Business Tax (%)	4%
Towers (kC\$)	222	Debt (kC\$)	2008	Available CCA - First year (kC\$)	717
Foundations installation (kC\$)	163	Reference rate (%)	7,5%	Inflation Rate (%)	2%
Site preparation & Civil Works (kC\$)	384	Life of financing (y)	20		
Property (kC\$)	30	Annual loan payment (kC\$)	197		
Total capex (kC\$)	2869				
		<i>Return Metrics</i>			
		Pre-tax IRR (%)	17,00%		
		After-Tax IRR (%)	16,36%		
		Pay-Back time (y)	5		
		Average DSCR	1,73		
		Minimum DSCR	1,63		

A
l
l
e
g
a
t
o
1
-
B
u
s
i
n
e
s
s

Allegato 7 – Business Plan Layout 2 – 36 metri – foglio cash flow:

	Y0	Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6	Y7	Y8	Y9	Y10	Y11	Y12	Y13	Y14	Y15	Y16	Y17	Y18	Y19	Y20
Total annual revenues (K€)	442	442	442	442	442	442	442	442	442	442	442	442	442	442	442	442	442	442	442	442	442
Total annual opex (K€)	83	85	86	88	90	92	93	95	97	99	101	103	105	107	110	112	112	114	116	119	121
Ebitda	359	357	356	354	352	350	348	347	345	343	341	339	337	335	332	330	330	328	326	323	321
Ebitda margin	81%	81%	80%	80%	80%	80%	79%	78%	78%	78%	77%	77%	76%	76%	75%	75%	75%	74%	74%	73%	73%
D&A	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ebit	359	357	356	354	352	350	348	347	345	343	341	339	337	335	332	330	330	328	326	323	321
Ebit margin	81%	81%	80%	80%	80%	80%	79%	78%	78%	78%	77%	77%	76%	76%	75%	75%	75%	74%	74%	73%	73%
Financial interest	151	147	143	139	135	130	125	120	114	108	101	94	87	78	69	60	49	38	27	14	14
Principal repayment	46	50	54	58	62	67	72	77	83	89	96	103	110	119	128	137	148	159	170	183	183
Ebt	208	210	212	214	217	220	223	227	230	235	239	244	250	256	263	270	279	287	297	297	307
Cash Flow	-861	162	160	159	157	155	153	151	150	148	146	144	142	140	138	135	133	131	129	126	124
Taxes	31	32	32	32	32	33	33	33	34	35	35	36	37	38	38	39	41	42	43	45	46
Tax Shield	717	1330	1225	1119	1012	903	794	682	569	454	336	217	94	-31	0	0	0	0	0	0	0
Taxes net of Tax Shield	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	23	43	39	41	41	42	43	45	46
Net Cash Flow	-861	162	160	159	157	155	153	151	150	148	146	144	138	146	95	96	93	89	86	82	78
Cumulative cash inflow	162	322	481	638	793	946	1097	1247	1395	1541	1684	1822	1938	2033	2129	2221	2310	2396	2478	2556	2556
DSCR	1.82	1.81	1.80	1.80	1.79	1.78	1.77	1.76	1.75	1.74	1.73	1.72	1.71	1.70	1.69	1.68	1.68	1.66	1.65	1.64	1.63