

Strategische Beteiligung an Windkraftwerken

Semesterarbeit von H. Studer und P. Tanner

Basierend auf den windtechnischen und förderpolitischen Grundlagen wird die Attraktivität europäischer Länder für die Nutzung der Windenergie evaluiert. Die Arbeit zeigt zudem wie ein Windpark entsteht und welche Einstiegsmöglichkeiten für ein schweizerisches Energieversorgungsunternehmen bestehen.

In Europa gibt es deutlich attraktivere Gebiete für die Windenergienutzung als die Schweiz, doch auch hierzulande intensiviert sich der Wunsch und die Notwendigkeit erneuerbare Energien zu nutzen, wobei sich die Windkraft heute weltweit als verhältnismässig preiswerte Option zu Stromproduktion bewährt hat. Im Jahre 2002 verfasste die Prognos AG im Auftrag vom schweizerischen Bundesamt für Energie das Diskussionspapier: „Ersatz der Kernenergie durch importierten Windstrom?“ [1]. Fünf Jahre später ist der tessiner Stromversorger Atel zu 49% an einem 100 MW Windpark auf Sizilien beteiligt, und die EWZ hat einen 20 Mio. CHF Kredit vom Parlament zugesprochen erhalten zur Beteiligung an Windenergieanlagen im Ausland [2].

Die Annahmen der Prognos-Studie waren gewagt: Die Investitionskosten wurde mit 800-1000 €/kW angesetzt, die Stromkosten 4.5-6.5 €cent/kWh. Heute werden schlüsselfertige Windenergieanlagen an guten Standorten für über 2'000 €/kW verkauft [3]/[4], 1'050-1'400 €/kW sind 2006 für grössere Parks in Deutschland üblich [5]. Doch dank attraktiven Einspeisevergütungen um 8 €cent/kWh übertrifft die Entwicklung der mittlerweile globalen Windbranche manche Erwartung. Während sich einige Märkte wie Dänemark oder Deutschland der Sättigung nähern, verdoppelt sich 2005 die installierte Leistung in neuen Staaten wie Frankreich, Portugal, Estland. Nach wie vor ist Europa mit 50 GW bzw. 65%



der installierten Kapazität führend, doch die Nachfrage aus Nordamerika und Asien steigt exponentiell.

Abbildung 1:
Windpark

Ob die Windkraft Atomkraftwerke ablösen kann oder soll, sei hier offen gelassen, jedenfalls wird heute deutlich mehr Windenergiekapazität gebaut als Atomkraft – jede Stunde werden irgendwo auf der Welt ein bis zwei Anlagen fertig gestellt. Dass schweizerische Energieversorgungsunternehmen Möglichkeiten prüfen, sich an dieser viel versprechenden Entwicklung zu beteiligen, ist nachvollziehbar und zukunftsweisend. Im Hinblick auf eine Beteiligung an ausländischen Windenergieanlagen soll diese Arbeit einen groben Überblick über die europäischen Windmarkt bieten und attraktive Länder hervorheben.

In Kapitel 1 werden die metrologischen und geografischen Voraussetzungen, in Kapitel 2 das politische und gesetzliche Umfeld beschrieben. Kapitel 3 thematisiert, wie das resultierende Potential kommerziell angegangen wird bzw. welche Akteure in der Windbranche zusammenspielen. Einen Überblick über

den aktuellen Stand der verschiedenen Märkte bietet Kapitel 4, und schlussendlich werden in Kapitel 5 einige attraktive Beispiele hervorgehoben und Empfehlungen für das weitere Vorgehen formuliert.

1 Windtechnische Grundlagen

1.1 Technik

Wind entsteht durch regionale Luftdruckunterschiede, durch von der Sonneneinstrahlung verursachte Thermik. Wind ist deshalb eine Form der Sonnenenergie. Statt Strahlungsenergie wird hingegen die kinetische Energie der Luftmasse genutzt. Um erneuerbare Energien wirtschaftlich zu nutzen ist oft das kritische Mass, wie viel Material erforderlich ist, um die kostenlos zur Verfügung stehende Ressource auszukosten, welche mit nur relativ geringer Energiedichte auftritt. Auf einen sonnigen Quadratmeter fallen jährlich 1000-2000 kWh (horizontal), ein vollflächiger Absorber mit 15% Wirkungsgrad kann grössenordnungsmässig 200 kWh/m²a Strom erzeugen. Demgegenüber hat eine sich mit 6 m/s bewegend Luftmasse rund 2500 kWh/m²a (vertikal) in sich, was von einer Windkraftanlage mit einem Wirkungsgrad von etwa 0,3 in 750 kWh/m²a Strom umgewandelt werden kann. Zudem können drei schmale Rotorblätter mit 45 m Länge mit einer Frontfläche von rund 100 m² durch ihre Drehbewegung die Energie von 6361 m² nutzen. Die Blattspitze hat üblicherweise eine etwa 7mal höhere Geschwindigkeit als die Luftmasse, an der Blattkante entsteht dadurch die treibende Auftriebskraft.

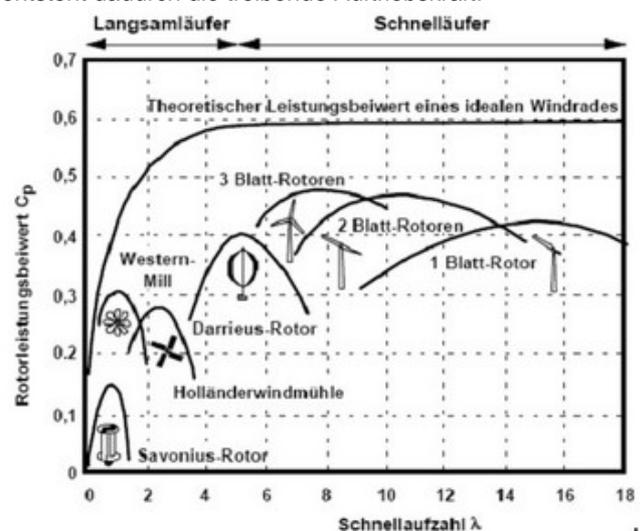


Abbildung 2: Schnelllaufzahl und Effizienz von Windenergieanlagen [10]

Auf die unterschiedlichen Rotorarten wird hier nicht näher eingegangen; Abbildung 2 illustriert, weshalb der

vertikale, dreiblättrige Rotor heute Standard ist. Da die Luftmasse aus physikalischen Gründen nicht auf 0 m/s abgebremst werden kann, kann theoretisch maximal 59% der kinetischen Energie des Windes genutzt werden. Der dreiblättrige Rotor kommt diesem Wert bei einer Schnelllaufzahl von 7 mit einem Rotorleistungsbeiwert von über 45% am nächsten. Gegenüber dem zweiblättrigen Rotor besteht aufgrund der Blätterverteilung der Vorteil einer gleichmässigeren Rotation. Es ist stets ein Blatt im oberen Drittel des Rotationsfeldes, wo die höchste Windgeschwindigkeit und Kraft wirkt. Der zweiblättrige Rotor wird hingegen im Verlauf einer Umdrehung unterschiedlich beschleunigt, je nach Lage der Blätter [10].

1.2 Windeigenschaften

Dies führt uns zu der Charakterisierung des Windes. In Bodennähe ist der Wind je nach Oberflächenbeschaffenheit abgebremst. Eine Wasserfläche mindert die Geschwindigkeit am wenigsten, Wald oder Siedlungen bremsen hingegen die bodennahe Luftbewegung signifikant.

Die Windgeschwindigkeit nimmt mit zunehmender Höhe bis zu einem gewissen Maximum üblicherweise zu, wobei lokale Bedingungen wie Kammlagen, Verengungen oder Hindernisse die Verhältnisse beeinflussen. Ein potentieller Windstandort sollte deshalb über ein Jahr auf verschiedenen Höhenlagen bis rund 100 m vermessen werden. Windkarten basierend auf Messwerten 10 m über Boden (für Wetterstationen üblich) sind mit Vorsicht zu geniessen.

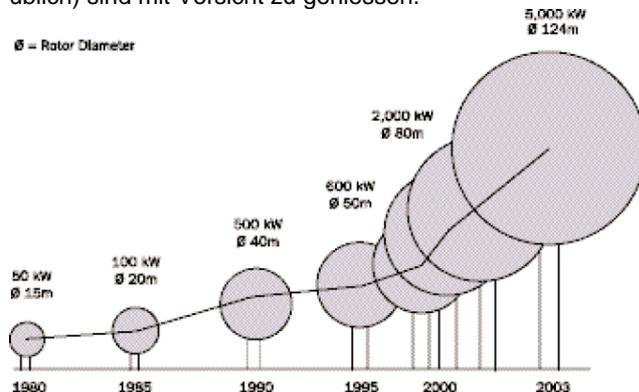


Abbildung 3: Grössenentwicklung von Windenergieanlagen [7]

Mit dem Markt ist in den letzten 20 Jahren auch die übliche Anlagengrösse rasant gewachsen, wie Abbildung 3 zeigt. Damit nimmt die Energieernte pro Anlage nicht nur proportional zur Rotorfläche zu, sondern es wird auch von den stärkeren Höhenwinden profitiert.

Die theoretisch nutzbare Windleistung berechnet sich als:

$$P = \frac{1}{2} \rho \cdot v^3 \cdot r^2 \cdot \pi$$

Die Luftdichte ρ kann mit $1,24 \text{ kg/m}^3$ angenähert werden, hängt jedoch von der Höhenlage sowie Temperatur und Feuchte ab. Auf 2000 m.ü.M. ist die Luftdichte und somit die Leistung bei identischer Windgeschwindigkeit gegenüber einem Küstenstandort um rund 20% reduziert. Die Blattlänge bzw. der Radius r

geht im Quadrat ein, am entscheidendsten ist jedoch die dritte Potenz der Windgeschwindigkeit.

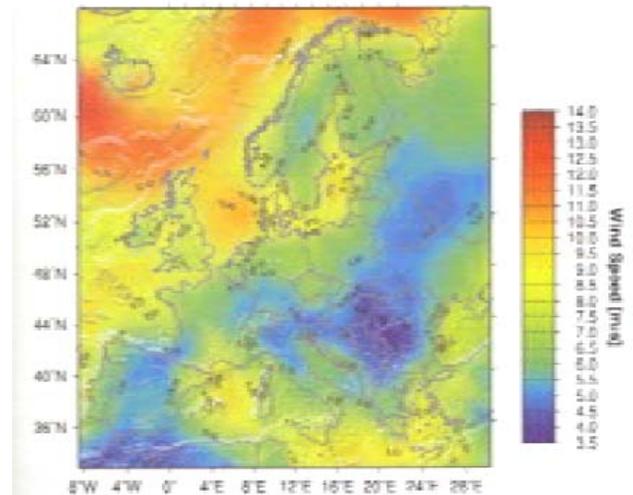


Abbildung 4: Windgeschwindigkeit Europa auf 80 m Nabenhöhe

Die in Abbildung 4 dargestellte durchschnittliche Geschwindigkeit ist alleine nicht sehr aussagekräftig, relevant ist die Verteilung der Momentanwerte. Diese lässt sich mit einer Weibull-Verteilung annähern, mit einem ortsspezifischen Form- und Lageparameter. Der Formparameter beschreibt, ob der Wind über das Jahr relativ konstant ist oder breit verteilt ist; Der Lageparameter spezifiziert die häufigste Geschwindigkeit – was nicht dem Mittelwert entsprechen muss. Häufiger sind geringer Windgeschwindigkeiten, doch wenige Spitzengeschwindigkeiten beeinflussen den Ertrag signifikant. Ab einer gewissen Maximalgeschwindigkeit, z.B. 23 m/s, hängt sich die Windenergieanlage jedoch zum Selbstschutz aus. Bereits ab der Nominalwindgeschwindigkeit nimmt die Stromproduktion nicht weiter zu, bei der Vestas V90-2.0MW ist dies beispielsweise 14 m/s. Die Strömungsverhältnisse an der Rotorblattkante bremsen und verhindern eine Überbelastung der Anlage. Unter 3-4 m/s nehmen zumindest grössere Anlagen die Stromproduktion nicht auf.

Wie in Anhang 4 dargestellt, liegen die durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten im schweizerischen Jura nur selten über 4 m/s, während in die gesamte Westküste von Dänemark mit gut 8 m/s über attraktivere Verhältnisse verfügt als die exponierten Kammlagen vom Chasseral. Die dänische Karte ist aussagekräftiger, indem sie die Leistung pro Rotorfläche angibt; Die 7,5 m/s sind bei der gegebenen Verteilung rund 500 W/m^2 gleichgesetzt. (Rein rechnerisch ergeben konstante 8 m/s eine Leistung von nur 317 W/m^2 , doch die überdurchschnittlichen Geschwindigkeiten heben die Leistung signifikant an.)

An einer 2 MW Windenergieanlage mit 90 m Rotordurchmesser (z.B. Vestas V90-2.0MW, siehe Anhang 1) streicht somit übers Jahr gemittelt rund 3,18 MW Windenergie vorbei. Unter Berücksichtigung vom wiederum geschwindigkeitsabhängigen Wirkungsgrad c_p (max. 0.5 bei Nennleistung, siehe Charakteristik im Anhang) und anderen Verlusten resultiert eine durchschnittliche elektrische Leistung von z.B. 1 MW,

was einem Kapazitätsfaktor von 0,5 bzw. 4'380 Volllaststunden entsprechen würde.

1.3 Attraktivitätsbeurteilung

Die Volllaststunden sind schlussendlich das griffigste Mass, um multipliziert mit der Nennleistung und dem Einspeisetarif den Ertrag einer Anlage zu ermitteln. Standorte mit über 3'000 Volllaststunden sind als sehr attraktiv einzustufen, in der Schweiz sind weniger als 1'500 Volllaststunden üblich.

Wie viel Energie eine spezifische Anlage produziert, hängt stark von der Einbettung in die Landschaft ab: Kanalisierende Passlage, freies Feld oder windbrechende Hecken. Diese Arbeit soll jedoch die Attraktivität ganzer Regionen bzw. Länder beurteilen, und in fast jedem Land gibt es ausserordentlich gute sowie mittelmässige Standorte. Ein Mittelwert über ein ganzes Land zu ziehen scheint nicht sinnvoll. Es könnte vielleicht beurteilt werden, ob ein gewisses Ausmass an attraktiven Standorten vorhanden ist, wie ihre Zugänglichkeit ist, und ob sie noch verfügbar sind. Eine aufwändige Erschliessung für die Errichtung oder den Netzzugang kann windstarke Bergstandorte verunmöglichen.

Wir müssen uns hier jedoch auf eine mehr oder weniger subjektive Beurteilung beschränken, in Anlehnung an die Windkarte in Abbildung 4. Ohne Berücksichtigung von Details ist grob festzuhalten, dass nördliche Länder wie Dänemark, Grossbritannien, Irland und Norwegen vorzügliche Windbedingungen haben. Küstenregionen sind generell interessant; In Italien ist es hingegen wenig erstaunlich, dass die überwiegende Mehrheit der Anlagen auf Sizilien und im Süden steht, und kaum im relativ ruhigen Norden. Windmässig weniger attraktiv erscheinen Inlandstandorte in Osteuropa; Rumänien, Ungarn, Weissrussland.

2 Politisches und gesetzliches Umfeld

An einem windenergetisch optimalen, gut erschliessbaren Standort wird dennoch kein aussichtsreiches Projekt entstehen, wenn die politischen und gesetzlichen Rahmenbedingungen ungünstig sind. Zu beachten sind Faktoren wie:

- Art und Höhe der Förderung bzw. Stromvergütung
- Genehmigungsprozedur und Umgang mit den verschiedenen Behörden
- Umgang mit dem Netzbetreiber bzw. Handhabung der Netzeinspeisung
- Auflagen hinsichtlich Landschaftsschutz
- Akzeptanz der Windkraft in der lokalen Bevölkerung

Der erste Punkt entscheidet über den langfristigen finanziellen Erfolg des Projekts. Die nachfolgenden Punkte können hingegen in der Projektierungsphase bereits dazu führen, dass das konkrete Vorhaben gar nicht erst realisiert werden kann.

2.1 Förderung

Auch wenn die Gestehungskosten der Windenergie im vergangenen Jahrzehnt stark gesunken sind, und Windstrom in Spitzenstunden gewinnbringend an der europäischen Strombörse verkauft werden könnte, ist der Betreiber einer Windenergieanlage üblicherweise auf eine staatliche oder private Unterstützung angewiesen. Auf die Möglichkeiten privater Förderung wie z.B. durch den Verkauf von Ökostrom wird hier nicht näher eingegangen, da dies kaum als verlässliche, langfristige Basis für einen namhaften, expandierenden Windenergiemarkt betrachtet werden kann. Vielmehr könnte dies als passable Möglichkeit interpretiert werden, um trotz unzureichenden staatlichen Rahmenbedingungen ökologisch sensibilisierten Bürgern entgegenzukommen.

Ausgehend von den Vorgaben der Europäischen Union ist die Förderung von regenerativen Energien auch in Osteuropa weit verbreitet. Die Vielfalt der Förderkonditionen ist gross, in jedem Staat sind unterschiedliche Vorgaben und Ansätze zu beachten. Nachfolgend sind drei grundlegend unterschiedliche Modelle vorgestellt (in Anlehnung an [13]), die Bedingungen in einzelnen Ländern werden in Kapitel 5 diskutiert.

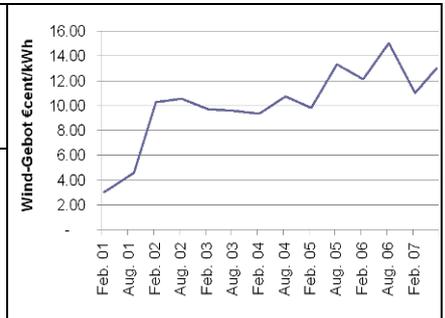
2.1.1 Quotensystem/Zertifikate/Ausschreibungsverfahren

Der Staat schreibt einen bestimmten, steigenden Anteil an erneuerbaren Energien vor. In Polen gilt beispielsweise:

Jahr	Anteil
2007	5,1 %
2008	7 %
2009	8,7 %
2010	10,4 %

Tabelle 1: RE-Vorgabe Polen

Abbildung 5: Auktionspreis NFWA (Grossbritannien)



Beim Ausschreibungsverfahren schreiben der Staat bzw. eine von ihm beauftragte Agentur die zusätzlich erforderliche Kapazität an Ökostrom aus, worauf sich Projektentwickler bewerben können. Im Wettbewerb kommen jene Projekte zum Zug, welche die geringste Vergütung für den produzierten Strom fordern. Abbildung 5 zeigt die durchschnittlichen Auktionspreise der britischen Non-Fossil Purchasing Agency Ltd [12]. Während eine Kostendegression zu erwarten wäre, sind die gebotenen Vergütungstarife gestiegen. Möglicherweise aufgrund einer Knappheit von realisierungsbereiten Projekten, was von Schwierigkeiten im Genehmigungsprozess zeugen könnte.

Beim Quotensystem wird die Vorgabe auf die einzelnen Elektrizitätsversorger übertragen. Diese errichten eigene Anlagen oder kaufen Zertifikate über die erforderliche Ökostrommenge von unabhängigen Betreibern. Der Zertifikats-Preis ist gegen oben oft durch eine Freikauf-Gebühr limitiert (z.B. 6.5 €cent/kWh für Polen, zusätzlich zum Strompreis).

Das Quotensystem gilt meist unabhängig von der Form der erneuerbaren Energie, d.h. die verhältnismässig günstige Windenergie ist gegenüber der Solarenergie klar im Vorteil.

Beispiele: Grossbritannien, Polen, Italien, Rumänien, Schweden, Belgien, USA

2.1.2 Einspeisevergütung

Als zuverlässigstes Instrument zur Verbreitung von erneuerbaren Energien hat sich die Einspeisevergütung bewährt, namentlich im grössten Windenergiemarkt Deutschland. Die Elektrizitätsversorger sind zur Abnahme von jeglichem Regenerativstrom verpflichtet, und vergüten einen Betrag pro Kilowattstunde aus einem Pool, welcher durch einen kleinen Aufschlag auf den allgemeinen Strompreis finanziert wird. Hier gelangen üblicherweise unterschiedliche Sätze für verschiedene Ökostromarten zur Anwendung, um alle Zukunftenergiequellen kostendeckend anzapfen zu können.

Um attraktive Standorte nicht zu übervorteilen und auch an mittelmässigen Standorten Anlagen realisieren zu können, kann die Vergütung gestaffelt sein: Beispielsweise wird in Bulgarien für die ersten 2'250 Volllaststunden einer Anlage 8.9 €cent/kWh bezahlt, für zusätzlichen Windstrom von derselben Anlage reduziert sich die Vergütung auf 7.9 €cent/kWh. Eine 2 MW Anlage an einem mittelmässigen Standort mit 2'000 Volllaststunden erhält also 356 T€ im Jahr, die gleiche Anlage an einem besseren Standort mit 3'000 Volllaststunden erhält bei 50% mehr Energieoutput „nur“ 45% mehr Geld (519 T€/a). Alternativ gilt in Deutschland eine zeitliche Staffelung: Für die ersten 5 Jahre gilt ein einheitlicher Tarif von 8.19 €cent/kWh; der Tarif für die weiteren 15 Jahre wird anschliessend aufgrund der Ertragsdaten festgelegt, minimal 5.17 €cent/kWh.

Ein abgeschlossener Einspeisevertrag gilt je nach Regelung zwischen 12 und 20 Jahre und ist fix, unabhängig von zukünftig abnehmenden Ansätzen oder Gesetzesänderungen, welche für Neuanlagen gelten.

Beispiele: Deutschland, Spanien, Portugal, Frankreich, Bulgarien

2.1.3 Investitionssubvention

Während oben genannte Instrumente einen jährlichen Beitrag zur Deckung der laufenden Kosten leisten, ist die Investitionssubvention ein altes, jedoch nicht sehr effizientes Förderinstrument. Norwegen, von den Windverhältnissen her sehr attraktiv, bietet beispielsweise einen Investitionsbeitrag von 25%. Dies ist vergleichbar mit einem Einspeise-Zuschuss von 1 €cent/kWh über 15 Jahre (plus z.B. 3 €cent/kWh Strompreis); die Anlage würde sich während ihrer Lebenszeit nicht zurückzahlen. Um wirtschaftlich ähnlich attraktiv zu sein wie eine Einspeisevergütung von 8 €cent/kWh, müsste sich der Staat mit rund 80% beteiligen.

Dies könnte Investoren anregen, neue Anlagen zu bauen. Aber da aus dem Betrieb nur wenig Ertrag zurückfliesst, ist der Anreiz, anschliessend möglichst viel sauberen Strom zu erzeugen, geringer als bei einer Bezahlung pro Energieeinheit. Wartungsarbeiten werden

weniger eilig angegangen und Anlagen bleiben möglicherweise frühzeitig stehen.

Ähnlich problematisch und relativ kompliziert erscheinen auch Steueranreize. Beispiele Norwegen, Finnland, Indien

2.2 Attraktivitätsbeurteilung

Der Vergleich der national sehr unterschiedlichen Bedingungen ist nicht einfach, und Gesetzes-Novellierungen würden Studien schnell veralten lassen, wenn es solche gäbe. Auf Ebene der Europäischen Union laufen Bestrebungen zur Harmonisierung der Fördermethoden. Dies kann jedoch auch als Gefahr für fortschrittliche, den lokalen Gegebenheiten angepasste Regeln interpretiert werden. Würde der bereits mit bescheidenem Erfolg praktizierte Handel mit Ökostrom-Zertifikaten (REC) als gesamteuropäisches Fördermittel festgeschrieben, könnte dies das Ende der erfolgreichen Einspeisevergütung sein. Die Praxis zeigt bislang klar, dass das deutsche Erneuerbare-Energien-Gesetz den Markt der erneuerbaren Energien am intensivsten belebt hat. Zu diesem gehört jedoch nicht nur ein verlässlicher, kostendeckender Einspeisetarif, sondern ebenso ein freier, unbürokratischer Netzanschluss und keine mengenmässige Beschränkung [16]. Die Einspeisevergütung wurde von einigen Ländern übernommen. Wenn jedoch die beiden letzten Punkte nicht garantiert sind, wird der Erfolg wohl hinter jedem vom Vorreiter Deutschland zurück bleiben.

Die Beurteilung kann mehr oder weniger objektiv anhand der aktuell bezahlten Vergütungen erfolgen, es müssen jedoch für jeden Einzelfall die teilweise umständlichen Rahmenbedingungen der Projektentwicklung mitberücksichtigt werden.

2.3 Hürden der Projektentwicklung

Für die Errichtung von Windenergieanlagen sind eine *Baugenehmigung* und eine *Einspeisevereinbarung* Voraussetzung. Welche Behörden für die Genehmigung konsultiert werden müssen und welche Stellung dem Netzbetreiber zukommt, muss von Land zu Land abgeklärt werden. Grundsätzlich mögen Länder mit einem etablierten, fortgeschrittenen Windmarkt einen reibungsloseren Ablauf erwarten lassen, aber für die verbleibenden Standorte können *Landschaftsschutz-Auflagen* oder *Bürger-Protestbewegungen* zum Problem werden. Andererseits sind die lokale Bevölkerung und Behörden in neu erschlossenen Gebieten möglicherweise sehr positiv gegenüber Windkraftprojekten eingestellt, da diese insbesondere in ländlichen Regionen *willkommene Steuer- und Pachteinnahmen* bringen. Dies wird aus Spanien berichtet [14], und mag auch für Osteuropa gelten.

Aus Schweden wird von Projekten mit 4-8 Jahren Genehmigungsvorlauf berichtet, auch in Frankreich gibt es Verzögerungen bis zu 5 Jahren, und viele Anträge wurden zurückgewiesen. Teilweise verzögern Verhandlungen mit dem Netzbetreiber zum Einspeisepunkt den Projektfortschritt. Hilfreich können vom Staat ausgewiesene Windenergiezonen sein, wo Projekte nicht grundsätzlich bekämpft werden können.

Solche Hindernisse zu umschiffen und Vor- und Nachteile von Lokalitäten abzuwägen ist meist die Arbeit von spezialisierten Projektentwicklungsunternehmen. Statt selbst Standorte zu evaluieren und sich durch die Genehmigungsprozedur zu kämpfen, kann ein Investor ein baureifes Projekt kaufen. Je erfolgsversprechender das Projekt jedoch ist, umso teurer wird der Entwickler es auch verkaufen – unabhängig vom effektiven Planungsaufwand. Schlussendlich muss er mit den verkauften Projekten auch die Aufwände für gescheiterte Projekte finanzieren.

3 Geschäftsmodelle

3.1 Projektentwicklung

Wie in Abbildung 6 illustriert koordiniert ein Projektierer die Schnittstellen zu Landbesitzern, Anwohnern, Behörden und Netzbetreiber [10]. Ein Investor (A) kann einen Projektentwickler in dieser Phase für ein spezifisches Vorhaben beauftragen. Er trägt dann das Risiko mit, dass eine nicht zufrieden stellende Windmessung oder verzögerte oder verweigerte Genehmigung das spezifische Projekt scheitern lässt. Ein erfolgreich entwickeltes, genehmigtes Projekt kann jedoch deutlich teurer verkauft werden, als die eigentliche Kosten waren. Die Projektfinanzierung, teilweise bis zur schlüsselfertigen Anlage, mit anschließendem Verkauf an einen risikoaversen, anchlussbereiten Betreiber ist ein Geschäft für sich.

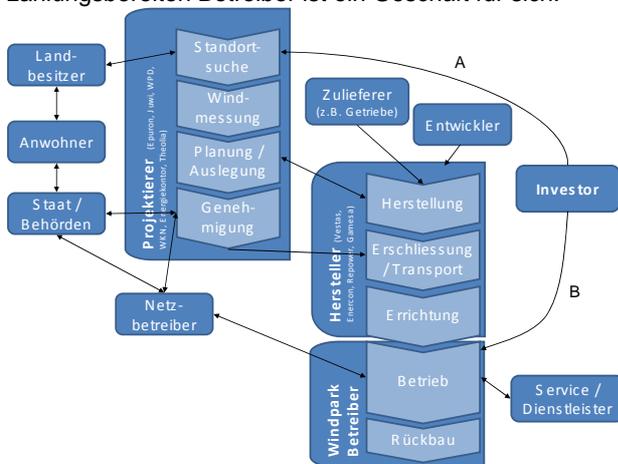


Abbildung 6: Phasen und Akteure eines Windparkprojekts

Ein schnellerer Weg, um in den Besitz eines Windparks zu kommen, ist der Kauf eines wie oben beschriebenen Projekts (B). Es werden schlüsselfertige Anlagen angeboten, jedoch mit entsprechend hohem Preis. Oder das genehmigte, baureife Projekt wird gekauft, und die Erichtung wird selbst koordiniert bzw. beauftragt. Im heutigen Umfeld ist aufgrund der hohen Nachfrage die Lieferung der Windenergieanlage ein Engpass. Das Projekt wird auf einen spezifischen Turbinen-Typ ausgelegt sein, die Bestellung desselben muss frühzeitig erfolgen. Diesbezüglich können grosse Projektentwickler mit den Herstellern langfristige Lieferverträge für ihre geplanten Projekte abschliessen. Mit Lieferzeiten von über einem Jahr ist zu rechnen, individuelle

Kleinbestellungen erst nach der Genehmigung sind wenig aussichtsreich.

3.2 Betrieb

Für die technische und kaufmännische Betriebsführung können Verträge mit Dienstleistern abgeschlossen werden. Ein rasches Eingreifen bei Störungen ist erfolgsrelevant, da jede Stillstandsstunde in einem Ertragsausfall resultiert. Üblicherweise werden Service-Verträge von den Herstellern angeboten. Auch die Anlagenverfügbarkeit kann versichert werden; Der Hersteller entschädigt die Ertragsausfälle, wenn die Verfügbarkeit nicht wie versprochen (z.B. 95%) gewährleistet ist.

Das Zusammenspiel mit dem Netzbetreiber sei in dieser Arbeit an den in Abschnitt 2.1 thematisierten, länderspezifischen Fördersystemen orientiert. Alternativ könnte der Windstrom auch an der Strombörse verkauft werden, was zumindest in Spitzenstunden bereits wirtschaftlich ist. Der internationale Handel mit Renewable Energy Certificates (RECs) ist in primär für Länder in Betracht zu ziehen, wo die nationale Förderung für den wirtschaftlichen Betrieb ungenügend ist. Carbon Credits über die Mechanismen des Kijoto-Protokolls (Joint-Implementation) können ein Zusatzverdienst darstellen.

Bei der (politischen) Diskussion, ob der Schweizer Strombedarf mit Windstrom aus dem Ausland gedeckt werden kann, wird der Stromtransfer über weite Distanzen thematisiert. Technisch wären z.B. Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen möglich, im heutigen Umfeld scheint dies jedoch wenig zweckmässig. Die lokale Einspeisung führt zu einer regionalen Umverteilung von Stromkonsum und –produktion. Wenn Windkraftkapazität in abgelegenen Regionen ohne andere Stromerzeuger entsteht, reduziert sich gar der Transportaufwand [4]. Der physische Transport vom Windstrom in die Schweiz wird deshalb hier nicht näher thematisiert. Die Fördermechanismen, welche am Standort der Anlage gelten, könnte dann wohl nicht genutzt werden, und ob die schweizerische Vergütung gewährt würde, ist sehr fraglich.

Um sich längerfristig die Option offen zu halten, den Windstrom nach eigenen Interessen verwerten zu können, steht hier der Kauf von eigenständigen Windparks im Vordergrund, und nicht die blosse finanzielle Beteiligung an einem Fond oder Grossprojekt.

In den 90er Jahren wurden Windenergieanlagen überwiegend von Kleinanlegern, z.B. über geschlossene Fonds, finanziert. Über 95% der deutschen Windkraftanlagen sind in Privatbesitz (nicht EVUs) [13]. Mittlerweile jedoch haben institutionelle Investoren die Attraktivität der gereiften Technologie erkannt, Stromversorger und Finanzinstitute dominieren den heutigen Markt¹. Entsprechend sind aktuell nicht die Finanzmittel, sondern die Fertigungskapazität ein Engpass [18].

¹ Beispiele: Babcock & Brown Wind Partners und Iberdrola Renewables

4 Status Windmarkt Europa

Nachfolgend sei ein wager Versuch unternommen, die europäischen Länder nach ihrer natürlichen Wind-Attraktivität und ihrer politischen Förder-Attraktivität einzuordnen. Erwartungsgemäss liegen die Länder ungefähr auf einer Diagonale; wo die Windbedingungen optimal sind, ist auch eine vergleichsweise geringe Förderung ausreichend zur Belegung vom Markt.

Die farbige Blase repräsentiert die installierte Kapazität Ende 2006, der innere Kreis die 2006 neu zugebauten Anlagen. Der äussere Kreis setzt die Länder in den Kontext ihrer Grösse bzw. ihres Potentials, welches 2010 erwartet werden darf [8].

Unübersehbar verfügt Deutschland und Spanien über die meisten Anlagen, in Dänemark wurde und wird kaum noch zugebaut. Stark expandierend sind aktuell Frankreich und Portugal, aber auch unerwartete Kandidaten zeigen erstaunliche Zuwachsraten: In 2005 wurden aus den bescheidenen 3 MW von Estland 30 MW, weitere 200 MW sind in Planung – angetrieben von einer Einspeisevergütung von 7.35 €cent/kWh und starkem Küstenwind. Auch Bulgarien hat dank einer Einspeisevergütung von über 8 €cent/kWh 2006 die Windkapazität auf 32 MW verdreifacht, die Fertigstellung von weiteren 160 MW wird 2007/2008 erwartet, nochmals 220 MW sind in Planung. Im Verhältnis zum Zubau in Frankreich – 810 MW – sind dies noch geringe Leistungen. Für eine Beteiligung an einem Windpark der Grössenordnung 10 MW ist jedoch ein kleines Land genauso geeignet.

In Italien beträgt der Stromverkaufspreis bereits ohne Förderung beachtliche 4-5 €cent/kWh. Zudem erhält man

für Regenerativstrom Grüne Zertifikate, welche aktuell für 10-15 €cent/kWh verkauft werden können. Verträge werden jedoch nur über 10 Jahre abgeschlossen, eine langfristige Sicherheit besteht nicht. Die attraktiven Förderbedingungen bringen den Markt voran, auch wenn Italien windtechnisch nicht über die besten Standorte verfügt [24].

Während das windstarke Skandinavien seine Attraktivität durch eine zurückhaltende Förderung relativiert, haben die britischen Inseln ein grosses Potential. Das Ausschreibungsverfahren in Grossbritannien macht die Förderung jedoch unsicher, und zumindest in England sähe man die Windräder lieber Offshore als auf dem Land. Irland hat sein Fördersystem von Ausschreibungsverfahren auf eine Einspeisevergütung umgestellt (5.7 €cent/kWh), kräftig zugebaut (250 MW in 2006) und bezieht mittlerweile 5,5% seines Stroms vom Wind. Dies ist vergleichbar mit Deutschland, Dänemark ist bei ca. 16%.

Würde Dänemark alle seine älteren Anlagen mit einigen hundert kW durch neue 2 MW Anlagen ersetzen, wäre die Deckung 100% - Repowering nennt sich dieses Geschäft. In den Ländern um die Nord- und Ostsee ist Offshore verstärkt in der Diskussion, da mit zunehmender Sättigung Landstandorte knapp oder unbeliebt werden. Die Projekte werden jedoch von grossen Konsortien geführt, sind mit beachtlichen Unsicherheiten behaftet, und eignen sich deshalb wenig als Einstiegsobjekte für mittelständische Schweizer Energieversorgungsunternehmen.

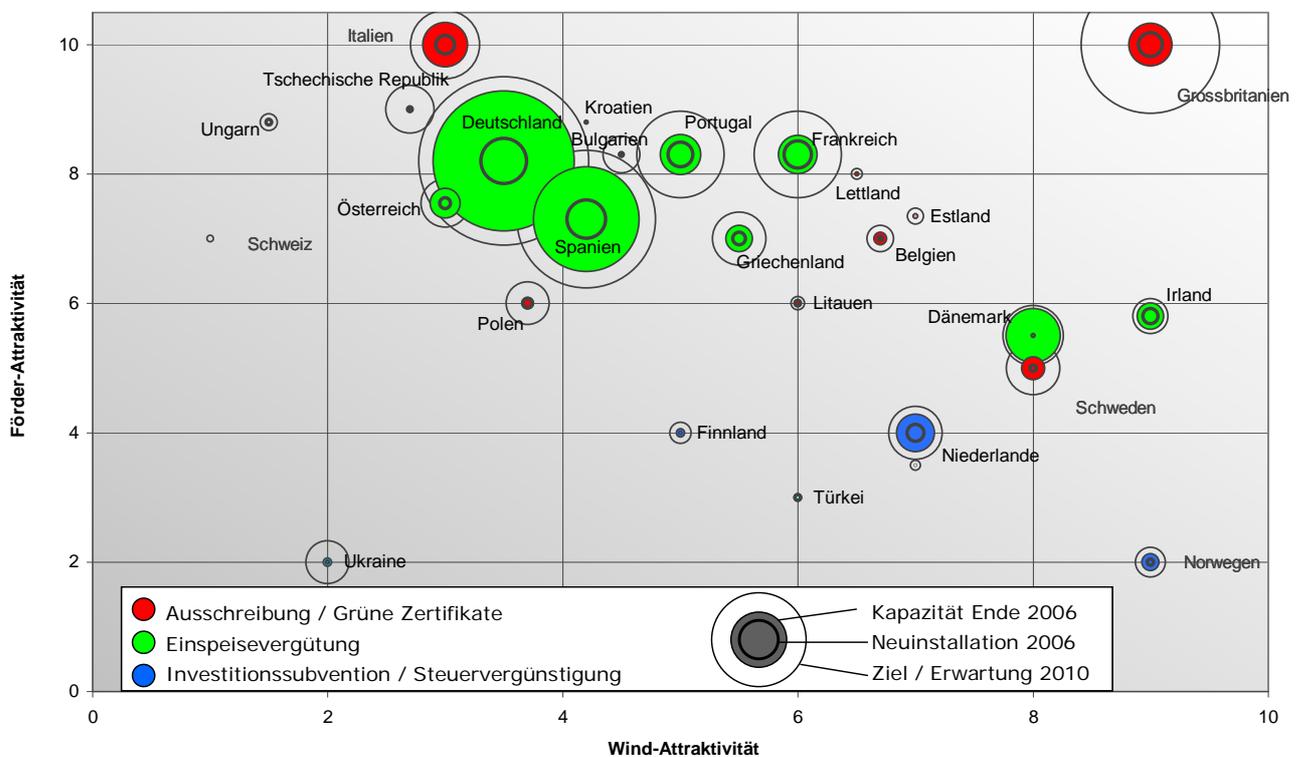


Abbildung 7: Wind- und Förderattraktivität der europäischen Windmärkte

Die oben verwendeten Kapazitätsszahlen beziehen sich auf Ende 2006, bis Ende 2007 ist der europäische Anlagenbestand um weitere 8 GW bzw. 17% auf 57 GW gewachsen. Dies ist etwa gleich viel wie 2006, in Deutschland wurde jedoch 25% weniger Leistung installiert als im Vorjahr. Frankreich hält sich auf Rang 3 bei den Neuinstallationen, hinter Deutschland, das von Spanien mit 3500 MW überholt wurde. Spanien liegt global noch hinter den USA, wo der Markt 2007 um 45% gewachsen ist, und nur knapp vor China. Weltweit sind nun 94 GW Windkapazität installiert (Zuwachs 2007: 20 GW). Jährlich fließen rund 25 Milliarden Euro in den Windsektor, welcher somit zu einem der Hauptzweige der globalen Energiewirtschaft wird [19].

5 Konkrete Windpark-Projekte

Auf dem mittlerweile umkämpften Markt gilt es, attraktive Projekte zu evaluieren. Dabei geht es nicht nur um das Abwägen von Wind- und Förderattraktivität, sondern auch um das Aufspüren von verlässlichen Partnern, welche ein konkretes Projekt umsetzen können. Basierend auf Schriftverkehr und Gesprächen mit Projektentwicklern werden im folgenden Stärken und Schwächen ausgewählter Märkte diskutiert: Grossbritannien, Frankreich und Estland.

5.1 Grossbritannien

Bei durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten von 7 bis 11 m/s kann mit mindestens 2400 Volllaststunden gerechnet werden. Ein kleines Projekt von Energiekontor mit 3 Anlagen zu 900 kW, welche 2004 errichtet wurden, kann als Beispiel zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung beigezogen werden [4]. Für eine Anlage wurden in der dritten Ausschreibungsrunde noch 7,71 p/kWh bis 2013 ausgehandelt, für die beiden anderen gab es in der vierten nur noch 5,03 p/kWh, dafür bis 2016. Entsprechend sind zwei separate Einspeisestellen bzw. Zähler nötig. Zudem wird ein Triad Avoidance Benefit von ca. 0,34 p/kWh versprochen, für dass das Netz entlastet wird, indem Strom in einer Region erzeugt wird, wo sonst kein Kraftwerk steht. In den vergangenen Betriebsjahren blieben diese Vergütungen jedoch unter der Erwartung. Der Park wurde für 5,3 Mio € bzw. rund 2000 €/kW an eine Kommanditgesellschaft übergeben. 45% der Mittel sind über ein Bankdarlehen mit 7,5% Zins gedeckt, welches in den ersten 10 Betriebsjahren zurückbezahlt wird. Anschliessend kann die Ausschüttung an die Eigentümer erhöht werden, schlussendlich wird mit einer internen Eigenkapitalverzinsung von 10% gerechnet.

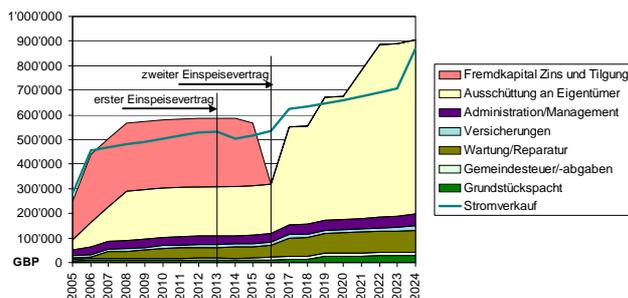


Abbildung 8: Liquiditätsbetrachtung Windpark Forest Moor

Der effektive Windertrag lag in den letzten beiden Jahren jedoch 6% bzw. 8% unter den prognostizierten 7 Mio kWh/a, bzw. 2595 Volllaststunden; Unter anderem musste eine Anlage wegen einem Bremsdefekt 14 Tage abgeschaltet bleiben. Andererseits waren Reparaturaufwand, Versicherungskosten und Gemeindesteuer geringer als budgetiert, sodass die Liquiditätsrechnung nicht signifikant geändert werden musste.

Nach Ablauf der beiden Einspeiseverträge in der Mitte der Lebenszeit der Anlage wird mit steigenden Strompreisen kalkuliert. Die gestiegenen NFPA-Vergütungen deuten tatsächlich in diese Richtung (siehe Abbildung 5), doch das Ausschreibungsverfahren bietet kaum Planungssicherheit. Möglicherweise stehen 2016 genügend günstige Regenerativstromquellen für die vorgeschriebene Quote zur Verfügung, und der Preis fällt. Würde beispielsweise das seit langem diskutierte Severn Gezeitenkraftwerk realisiert, welche alleine 5% vom britischen Strombedarf decken könnte, so könnte sich dies negativ für manche Windparkbetreiber auswirken.

Dennoch ist es verlockend, bei Vergütungen von aktuell über 9 p/kWh Projekte im windigen Grossbritannien voranzutreiben. Aktuell hat Energiekontor einige neue Projekte in Arbeit. Der Weg bis zur Genehmigung ist jedoch aufwändig, die Opposition von Bürgerbewegungen ist beachtlich, statt den neusten Grossanlagen müssen oft kleinere Anlagen aufgestellt werden [15].

5.2 Frankreich

In Frankreich sind sehr viele Projektierer aktiv, siehe Tabelle 2. Von Frankreich werden ebenfalls „erfolgreiche“ Oppositionsbewegungen zitiert, äusserst strenge Schallregelungen und Verzögerungen bei der Baugenehmigung behindern den Ausbau der Windkraft. Es werden zwar spezielle Vorrangflächen ausgewiesen (ZDE), dies geht jedoch nur langsam voran. Ansprüche des Militärs und der Wetterdienste hinsichtlich Radareinrichtungen blockieren derzeit Projekte im Umfang von 2000 MW. Zukünftig wird sich auch verstärkt die Frage stellen, wer die Kosten des erforderlichen Netzausbaus übernimmt [17].

Andererseits hat der Projektierer Ostwind trotz langjährigem Widerstand erfolgreich den grössten französischen Windpark mit 140 MW in Fruges realisiert; mittlerweile sind die Nachbargemeinden eher neidisch auf die Pacht- und Steuereinnahmen, und die lokale Wirtschaft in der sonst eher stagnierenden nordfranzösischen Region wurde belebt [14]/[17].

Ein Investor kann von einem Projektier ein baureifes Projekt kaufen, die Wirren bis dahin benötigen ihn gewissermassen nicht zu kümmern. Herr Sebastiani von Juwi gibt gerne Auskunft zu möglichen Investitionsobjekten, für eine „unverbindliche“ Studie sind jedoch keine konkreten Angaben erhältlich [23].

In Frankreich zuhause ist auch die börsennotierte Theolia, welche Projekte nicht nur entwickelt, sondern auch diverse Windparks betreibt. Möglicherweise könnte auch mit diesen eine Kooperation eingegangen werden.

5.3 Estland

Das kleine Baltikum-Land kann vom Marktvolumen her kaum mit Frankreich oder Grossbritannien mithalten, doch ein Windpark an der windigen Küste ist für ein Investor dennoch interessant. Die Einspeisevergütung beträgt 7.35 €cent/kWh für eine erste Tranche von 200 GWh (entspricht ca. 100 MW, Ende 2006 installiert 33 MW). Danach gilt für weitere 200 GWh der Strompreis von rund 2.5 €cent/kWh plus eine Subvention von 5.37 €cent/kWh. Zudem wurden Windprojekte in der Vergangenheit auch mit Joint-Implementation-Projekten kombiniert. Die Stromversorgung von Estland basiert zu über 70% auf schmutzigen fossilen Energieträgern, weshalb deren Substitution zweckmässig ist und die eingesparten CO₂-Mengen gehandelt werden können.

Intercon Energy hat in den vergangenen 4 Jahren 84 MW installiert, unter anderem den 9 MW Windpark Vanaküla mit prognostizierten 2777 Volllaststunden, bei Kosten von 1300 €/kW. JI wurde mit Erfolg umgesetzt, gemäss Herrn Tarkiainen kann davon jedoch mittlerweile nicht mehr Gebrauch gemacht werden [25].

Aktuell sind 700 MW Netzanschluss-Anträge offen, doch es scheint illusorisch, dass diese in absehbarer Zeit realisiert werden. Herr Tarkiainen rechnet eher mit 24-50 MW, wobei diese Projekte zumeist bereits verkauft sind.

Gemäss e-mail vom 29.1.2008 wäre hingegen aktuell ein baureifes 18 MW Projekt verkäuflich, Intercon Energy bietet an, dieses auf Vertragsbasis weiterzutreiben (siehe Anhang 3).

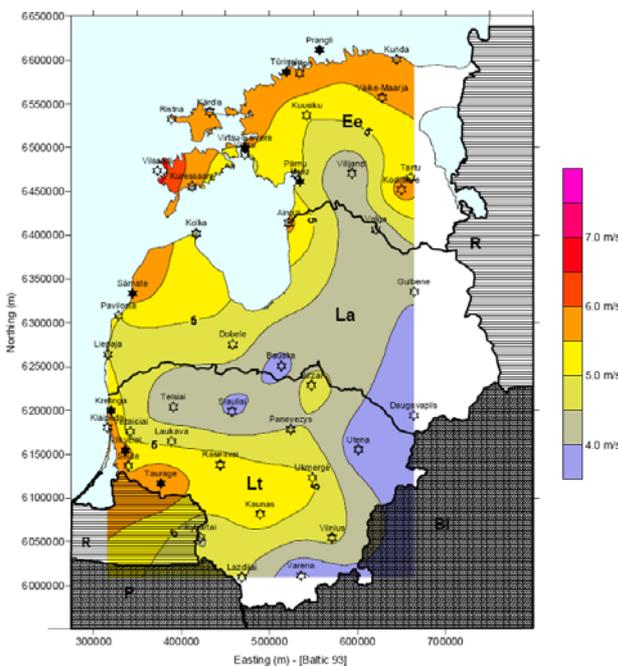


Abbildung 9: Windkarte Estland, Lettland, Litauen [20]

5.4 Empfehlungen

Für konkrete Schritte Richtung Umsetzung sind nun die Energieversorger gefordert, den Kontakt mit potentiellen Partnern in der Projektentwicklung aufzunehmen. Viele erfahrene deutsche Projektierer sind mittlerweile auch international tätig, wobei sich deren Aktionsradius nicht nur an wind- und fördertechnischen Überlegungen orientiert,

sondern einfach auch daran, wo verlässliche Partner vor Ort sind [24]. Wir empfehlen deshalb nicht auf ein spezielles Land zu beharren, sondern die individuellen Projekte verschiedener Anbieter zu prüfen, mit dem hier erarbeiteten Grundlagenwissen im Hintergrund. Wie realistisch sind die Ertrags- und Kostenannahmen? Windgutachten, Einspeisevereinbarung und die daraus resultierende Liquiditätsrechnung über die gesamte Betriebszeit sind kritisch zu analysieren. Wie gross soll der Eigenkapitalanteil sein? Die Höhe der erwarteten Rendite wird den maximalen Kaufpreis bestimmen. Möchte ein Energieversorger zeitnah Besitzer eines Windparks werden, ist der Kauf eines baureifen oder schlüsselfertigen Projekts zweckmässig. Beispielsweise könnte dem Vorschlag aus Estland nachgegangen werden, was jedoch eine baldige Reaktion erfordern würde. Der europäische Windmarkt wartet nicht auf die Schweizer Investoren, Gelegenheiten müssen schnell ergriffen werden. Dennoch müssen die Vorhaben vorsichtig geprüft werden. Eine entsprechende Stelle zu schaffen, welche den Projektoptionen nachgeht, scheint unvermeidbar. Die studentische Arbeit findet hier ihr Ende, die Projektierer verlangen nach verbindlichen Ansprechpartnern.

Tabelle 2: Aktionsradius deutscher Projektierer [17]

Land	Kapazität Ende 2006 (MW)	Zubau 2006 (MW)	Ziel 2010 (MW)	Windattraktivität	Förderattraktivität	Hindernisse	Enertrag AG	Euron GmbH	Juwi GmbH	Nordex France SAS	Ostwind Projekt GmbH	Regenerlys GmbH	Seeba Energiesysteme GmbH	Windwärts Energie GmbH	MKN Windkraft Nord AG	WPD GmbH & Co. KG	Planbeck neue Energien	Intercon Energy	Energiekontor AG	Enervest
Deutschland	20622	2195	30000	-	++	+	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Spanien	11615	1587	20000	-	+	+	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Frankreich	1567	810	8000	+	++	+	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Portugal	1716	694	8000	-	++	?	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Grossbritannien	1963	610	20000	++	++	+	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Italien	2123	405	5000	-	++	+	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Niederlande	1560	336	3000	+	+	?	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Irland	746	251	1350	++	++	?	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Griechenland	757	184	3000	+	+	?	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Österreich	965	146	2500	-	-	?	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Polen	172	99	2000	-	-	?	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Schweden	580	62	3000	++	++	?	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Norwegen	325	57	1000	++	++	?	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Litauen	55	48	200	++	++	?	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Türkei	65	45	?	+	+	?	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Ungarn	61	43	330	-	++	?	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Tschechien	57	27	2500	-	++	+	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Belgien	194	27	750	+	+	?	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Bulgarien	32	22	1455	-	+	?	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Kroatien	17	11	?	-	+	?	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Ukraine	86	9	1990	-	-	?	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Dänemark	3136	8	3886	++	++	?	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Finland	86	4	500	+	+	?	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Rumänien	2.8	2	120	-	-	?	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Russland	16	2	100	-	-	?	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Luxemburg	35	?	?	-	-	?	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Estland	33	?	300	++	++	?	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Lettland	27	?	135	+	+	?	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Schweiz	12	?	50	-	-	?	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Slowakei	5	?	?	-	-	?	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Weissrussland	1	?	1	-	-	?	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X

Ergänzung: Auf www.cw-consult.de sind erneuerbare Energien-Projekte zum Kauf angeboten, unter anderem ein 16 MW Windpark in Bulgarien (Stand 20.2.2008).

6 Quellen

- [1] Prognos AG: „Ersatz der Kernenergie durch importierten Windstrom?“, Diskussionspapier für das Bundesamt für Energie, April 2002, Basel
- [2] Neue Zürcher Zeitung, 26.10.2007 (online)
- [3] Energiekontor: „Gebirgswindpark Sobrado in Portugal“, Emissionsprospekt, November 2007, Bremen
- [4] Energiekontor: „Windpark Forest Moor in Grossbritannien“, gebaut 2005, Investoreninformation 2005-2007, Bremen
- [5] Prokon Erneuerbare Energien: Geschäftsbericht 2006
- [6] Wind Energy Market 2007/2008, 18. Auflage der BWE-Marktübersicht, Bundesverband WindEnergie e.V., September 2007, Berlin
- [7] EWEA: „Wind Energy – the Facts“ 2004, www.ewea.org
- [8] Wind Energy International 2007/2008, WWEA, Dezember 2007
- [9] Windkarte Europa: <http://www.windpower.org/de/tour/wres/euomap.htm>
- [10] Technische & planerische Grundlagen (BWE): <http://www.wind-energie.de/de/technik>
- [11] Marktentwicklung: <http://www.wwindea.org>
- [12] Non-Fossil Purchase Agency Ltd., www.nfpa.uk.co
- [13] D. Seifried, W. Witzel: „Das Solarbuch“, 2. Auflage, Energieagentur Regio Freiburg, 2004
- [14] Zeitschrift „neue Energie“ Nr. 9 / Sept 2007, Organ des BWE/BEE, Berlin – (Frankreich: Windpark Fruges)
- [15] Zeitschrift „neue Energie“ Nr. 11 / Nov 2007, Organ des BWE/BEE, Berlin – (Grossbritannien: Zum Jagen tragen)
- [16] Zeitschrift „Photon“ Nr. 1 / Jan 2008, Solar Verlag GmbH, Aachen
- [17] Zeitschrift „Sonne, Wind & Wärme“ 12/2007 (Projektierer international)
- [18] REfocus Magazin Jan/Feb 2008, „Wind financing deals coming of age“, www.renewableenergyfocus.org
- [19] Actu-Environnement.com – News : „Le marché de l'énergie éolienne confirme son dynamise“, 28.01.2008
- [20] Windatlas Baltische Staaten : http://www.tuuleenergia.ee/uploads/File/Baltic_Wind_Atlas.pdf
- [21] Jahrbuch der Erneuerbaren Energien
- [22] Unterricht NDSE IEB vom 28.11.2007
- [23] Telefongespräch mit Juwi vom 21.01.2008
- [24] Telefongespräch mit WPD vom 5.02.2008
- [25] E-Mail-Verkehr mit Intercon Energy (siehe Anhang 3)

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Windpark	1
Abbildung 2: Schnelllaufzahl und Effizienz von WEA	1
Abbildung 3: Grössenentwicklung von WEA	2
Abbildung 4: Windgeschwindigkeit Europa	2
Abbildung 5: Auktionspreis NFPA (Grossbritannien).....	3
Abbildung 6: Phasen und Akteure eines Windparkprojekts	5
Abbildung 7: Wind- und Förderattraktivität Europa.....	6
Abbildung 8: Liquiditätsbetrachtung Windpark Forest Moor	7
Abbildung 9: Windkarte Estland, Lettland, Litauen	8

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: RE-Vorgabe Polen.....	3
Tabelle 2: Aktionsradius deutscher Projektierer [17]	8

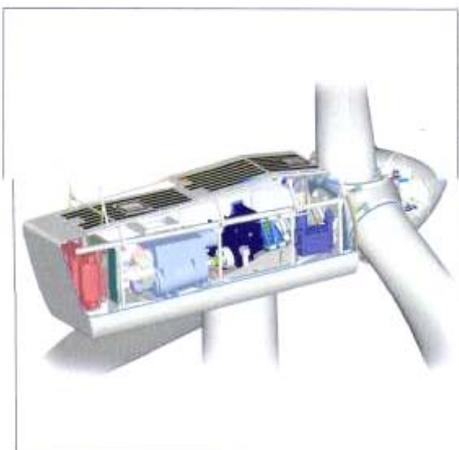
Inhaltsverzeichnis

1	Windtechnische Grundlagen	1
1.1	Technik	1
1.2	Windeigenschaften	2
1.3	Attraktivitätsbeurteilung	3
2	Politisches und gesetzliches Umfeld	3
2.1	Förderung	3
2.2	Attraktivitätsbeurteilung	4
2.3	Hürden der Projektentwicklung	4
3	Geschäftsmodelle	5
3.1	Projektentwicklung	5
3.2	Betrieb	5
4	Status Windmarkt Europa	6
5	Konkrete Windpark-Projekte	7
5.1	Grossbritannien	7
5.2	Frankreich	7
5.3	Estland	8
5.4	Empfehlungen	8
6	Quellen	9
7	Anhang	10
A1:	Charakterisierung einer Windenergieanlage	
A2:	Informationen zu Grossbritannien / Beispiel Windpark Forest Moor	
A3:	Korrespondenz mit Intercon Energy, Estland	
A4:	Windkarten Dänemark und Schweiz	

Anhang 1: Charakterisierung einer Windenergieanlage [6]

Vestas V90-2.0 MW

Vestas Deutschland GmbH
Germany, Husum



POWER			
Rated power	2,000 kW	Cut-in wind speed	4.0 m/s
Rated wind speed	14.0 m/s	Cut-out wind speed	23.0 m/s
ROTOR			
Diameter	90.0 m		
Swept area	6,362 m ²		
Number of blades	3		
Rotor speed	8.2 - 17.3 rpm		
Type	RISÖP + FFA-W3		
Material	glas-fibre reinforced plastic (GRP)		
Manufacturer	Vestas		
NACELLE			
DESIGN	separated		
GEAR BOX / Type	combined spur / planetary gear		
- Stages	3		
- Ratio	1:113.1		
- Manufacturer	diverse		
GENERATOR / Type	asynchronous, double fed induction		
- Number	1		
- Speed	1,680 rpm (rated speed)		
- Voltage	690 V		
- Grid connection	via thyristors		
- Grid frequency	50 Hz		
- Manufacturer	diverse		

CONTROL AND PROTECTION SYSTEM

Power limitation	pitch
Speed control	variable via microprocessor
Main brake	blade pitch control
Second brake system	disk brake
Yaw control system	4 electric gear motors
Manufacturer of control system	Vestas

SCADA-System

POWER CURVE	SOUND POWER LEVEL		ELECTRICAL CHARACTERISTICS
view in measurement results		view in measurement results	view in measurement results
TOWER / Hub height	80.0 m	95.0 m	105.0 m
Type / Shape	steel tubular / conical	steel tubular / conical	steel tubular / conical
Corrosion protection	coated	coated	coated
Manufacturer	Vestas or identical in construction	Vestas or identical in construction	Vestas or identical in construction

WEIGHT

Single blade			
Hub (incl. installed equipment)			
Rotor (incl. hub)			
Nacelle (without rotor & hub)			
Tower			
Total weight			

TYPE APPROVAL

Guideline, Class		GL / DIBt 2	GL / DIBt 2
Survival wind speed	49.8 m/s	50.7 m/s	51.3 m/s
Tested (month/year)		08/2005	02/2004

REFERENCE ENERGY YIELD

kWh/a	5,705,214	5,973,724	6,139,528
-------	-----------	-----------	-----------

PRICE

Turbine (excl. VAT)	
Scope of supply / Warranty	delivery, erection, remote data control / 2 years

REFERENCES (31/12/2006)

Installed turbines worldwide	501
First installation in	

SPECIAL FEATURES

MISCELLANEOUS

_MEASUREMENTS_MESSERGEBNISSE

Vestas V80 - 2.0 MW

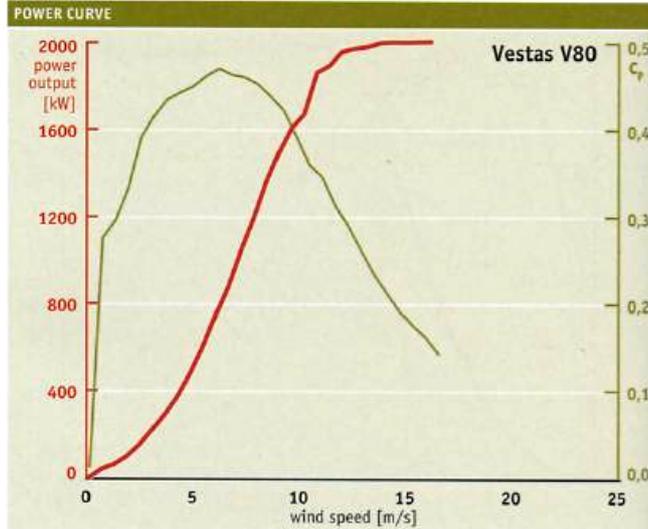
Vestas Deutschland GmbH
Rated power P_{rg} 2,000 kW
Rotor diameter 80.0 m

POWER CURVE

Extract from test report

Report no. WT 1813/01
Report date 28.06.2001
Guideline IEC 61400-12
Test laboratory WINDTEST Kaiser-Wilhelm-Koog GmbH

v [m/s]	P [kW]	C_p
3.14	1.00	0.010
3.62	40.00	0.274
4.08	61.70	0.295
4.58	98.30	0.332
5.01	151.00	0.390
5.54	217.10	0.415
6.00	288.30	0.434
6.49	371.80	0.442
7.01	475.80	0.449
7.50	598.40	0.461
8.00	741.50	0.470
8.49	871.40	0.463
9.01	1,037.00	0.460
9.48	1,186.00	0.452
10.01	1,352.00	0.438
10.47	1,487.00	0.421
10.99	1,599.00	0.391
11.46	1,662.00	0.359
12.04	1,854.00	0.345
12.51	1,886.00	0.313
13.00	1,950.00	0.288
13.49	1,964.00	0.260
14.00	1,972.00	0.233
14.53	1,989.00	0.211
15.04	1,993.00	0.190
15.49	1,992.00	0.174
15.93	1,994.00	0.160
16.61	1,995.00	0.141



SOUND POWER LEVEL

Extract from test report WICO 319SE902/01 from 31.01.2003

Guideline FGW-standard part 1, Rev. 13

Test laboratory WIND-consult GmbH

Hub height 100.0 m

Power curve resp. test report no. WT 1891/01 from 28.06.01

95 % rated power at v [m/s] 8.7

v at 10 m height [m/s]	6.0	7.0	8.0	8.7
Sound power level [dB]	103.7	104.2	104.2	103.9
Penalty for tonality [dB]	0	0	0	0
Penalty for impulse [dB]	0	0	0	0

ELECTRICAL CHARACTERISTICS

Extract from test report WT 1745/01 from 20.04.2001

Guideline

Test laboratory WINDTEST Kaiser-Wilhelm-Koog GmbH

Nominal voltage (U_{n0}) 690 V

POWER

Power peak ($p = P_{max}/P_{rated}$)	P_{max}	P_{1-50Hz}	$P_{10-50Hz}$	$P_{power\ curve\ max}$	
	1.04	1.01	1.00	1.00	
Power factor (λ) at	$0.25 P_{rated}$	$0.5 P_{rated}$	$0.75 P_{rated}$	P_{rated}	$P_{max\ 1-50Hz}$
	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

Apparent power (S_{app} at P_{rated}) 2,000 kVA

Line current (I_{line} at P_{rated}) 1,673 A

FLICKER

Phase Angle (ψ_s)	0°	15°	30°	45°	60°	75°	90°
Flicker coefficient (c_v)	5	5	5	5	6	6	6

SWITCHING OPERATIONS

ψ_s	0°	10°	15°	20°	25°	30°	35°	40°	45°
k_{sp}	1.1	1.1	1.0	1.0	1.0	0.9	0.9	0.8	0.8
ψ_s	50°	55°	60°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
k_{sp}	0.7	0.6	0.6	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
$k_{max} = I_{max}/I_{rated}$	1.0								

REMARKS

Electrical characteristics:
Harmonics data are stated in test report.

Anhang 2: Information zu Grossbritannien / Windpark Forest Moor (seit 2005 in Betrieb)

Prospekt und weitere Information:

www.energiekontor.de/windparks-am-netz/info.php?wpid=fm&PHPSESSID=caf5dc15c906e0cb27bc64a8cd236e3f

Die Einspeisevergütung in Großbritannien

Non-Fossil-Fuel Obligation

Das System der Non-Fossil-Fuel Obligation (NFFO) wurde 1990 in Großbritannien eingeführt und hatte ursprünglich den Zweck, die Kernenergie auf dem sich gerade privatisierenden englischen Strommarkt zu stützen. Aufgrund der mangelnden Wirtschaftlichkeit waren die englischen Kernkraftwerke nicht privatisierbar und bedurften daher einer speziellen finanziellen Förderung. Als besonderes Nebenprodukt ging aus dieser Maßnahme die Förderung erneuerbarer Energien hervor.

Dem Prinzip der NFFO liegt eine Quotenregelung zugrunde, die durch Abgaben auf die Strompreise finanziert wird. Laut britischem Elektrizitätsgesetz aus dem Jahr 1989 können öffentliche Stromversorgungsunternehmen dazu verpflichtet werden, bestimmte Mengen regenerativ erzeugten Stroms in das eigene Netz aufzunehmen und zu festgelegten Preisen zu vermarkten. In den vergangenen Jahren wurden so genannte Ausschreibungsrunden durchgeführt, um das Erreichen dieses Ziels zu sichern. Ende 1995 wurde z. B. die vierte Ausschreibungsrunde (NFFO 4) gestartet und im Februar 1997 mit Einspeiseverträgen für ökologisch erzeugten Strom in Höhe von 843 MW abgeschlossen (insgesamt gab es bislang fünf solcher Ausschreibungsrunden).

«EU-Einspeiserichtlinie und Einspeisegesetze für erneuerbare Energien versus Einführungsquoten», Hermann Scheer [1998]). Nur die ausführbaren Projekte mit den niedrigsten Angebotspreisen erhalten in diesem Bieterwettbewerb den Zuschlag. Dabei können die ausgeschriebenen Projekte auf unterschiedlichen Technologien wie Wind, Wasser oder z. B. Biomasse basieren. »Die Gewinner der Ausschreibung erhalten einen einseitigen privatrechtlichen Vertrag, der ihnen die Abnahme der von ihrer Anlage erzeugten Menge Strom zu einem bestimmten Tarif über die Vertragslaufzeit garantiert. Der Tarif wird dabei mit

der allgemeinen Inflationsrate indiziert, so dass der Anbieter keinen inflationsbedingten Preisänderungsrisiken unterliegt. Der Anbieter unterliegt hingegen keinen vertraglichen Verpflichtungen wie etwa Strafklausel bei Nichtausführung.« (»Das System der Non-Fossil-Fuel Obligations«, Ole Langniß, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.) Die Mehrkosten, die durch den regenerativ erzeugten Strom entstehen (Differenz zwischen der gesicherten Einspeisevergütung und dem auf dem allgemeinen Markt herrschenden Strompreis), werden den Versorgungsunternehmen durch eine Abgabe, die so genannte »Fossil-Fuel Levy« (FFL), erstattet. Diese Abgabe aller Endkunden wird regional erhoben und an eine als Fondsverwalter fungierende Behörde (Non-Fossil Purchasing Agency [NFPA]) weitergeleitet, die den Unternehmen die Mehrkosten erstattet, welche entsprechend durch den Bezug regenerativ erzeugten Stroms entstehen.

Mit der Einführung der »Renewables Obligation« wurde beschlossen, keine weiteren NFFO-Verträge zu vergeben. Die bestehenden Verträge behalten jedoch ihre Gültigkeit.

Für den Windpark Forest Moor bedeuten die NFFO-Verträge konkret:

Der Einspeisevertrag für eine der drei Windkraftanlagen wurde in der dritten Ausschreibungsrunde, der NFFO 3, ausgehandelt. Ab Inbetriebnahmezeitpunkt erhält diese Anlage eine staatlich geregelte Vergütung bis Mitte 2013. Zurzeit (Mitte 2004) wird für diesen Strom 7,71 p/kWh nach NFFO bezahlt. Die beiden anderen Anlagen wurden in der vierten Ausschreibungsrunde, der NFFO 4, ausgehandelt. Dieser Vertrag gilt bis Ende 2016. Für diese Anlagen beträgt die Vergütung momentan (2004) 5,03 p/kWh.

Zusätzlich zu der Vergütung aus dem NFFO-Vertrag erhält der Windpark den so genannten »Triad Avoidance Benefit«. Hierbei werden in Großbritannien Stromdurchleitungskosten vergütet. Den »Triad Avoidance Benefit« erhält ein Betreiber dann, wenn Kraftwerke – hier Windparks – in Regionen errichtet werden, in denen es zuvor keine Kraftwerke gab. Denn durch die Errichtung neuer Kraftwerke in diesen Regionen lassen sich Durchleitungskosten für den Import aus anderen Regionen vermeiden. Der Windpark Forest Moor erhält diesen »Triad Avoidance Benefit« auch, er macht ca. 5% der gesamten Vergütung aus.

Der Mixpreis, der sich rechnerisch aus der gemeinsamen Betrachtung der Entgelte nach NFFO für alle drei Anlagen und den Triad Avoidance Benefit ergibt, beträgt demnach 6,26 p/kWh. Dieser Preis wird jährlich um die Inflationsrate bereinigt werden.

Die folgende Tabelle fasst noch einmal die Vergütung auf Grundlage der NFFO-Verträge zusammen:

Position/Vergütungsart	NFFO3/1 Anlage	NFFO4/2 Anlagen
Garantiepreis	7,71 p/kWh	5,03 p/kWh
Triad Avoidance Benefit*	0,34 p/kWh	0,34 p/kWh
Summe	8,05 p/kWh	5,37 p/kWh
Kilowattstunden	2.351.548	4.703.076
Mixpreis	6,26 p/kWh	
Laufzeit	bis Mitte 2013	bis Ende 2016

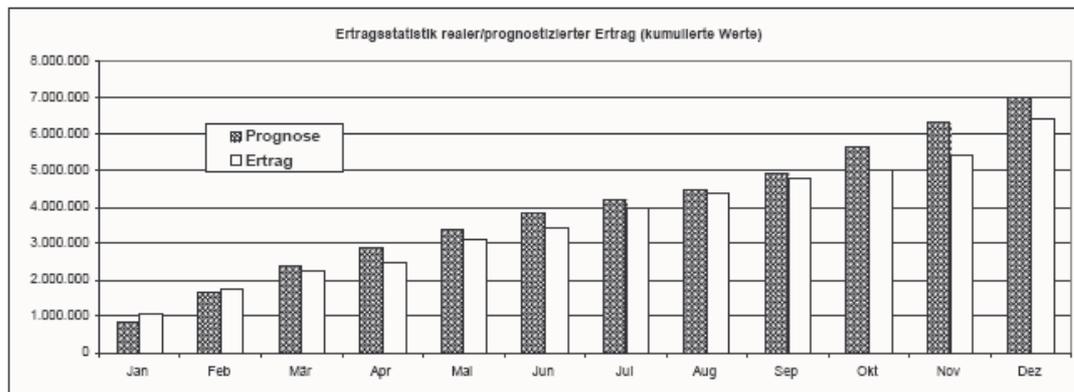
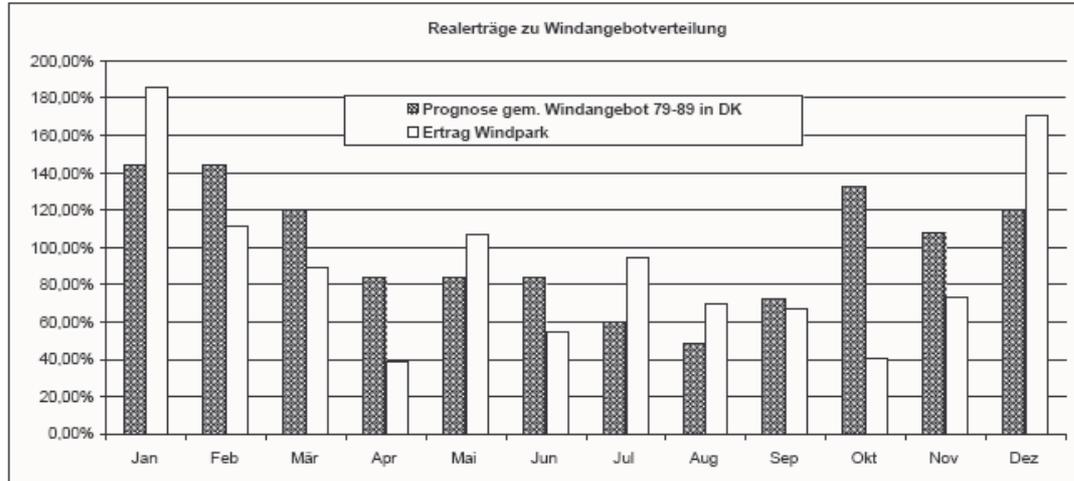
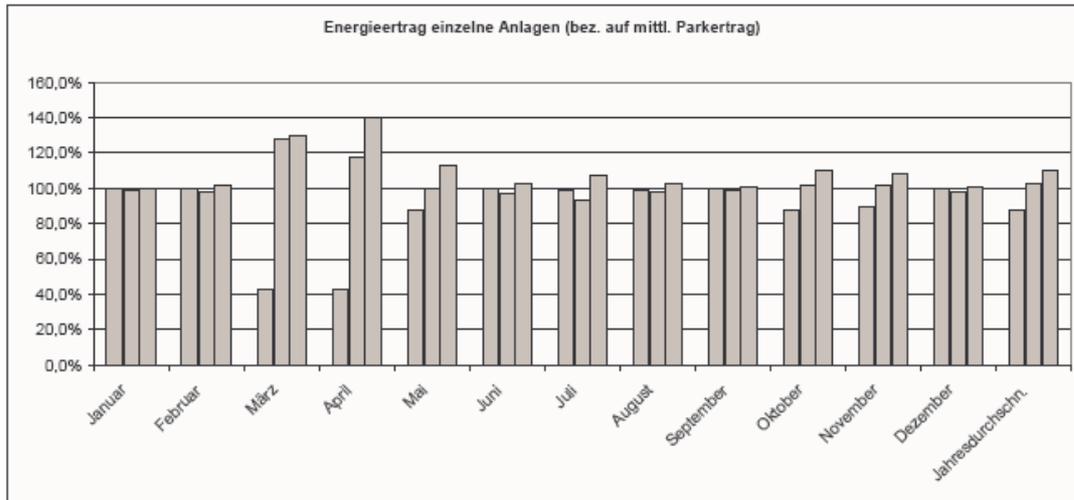
* Unterliegt windbedingten Schwankungen. Der Betrag kann in einer Spannbreite von 0-0,6 p/kWh liegen.

Energielieferung Windpark Forest Moor (kWh)

Jahr 2007

Anlage	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mal	Jun	Juli	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr
1	362.381	215.593	73.155	31.735	182.216	106.456	182.004	134.669	130.217	69.719	127.660	333.329	1.949.135
2	359.514	213.041	220.142	87.983	207.682	104.089	172.013	132.648	129.993	80.787	145.189	326.737	2.179.818
3	363.212	221.423	224.287	104.514	235.004	109.793	196.944	139.834	131.797	87.823	154.151	336.587	2.305.368
Gesamt kWh	1.085.107	650.057	517.584	224.232	624.902	320.338	550.961	407.151	392.007	238.329	427.000	996.653	6.434.321
Prognose	840.801	840.801	700.668	490.467	490.467	490.467	490.467	280.267	420.401	770.734	630.601	700.668	7.146.809
Differenz +/-	244.306	-190.744	-183.084	-266.235	134.435	-170.129	60.494	126.884	-28.394	-532.405	-203.601	295.986	-712.488

EVU-Erträge in GBP	68.046 €	40.698 €	33.839 €	14.973 €	40.621 €	20.753 €	35.487 €	26.388 €	25.474 €	15.539 €	27.853 €	64.654 €	414.327 €
Vers.-Ersattungen	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
GESAMT in GBP	68.046 €	40.698 €	33.839 €	14.973 €	40.621 €	20.753 €	35.487 €	26.388 €	25.474 €	15.539 €	27.853 €	64.654 €	414.327 €
Prognose in GBP	56.127 €	56.127 €	46.773 €	32.741 €	32.741 €	32.741 €	32.741 €	18.709 €	28.064 €	51.450 €	42.096 €	46.773 €	477.983 €
Differenz +/-	11.919 €	-15.429 €	-12.934 €	-17.768 €	7.880 €	-11.988 €	2.746 €	7.679 €	-2.590 €	-35.911 €	-14.242 €	17.881 €	-62.756 €



Anhang 3: Korrespondenz Intercon Energy, Estland (www.intercon-energy.com)

Übersicht bestehende und geplante Windparks in Estland : www.tuuleenergia.ee/?path=0x139x173&newlanguage=eng

Deutsch ▾

suchen...



Home > Windparks
Home > Windparks

- Home
- Unternehmen
- Partner
- Windparks
- Biodiesel
- Referenzen
- Kontakt
- Impressum
- Links

Vanaküla, Estland 📍 📄

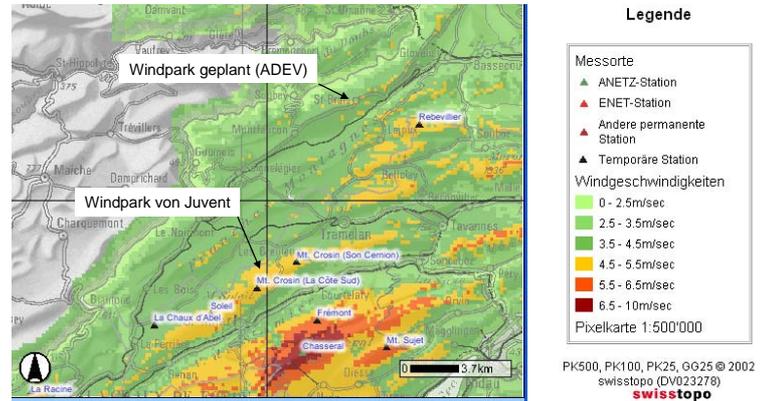
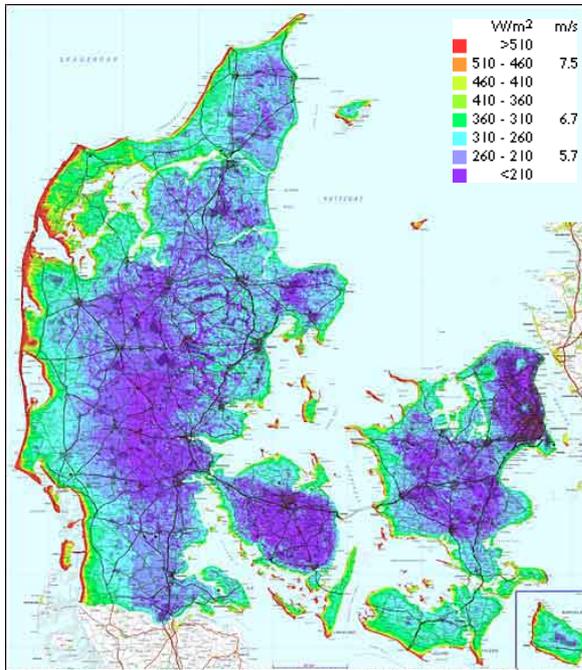
Der Standort Vanaküla liegt an der Westküste Estlands etwa 80 km südwestlich von Tallinn und etwa 2 km von der Ostsee entfernt.



Die wichtigsten Daten des Windparks im Überblick:

Projektierte Leistung:	9 MW
Anzahl der Anlagen:	3 Anlagen des Typs WinWind WWD-3 mit 3 MW
Mittlere Windgeschwindigkeit:	7,2 m/s auf 100 m Nabenhöhe
Jährlicher Energieertrag:	25.000 MWh
Investitionskosten:	11.650.000 €
Inbetriebnahme:	Ende 2007

Anhang 4: Windkarten Dänemark und Schweiz



<http://stratus.meteotest.ch/mme/winfo>

Windkarte Dänemark

<http://www.windpower.org/de/tour/wres/dkmap.htm>

