

# Windenergiepotentiale in der Europäischen Union bis zum Jahr 2030

---

## Diplomarbeit

Vorgelegt von

Bernhard Indrist

Betreuer:

Ass. Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Udo Bachhiesl

Begutachter:

Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Mag. Dr. techn. Heinrich Stigler

Eingereicht am

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation

der Technischen Universität Graz

Graz, Oktober 2010

*„Die Nordsee könnte zum Saudi - Arabien des Windes werden“*

**Gordon Brown**

(Ehemaliger Premierminister des Vereinigten  
Königreiches von Großbritannien und Nordirland)

## Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre an Eides Statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benützt, und die den benützten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am 04. Oktober 2010

.....

(Unterschrift)

## Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei all jenen bedanken, die durch ihre Mithilfe zu einem erfolgreichen Abschluss der Diplomarbeit beigetragen haben.

Insbesondere möchte ich mich bei meinem Betreuer, Herrn Ass. Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Udo BACHHIESL vom Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der TU Graz für seine Hilfestellung bei der Erstellung der Diplomarbeit, besonders auch in der Zeit seines Auslandsaufenthaltes, recht herzlich bedanken.

Außerdem bedanke ich mich bei Herrn Dipl.-Ing. Dr. techn. Christoph GUTSCHI vom Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der TU Graz für seine Unterstützung bei der Handhabung des Programmes Atlantis und für die Hilfestellung in den Sommermonaten.

Weiteres gilt mein Dank Herrn Dipl.-Ing. Stefan AUSSERHOFER vom Institut für Grundlagen und Theorie der Elektrotechnik der TU Graz für seine besondere Hilfestellung während meines Grundstudiums und der immer ausreichend vorhandenen Zeit zur Besprechung von mathematischen Problemen aller Art.

Insbesondere möchte ich mich auch bei meiner Familie, speziell bei meinen Eltern, meinem Bruder Hans - Jörg, meiner Freundin Alexandra und ihren Eltern bedanken, die mich in vollster Weise während meines Studiums unterstützten.

## Kurzfassung

Durch die Zielsetzung der Europäischen Kommission sollen im Jahr 2020, 20 % der Energieversorgung der Europäischen Union aus erneuerbaren Energien stammen. Dabei wird die Windenergie in einigen Ländern einen enormen Anteil der Stromerzeugung übernehmen müssen. Besonders bei der Offshore - Windtechnologie wird dieses Jahrzehnt richtungsweisend sein. Zwar werden bis zum Jahr 2020 die meisten Windturbinen auf dem Festland errichtet werden, die Zukunft der Windenergienutzung wird aber auf See liegen. Ein hoher Anteil an Windenergie wird sich auch auf das europäische Übertragungsnetz auswirken. Im Rahmen dieser Arbeit wurden die Potentiale der Windenergienutzung in Europa untersucht und einige Problemstellungen kurz aufgegriffen. Zu diesen Problemstellungen gehört vor allem der Anschluss der Offshore - Kraftwerke an das europäische Verbundnetz.

Anhand drei unterschiedlich gewählter Szenarien wurde versucht die Entwicklung der Windenergie in Europa in den nächsten zwanzig Jahren abzuschätzen. Mit Hilfe der Daten, die aus diesen Szenarien gewonnen wurden, wurde ein Windenergieszenario für jedes einzelne Land und seine Regionen (zumeist auf Bundeslandebene) gebildet.

Des Weiteren wurden auch die Onshore bzw. Offshore - Potentiale der einzelnen Länder getrennt untersucht. Diese Daten dienen in weiterer Folge der Simulationssoftware Atlantis zur Berechnung weiterer gesamteuropäischer Energieszenarien.

## Abstract

The European Commission plans to supply 20 percent of the European energy through renewable energy sources by 2020. In some countries the wind power will have a massive share of the electricity generation. Especially for the offshore wind technology the next ten years will be directive. By 2020 the major part of the wind turbines will be erected onshore, but the future of wind power is on the sea.

A high quota of wind energy will have an impact on the European transmission network. In this work the wind potential in Europe is investigated and some problems of wind power are picked up. These problems include in particular the connection of the offshore power plants to the European grid.

By using three different refined scenarios the development of wind energy in Europe was estimated for the next twenty years. Using the obtained data from these scenarios, a wind energy scenario for every country, and its single regions (provinces) was formed.

Also the onshore and offshore potentials of each country were examined separately.

This data will be used within the software Atlantis to simulate other energy scenarios for Europe.

## Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung .....	1
1.1	Motivation.....	1
1.1	Aufbau der Arbeit .....	2
1.2	Ausgangslage für die Windenergie.....	2
1.2.1	Sichere Energieversorgung.....	2
1.2.2	Ökonomische Erwägungen .....	3
1.2.3	Globale Windenergiressourcen .....	4
2.	Grundlagenüberblick .....	5
2.1	Windentstehung und Windenergienutzung.....	5
2.2	Physikalische Grundlagen .....	5
2.3	Nutzung der Windenergie.....	6
2.4	Geschichte der Windenergie .....	8
2.5	Vor- und Nachteile der Windenergie.....	8
3.	Design von Windkraftanlagen.....	9
3.1	Turm .....	9
3.2	Achsformen.....	9
3.2.1	Vertikalläufer .....	9
3.2.2	Horizontalläufer (Propellerläufer).....	9
3.3	Läufertypen .....	10
3.4	Gondel .....	11
3.5	Getriebe .....	11
3.6	Generatoren.....	12
3.6.1	Synchrongenerator.....	12
3.6.2	Asynchrongenerator .....	13
3.7	Regelung von Windkraftanlagen.....	14
3.7.1	Pitchregelung .....	14
3.7.2	Stallregelung .....	15
4.	Einbindung der Windenergie in das elektrische Netz.....	15
4.1	Schwankungen bei der Einspeisung und Vorhersagemethoden.....	15
4.2	Aufbau und Übertragungsweise eines elektrischen Netzes .....	18
4.3	Anbindung der Offshore - Anlagen in das elektrische Netz.....	19

4.3.1	Ausgangslage .....	19
4.3.2	Stand der Technik und Vorgehensweise .....	20
4.3.3	Erstes Konzept der separaten Anbindung .....	23
4.3.4	Zweites Konzept der Bündelung und Querverbindungen.....	24
4.3.5	Wirtschaftlichkeitsvergleich der beiden Konzepte .....	27
4.4	Resümee der Windkraft im elektrischen Netz .....	29
4.5	Zukunft des elektrischen Netzes in der Nordsee .....	29
4.5.1	Ausgangslage der erneuerbaren Energien in der Nordseeregion .....	29
4.5.2	Technische Daten der Kabelverbindung.....	31
4.5.3	Weitere Projekte in der Nordsee .....	31
5.	Stand der Windenergie.....	32
5.1	Stand der Windkraft in ausgewählten Ländern der Europäischen Union .....	35
5.1.1	Windenergie in Deutschland.....	35
5.1.2	Windenergie in Spanien .....	35
5.1.3	Windenergie im Großbritannien.....	36
5.1.4	Windenergie in Frankreich.....	36
5.1.5	Windenergie in Italien.....	36
5.1.6	Windenergie in Polen .....	37
5.1.7	Windenergie in Österreich.....	37
5.1.8	Aussichten in der Türkei.....	38
5.2	Aussichten der Windkraft in den Mitgliedsstaaten der EU - 27 .....	38
6.	Globaler Zukunftsausblick der Windenergie .....	41
6.1	Zukunft Szenarien .....	42
6.1.1	Das Referenz Szenario .....	42
6.1.2	Das moderate Szenario.....	42
6.1.3	Das fortgeschrittene Szenario (Advanced Szenario) .....	42
6.2	Modellhintergrund .....	43
6.2.1	Entwicklung des Strombedarfes .....	43
6.2.2	Wachstumsraten des Marktes .....	44
6.2.3	Generator Leistungen.....	44
6.2.4	Der Kapazitätsfaktor.....	44
6.2.5	Kapitalkosten und Fortschritt Kennzahl .....	45



6.3	Auswertungen aus den einzelnen Szenarien.....	48
6.3.1	Das Referenzszenario.....	48
6.3.2	Das moderate Szenario.....	48
6.3.3	Das fortgeschrittene Szenario (Advanced Szenario) .....	49
6.4	Erkenntnisse aus den Szenarien.....	49
6.5	Kosten und Nutzen.....	50
6.6	Einsparungen aus Kohlenstoffdioxid Emissionen .....	52
7.	Windpotentiale und Ziele der Europäischen Union .....	54
7.1	Ziele der Windkraft in der Europäischen Union im Jahre 2020 .....	55
7.2	Nutzungsmöglichkeiten der Nordsee.....	56
7.3	Modellierung der einzelnen Szenarien.....	60
7.3.1	Szenario der Europäischen Kommission.....	61
7.3.2	Szenario der IEA.....	62
7.3.5	Szenario der EWEA .....	64
7.4	Auswertung der Szenarien .....	65
7.4.5	Szenario der Europäischen Kommission.....	66
7.4.6	Szenario der IEA.....	67
7.4.1	Szenario der EWEA .....	68
7.5	Diskussion der Szenarien und Ausblick.....	69
8.	Zusammenfassung.....	75
9.	Verzeichnisse.....	77
9.1	Abbildungsverzeichnis.....	77
9.2	Tabellenverzeichnis.....	78
9.3	Literaturverzeichnis .....	79
10.	Anhang.....	82
10.1	Abkürzungen.....	82
10.2	Akronyme.....	83
10.3	Diverse Tabellen .....	84
10.4	Linkliste.....	87

## 1. Einleitung

Die fossilen Grundstoffe auf die die heutige Energieversorgung basiert, werden sich in den nächsten Jahrzehnten deutlich verkleinern bzw. zum Teil ganz verschwinden. Bereits heute wird viermal so viel Energie verbraucht, wie man neue fossile Quellen findet. Gerade in der heutigen Zeit sollten die Weichen für eine umweltgerechte Energieversorgung gestellt werden, da es sich ohne Energie nur schwer leben lässt.

### 1.1 Motivation

Gerade im Bereich der Erneuerbaren Energien hat sich in den letzten Jahren herauskristallisiert, dass die größten Potentiale zur Umsetzung der energiepolitischen Ziele der Europäischen Union im Jahre 2020 in der Wasserkraft und der Windenergie liegen.

Die weltweit errichtete Kapazität an Windkraftanlagen wuchs in den letzten zehn Jahren um ca. 28 % pro Jahr, was einer Kapazitätsverdopplung in einer Zeitspanne von 2,5 bis 3 Jahren entspricht. Bei näherer Betrachtung der gesamten Treibhausgasemissionen fallen 25 % des CO<sub>2</sub> Ausstoßes in die Sektoren Strom- und Wärmezeugung. Zum Vergleich spart ein Windkraftwerk den Jahresausstoß von 1.500 PKWs an CO<sub>2</sub> ein. Besonders bei der Stromerzeugung kommt der Windkraft im Hinblick auf den Klimaschutz eine hohe Bedeutung zu. Die Nutzung der Windkraft verursacht keine direkten Treibhausgase und Luftschadstoffe. Bereits nach ca. sechs Monaten hat eine Windkraftanlage jene Energie erzeugt die zu ihrer Herstellung, Errichtung und Wartung benötigt wurde. Nach dem Szenario des GWEC (Global Wind Energy Council) kann die weltweite Kapazität von Windkraftanlagen von derzeit 160 GW auf 1 TW im Jahr 2020 gesteigert werden, wodurch rund 12 % des weltweiten Stromverbrauches gedeckt werden könnten.<sup>1</sup>

Die EU- Regierungschefs beschlossen in einer für alle EU - 27 Mitgliedsstaaten bindenden Richtlinie, den Anteil der erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch der Europäischen Union bis zum Jahr 2020 auf 20 % zu erhöhen. Um dieses Ziel zu erreichen, müssen im EU - Durchschnitt, die erneuerbaren Energien im Stromsektor einen Wert von rund 34 % erreichen. Derzeit erzeugen alle erneuerbaren Energien gut 20 % (Stand 2009) des Gesamtstromverbrauches der Europäischen Union. Ende 2009 waren Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von über 76 GW in den 27 EU - Mitgliedsstaaten installiert, davon mehr als 25 GW allein in Deutschland. Nach Branchenangaben könnte alleine die Windenergienutzung auf See (Offshore) rund 13 % des europäischen Stromverbrauches im Jahre 2030 decken.<sup>2</sup>

In Österreich beträgt die durch Windkraftanlagen erzeugte Gesamtleistung derzeit 995 MW. Die Ausbaupotentiale der Windkraft (im österreichischen Stromverbrauch) könnten bis zum Jahre 2020 auf 3.500 MW ausgebaut werden. In diesem Ausbauzustand würden die Windkraftanlagen von bisher 2,1 TWh/a ca. 7,3 TWh/a erzeugen, was wiederum 10 % des heimischen Stromverbrauches entspricht.<sup>3</sup>

---

<sup>1</sup> Quelle aus [17]

<sup>2</sup> Quelle aus [20]

<sup>3</sup> Quelle aus [6]

## 1.1 Aufbau der Arbeit

Diese Arbeit beschäftigt sich mit den Potentialen der Windenergienutzung. Im speziellen werden hier die Potentiale für Europa herausgegriffen. Der Hauptfokus wird hierbei auf die Länder der Europäischen Union gerichtet. Es werden die Onshore (Windenergienutzung an Land) Potentiale der einzelnen Länder untersucht. Diese werden in den nächsten zehn Jahren den größten Beitrag an der Energieversorgung der Europäischen Union aus Windenergie liefern. Die weitaus größeren Potentiale werden der Offshore (Windenergienutzung auf See) Technologie zugeschrieben. Diese werden im Rahmen dieser Arbeit getrennt betrachtet werden. Der Offshore Windenergienutzung wird vor allem nach dem Jahr 2020 immer mehr Bedeutung zukommen. Die Weichen hierfür werden aber bereits in den kommenden Jahren gestellt werden.

Dabei werden einige Problemstellungen, die mit der Windenergienutzung besonders im Offshore Bereich einhergehen, aufgegriffen und kurz beschrieben. Im Zuge dieser Arbeit wurde ein Datensatz für die Simulationssoftware Atlantis erarbeitet. Diese Daten wurden aus drei unterschiedlichen Szenarien entnommen und für die Verwendung in Atlantis modifiziert. Aus den Szenarien wurden die zu erwartenden jährlichen Zuwächse an Windleistung der Europäischen Union auf die einzelnen Länder herunter gebrochen. In einem weiteren Schritt wurden diese Daten auf die einzelnen Regionen des untersuchten Landes, nach einem Erwartungswert aufgeteilt. Sodass diese Daten für die Simulationssoftware Atlantis verwendbar sind.

## 1.2 Ausgangslage für die Windenergie

Der weltweite Wachstum der Windkraft hängt von einigen Faktoren ab, angefangen vom Angebot und Entwicklung der Energieversorgung aber auch steigende Anforderungen an die Umwelt, wie Klimawandel und Einsparung von CO<sub>2</sub> Emissionen. Aber auch die Verteuerung der fossilen Rohstoffe brachte einen Technologiesprung in dieser Branche<sup>4</sup>.

### 1.2.1 Sichere Energieversorgung

Die globalen Anforderungen an die Energieversorgung sind in den letzten Jahren besonders durch den starken wirtschaftlichen Aufschwung in Ländern wie China oder Indien enorm gestiegen. Die Industrieländer befinden sich zwar in einer anderen Situation, haben aber ähnliche Probleme. Einige ältere Kraftwerke befinden sich am Ende ihrer Einsatzzeit. Die IEA (International Energy Agency) berechnete, dass innerhalb der OECD (Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung) Länder bis zum Jahr 2030 2.000 GW an Kraftwerkserneuerungen benötigt werden.

---

<sup>4</sup> Quelle aus [4]

Zur Sicherung der Energieversorgung stellt dies die Industrieländer vor die grundlegende Frage, ob wie bereits in den letzten Jahrzehnten wieder auf fossile Energieträger gesetzt werden soll. Diese bringen zurzeit zwar noch einen Kostenvorteil mit sich, bedeuten aber auch eine Abhängigkeit den Zulieferern gegenüber. Dies erweist sich als problematisch, da die meisten fossilen Energien aus Regionen der Erde stammen, die nicht als politisch stabil gelten. Fossile Energieträger erschweren zudem die Einhaltung von CO<sub>2</sub> Zielen.

Im Kontrast zu diesen Energieträgern steht die Windenergie, die virtuell gesehen, in allen Ländern der Welt verfügbar ist. Zudem verursacht die Zuführung von Primärenergie keine Kosten, es bestehen keine geopolitischen Risiken und keine Abhängigkeit von Importländern. Jede kWh Windenergie besitzt das Potential, die Länder unabhängiger von Importen fossiler Energieträger zu machen und gleichzeitig auch die Sicherheit der Energieversorgung zu steigern. Auch die finanziellen Mittel, die für den Import der Energieträger benötigt werden, werden bei der Nutzung von Windenergie im eigenen Wirtschaftsraum belassen. Zum Vergleich wenden alleine die USA mehr als 500 Mrd. Dollar dafür auf, um ihre Ölrechnungen zu bezahlen. Diese Öl Preise können sich viele Länder in Afrika, Asien und Südamerika nicht mehr leisten, was zu einem Einbruch ihrer Wirtschaftsleistung führt.

Der Vorteil der Windenergie liegt darin, dass sie schneller einsetzbar ist als andere Energieversorgungstechnologien. Eine große Offshore - Windfarm, welche natürlich einen großen Aufwand an Infrastruktur und Netzanschluss benötigt, kann vom Baubeginn bis zur Fertigstellung in weniger als zwei Jahren realisiert werden. Dies ist um einiges schneller als der Bau von herkömmlichen Kraftwerken wie z.B. Kernkraftwerke<sup>5</sup>.

### 1.2.2 Ökonomische Erwägungen

Windenergie macht auch in ökonomischer Sicht auf sich aufmerksam. Im Gegensatz zu neuen Gas-, Kohle- oder sogar Nuklearkraftwerken ist der Preis der dafür benötigten Primärenergieträger über die Einsatzzeit der Kraftwerke schon im Voraus bekannt und kalkulierbar - nämlich Null. Hingegen wird der Preis für die bisher in Kraftwerken verwerteten Primärenergieträger immer mehr zu einem signifikanten und nicht abschätzbarem Risiko. Bei keiner anderen Energieerzeugungsform - ausgenommen Wasserkraftanlagen - können die Kosten so gut abgeschätzt werden wie bei der Windenergie. Dies ist eine grundlegende Abschätzung, nicht nur der einzelnen Energiekonzerne, sondern auch der Regierungen, welche um am internationalen Markt bestehen zu können, diese Schwachstelle in ihren ökonomischen Betrachtungen, so gut wie möglich abdecken wollen.

---

<sup>5</sup> Quelle aus [4]

Windenergie ist bei näherer Betrachtung konkurrenzfähig gegenüber neu gebauten konventionellen Kraftwerken. Das größte Problem liegt darin, dass kein neues Kraftwerk mit bereits abbezahlten Kraftwerken konkurrieren kann. Besonders dann, wenn diese Kraftwerke auch noch subventioniert werden. Windenergie bleibt aber trotzdem attraktiv. Besonders im Hinblick auf die Preisentwicklung bei Kohle - dem Rohstoff Nummer eins in der weltweiten Energieversorgung.

Die regionale wirtschaftliche Entwicklung ist also der Schlüsselfaktor in der Weiterentwicklung der Windenergie<sup>6</sup>.

### 1.2.3 Globale Windenergieressourcen

Eine der meist gestellten Fragen in Bezug auf Windenergie ist: „Was passiert wenn gar kein Wind weht?“ Lokal gesehen wird diese Frage in Kapitel 4.1 und in Kapitel 4.2 beantwortet. Global betrachtet ist Wind eine weit ausgedehnte, unangetastete Ressource die die weltweite Energieversorgung immer öfter benötigen wird. Praktisch betrachtet, wird Windenergie in einem Mix aus regenerativen Energien, in einigen Regionen eine sehr dominante Rolle spielen, in anderen eine eher untergeordnete Position einnehmen.

Laut einer Studie der Stanford Universität, die sich auf fünf Jahresdaten aus dem US National Climate Data Center stützt, kann durch Windenergie voraussichtlich mehr als genug Energie zur weltweiten Energieversorgung gewonnen werden<sup>7</sup>. Die Studie kam zu diesem Schluss nachdem 7.500 Oberflächensensoren und 500 Sensoren die an Ballone angebracht wurden (um eine Winddatenerfassung in einer Höhe von 80 Metern zu gewährleisten), ausgewertet wurden. Die Ergebnisse besagen, dass bei fast 13 % der Sensoren immer eine Windgeschwindigkeit von mehr als  $6,9 \text{ m/s}$  (das ist die zur kommerziellen Nutzung der Windenergie benötigte Windgeschwindigkeit) vorhanden ist. Die Schlussfolgerungen aus dieser Studie geben an, dass bei einer Nutzung von nur 20 % dieses Potentials, eine weltweit sichere Energieversorgung um das siebenfache überstiegen werden kann (Basis: Stand des Energieverbrauches aus dem Jahr 2000).

---

<sup>6</sup> Quelle aus [4]

<sup>7</sup> Quelle aus [28]

## 2. Grundlagenüberblick

### 2.1 Windentstehung und Windenergienutzung

Bei der Windenergie handelt es sich um kinetische Energie bewegter Luftmassen in der Atmosphäre. Sie entsteht durch indirekte Sonneneinstrahlung und zählt daher zu den erneuerbaren Energien. Die ungleichmäßige Sonneneinstrahlung auf die Erdoberfläche, bewirkt eine unterschiedliche Erwärmung der Atmosphäre sowie der Luft- und Landmassen. Durch die Tag- / Nachtunterschiede bzw. der stärkeren solaren Einstrahlung in Äquatornähe (im Vergleich zu der Einstrahlung an den Polen) entstehenden Temperatur- und Druckunterschiede, kommen die Luftmassen in Bewegung und führen zu Luftverwirbelungen. Weitere Parameter der Windentstehung sind die Rotation der Erde und die Erdekliptik.

Durch die Erddrehung sind die in den Hochdruck- / Tiefdruckgebieten fließenden Luftmassen Kräften ausgesetzt (Corioliskraft), die die Luftmassen nicht geradlinig fließen lassen. Auf der Nord- / Südhalbkugel bilden sich vielmehr Wirbel mit unterschiedlicher Drehung. Auf der Nordhalbkugel sind diese Wirbel rechts drehend.

Dazu kommen neben den globalen Einflüssen auch eine Vielzahl von lokalen Einflüssen hinzu. Die verschiedenen Wärmekapazitäten von Wasser und Luft bewirken, dass das Land sich tagsüber schneller als das Wasser erwärmt. Die dadurch entstehenden Druckunterschiede führen dazu, dass der Wind vom Wasser in Richtung Landmassen strömt, wobei sich in der Nacht dieses Phänomen umkehrt.

Die Windstärke hängt außerdem in den untersten Schichten stark von den geografischen Landschaftselementen ab.

### 2.2 Physikalische Grundlagen

Die kinetische Windenergie bewegt sich mit einer Geschwindigkeit  $v$ , bezogen auf eine Kreisfläche  $r$ , die senkrecht zur Windrichtung steht, wird in der Zeit  $t$  folgende Masse  $m$  durchströmt, wobei  $\rho$  die Luftdichte enthält.

$$m = \rho V = \rho A v t = \rho r^2 \pi v t$$

Durch einsetzen in die Formel für die kinetischer Energie ergibt sich:

$$E_{kin} = \frac{mv^2}{2} = \frac{1}{2} \pi \rho r^2 t v^3 = \frac{1}{2} A \rho t v^3$$

In die Windleistung eingesetzt:

$$P = \frac{E}{t} \rightarrow P_{Wind} = \frac{E_{Kin}}{t} = \frac{1}{2} A \rho v^3$$

Man erkennt, dass die Windenergie kubisch mit der Geschwindigkeit zunimmt und damit den entscheidenden Faktor zur Windenergienutzung darstellt.

## 2.3 Nutzung der Windenergie

Die Windleistung die man mit Hilfe eines Generators in elektrische Energie umwandeln kann ist wesentlich geringer und wird mit dem Betzchen Faktor beschrieben. Hierbei handelt es sich nicht um einen Wirkungsgrad sondern eher um einen Erntefaktor da die Windenergie weitgehend erhalten bleibt.

Das Betzsche Gesetz besagt, dass nur ca. 59<sup>8</sup> Prozent der ankommenden kinetischen Energie in Windenergie umgewandelt werden können.

Aus diesen Überlegungen lässt sich der Leistungsfaktor  $c_p$  bilden.

Ausgehend von der ankommenden Windleistung  $P_0$

$$P_0 = \frac{1}{2} A \rho v^3$$

ergibt sich als nutzbare Energie  $P_{\text{nutz}}$

$$P_{\text{nutz}} = \frac{1}{2} A \rho v^3 \left\{ \frac{1}{2} \left( 1 + \frac{v_2}{v_1} \right) \left( 1 - \left( \frac{v_2}{v_1} \right)^2 \right) \right\}$$

$v_1 \rightarrow$  Windgeschwindigkeit weit vor dem Rotor

$v_2 \rightarrow$  Windgeschwindigkeit weit hinter dem Rotor

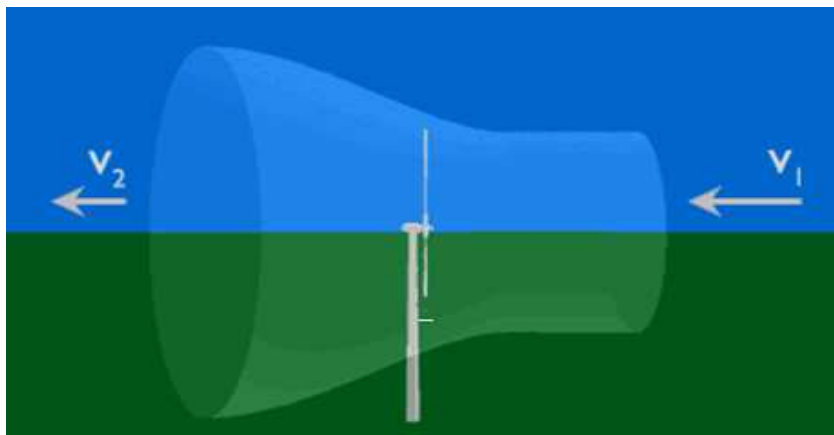


Abbildung 2.1: Ablenkung des Windes bevor die Rotorflächen erreicht werden [1]

<sup>8</sup> Maximal können, mit dem heutigen Stand der Technik, 16/27 der ankommenden Windenergie von einer Windturbine in Bewegungsenergie umgewandelt werden.

Bildet man daraus ein Verhältnis so ergibt sich der Leistungsbeiwert  $c_p$

$$c_p = \frac{P_{\text{nutz}}}{P_0} = \frac{1}{2} \left( 1 + \frac{v_2}{v_1} \right) \left( 1 - \left( \frac{v_2}{v_1} \right)^2 \right)$$

Ersetzt man nun das Geschwindigkeitsverhältnis  $\frac{v_2}{v_1}$  durch eine dimensionslose Abmessungsvariable  $x$  so erhält man

$$c_p = \frac{P_{\text{nutz}}}{P_0} = \frac{1}{2} (1 + x)(1 - x^2)$$

Es ist nun zu erkennen, dass der Leistungsbeiwert ausschließlich eine Funktion der Abmessungsvariable  $x$  ist.

Überträgt man diese Erkenntnisse nun auf den Betzschen Leistungsfaktor kann man folgende Schlussfolgerungen ziehen:

Der Wind wird sich verlangsamen wenn der Windenergie, kinetische Energie entzogen wird. Bei vollkommenem Energieentzug würden die Luftmassen hinter der Windkraftanlage zum Stillstand kommen, vor ihr aufstauen und ausweichen, wodurch die Leistung der Anlage gleich null wäre. Würde keine Energie entnommen so würde der Massestrom des Windes auch nicht abgebremst, was wiederum zu dem Ergebnis führt, dass die Leistung der Anlage gleich null ist. Daraus ist zu erkennen, dass der Betzsche Leistungsfaktor bei geringen Geschwindigkeitsverhältnissen seine Gültigkeit verliert, da bei Ableitung dieses Gesetzes der Windgeschwindigkeit in der Rotorebene  $(v_1 + v_2)/2$  entspricht.

Mit Hilfe einer Maxima - Rechnung folgt, dass die Funktion bei  $x = \frac{1}{3}$  eine Nullstelle besitzt.

In die ursprüngliche Funktion eingesetzt ergibt sich daraus

$$c_{p\_Betz} = c_{p\_max} = c_p \left( \frac{1}{3} \right) = \frac{16}{27} \approx 0,593$$

Wird also der Wind auf ein Drittel seiner ursprünglichen Geschwindigkeit abgebremst so erhält man die größte nutzbare Leistung.

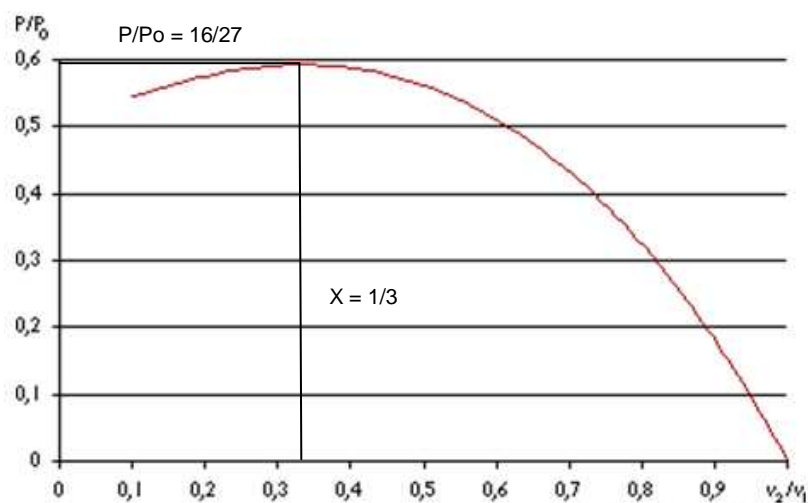


Abbildung 2.2: Betzsche Leistungskurve [2]



## 2.4 Geschichte der Windenergie

Die Windenergie zählt zu den ältesten vom Menschen genutzten Energieformen. Mit Hilfe von Windmühlen wurden vor allem mechanische Arbeiten, wie etwa das Mahlen von Getreide oder das Pumpen von Wasser, durchgeführt. Aus diesen Windmühlen heraus entwickelten sich um 1900 die ersten Windkraftanlagen. Mitte der 1950er Jahre wurde an der dänischen Küste die erste richtungsweisende Anlage gebaut. Nach der ersten Ölkrise begannen mehrere Länder Windkraftanlagen in Betrieb zu nehmen. Aufgrund der extrem teureren Baukosten und der hohen Strompreise konnten sie sich jedoch nicht durchsetzen. Erst um 1980 konnten sich die Windkraftanlagen etablieren, da durch die verbilligten Herstellungsmethoden und technischer Weiterentwicklung die Kosten für die Erzeugung einer Kilowattstunde um ca. 50 Prozent fielen. Diese Entwicklung lässt Windkraftanlagen immer populärer werden. Es entstanden immer größere Anlagen bis zu den heutigen Multimegawattanlagen, die besonders für den Offshore-Bereich geeignet sind.

## 2.5 Vor- und Nachteile der Windenergie

Die Vorteile der Windenergie liegen vor allem darin, dass der Rohstoff Wind eine unerschöpfliche und kostenlose Energiequelle darstellt. Windenergie kann theoretisch auf der ganzen Welt genutzt werden. In bestimmten Lagen der Erde können dadurch die Investitionskosten relativ schnell erwirtschaftet werden. Ein weiterer großer Vorteil der Windenergie ist die emissionsarme Stromerzeugung. Nur bei der Herstellung der Windturbine selbst wird CO<sub>2</sub> emittiert. Windkraftwerke können außerdem nach Ablauf ihrer Einsatzzeit wieder recycelt werden. Die Schaffung von sogenannten „green Jobs“ ist ein weiterer volkswirtschaftlicher Vorteil. Der wohl größte Vorteil liegt in dem hohen Erweiterungspotential der Windenergie, besonders bei der Offshore-Windenergienutzung.

Die Nachteile liegen vor allem in der Unstetigkeit des Windes selbst und dessen Unbeeinflussbarkeit. Auch die Veränderung des Landschaftsbildes durch die Errichtung von Windenergieanlagen ist als Nachteil zu werten. Weitere nennenswerte Nachteile sind der Schattenwurf und der Infraschall (Personen können auf beide sehr negativ reagieren). Auch Vögel sind zum Teil durch Windkraftanlagen negativ betroffen.

## 3. Design von Windkraftanlagen

### 3.1 Turm

Ein hoher Turm der dem Wind ausgesetzt wird, beginnt zu schwingen. Die Eigenfrequenz - die Frequenz mit der der Turm oszilliert - hängt im Wesentlichen von der Höhe und dem Material (Stärke) des Turmes ab, sowie vom Gewicht der Gondel und der Rotorblätter. Die einzelnen Komponenten werden sowohl getrennt als auch im Verbund dahingehend getestet.

Die Turmhöhe hängt in erster Linie von der Größe der Rotorblätter und der damit verbundenen Nennleistung des Maschinensatzes ab. Die meist verbreitete Turmvariante besteht aus mehreren Rohrsegmenten mit Flanschen an den Rohrenden. Diese dienen zur Verschraubung der einzelnen Segmente untereinander bzw. der Verschraubung zwischen dem Fundament und der Gondel. Ein weiterer Vorteil dieser Ausführung liegt darin, dass die Rotorblätter für den Transport in den Rohren verstaut werden können und auch keine Sicherungsmaßnahmen für unbefugtes Besteigen des Turmes unternommen werden müssen.

Eine weitere Möglichkeit ist der Gittermastturm. Er besitzt neben seinen materialtechnischen Vorteilen allerdings auch einige Nachteile (Besteigen des Turms, Sichtbarkeit der angewandten Technik, etc.). Die neueste Ausführungsform ist die Sandwichbauweise. Hierbei wird zwischen einem Außenrohr und einem Innenrohr ein pumpfähiges Füllmaterial eingebracht, um die Steifigkeit und Belastbarkeit des Turmes zu erhöhen. Beim Turmbau wird heute in alle Errichtungsmöglichkeiten geforscht (z.B. Holzbauweise).

### 3.2 Achsformen

#### 3.2.1 Vertikalläufer

Der Vorteil dieser Form besteht darin, dass Getriebe und Generator auf dem Boden bleiben können. Sie sind aber nicht so effektiv, da die Windgeschwindigkeiten in Bodennähe geringer ausfallen. Forschungen zu dieser Variante sind zurzeit im Offshorebereich im Laufen. Da hier in Wassernähe weniger Luftverwirbelungen zu erwarten sind als an Land.

#### 3.2.2 Horizontalläufer (Propellerläufer)

Die meisten Windkraftanlagen sind in dieser Form ausgeführt. Hierbei sind Getriebe und Generator in einer Gondel untergebracht. Die Antriebswelle gibt die in mechanische Energie umgewandelte kinetische Energie horizontal an das Getriebe weiter.

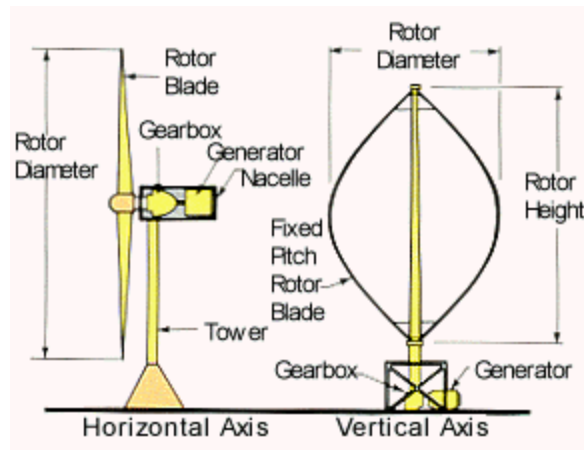


Abbildung 3.1: Unterschiedliche Achsausführungsarten der Läufer<sup>9</sup>

### 3.3 Läuferarten

Bei diesen aus der Seemannssprache kommenden Begriffen, kann eine Unterscheidung zwischen Luv- (dem Wind zugekehrte Seite) und Leeläufer (dem Wind abgewandte Seite) getroffen werden. Der Großteil der heutigen Windkraftanlagen wird mit Luvläufern ausgestattet. Der Hauptvorteil besteht darin, dass somit dem Windschatten hinter dem Turm entgangen wird. Der Windschatten vor dem Turm, welcher entsteht wenn der Rotor den Turm passiert, verringert die Leistung nur gering. Der Nachteil dieser Anlage liegt darin, dass der Rotor sehr starr ausgeführt ist und somit eine bestimmte Distanz zur Gondel eingehalten werden muss. Des Weiteren wird eine Windnachführung notwendig.

Bei gut konstruierten Leeläufern kann eine Windnachführung entfallen. Der Nachteil liegt allerdings darin, dass die Ströme über Schleifringe abgeführt werden müssen, was bei hohen Strömen und Spannungen zu Problemen führt.

Die meisten heutigen Windkraftanlagen besitzen eine ungerade Anzahl von Rotorblättern. Der Grund hierfür liegt zum einen in einer optimaleren Simulation (kann als Scheibe angesehen werden) und zum anderen in Gründen der Stabilität. Wenn zum Beispiel bei einer Anlage mit zwei Rotorblättern, diese genau vertikal stehen, so liegt ein Rotor im Windschatten des Turmes, während auf den anderen in diesem Augenblick große Kräfte wirken, welche die mechanischen Bauteile der Rotoraufhängung belasten.

<sup>9</sup> Bildquelle aus <http://www.windturbineworks.com/basics.html>

### 3.4 Gondel

In der Gondel sind mehrere Komponenten einer Windkraftanlage untergebracht. Die Hauptbestandteile bilden das Getriebe und der Generator. Es sind aber auch noch eine Vielzahl anderer Komponenten, wie Motore zur Windnachführung und verschiedenste Regelelemente untergebracht. Für etwaige Notabschaltungen ist auch ein Bremssystem hier untergebracht.

### 3.5 Getriebe

In einer Windkraftanlage wird die mechanische Energie des Rotors mit Hilfe einer Welle und eines Getriebes an den Generator weitergegeben. Würde man auf ein Getriebe verzichten und einen Synchrongenerator mit einem Polpaar und einer Frequenz von 50 Hz bedienen müsste sich die Welle mit  $3000 \text{ U/min}$  drehen (siehe Tabelle 3.1). Bei einer Rotorlänge von ca. 40 m würde man an den Blattspitzen jenseits der Schallgeschwindigkeit liegen. Da eine Erhöhung der Pole eine Kosten-, Gewichts- und Materialproblematik mit sich bringt, ist der Einbau eines Getriebes in zweierlei Hinsicht sinnvoll. Zum einen kann die Drehzahl des Rotors entscheidend gesenkt werden und zum anderen können bei großen Anlagen mehrere Generatoren auf das Getriebe aufgeflanscht werden.

Bei den verwendeten Getrieben handelt es sich nicht um Schaltgetriebe, sondern um Getriebe mit lediglich einer Übersetzung. Das Getriebe wandelt nun eine geringe Drehzahl und ein hohes Drehmoment in eine hohe Drehzahl und ein geringes Drehmoment um. Diese Umwandlung benötigt der Generator, denn ein hohes Drehmoment würde sich auch auf die geforderte Festigkeit der Generatorwelle auswirken.

Polpaar	Anzahl der Pole	$U/min$
1	2	3000
2	4	1500
3	6	1000
4	8	750
5	10	600
6	12	500
8	16	375

Tabelle 3.1: Drehzahl von Synchrongeneratoren

## 3.6 Generatoren

Generatoren wandeln die mechanische Energie in elektrische Energie um. Das Problem im Netzverbund besteht darin, dass die Generatoren in Windkraftwerken direkt den stark schwankenden mechanischen Leistungsunterschieden unterliegen. Um diese Probleme zu kompensieren wird ein entsprechender Regelaufwand benötigt. In Windkraftwerken werden bei den Generatoren zwei unterschiedliche Generatortypen genutzt.

### 3.6.1 Synchrongenerator

In Windkraftanlagen werden Drehstromsynchronmaschinen verwendet, die als elektromechanischer Energiewandler Drehstrom erzeugen.

Ein Synchrongenerator besteht aus einem Rotor (Polrad), zur Felderzeugung dient eine Erregerwicklung. Die Erregung erfolgt mit Gleichspannung, die aus dem Netz bezogen und umgewandelt werden muss. Im Betrieb kann die benötigte Gleichspannung auch von einem direkt auf der Welle angebrachten Gleichstromgenerator geliefert werden. Permanentmagnete werden in größeren Maschinen aus technischen und wirtschaftlichen Gründen nicht verwendet. Die Zuführung des Gleichstromes zur Erregerwicklung erfolgt über Schleifringe. Im Gegensatz zur Gleichstrommaschine werden für die Erregung vergleichsweise geringe Stromstärken benötigt. Eine weitere Möglichkeit der Erregung erfolgt mit Hilfe rotierender Gleichrichter.

Zur Verringerung der Wirbelstromverluste besteht der Stator, bei einer Drehstromsynchronmaschine, aus geschichteten voneinander isolierten Magneteisenblechen, die das Blechpaket des Stators bilden. Zwischen den Nuten des Statorblechpaketes sind jeweils drei um 120 Grad räumlich versetzte - Wicklungen gleicher Bauart fest eingelegt und verschaltet.

Die abgegebene elektrische Wirkleistung an den Wicklungsklemmen ergibt sich aus der mechanischen Antriebsleistung abzüglich der Verluste.

Die Synchronmaschine besitzt im Vergleich, zur später beschriebenen Drehstromasynchronmaschine, keinen Schlupf. Das Polrad rotiert synchron zum elektromagnetischen Drehfeld. Die abgegebene Wirkleistung kann mit Hilfe des Polradwinkels angegeben werden. Der Polradwinkel ist der Drehwinkel des Rotors einer belasteten Maschine, im Vergleich zur unbelasteten Maschine. Der Polradwinkel wird beim gewünschten Generatorbetrieb voreilend sein. Ein großes Augenmerk ist auf die maximale Auslenkung des Polradwinkels zu legen. Steigt der Winkel zu stark an (größer  $90^\circ$  elektrisch) geht die Maschine in den asynchronen Betriebszustand über. Im Motorbetrieb würde die Maschine einfach stehen bleiben. Im Generatorbetrieb kommt es aber zu einer starken Beschleunigung der Maschine. Durch die dadurch hervorgerufenen Fliehkräfte kann es zu einer Zerstörung einzelner Bauteile, bzw. der Maschine selbst kommen.

Synchronmaschinen können nicht von alleine hochlaufen. Sie müssen zuerst mechanisch auf eine Synchrondrehzahl gebracht und synchronisiert werden. Es ist unabdinglich diese Drehzahl bei direkter Speisung ins Netz zu halten. Beim Hochlauf wird die Erregerwicklung kurzgeschlossen um hohe induzierte Spannungen zu vermeiden.

### 3.6.2 Asynchrongenerator

Wie zuvor bei der Synchronmaschine kann auch eine Asynchronmaschine sowohl als Motor als auch Generator eingesetzt werden. Bei der folgenden Betrachtung wird wieder von einer Drehstromasynchronmaschine ausgegangen.

Bei klassischen Asynchrongeneratoren kommen als Läufer sogenannte Käfigläufer zum Einsatz. Bei Drehzahlregelung wird der Läufer meist als Schleifringläufer ausgeführt.

Der Läufer besteht meist aus einem massiven Käfig mit Kupferritterstäben, welche der Erhöhung des Wirkungsgrades dienen. Dieser Käfig ist von einem Blechpaket (verlustarme Magnetbleche) umgeben. Dieses Blechpaket wird speziell für den Generatorbetrieb optimiert.

Der Stator sieht ähnlich wie bei der Synchronmaschine aus. In einem Blechpaket werden in den eingebrachten Nuten, drei um  $120^\circ$  räumlich versetzte Wicklungen eingebracht.

Bei näherer Betrachtung der beiden beschriebenen Maschinen fällt sofort auf, dass die Asynchronmaschine keine Erregerwicklung besitzt. Asynchronmaschinen können zwar ohne Fremdmaschine hochlaufen, bedürfen jedoch für den Betrieb als Generator einer magnetischen Erregung und eines mechanischen Antriebs. Letzterer ist durch den Einsatz in einer Windkraftanlage bei vorhandenem Wind gewährleistet. Die magnetische Erregung muss jedoch aus dem starren Netz oder mit Hilfe von Kondensatoren bereitgestellt werden.

In modernen Windkraftanlagen werden Asynchrongeneratoren als doppelt gespeiste Asynchronmaschinen ausgeführt. Der Aufbau entspricht der Ausführung der Asynchronmaschine mit Schleifringläufer. Bei dieser Form der Asynchronmaschine ist der Ständer direkt mit dem Stromnetz verbunden. Im Läuferkreis befindet sich ein Frequenzumrichter, meist in IGBT Stromrichtertechnik. Durch den maschinenseitigen Umrichter ist es möglich, aus dem Spannungszwischenkreis sinusförmige, pulsartige Ströme und Spannungen mit variabler Amplitude und Frequenz in den Läuferkreis zu schalten.

Durch diesen Zwischenkreis ist es nun möglich - bei spezieller Beschaltung des Zwischenkreises - aus dem Läuferkreis Energie in das Netz zurückzuspeisen.

Im Betrieb kann durch das Einprägen einer gewünschten Läuferstromfrequenz die Drehzahl eingestellt werden. Da bei Windkraftanlagen, die direkt in ein starres Netz einspeisen, das Frequenzband sehr klar vorgegeben ist, kann hierbei der Umrichter wesentlich kleiner dimensioniert werden. Doppelt gespeiste Asynchronmaschinen können sogar induktive Blindleistung abgeben und daher auch als dynamischer Phasenschieber eingesetzt werden. Da sich eine doppelt gespeiste Asynchronmaschine stationär gleich verhalten soll wie eine drehzahlvariable Synchronmaschine, wird in der Praxis die Stromregelung im Läuferkreis angewandt - genauer, eine dynamische Wirk- und Blindleistungsregelung auf Basis der Feldorientierung. Der größte Nachteil dieser häufig ausgeführten Generatorart liegt im Schleifringapparat, der sehr wartungsintensiv ist.

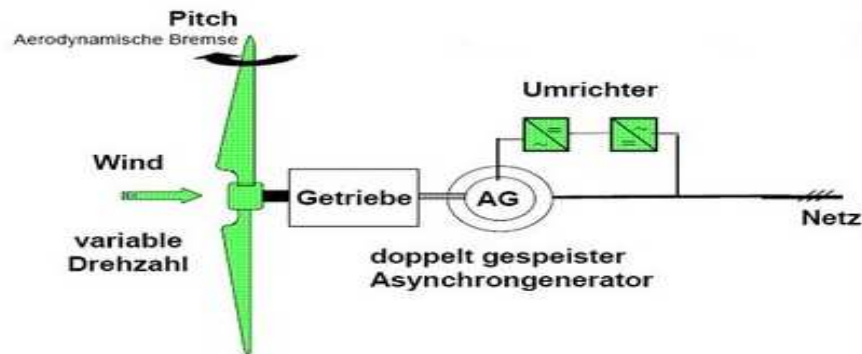


Abbildung 3.2: Windkraftanlage mit doppelgespeister Asynchronmaschine [3]

### 3.7 Regelung von Windkraftanlagen

Um die Wirtschaftlichkeit einer Windkraftanlage zu gewährleisten, werden die Anlagen dahingehend ausgelegt, dass ihr Maximum der Energieabgabe bei Windgeschwindigkeiten von ca.  $15 \text{ m/s}$  erreicht wird. Eine Erhöhung des Maximums ist nicht sinnvoll, da hohe Windgeschwindigkeiten selten auftreten und gewisse Risiken bergen. Liegt die Windgeschwindigkeit unter  $2 - 4 \text{ m/s}$  befindet sich die Windkraftanlage im Leerlauf. Das bedeutet, dass der Generator beziehungsweise der Wechselrichter vom Netz getrennt werden. Ein Festsetzen der Rotorblätter birgt den Nachteil, dass die mechanischen Kräfte auf Lager und Welle größer sind, als den Rotor in Leerlauf zu betreiben. Ab Windgeschwindigkeiten von über  $30 - 35 \text{ m/s}$  wird die Windkraftanlage abgeschaltet. Je nach Regelungsart werden entweder die Rotorblätter verstellt oder aus dem Wind gedreht.

#### 3.7.1 Pitchregelung

Unter Pitchregelung versteht man Anlagen die mit Hilfe von Blattwinkelverstellungen arbeiten. Hierbei überwacht ein elektronischer Regler ständig die Leistungsabgabe der Windkraftanlage. Ist die Leistungsabgabe zu hoch, werden die Rotorblätter leicht aus dem Wind gedreht. Bei zu geringer Leistungsabgabe werden die Rotorblätter - sofern genügend Windenergie vorhanden ist - weiter in den Wind gedreht. Das bedeutet dass die Rotorblätter um ihre Längsachse gedreht werden können. In der Praxis erfolgt diese Drehung mit nur dem Bruchteil eines Grades. Diese Art von Regelung erfordert aber ein hohes Maß an theoretischen und praktischen Wissen.

### 3.7.2 Stallregelung

Unter Stallregelung versteht man Anlagen die mit Hilfe des Strömungsabrisses arbeiten. Hierbei sind die Rotorblätter mit einem fix vorgegebenen Winkel an der Nabe verschraubt. Bei der Konstruktion der Rotorblätter wird deshalb besonders auf das aerodynamische Verhalten geachtet, sodass sich bei starkem Wind an der windabgewandten Seite der Rotorblätter Turbulenzen bilden. Durch diese Turbulenzen kommt es zu einem Strömungsabriss (Stall), der die treibende Auftriebskraft zusammenbrechen lässt.

Der Vorteil der Stallregelung liegt in der Einsparung eines komplizierten Regelungs- und Antriebssystems aber andererseits muss ein durchdachtes aerodynamisches Konzept an den Rotorblättern vorausgesetzt werden.

Größere Anlagen werden heute mit einer Kombination dieser Regelungsarten ausgeführt. Hierbei können die Rotorblätter bei geringen Windgeschwindigkeiten verdreht werden. Der Unterschied zur herkömmlichen Pitchregelung besteht darin, dass bei höheren Windgeschwindigkeiten die Rotorblätter weiter in den Wind gedreht werden und man nun mit einem Strömungsabriss arbeitet. Der Vorteil liegt darin, dass die Leistungsabgabe wesentlich besser geregelt werden kann und die Anlage auch bei hohen Windgeschwindigkeiten in Betrieb bleibt. Der Nachteil liegt in den höheren Kosten der beiden installierten Systeme.

## 4. Einbindung der Windenergie in das elektrische Netz

Windenergie hat mehrere spezielle Eigenschaften. Einerseits die Schwankungen bei der Einspeisung, andererseits die geographische Verteilung der einzelnen Anlagen. Diese Gründe bringen bei der Eingliederung der Windkraftanlagen in einem elektrischen Verbundnetz einige Probleme mit sich.

### 4.1 Schwankungen bei der Einspeisung und Vorhersagemethoden

Windenergie wird oft als „aussetzende“ Energiequelle angesehen und daher meist als unrentabel eingestuft. Bei näherer Betrachtung muss aber festgestellt werden, dass die Einspeisung sehr wohl variiert werden kann. Nur die Energiequelle selbst - sprich der Wind - ist grundsätzlich variabel.

Seit Nutzung der Windenergie ist die Produktion der elektrischen Energie ständig vom Wind abhängig und variiert mit den meteorologischen Einflüssen denen der Windpark ausgesetzt ist. Diese Schwankungen variieren laufend und können sich alle: Sekunden, Minuten, Stunden, Tage, Wochen, Jahreszeiten und über Jahre ändern. Das Wissen, wie sich der Wind verhalten wird, ist wesentlich für die Einbindung der Windenergie in das elektrische Netz. Erst durch dieses Wissen kann die Windenergie effektiv und wirtschaftlich gewinnbringend genutzt werden.



Das elektrische Netz unterliegt, sowohl seitens der Einspeisung aber auch des Verbrauchs, ständigen Schwankungen. Diese Faktoren können zum Teil eingeplant werden aber es tritt auch eine Vielzahl von nicht geplanten Effekten auf. Mit diesen ständigen Schwankungen muss die Netzregelung generell rechnen und versuchen, sie so schnell wie möglich auszugleichen.

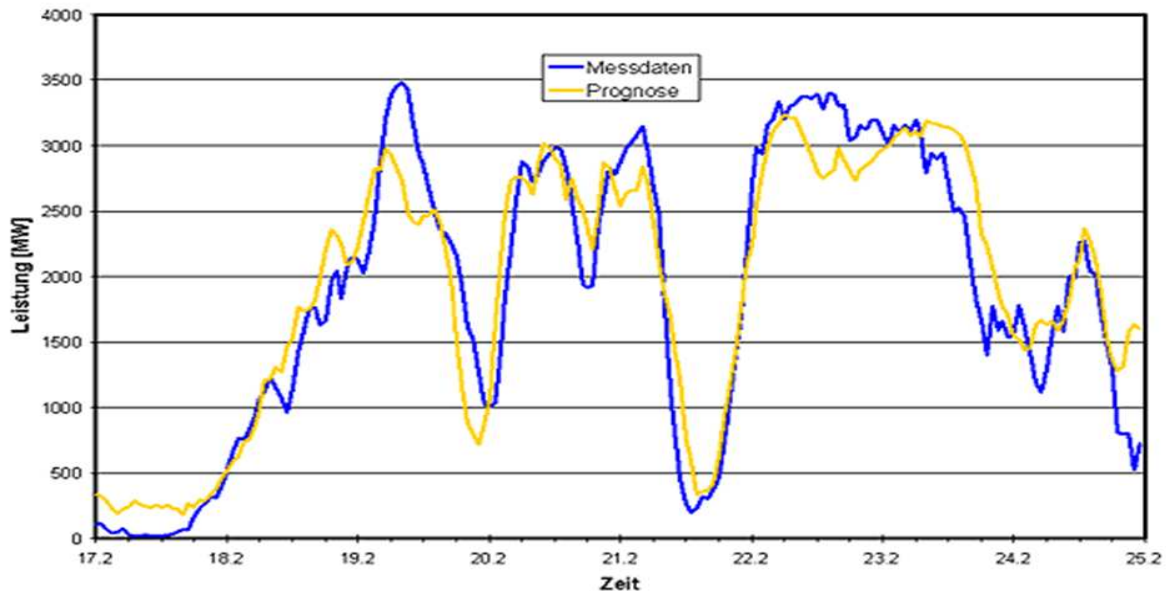


Abbildung 4.1: 24 - Stunden Prognose und tatsächlich eingespeiste Windleistung [29]

Durch sich änderndes Wetter ändert sich auch das Verbrauchsverhalten der Stromkunden in Bezug auf Heizen, Kochen, Ein- / Ausschalten der Beleuchtungen, u.v.a. Auf der Einspeisungsseite kann es aber auch zu Schwankungen kommen, wenn z.B. ein Kraftwerk abgeschaltet wird. Durch einen Defekt oder dringende Wartungsarbeiten, verliert man in kürzester Zeit einige hundert Megawatt. Genauso kann es auch Schwankungen bei der Windenergie geben. Dass aber bei allen, geographisch sehr verteilten, Windparks kein Wind vorhanden ist, ist sehr unwahrscheinlich.

Der Schlüssel zur effektiven Nutzung der Windenergie liegt daher in der Berechenbarkeit des Windes. Deshalb wurde in den letzten Jahren auch ein großes Augenmerk auf die Windvorhersage gelegt. Heutzutage kann bereits eine sehr genaue Windprognose für die einzelnen Windfarmen erstellt werden. Es ist möglich genaueste Windprognosen für die nächsten fünf Stunden zu erstellen und mit ziemlicher Genauigkeit die folgenden 72 Stunden einzuplanen. Um sich bestmöglich auf den zu erwartenden Verbrauch an elektrischer Energie einstellen zu können, wird mit Wetterkarten und statistischen Prognosen gearbeitet. Bei Verwendung dieser Verfahren ist es möglich den prognostizierten Fehler eines einzelnen Windparks auf 10 bis 20 % der vorhergesagten Leistung zu halten. Für regional verteilte Anlagen beläuft sich der Fehler auf 10 % der vorhergesagten Leistung an einem Tag und für eine 1 - 4 stündige Prognose beläuft sich der Fehler auf kleiner 5 %.

Die Effekte einer regionalen Verteilung der Windkraftanlagen können daher signifikant sein. Speist zum Beispiel nur ein lokaler Windpark in das Netz ein, so können die stündlichen Schwankungen bei der Leistungsabgabe bis zu 60 % betragen.

Eine Untersuchung des Institutes für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) der Universität Kassel hat gezeigt, dass die maximale stündliche Schwankung der eingesetzten deutschen Windenergie 350 MW beträgt, was einem Wert unter 20 % entspricht. Wird ein weit größeres Netzsystem (wie das Nordel, welches die Länder Norwegen, Schweden, Finnland, und Ost - Dänemark beinhaltet) betrachtet so fällt die maximale stündliche Schwankung unter 10 % ab<sup>10</sup>.

In Anbetracht der Zuwächse, die die Windenergie in den folgenden Jahren zu erwarten hat, können aber Abweichungen von 20 % zu einer Fehlprognose von einigen GW führen. Dies bedeutet enorme Verluste für den Strommarkt. Dies wirkt sich nicht nur auf dem Strommarkt nachteilig für die Windkraft aus, sondern bringt auch Verluste für die Windenergie anbietenden Unternehmen und einen hohen Anteil an Regelenergie, der nicht mehr vorgehalten werden kann. Eine besondere Auswirkung auf die Windkraft haben Extremereignisse. Werden zum Beispiel Stürme nicht richtig vorhergesagt und geht man davon aus, dass von diesem Sturm ein großflächiges Gebiet beeinflusst wird, besonders bei Offshore Anlagen besteht diese Gefahr, kann es möglich sein das die Windturbinen sich durch den stark böigen Wind aus dem Wind drehen um Schäden an der Turbine zu vermeiden.

Das würde bedeuten, dass die Windturbinen von der theoretischen maximal Last innerhalb kürzester Zeit keine Energie mehr in das Netz abgeben. So ein Ausfall fällt in die Größenordnung eines konventionellen Kraftwerksblockes von mehreren GW. Die Auswirkungen sind bekannt, die Frequenz wird sinken, weiters kann dies zum Zusammenbrechen ganzer Netzteile führen. Aus diesem Grund werden immer genauere Modelle für die Wind und Wettervorhersage entwickelt. Seit geraumer Zeit beginnt jedoch in der Wettervorhersage ein Umdenken. Bislang war es gängig nur ein Wettermodell zu verwenden, welches besonders bei Extremereignissen zu starken Abweichungen geführt hat. Etliche Institutionen haben bereits begonnen mehrere Wettermodelle und Datenquellen, die es ermöglichen eine Windprognose auf Nabenhöhe zu erstellen, zusammen zu führen um damit eine genauere Windvorhersage zu erreichen. Dadurch ist es möglich nicht nur regionale Prognosen zu erstellen, sondern genaue Prognosen für die einzelnen Windparks zu liefern.

Nicht nur der Wetter- und Windvorhersage wird in Zukunft mehr Bedeutung zukommen, sondern auch Maßnahmen die es ermöglichen die Windenergie nach den erstellten Prognosen in das Verbundnetz überzuleiten. Da es bei dargebotsabhängigen Energiequellen nicht möglich ist, eine genaue Vorhersage für einen längeren Zeitraum zu treffen, wird es bei einem gewünscht hohen Anteil von erneuerbaren Energien nur durch flexibles Einspeisen dieser Energieformen möglich sein, die benötigten Lasten abzudecken.

---

<sup>10</sup> Quelle aus [4]

## 4.2 Aufbau und Übertragungsweise eines elektrischen Netzes

Eines der größten Missverständnisse in Bezug auf die Windenergie, betrifft das elektrische Übertragungsnetz. Jeder sieht es zwar (an den unzähligen Übertragungsmasten) aber warum und wofür es eigentlich da ist wissen die wenigsten. So kommt man schnell zu dem Schluss, dass ein Windkraftwerk das sich nicht dreht, unnützlich ist. Man sollte sich jedoch das elektrische Netz eher als große Badewanne vorstellen. Rund um diese Wanne sind eine Vielzahl von Wasserhähnen angebracht (Kraftwerke die Energie einspeisen), am Boden der Wanne befinden sich aber auch eine Vielzahl von Abflüssen (Verbraucher der Energie). Die Badewanne (das elektrische Netz) hat nun die Aufgabe den Wasserstand konstant auf einem bestimmten Niveau zu halten, obwohl sich die Wasserhähne aber auch die Abflüsse beliebig öffnen und schließen. Auch ohne Windkraftwerke ist zur Regelung dieses Systems ein bestimmtes Vorwissen über den geplanten Verbrauch notwendig, damit genügend Ressourcen zur Einspeisung zur Verfügung stehen. Dies kann aber nie mit hundertprozentiger Genauigkeit vorhergesagt werden. Da es Netzschwankungen gibt und es technisch möglich ist, diese auszugleichen, ist aus dem Kapitel 4.1 bekannt. Auch die Variation mit der Abweichung um maximal 20 % ist keine Faustformel. Je flexibler das System ist (das bedeutet einen hohen Anteil an Wasser- oder Gaskraftwerken in seinem Energie - Mix), desto besser kann Windenergie in das gesamte System integriert werden. Wenn man bedenkt, dass Dänemark 21 % seiner elektrischen Energie aus Windenergie bezieht, Spanien mittlerweile 12 %, Portugal 9 %, Irland 8 % und Deutschland 7 %, sieht man deutlich die Potentiale erneuerbarer Energien in einem gut ausgebauten Netz. Einige Regionen übersteigen diesen Prozentsatz sogar. In der Westhälfte Dänemarks ist es manchmal bereits möglich 100 % der elektrischen Energie durch Windkraft bereit zu stellen. Ein weiteres Missverständnis in Bezug auf die Windenergie ist, dass für jedes Windkraftwerk ein „Ersatz“ Kraftwerk zu Verfügung stehen muss, um die Leistungsschwankungen der Windkraft auszugleichen. In einem Verbundnetz gibt es tatsächlich Kraftwerke die zum Ausgleich der Schwankungen vorgehalten werden. Diese würde es aber auch ohne Windkraftwerke geben. Zudem können in einem Verbundnetz kleine Schwankungen ohnedies durch die Vielzahl von Kraftwerken ausgeglichen werden. Jedes Land mit hohem Windanteil im Stromnetz hat Studien zu diesem Thema durchgeführt, die alle mehr oder weniger zum selben Ergebnis kommen: Man rechnet damit, dass maximal 20 % der vorberechneten Windkraft nicht erbracht werden können. Dieser Prozentsatz verringert sich, je mehr Windparks in unterschiedlichen geographischen Lagen existieren<sup>11</sup>.

---

<sup>11</sup> Quelle aus [4]

### 4.3 Anbindung der Offshore - Anlagen in das elektrische Netz

Im folgenden Abschnitt<sup>12</sup> soll die Anbindung einer Offshore Anlage in das elektrische Netz, anhand der Windparks in Deutschland, näher betrachtet werden.

Die Netzanbindung der in Zukunft errichteten Multi Megawattanlagen im Offshore Bereich und die Verteilung der einzelnen Einspeisepunkte, wird eine sehr wichtige Rolle in Hinsicht auf die Effektivität und Netzsicherheit spielen. Ziel der folgenden Untersuchungen, sind einerseits eine Kosteneinsparung und andererseits die minimale Beeinträchtigung der Naturschutzgebiete in der Nordsee. Die technische Realisierbarkeit des entwickelten Konzeptes wurde durch umfangreiche Netzberechnungen bestätigt. Zum Zeitfenster in dieser Studie ist zu erwähnen das bis zum Jahr 2010 nur ein Bruchteil der zu erwarteten Windparks errichtet wurden. Die Problematik des Netzanschlusses bleibt aber dieselbe. Nur das Zeitfenster der Errichtung sollte bis ins Jahr 2025 bis 2030 ausgedehnt werden. Die hohen Investitionskosten und die Unsicherheit über die Errichtung eines Nordseenetzes (siehe Kapitel 7.2) haben bislang die Investoren bei der Offshore - Technologie in Deutschland sehr zurückhaltend agieren lassen.

#### 4.3.1 Ausgangslage

In naher Zukunft soll der Windenergienutzung auf See eine bedeutende Rolle zukommen. Dabei stellt diese eine große technologische und organisatorische Herausforderung dar. Die Bildung eines durch alle Windparkbetreiber, in nachfolgendem Beispiel etwa 24 Windparks, gemeinsam genutzten HS - ES (Hoch-Spannungs-Energieübertragungs-Systems) auf See bis zu den Anschlusspunkten des deutschen Verbundsystems, wird eine besonders wichtige Stellung einnehmen. Die gemeinsame Nutzung eines HS - ES auf See durch alle Windparkbetreiber eröffnet, sowohl im Normalbetrieb als auch bei Netzfehlern, neue Möglichkeiten der optimalen Regelung des Systems. Wird als Beispiel das Regelungsziel eines Minimums von Gesamtverlusten im HS - ES auf See gelegt, bringt dies bei den Leistungsflüssen durch Seekabel und Leistungstransformatoren im GW - Bereich, ein Ersparnis von mehreren Millionen Euro und somit eine Reduzierung von Stromkosten.

Da die Windparks in drei Ausbaustufen von 2010 bis 2020 realisiert werden sollen, kommt der Wirtschaftlichkeit des HS - ES eine besondere Bedeutung zu.

---

<sup>12</sup> Quelle aus [7]

#### 4.3.2 Stand der Technik und Vorgehensweise

In der Nordsee werden in den nächsten Jahren Offshore Windparks errichtet. Jedoch nicht alle in einer Bauphase sondern in einer Zeitspanne von 10 bis 20 Jahren. Für die Anbindung der Offshore Anlagen an das deutsche Verbundnetz wurden in den bisherigen Genehmigungsverfahren Seetrassen genehmigt, die dann für weiter folgende Windparks ausgebaut werden sollen. Wie oft sich dieser Prozess wiederholt, ist bis jetzt noch nicht abschätzbar. Jedoch sind solche Aus- bzw. Umbaumaßnahmen mit hohen Kosten und Eingriffen in die Natur verbunden. Die Integrierbarkeit der Offshore Anlagen in das Netz fällt in die Aufgabe der Netzbetreiber. Es wurden einige Entwürfe vorgelegt die den Aufbau separater Anbindungen aufweisen. Erhöhte Gesamtkosten der Offshore Windparks, inklusive HS - ES, sowie technische und organisatorische Probleme sind die Folge. Die Opfer dieses Prozesses werden die Naturschutzgebiete sein, die bei der Verlegung neuer Kabeltrassen eine wiederholte Beeinträchtigung erfahren.

Daher sollte für das HS - ES ein Konzept entwickelt werden, welches die Fragen der Wirtschaftlichkeit, Systemtechnik, Zuverlässigkeit, Regelung des Energiemanagements sowie der Nachhaltigkeit berücksichtigt und in einem koordinierten Aufbauprozess auf See zu Grunde gelegt wird.

In den unterschiedlichen Studien werden die technischen Aspekte der zukünftigen Kabeltrassen auf See und der Insel Norderney analysiert. Dabei wird aber nur die benötigte Kabelanzahl der nächsten zwei bis fünf Jahre berücksichtigt. Betrachtet man die etwas längere Zeitspanne bis zum Jahr 2020 (unter der Annahme, dass alle 24 Windkraftanlagen gebaut werden) so würde dies im Extremfall 157 Kabelsysteme bedeuten (siehe Tabelle 4.2). Darüber hinaus könnte die Kabelanzahl am Seeboden 471 Kabel erreichen (157 Kabelsysteme \*3 einadrige Kabel). Die durchgeführten Berechnungen haben ergeben, dass diese 471 Kabel auf etwa 177 Kabel (59 Kabelsysteme \*3 einadrige Kabel) reduziert werden können. Um eine Leistung von 25 GW (diese wird bis 2020 von diesen Windparks erwartet) einspeisen zu können, kommen aus heutiger Sicht sowohl Drehstrom- als auch Gleichstromübertragungsverfahren in Betracht. Über die Vor- und Nachteile der beiden Systeme wird noch immer heftig diskutiert. Derzeit gelten beim Aufbau und der Verkabelung von Windparks Drehstromsysteme als Stand der Technik. Bei der Übertragung der Energie auf das Festland herrscht derzeit noch Uneinigkeit darüber, welches System vorteilhafter wäre. Unter Betrachtung eines Drehstromübertragungsverfahrens kann die Zahl der unterschiedlichen Varianten der Netzkonfiguration sehr zahlreich sein. Deshalb werden für eine wirtschaftliche Auswertung nur diejenigen Varianten berücksichtigt, bei denen ein normaler elektrischer Betrieb auf See erreicht werden kann.

In den folgenden Darstellungen zur Planung des HS - ES in der Nordsee wird mit drei Zeithorizonten gearbeitet (2010, 2015, 2020) Die entsprechenden Zuwachsstufen werden aus den genehmigten bzw. für die Genehmigung beantragten Windparks gebildet.

Jahr	Windkraftanlagen	Anzahl der Windparks	Zu erwartende Installierte Leistung in GW
2010	3562	14	15,9
2015	4829	18	21,8
2020	5549	24	24,5

Tabelle 4.1: Geplante Windparks in der Nordsee [7]

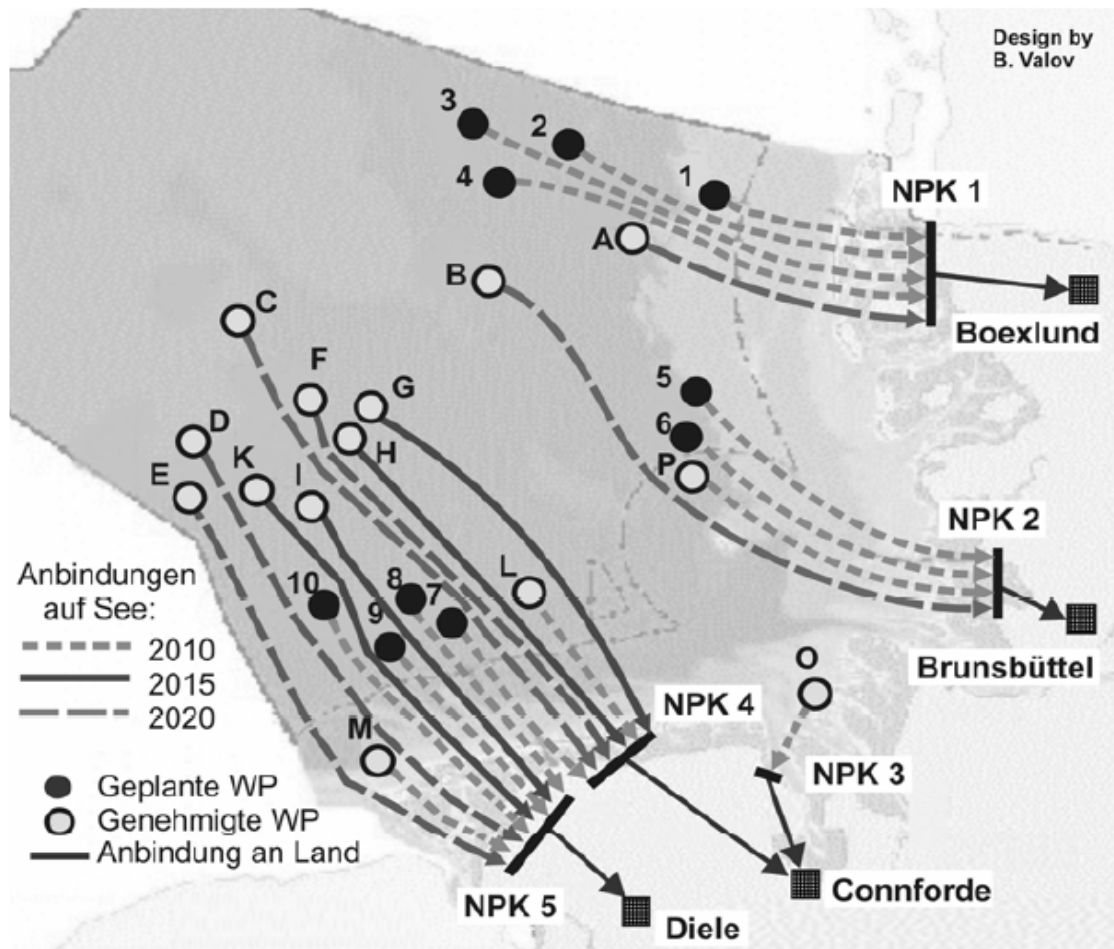


Abbildung 4.2: Konzept der separaten Anbindung von Windparks in der Nordsee [7]

Legende zu den Abbildungen: Abbildung 4.2 und Abbildung 4.3:

- 1) Offshore - Bürger - Windpark
- 2) Dan- Tysk
- 3) Sandbank 24
- 4) Nördlicher Grund
- 5) Amrumbank West
- 6) Nordsee Ost
- 7) Offshore North Sea Windpower
- 8) Borkum West
- 9) Borkum Riffgrund
- 10) Borkum Riffgrund West
- A) Uthland
- B) Weise Bank
- C) Vento Tec Nord I
- D) Offshore Windpark Austerngrund
- E) Offshore Windpark „Deutsche Bucht“
- F) Vento Tec Nord II
- G) Global Tech I
- H) Hochsee Windpark Nordsee I
- I) Hochsee Windpark Hedreih
- K) BARD Offshore I
- L) Gode Wind
- M) Borkum Riffgat
- O) Offshore Windpark Nordergründe
- P) Meerwind

Zeitpläne für die Umsetzung zu Abbildung 4.2: Zitat aus [7]

*Zeithorizont 2010: Die genehmigten WP erster Ausbaustufe werden separat über eine jeweils eigene Kabeltrasse mit dem NPK verbunden. Die Anbindungen werden nach dem kürzesten Weg verlegt.*

*Zeithorizont 2015: Ein Teil der küstenfernen WP aus dem fortgeschrittenen Genehmigungsverfahren werden mit gleichem, separatem Aufbauprinzip angeschlossen.*

*Zeithorizont 2020: Die Leistungen aller WP erreichen die Endausbauwerte. Da nicht alle WP zu bestimmten Stichtagen gleichzeitig gebaut bzw. ans Netz angeschlossen werden können, wird das Küstenvorfeld kontinuierlich beeinträchtigt werden.*

### 4.3.3 Erstes Konzept der separaten Anbindung

Der heutige Trend wird in dieser Planung des HS - ES widergespiegelt. Dabei plant jeder Windparkbesitzer eine eigene Hochspannungskabeltrasse, welche ausschließlich für seine Projekte genutzt wird und isoliert sich gegenüber den anderen Projektvorhaben der Mitbewerber. Eine solche Vorgehensweise widerspricht jedoch der Dena Netzstudie<sup>13</sup>, die auf eine übergeordnete Planungscoordination ausdrücklich hinweist und somit eine Kabelbündelung unvermeidbar macht. Dass eine solche Vorgehensweise - wie in dem Konzept beschrieben - die Wirtschaftlichkeit einschränkt, liegt auf der Hand. In Tabelle 4.2 sind die entsprechenden Daten zwischen den Windparks (WP) und den zugehörigen Netzanschlusspunkten an der Küste (NPK) sowie die Verkabelung zwischen den NPK und den Umspannwerken aufgelistet.

Anbindung	Kabelanzahl		
	150 kV	220 kV	380 kV
auf See			
an Land			
WP (1;2;3;4; A) - NPK 1	45	34	19
NPK 1 - Boexlund	42	28	16
WP (5;6;B;P) - NPK 2	16	12	6
NPK 2 - Brunsbüttel	16	12	6
WP (7;L;F;G;H) - NPK 3	1	1	1
NPK 3 Connforde	1	1	1
WP (E;D;K;I) - NPK 4	42	27	15
NPK 4 Connforde	30	21	11
WP (8;9;10;M) - NPK 5	53	36	21
NPK 5 - Diele	44	31	18
Summe auf See	157	110	62
Summe an Land	136	94	53

Tabelle 4.2: Erforderliche Anzahl von Kabeln in der Nordsee und an Land bei Nennspannung [7]

Es fällt auf, dass für denselben Leitungstransport an Land um ca. 15 % weniger Kabel als auf See erforderlich sind. Dies wird ausschließlich durch eine gemeinsamen Nutzung der Anbindungen zwischen den NPK und den Umspannwerken erreicht.

Grundsätzlich sollte aber erwähnt werden, dass nur auf See separate Verbindungen verlegt werden dürfen. Kabelverlegungen durch Naturschutzgebiete benötigen viel Platz. Dieser Platzbedarf sollte im Sinne des Naturschutzes so gering wie möglich gehalten werden. Auch die Anzahl der Netzanschlusspunkte an der Küste sollte in der geringsten möglichen Anzahl gehalten werden.

Wie zuvor erwähnt, stellt die eingespeiste Windleistung einen stark fluktuierenden Prozess in einem kleinräumig betrachteten Verbundnetz dar. Dies kann unter Umständen zu einem instabilen Betriebszustand führen. Zur besseren Veranschaulichung kann hierfür ein Leistungsverhältnis gebildet werden, welches die Konformität der eingespeisten Windleistung zu den Aufnahmekapazitäten der Umspannwerke des deutschen Verbundnetzes wiedergibt.

<sup>13</sup> Quelle aus [18]



Dieses Leistungsverhältnis  $K_P$  wird zwischen der Anfangskurzschlussleistung  $S_K$  (hierbei für eine Spannungsebene von 380 kV nach EN 60076-5) und der Windeinspeisleistung  $P_{\text{ein}}$  an das deutsche Verbundnetz gebildet.

$$K_P = \frac{S_K (380 \text{ kV})}{P_{\text{ein}}} = \frac{40 \text{ GW}}{P_{\text{ein}}}$$

Je größer das errechnete Verhältnis ausfällt, desto weniger Netzurückwirkungen der Windparks sind zu erwarten. Wie in Tabelle 4.3 dargestellt, werden nicht alle Umspannwerke der Region gleichmäßig belastet. Dies führt zu einer Erschwernis bei der Betriebsführung. Besonders das Umspannwerk „Boexlund“ ist dabei negativ betroffen. Dieses Leistungsverhältnis kann nur durch eine Windparkabregelung verbessert bzw. ausgeglichen werden. Es zeigt sich, dass im Konzept der separaten Anbindung, Netzverstärkungsmaßnahmen in größerem Ausmaß als für andere Umspannwerke erforderlich sind. Diese Nachteile können in nachfolgendem Konzept (siehe Kapitel 4.3.4) übergangen werden.

Umspannwerk an das Verbundnetz	2010		2015		2020	
	$P_{\text{ein}}$	$K_P$	$P_{\text{ein}}$	$K_P$	$P_{\text{ein}}$	$K_P$
	GW	-	GW	-	GW	-
Diele	3,8	10,5	7,7	5,2	8,5	4,7
Connforde	2,5	16,0	4,5	8,9	5,7	7,1
Brunsbüttel	1,9	20,6	1,9	20,6	2,2	18,0
Boexlund	7,7	5,2	7,7	5,2	8,1	5,0
Summe	15,9		21,8		24,5	

Tabelle 4.3: Leistungsverhältnisse für die verschiedenen Anschlusspunkte zu den gewählten Zeitpunkten [7]

#### 4.3.4 Zweites Konzept der Bündelung und Querverbindungen

Die Problematik der ungleichen Belastungen der Umspannwerke kann durch die Verlegung von zusätzlichen Querverbindungen zwischen den einzelnen Clustern auf See unterbunden werden. Es ist dabei vorgesehen, in der ersten Phase (bis zum Jahr 2010), die einzelnen küstennahen Windparks mit den weiteren Clustern zu vereinen und anschließend über gemeinsam genutzte Trassen an die Netzanschlusspunkte an der Küste zu bringen. In den weiter folgenden Ausbaustufen (von 2010 bis 2015 und von 2015 bis 2020) werden weitere Querverbindungen zwischen den einzelnen Windparks verlegt (siehe Abbildung 4.3). Dadurch wird ein besserer Belastungsausgleich der Umspannwerke erreicht, was Netzverstärkungsmaßnahmen im Bereich der einzelnen Teilnetze erübrigt. Zudem wird eine volle Flexibilität gegenüber Abwandlungen der Ausbaupläne gewährleistet. Wie die folgenden Berechnungen zeigen, werden die Kabelkosten für die zusätzlichen Querverbindungen auf See geringer ausfallen, als die zusätzlichen Netzverstärkungsmaßnahmen an Land.

Weitere Vorteile dieses Konzeptes liegen in der Betriebssicherheit und Flexibilität des ganzen HS - ES auf See, durch die Möglichkeiten der gegenseitigen Unterstützung der einzelnen Windparks bei Schwarzstart, Notstromversorgung, Behebung und Kostenreduzierung der Havariezustände usw. Zudem bietet das Konzept die Möglichkeit, durch entsprechende Regelung der einzelnen Windparks, einen Ausgleich bzw. eine Dämpfung von Fluktuationen der Einspeisleistung zu erreichen. Dadurch wird bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten auf der Seefläche eine Stabilisierung der Spannungen erzielt.

Wie in der Tabelle 4.4 verdeutlicht, sinkt - gegenüber dem ersten Konzept - die benötigte Kabelanzahl. Auch die benötigte Anzahl der Seeplattformen ist geringer als im Vergleichskonzept.

Anbindung	Kabelanzahl		
	150 kV	220 kV	380 kV
auf See			
an Land			
WP 1 - NPK 1	42	31	18
NPK 1 - Boexlund	42	32	20
WP P - NPK 2	9	9	6
NPK 2 - Brunsbüttel	9	9	6
WP O - NPK 3	1	1	1
NPK 3 Connforde	1	1	1
WP L - NPK 4	72	47	31
NPK 4 Diele	72	47	31
WP M - NPK 5	1	1	1
NPK 5 - Diele	1	1	1
Summe auf See	126	90	59
Summe an Land	126	90	59

Tabelle 4.4: Erforderliche Anzahl von Kabeln in der Nordsee und an Land bei Nennspannung [7]

Durch eine Regelung der einzelnen Windparks bzw. eine Steuerung der einzelnen Leistungsflüsse in den Querverbindungen, können die Einspeisleistungen aller Windparks zwischen den unterschiedlichen Einspeispunkten optimiert und geregelt werden. Durch diese Maßnahmen ist es möglich die weniger belasteten Umspannwerke (Connforde und Brunsbüttel) stärker auszulasten und dabei gleichzeitig die anderen Umspannwerke zu entlasten (siehe Tabelle 4.3). Dadurch ergibt sich für jedes Umspannwerk ein mittleres Leistungsverhältnis von durchschnittlich 80 - 90 p.u.

Auch im Bezug auf die Netzurückwirkungen der Windleistungen auf das Verbundnetz gilt, je höher das Leistungsverhältnis  $K_P$  desto geringer fallen diese aus. Somit schneidet auch hier dieses Konzept besser ab als das Erste.

Zeitpläne für die Umsetzung zu Abbildung 4.3: Zitat aus [7]

*Zeithorizont 2010: Statt sechs Trassen zum NPK4 im Konzept der separaten Anbindung Abbildung 4.2 wird nur eine Trasse „10-9-8-7-L-NPK4“ und statt drei Trassen zum NPK2 nur eine Trasse „5-6-P-NPK2“ verlegt.*

*Zeithorizont 2015: Die WP „H, K und I“ erweitern den schon bestehenden Anschluss zum NPK 4. Erste Querverbindung „L-P“ wird eingefügt.*

*Zeithorizont 2020: Die letzten genehmigten WP kommen in Betrieb. Das HS-ES auf See wird durch die Querverbindungen „G-B-4“, „B-A“ und „B-5“ verstärkt.*

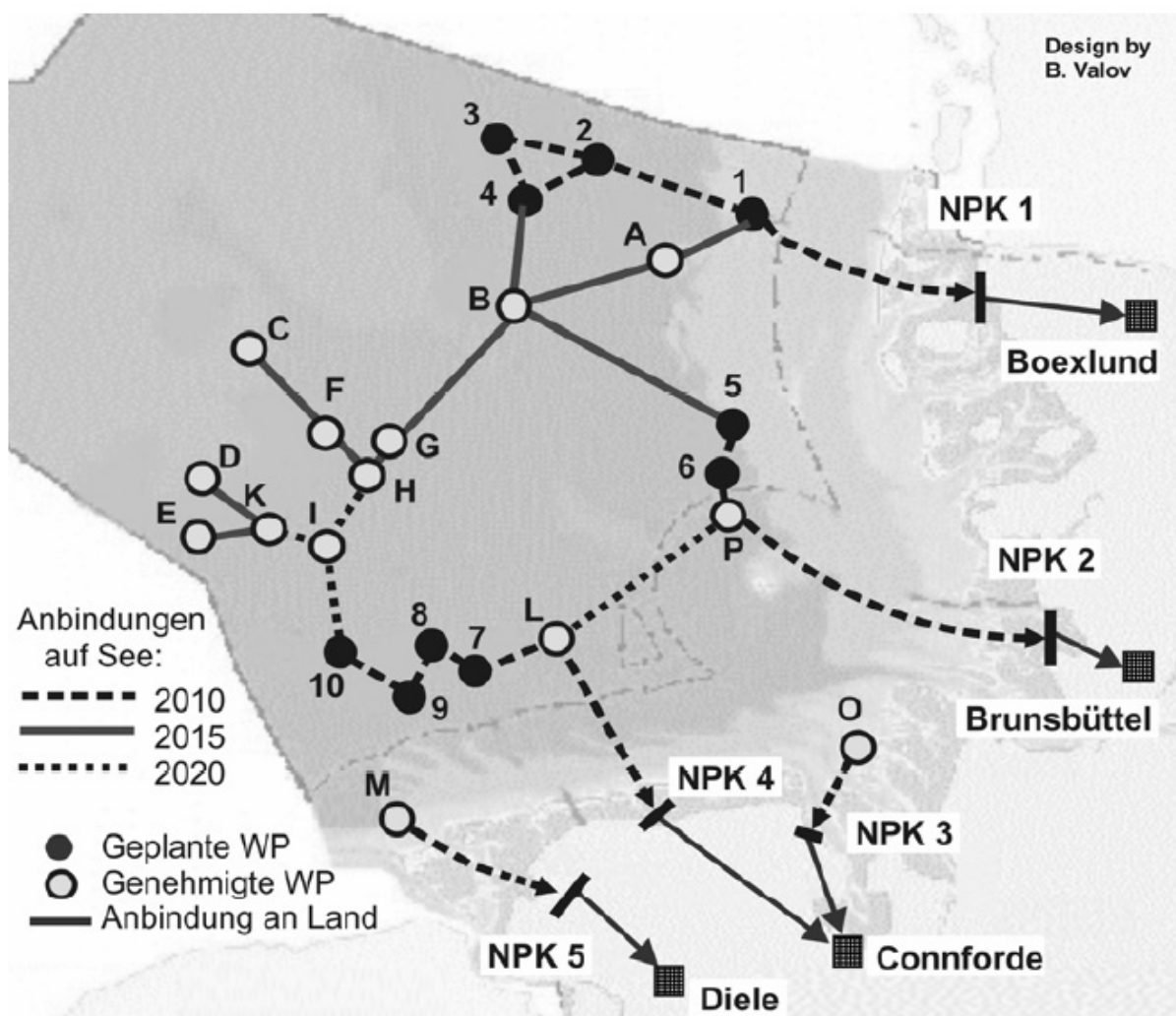


Abbildung 4.3: Konzept der gebündelten Anbindung von Windparks in der Nordsee [7]

#### 4.3.5 Wirtschaftlichkeitsvergleich der beiden Konzepte

Auf Grund der unterschiedlichen Kostenangaben in den verschiedenen Literaturquellen ist es schwierig einen direkten Vergleich durchzuführen. Daher werden den folgenden Berechnungen mittlere realistische Werte zugrunde gelegt und bei allen Berechnungen als einheitliche Basis verwendet. Dadurch kann ein Vergleich der beiden Konzepte gewährleistet werden. Daher sind die Werte in der Abbildung 4.4 und Abbildung 4.5 als Schätzwerte zu betrachten.

Für die unterschiedlichen Nennwerte (150 kV; 220 kV; 380 kV) der HS - ES auf See werden Berechnungen angestellt und anschließend den beiden Konzepte gegenübergestellt. Für jedes Konzept werden die Basiswerte der Hochspannungsseekabel, der Leistungstransformatoren und der Blindleistungskompensationsanlagen an den jeweils zulässigen Netzbetrieb angepasst sowie die Realisierbarkeit des kompletten Betriebs durch Netzberechnungen überprüft.

Durch die Veröffentlichung der Dena - Studien werden im Bezug auf die Verbindungskabel zwischen den Netzanschlusspunkten an der Küste und den Umspannwerken des Verbundnetzes die Konzepte mittels Erdkabel bzw. mit einer gasisolierten Leitung (GIL) besonders intensiv diskutiert. Auch in dieser Berechnung kommen beide Anbindungsvarianten sowohl in elektrischer als auch wirtschaftlicher Hinsicht in Betracht, dadurch ergeben sich sechs unterschiedliche Varianten<sup>14</sup>.

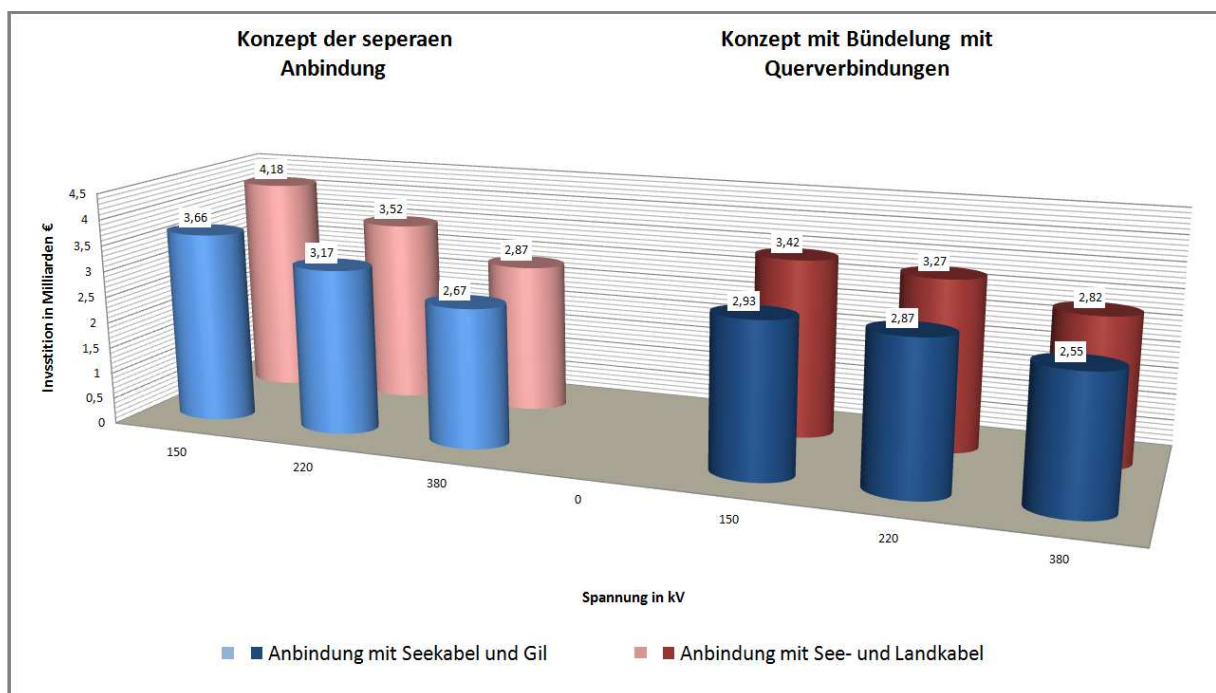


Abbildung 4.4: Investitionen der einzelnen Varianten pro Jahr im Vergleich [7]

<sup>14</sup> Quelle aus (7)

Die Verluste in Abbildung 4.5 beziehen sich jeweils auf die installierte Leistung vom Endausbau von 24,5 GW

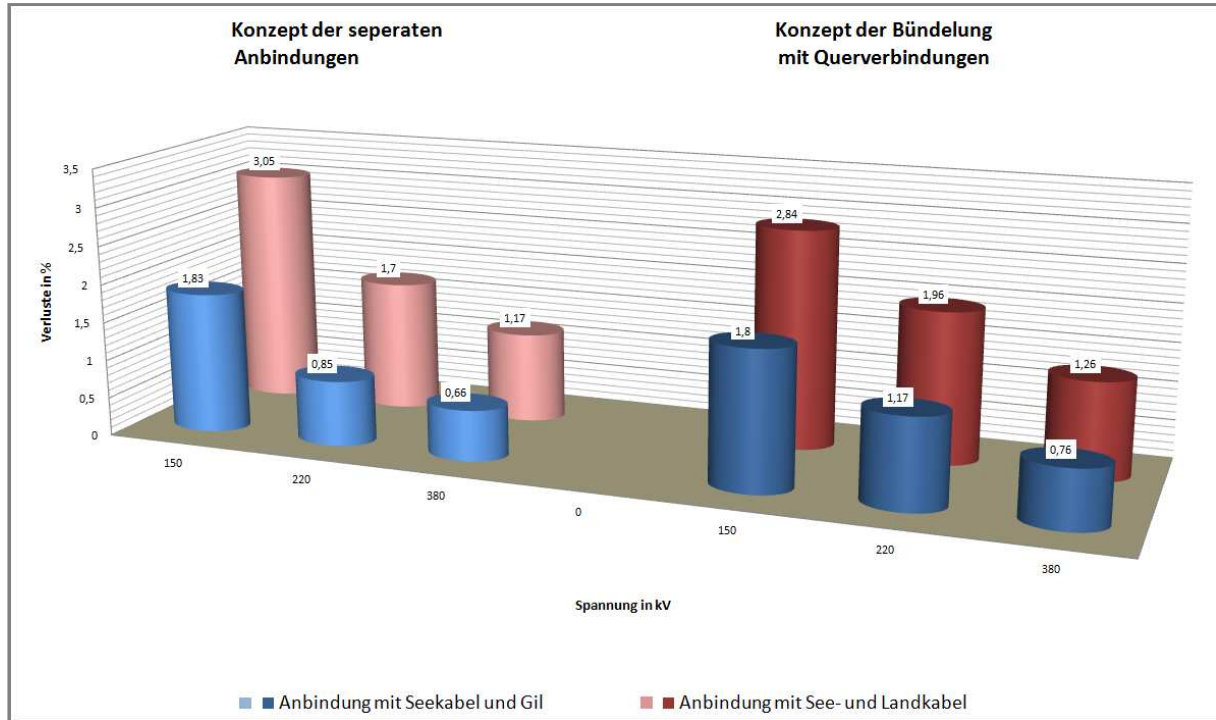


Abbildung 4.5: Leistungsverluste im Vergleich der einzelnen Varianten [7]

Zusammenfassung der Ergebnisse aus der Abbildung 4.4 und Abbildung 4.5:

- ◆ Die Erhöhung der Betriebsspannung im HS - ES auf See bringt finanzielle Vorteile.
- ◆ Die Anwendung von GIL anstatt Kabel wirkt sich positiv auf die Investitionskosten und die Leistungsverluste aus.
- ◆ Der Vergleich spricht gegen das momentan verwendete Konzept der separaten Anbindung.

Wie sich in diesen Untersuchungen herausstellt liegen die Vorteile beim Konzept mit der Bündelung mit Querverbindungen. Dabei wird eine hohe Anzahl von Kabeln an Land und Meer verhindert, eine Senkung der Leistungsverluste erreicht und zur Stabilität in den Verbundnetzen beigetragen.

Bei all diesen Untersuchungen muss aber berücksichtigt werden, dass noch keine GIL über eine längere Distanz errichtet wurde. Weiters würden beide Varianten (Kabel und GIL) bei einem stufenweisen Ausbau, nicht Konkurrenzfähig gegenüber einer Freileitung sein. Bei einem stufenweisen Ausbau würde die GIL sogar am schlechtesten abschneiden.

Der wohl größte positive Effekt im Konzept der Bündelung mit Querverbindungen ist die Schonung der Natur, da die Baumaßnahmen nur einmal durchgeführt werden müssen.

## 4.4 Resümee der Windkraft im elektrischen Netz

Windenergie integriert sich sehr gut in ein Verbundnetz wenn mehrere Faktoren erfüllt sind.

- ◆ Weitflächige Verteilung der einzelnen Windparks
- ◆ Gute Anbindung in das Verbundnetz
- ◆ Entsprechender Ausbau des Verbundnetzes
- ◆ Ausgeglichener Energie - Mix

Abschließend soll noch darauf hingewiesen werden, dass eine Speicherung der elektrischen Energie nur in einem sehr begrenzten Maß möglich ist. Es gibt viele Versuche, auch in nicht gebirgigen Regionen (dort besteht die Möglichkeit durch Pumpspeicherung) Speichermöglichkeiten zu schaffen. Zu diesem Thema wird in dieser Arbeit nicht eingegangen, es gibt aber entsprechende Literatur hierzu.

## 4.5 Zukunft des elektrischen Netzes in der Nordsee

Da Wind sehr dargebotsabhängig ist und der wirtschaftliche Nutzen der Windkraft sehr stark an ein gut ausgebautes und funktionierendes elektrisches Netz gekoppelt ist, liegt es nahe das elektrische Netz in der Nordseeregion zu verstärken. In nachfolgendem Kapitel soll dabei ein Projekt, das bereits vor der Realisierung steht, herausgegriffen und näher dargebracht werden. Wie schon erwähnt muss in einem elektrischen Netz immer so viel Energie erzeugt werden wie gerade verbraucht wird. Gerade im Bereich der erneuerbaren Energieformen kann dies zu Problemen führen.

### 4.5.1 Ausgangslage der erneuerbaren Energien in der Nordseeregion

Norwegen ist bereits heute in der Lage 100 % seines eigenen Energiebedarfs aus erneuerbaren Energien zu decken. Der Großteil dieser Energie wird dabei von der Wasserkraft gedeckt. Des Weiteren besitzt Norwegen, auf Grund seiner geologischen Beschaffenheit im Bereich der Wasserkraft, noch sehr viele Reserven. Jedoch wird in Zukunft in Norwegen nicht nur auf die Wasserkraft gesetzt, es werden auch Windparks an der Küste errichtet, um so auch die bestehenden Windpotentiale die in Norwegen vorhanden sind zu nutzen. Norwegen kann aber aufgrund seiner geographischen Lage nur bedingt in den europäischen Strommarkt eingreifen und benötigt deshalb eine Verbindung zu einem größeren Markt. Da die Windleistungen der Offshore - Windparks in den Abend- und Nachtstunden tendenziell höher ausfallen, aber der Verbrauch an elektrischer Energie in dieser Zeitspanne sinkt, sucht man für die entstehende Offshore - Windparks in der Nordsee Ausgleichsmaßnahmen.

Das bereits vor der Verwirklichung stehende Projekt einer Kabelverbindung zwischen Norwegen und Deutschland wird daher von der NORGER angestrebt. Durch dieses Projekt soll eine Verbindung der verschiedenen Stromsysteme beider Länder hergestellt und eine Erhöhung der Stromversorgungssicherheit gewährleistet werden.

Die Vorteile liegen dabei nicht nur auf der wirtschaftlichen Seite: Durch das Projekt ist Norwegen nicht mehr zur Gänze nur von der Wasserkraft abhängig (was insbesondere in längeren Trockenperioden kritisch ist). Deutschland kann mithilfe des Projekts auch auf im Norden gelegene Wasserressourcen durch Pumpspeicherung zurückgreifen. Da es sich die EU zum Ziel gesetzt hat bis zum Jahr 2020 20 % der Energieversorgung aus erneuerbaren Energien zu decken, und vor allem Deutschland auf die dargebotsabhängige Windkraft setzt, ist es um so wichtiger die benötigte Ausgleichsenergie durch die „saubere“ Energieform Wasserkraft abzusichern.

Die Stromversorgungskonzepte Deutschlands und Norwegens unterscheiden sich grundlegend. Die Deutsche Versorgung beruht derzeit hauptsächlich auf thermischen Kraftwerken wie Gas-, Kohle- und Kernkraftwerken, die norwegische Versorgung hingegen aus fast 100 % Wasserkraft. Der wirtschaftliche Aspekt hierbei liegt in den Preisunterschieden von Tag- und Nachtpreisen, die auf beiden Märkten unterschiedlich sind und so Importe und Exporte von Energie profitabel machen.

Der Vorteil der Wasserkraftwerke liegt darin, dass diese leicht steuerbar sind. So können die norwegischen Wasserkraftwerke ihre Energieproduktion an das Verbrauchsverhalten des Marktes richten. Daher sind in Norwegen Preisschwankungen zwischen Tag- und Nachtproduktion möglich. Die thermischen Kraftwerke Deutschlands sind jedoch auf eine 24 Stunden Produktion ausgerichtet. Dadurch kommt es zu niedrigeren Preisen in den Nachstunden. Das Geschäftsmodell der NORGER sieht vor, dass der überschüssige Strom aus den deutschen Wind- und thermischen Kraftwerken in der Nacht (wenn die Preise in Deutschland günstig sind) nach Norwegen importiert wird. Dort kann während dessen die Wasserkraft in den Stauseen belassen bzw. überschüssige Energie (wenn nötig) in Pumpspeicherkraftwerken „verpumpt“ werden. Unter Tags, wenn das Preisniveau in Deutschland höher ist, exportiert Norwegen seine Energie nach Deutschland und kann dadurch die Ausgleichsenergie zu den Windkraftwerken flexibel liefern.

Dieser finanzielle Vorteil der beteiligten Energiekonzerne, soll an die Verbraucher in Deutschland und Norwegen weitergegeben werden. In Deutschland soll der stärkere Zugang zu norwegischen Wasserkraftressourcen den Wettbewerb auf den deutschen Strommarkt stärken und somit zu niedrigeren Strompreisen führen. In Norwegen soll der Verbraucher von kalkulierbareren Strompreisen profitieren. So wird der Preis im Sommer nicht so stark wie in der Vergangenheit fallen, aber auch nicht in den Kälteperioden, bei niedrigen Wasserständen in den Stauseen, so dramatisch steigen<sup>15</sup>.

---

<sup>15</sup> Quelle aus [12]

#### 4.5.2 Technische Daten der Kabelverbindung

Die Anträge zum Bau dieser Kabelverbindung wurden vor kurzem eingereicht. Es wird mit einer Genehmigung des Projektes bis zum Jahr 2011 gerechnet. Bei Einhaltung dieses Zeitplans kann im Jahr 2012 mit dem Landerwerb, welcher besonders für die Errichtung der Umrichteranlage benötigt wird, begonnen werden. Das Unternehmen rechnet mit einer Inbetriebnahme in den Jahren 2015 bis 2016.

Bei dem verlegten Kabel handelt es sich um ein HGÜ - Kabel, mit einer Spannung von ca. 450 - 500 kV und einer Länge von ca. 600 km. Die Kapazität wird dabei 1.400 MW, die geschätzten Kosten 1,4 Mrd. € betragen. Die Kosten können jedoch um +/- 30 % variieren. Die Lebensdauer der Kabelverbindung wird auf ca. 40 Jahr geschätzt. Die Verluste im Betrieb werden ca. 5 % betragen. Für die Errichtung der Stromrichterstationen wird pro Station ein Areal von ca. 150.000 bis 250.000 m<sup>2</sup> benötigt<sup>16</sup>.

#### 4.5.3 Weitere Projekte in der Nordsee

Das zuvor beschriebene Projekt ist nicht das einzige geplante Projekt. So soll auch eine weitere Kabelverbindung zwischen den Niederlanden und Norwegen gebaut werden. Auch weitere Länder der Europäischen Union sind an solchen Projekten interessiert. Nicht nur in der Nordsee sondern auch im Mittelmeer könnten somit Windparks entstehen. Einen Einblick in die Möglichkeiten innerhalb Europas gibt Abbildung 4.6.



Abbildung 4.6: Mögliche Windparks und Kabelanbindungen in Europa [8]

<sup>16</sup> Quelle aus [12]



## 5. Stand der Windenergie

Im bisher besten Jahr 2007, installierte die weltweite Windindustrie 20.000 MW an neuen Kapazitäten. Diese Entwicklung fand vor allen in den USA, Spanien und China statt und erhöhte die weltweite Kapazität auf 93.864 MW, was einer Aufstockung um 31 % entspricht. Die größten Kapazitäten an installierter Windleistung, fielen im Jahr 2007 auf die in Tabelle 5.1 aufgelisteten Länder.

Land	Installierte Leistung in GW
Deutschland	22,3
Vereinigte Staaten von Amerika (USA)	16,8
Spanien	15,1
Indien	7,8
China	5,9

Tabelle 5.1: Die größten fünf Länder an installierter Windenergie im Jahre 2007 [4]

Ökonomisch betrachtet wurden im Jahr 2007 durch die Windindustrie insgesamt 34 Mrd. € investiert. Alleine 25 Mrd. € davon vielen auf neue Gerätschaften.

Bei näherer Betrachtung fällt auf, dass Europa seine führende Rolle bei neu installierten Windkraftanlagen abgibt. Im Jahr 2004 wurden alleine in Europa 75 % der weltweit neu installierten Kapazitäten errichtet. Im Jahr 2007 jedoch nur mehr 43 % und dieser Trend setzt sich fort<sup>17</sup>.

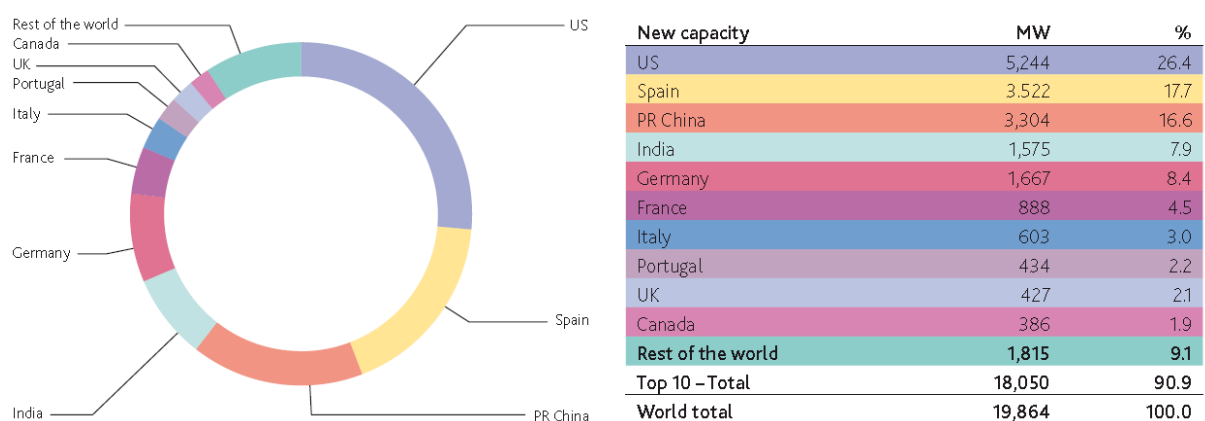


Abbildung 5.1: Die zehn führenden Nationen an neu installierten Windkraftanlagen im Jahr 2007 [4]

<sup>17</sup> Quelle aus [4]

Die Europäische Union war aber trotzdem im Jahr 2007, der weltweit größte Windmarkt, mit über 8.500 GW neu installierter Leistung. Die Windenergie liefert mit rund 30 % den größten Beitrag an erneuerbaren Energien innerhalb der Europäischen Union. Es wurde aber auch in keine andere erneuerbare Energie so viel investiert wie in die Windkraft.

Die gesamte installierte Windenergie am Ende des Jahres 2007 spart 90 Millionen Tonnen an CO<sub>2</sub> Emissionen ein und produziert durchschnittlich 119 TWh Windenergie pro Jahr. Trotzdem entspricht dies nur 3,7 % des Verbrauches der EU.

Erneuerbare Energien werden in Europa besonders durch das Kyoto - Protokoll gestützt. Besonders das Ziel, dass bis 2020 20 % der Europäischen Energieversorgung aus erneuerbaren Energien stammen soll, welches für alle 27 Mitgliedsländer bindend ist, wird wohl ohne massiven Ausbau der Windkraft nicht zu bewältigen sein.

Der Hauptmarkt der Europäischen Windenergie beinhaltet die Länder Deutschland, Spanien, Frankreich, Italien, und Großbritannien. Besonders Polen besitzt aber riesige Potentiale, die bis jetzt noch nicht genutzt werden. Für die Türkei trifft ähnliches zu<sup>18</sup>.

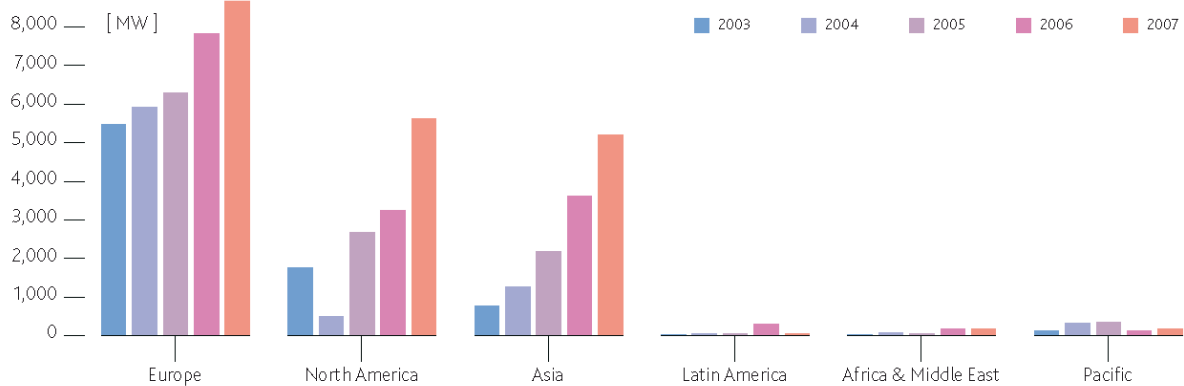
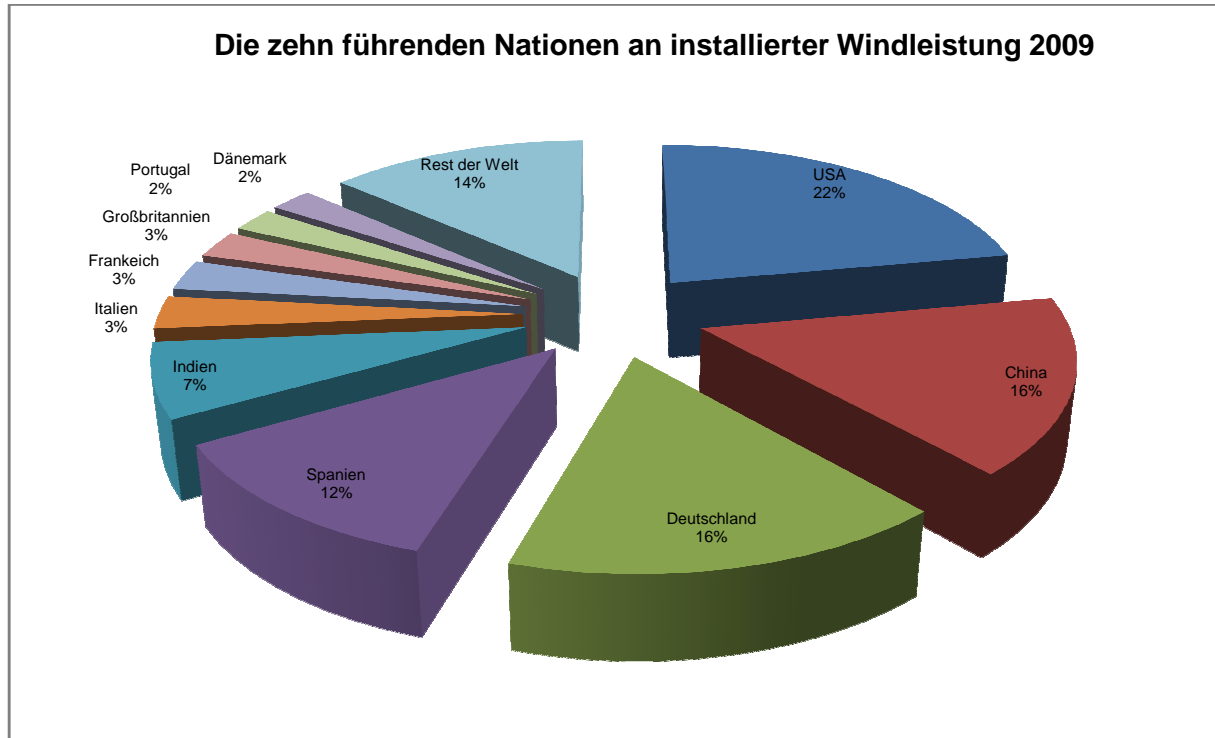


Abbildung 5.2: Alljährlich installierte Windkraftkapazitäten nach Regionen verteilt [4]

<sup>18</sup> Quelle aus [4]

Im Jahr 2009 zeigt sich bereits ein anderes Bild. Die Europäische Union hat dabei ihre Marktführerstellung im Bereich der neu installierten Windleistung pro Jahr abgegeben. Global betrachtet sind die Märkte in Asien, hier vor allem China und Indien, und in Nordamerika (USA und Kanada) stärker angewachsen.



**Abbildung 5.3: Die zehn führenden Nationen an neu installierter Windleistung 2009 [5]**

Trotzdem sind immer noch ca. 50 % der bereits errichteten Windenergieanlagen, im Jahr 2009 in der Europäischen Union errichtet worden. Bei einer Gesamtbetrachtung der Ausgangslage aller Länder der EU - 27 im Jahr 2009 schneidet die Europäische Union ungefähr gleich ab wie die USA oder China. Ob diese Verteilung in den kommenden Jahren konstant bleibt, hängt vor allem in Europa von der Offshore Komponente und der Entwicklung der Windenergie in jenen Ländern die ein erhöhtes Windpotential besitzen, jedoch dieses noch nicht ausgenützt haben, ab.

## 5.1 Stand der Windkraft in ausgewählten Ländern der Europäischen Union

In den nachfolgenden Erläuterungen wird kurz auf den aktuellen Stand und die geplanten Entwicklungen der Windkraftanlagen, der wichtigsten Länder der Europäischen Union, eingegangen<sup>19</sup>.

### 5.1.1 Windenergie in Deutschland

Die Windenergie ist in Deutschland, mit einem Anteil von 7 % der elektrischen Energieversorgung, die führende erneuerbare Energieform. Die installierten Kapazitäten betragen 25.778 MW (Stand 2009), was weltweit der größten installierten Leistung an Windenergie eines einzelnen Landes entspricht. Das Ziel in Deutschland ist, dass bis zum Jahr 2020 25 - 30 % der elektrischen Energieversorgung aus erneuerbaren Energien stammt. Die Hauptlast wird dabei von der Windenergie getragen.

Der Markt in Deutschland wurde im Jahr 1991 durch einen garantierten Einspeisetarif für alle regenerativen Energieformen begünstigt. Dadurch stiegen die deutschen Windkraftanlagen zu den globalen Marktführern mit einem Anteil von 22 % auf. Mithilfe dieser Energie können 80.000 Menschen versorgt werden.

Jedoch stagnierte in den letzten Jahren der Bau neuer Anlagen stark. Es sind aber bereits größere Windfarmen, besonders im Offshore - Bereich geplant, die in den nächsten Jahren errichtet werden sollten.

### 5.1.2 Windenergie in Spanien

Der Windenergiesektor in Spanien wuchs besonders im Jahr 2007. In diesem Jahr wurden 3.522 MW an neuen Kapazitäten installiert und damit die Windenergieleistung Spaniens auf 15.145 MW angehoben. Das entspricht 10 % des elektrischen Energieverbrauchs. Ende des Jahres 2009 waren in Spanien 19.193 MW Windleistung installiert. Damit ist die spanische Windindustrie auf Kurs, um das Ziel der Regierung 20.000 MW an Windenergie im Jahr 2010 zur Verfügung zu haben, zu erreichen.

Nach Schätzungen des Spanischen Wind Energievereins (AEEolica) könnten 40.000 MW an Onshore und 5.000 MW an Offshore Kapazitäten bis 2020 errichtet werden und damit 30 % der spanischen Elektrizitätsversorgung übernehmen.

---

<sup>19</sup> Quelle aus [4]

### 5.1.3 Windenergie im Großbritannien

In Großbritannien wurde in den letzten Jahren ein neues Ziel ausgearbeitet: Bis zum Jahr 2020 sollen 15 % der Energieversorgung aus erneuerbaren Energien stammen. Das im windigsten Land der Europäischen Union daher auf Windkraft gesetzt wird, liegt auf der Hand. Der britische Windenergieverein (BWEA) schätzt, dass bis zum Jahr 2020 13 GW an Windkapazitäten Onshore und 20 GW an Windkapazitäten Offshore erreichbar sind.

Bis Ende 2007 wurden in Großbritannien 2.389 MW an Windkapazitäten installiert und weitere 1.373 MW befanden sich in der Bauphase. Weitere Genehmigungen zur Errichtung von Windkraftanlagen wurden bereits erteilt. Auch Großbritannien will in den nächsten Jahren mehrere Offshore Windfarmen errichten und ist somit die führende Nation an Offshore Anlagen innerhalb der Europäischen Union.

### 5.1.4 Windenergie in Frankreich

Die Windpotentiale sind in Frankreich schon alleine aufgrund des Mistrals sehr hoch. Bis jetzt wurde der Ausbau dieser Potentiale jedoch durch Gesetze behindert. Mit einer Gesetzesänderung im Jahr 2005 hat sich dies aber entscheidend geändert. Von 2006 bis 2009 hat sich die installierte Windleistung von 750 MW auf 4541 MW erhöht. Der Anteil der Windenergie am gesamten französischen Stromverbrauch erreichte im Jahr 2008 einen Anteil von 1,3 %. Durch die breite Unterstützung der französischen Bevölkerung für den Ausbau erneuerbarer Energien, sind weitere Projekte geplant. So ist eine 48 MW Offshore Anlage geplant und die Ausbauziele der französischen Regierung bis zum Jahr 2020, sehen eine installierte Leistung von 25.000 MW vor. Davon soll der Offshore - Anteil 6.000 MW betragen<sup>20</sup>.

### 5.1.5 Windenergie in Italien

Der italienische Windmarkt wuchs im Jahr 2007 - um 30 % - auf eine Leistung von 2.726 MW an. Ende des Jahres 2009 waren in Italien 4.700 MW installiert. Das nationale Ziel für Italien im Jahr 2020 sah eine Windkapazität von 12.000 MW vor. Dieses Ziel könnte aber bereits im Jahr 2015 erreicht werden.

Die Probleme liegen in Italien nicht in den Möglichkeiten der Errichtung, sondern vielmehr in der regionalen Verwaltung und in überregionalen Auflagen. Außerdem gestaltet sich die Netzanbindung schwierig.

---

<sup>20</sup> Quelle aus [25]

### 5.1.6 Windenergie in Polen

Zurzeit sind in Polen zwar nur Kapazitäten von 726 MW installiert, aber Polen besitzt optimales Terrain zur Errichtung weiterer Windparks. Das Onshore Ziel bis zum Jahr 2020 liegt in Polen bei 12.000 MW.

Im Jahr 2005 verabschiedete die polnische Regierung ein neues Gesetz, welches die Energiekonzerne verpflichtet den Prozentsatz an erneuerbaren Energien zu erhöhen. Um des Weiteren die neu gesetzten Ziele der Europäischen Union bis zum Jahr 2020 zu erfüllen, benötigt Polen 15 % aus erneuerbaren Energien.

### 5.1.7 Windenergie in Österreich

Österreich besitzt zurzeit ca. 617 Windräder, die eine Gesamtleistung von 995 MW erzeugen. Welches einer Deckung von 3,9 % der öffentlichen Stromversorgung entspricht. Die Windkraft soll aber auch in Österreich ausgebaut werden. Bis zum Jahr 2020 ist eine Aufstockung auf 3.500 MW geplant. Dadurch werden 10 % des Strombedarfs gesichert und des weiteren 25 % der verpflichtenden CO<sub>2</sub> Reduktion erzielt<sup>21</sup>.

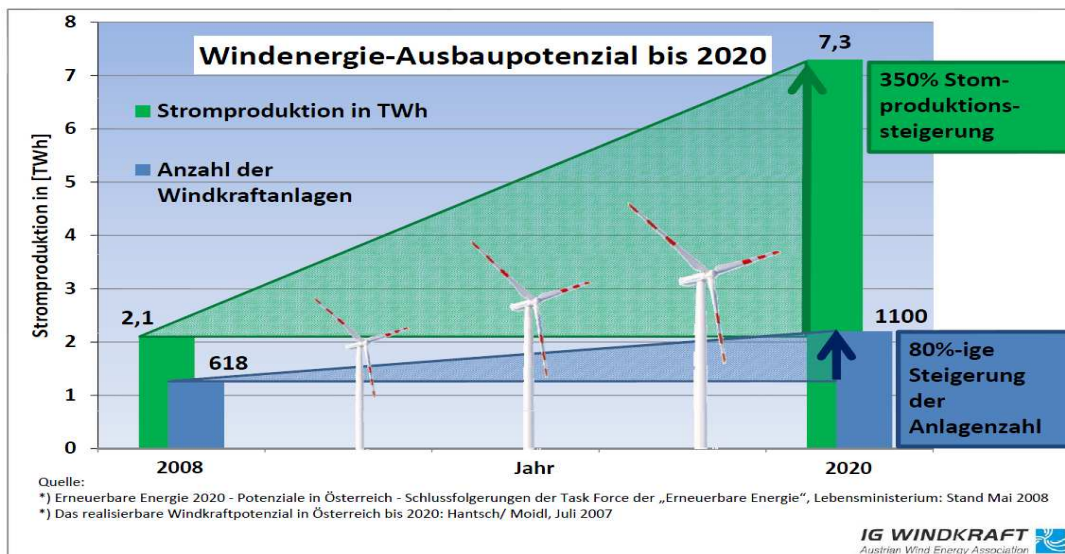


Abbildung 5.4: Windenergie Ausbaupotential in Österreich bis 2020 [6]

<sup>21</sup> Quelle aus [6]

### 5.1.8 Aussichten in der Türkei

Die Türkei gehört zwar nicht zur EU, ist aber besonders für die Europäische Windindustrie interessant. Da die Türkei trotz ihrer Lage sehr wenige Öl- und Gasvorkommen besitzt, ist auch sie sehr von Energieimporten abhängig. Das wiederum reduziert die Sicherheit der Energieversorgung stark. Deshalb setzt die Türkei nun vermehrt auf Windenergie. Im Jahr 2007 installierte die Türkei 97 MW an neuen Windkapazitäten und besitzt nun 146 MW. Bereits im Mai 2008 befanden sich weitere 1.300 MW in Bau. Weitere 1.100 MW an Lizenzen wurden ausgegeben und bei 1.500 MW ist das Verfahren noch anhängig. Für die Zukunft plant die türkische Regierung zusätzlich 78.000 MW an Lizenzen zu vergeben<sup>22</sup>.

## 5.2 Aussichten der Windkraft in den Mitgliedsstaaten der EU - 27

Bereits im Jahr 1997 wurden von der Europäischen Kommission Ziele für den Anteil der erneuerbaren Energien auf dem Strommarkt der Folgejahre ausgegeben.<sup>23</sup>

Diese Ziele legten für die Windkraft im Jahr 2010 eine installierte Leistung von 40 GW fest. Jedoch erfuhr die Windkraft in den Folgejahren einen rasanten Aufschwung. Die Ziele der Europäischen Kommission, betreffend Windkraft für das Jahr 2010, wurden bereits im Jahr 2005 erreicht. Auch die weiteren Ziele die in den Folgejahren für die Windkraft ausgegeben wurden, mussten mehrmals nach oben korrigiert werden. Wenn man berücksichtigt, dass bereits im Jahr 2008 118 TWh/a<sup>24</sup> Windenergie in das Europäische Netz eingespeist wurden, so entspricht dies einem Anteil von 18 % der Zielsetzung für alle erneuerbaren Energien aus dem Jahr 1997 für das Jahr 2010.

Trotzdem wird nach neuesten Prognosen der Europäischen Kommission das Ziel im Jahr 2010 einen Anteil von über 10 % an erneuerbaren Energien zu erreichen verfehlt werden. Der Grund dafür ist einerseits, dass einige Potentiale an erneuerbaren Energien zu hoch eingeschätzt wurden, andererseits sich die Erneuerbaren Energien am Markt auf Grund des höheren Preises nur langsam durchsetzen.

Aufgrund der Zielverfehlung einen Anteil an Erneuerbaren Energien von 12 % im Jahr 2010 zu erreichen, setzt die Europäische Kommission nun alles daran die Ziele für das Jahr 2020 zu halten. Diese Ziele sind:

- ◆ 20 % Anteil an erneuerbaren Energien
- ◆ 34 % Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung
- ◆ 16,9 % Anteil der Windenergie an den erneuerbaren Energien

Auf den ersten Blick und in Anbetracht der Potentiale die zuvor aufgezeigt wurden, sehen diese Ziele durchaus realistisch aus. In Wahrheit sind sie sehr ehrgeizig.

---

<sup>22</sup> Quelle aus [4]

<sup>23</sup> Quelle aus [13]

<sup>24</sup> Quelle Eurostat

Betrachtet man nur die Windenergie, die ein enormes Wachstum in den letzten Jahren vorzuweisen hat, hält die Windenergie im Jahr 2009 nur einen Anteil von 4,2 % der Stromerzeugung der EU - 27 Länder. Da die Windenergie nach der Wasserkraft den Hauptanteil der Energieversorgung aus erneuerbaren Energien stellt, kann die Problematik erkannt werden. Länder die bereits einen hohen Anteil an Windenergie aufweisen, wie zum Beispiel Dänemark, erreichen zwar bereits über 20 % des Strombedarfes durch Windenergie, alle weiteren Länder der EU - 27 sind von diesen Prozentsatz jedoch zum Teil weit entfernt. Ein weiteres Problem liegt in der Dichte der Windkraftwerke pro km<sup>2</sup> (siehe Abbildung 5.5). Hier führt Dänemark diese Statistik zwar an (was auf Grund des hohen Anteils der Stromversorgung aus Windkraft zu erwarten war) an zweiter Stelle liegt Deutschland welches jedoch nur einen Stromerzeugungsanteil von 6,9 % (Stand 2008) aus Windenergie besitzt. Daraus kann man ableiten, dass in Deutschland in den nächsten Jahren keine hohen Zuwächse an neu installierter Windleistung zu erwarten sind.

In anderen Ländern ist die Situation zwar nicht so dramatisch, jedoch wird in diesen Ländern der Hauptzuwachs an neu installierter Leistung auch durch Repowering entstehen.

Der Stand an installierter Windleistung (Ende 2009) und eine Prognose für das Jahr 2010 der EU - 27 ist in Tabelle 5.2 ersichtlich.

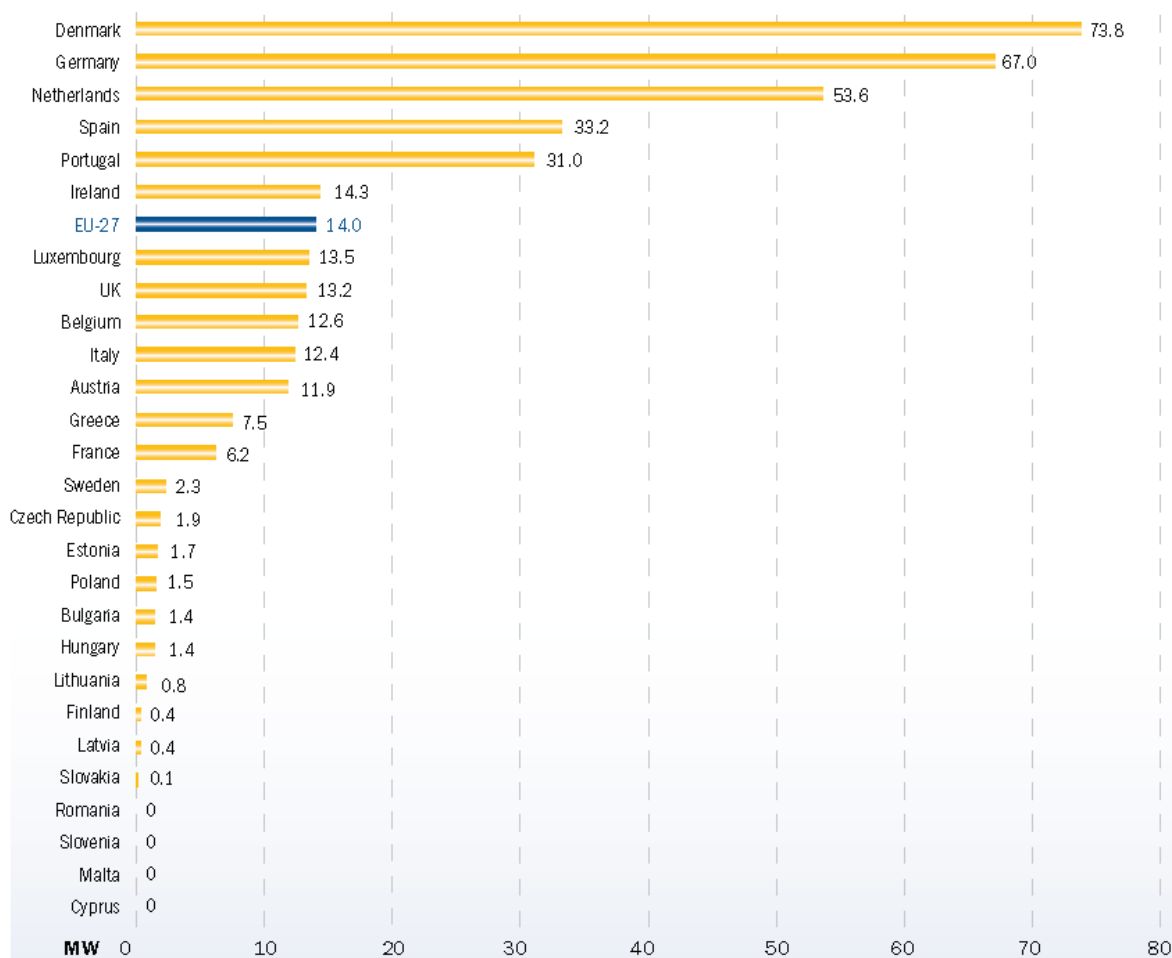


Abbildung 5.5: Installierte Windleistung in MW pro km<sup>2</sup> [9]



In der Tabelle 5.2 ist der Stand der Windenergie der gesamten EU - 27 Mitgliedstaaten aufgelistet. Diese Daten stammen von der EWEA, es wurde eine Prüfung auf Richtigkeit dieser Daten durchgeführt. Ein Teil der dabei verwendeten Datenquellen ist im Anhang in Tabelle 10.4 aufgelistet. Meist wurden die Daten mit jenen der nationalen Windenergieverbände, soweit vorhanden abgeglichen. Um in späterer Folge eine Szenariorechnung durchführen zu können (siehe Kapitel 7.5) wurde in diesem Zusammenhang die Datenbank der Simulationssoftware Atlantis um die jeweils fehlenden Datensätze aus den Vorjahren ergänzt.

Land	Installierte Leistung in MW 2009			Installierte Leistung in MW 2010			Jährlicher Zuwachs in MW		
	Onshore	Offshore	Gesamt	Onshore	Offshore	Gesamt	Onshore	Offshore	Gesamt
Österreich	995	0	995	1.112	0	1.112	117	0	117
Belgien	561	30	591	628	43	671	67	13	80
Bulgarien	177	0	177	228	0	228	51	0	51
Zypern	0	0	0	27	0	27	27	0	27
Tschechische Republik	191	0	191	231	0	231	40	0	40
Dänemark	2.778	632	3.410	2.849	708	3.557	71	76	147
Estland	145	0	145	161	0	161	16	0	16
Finnland	123	24	147	154	31	185	31	7	38
Frankreich	4.541	0	4.541	5.134	4	5.138	593	4	597
Deutschland	25.718	60	25.778	25.916	103	26.019	198	43	241
Griechenland	1.081	0	1.081	1.271	0	1.271	190	0	190
Ungarn	215	0	215	244	0	244	29	0	29
Irland	1.253	25	1.278	1.411	35	1.446	158	10	168
Italien	4.700	0	4.700	4.997	2	4.999	297	2	299
Lettland	28	0	28	33	0	33	5	0	5
Litauen	91	0	91	112	0	112	21	0	21
Luxemburg	35	0	35	42	0	42	7	0	7
Malta	0	0	0	2	0	2	2	0	2
Niederlande	2.635	120	2.755	2.785	164	2.949	150	44	194
Polen	726	0	726	917	1	918	191	1	192
Portugal	3.538	0	3.538	3.776	0	3.776	238	0	238
Rumänien	14	0	14	23	0	23	9	0	9
Slowakische Republik	3	0	3	5	0	5	2	0	2
Slowenien	0	0	0	1	0	1	1	0	1
Spanien	19.139	0	19.139	20.271	1	20.272	1.132	1	1.133
Schweden	1.427	133	1.560	1.617	176	1.793	190	43	233
Großbritannien	3.190	1.420	4.610	3.598	1.731	5.329	408	311	719
Summe EU 27	73.304	2.444	75.748	77.545	2.999	80.544	4.241	555	4.796

Tabelle 5.2: Installierte Windleistung für die Jahre 2009 - 2010 in MW Datenquelle EWEA

## 6. Globaler Zukunftsausblick der Windenergie

Im folgenden Kapitel wird ein Überblick über die Zukunftsaussichten der globalen Windenergie gegeben. Einige Ziele, vor allen der Länder der Europäischen Union, sind bereits in den vorigen Kapiteln dargestellt. Hier wird aber ein Ausblick bis in das Jahr 2050 vorgenommen<sup>25</sup>.

Die größten Potentiale der Windenergie liegen in Nord Amerika und Nord Europa. An der Südspitze von Südamerika und in Tasmanien (Insel vor Australien) wehen die signifikant anhaltend stärksten Winde. Aber auch auf allen anderen Kontinenten finden sich größere Windpotentiale, die derzeit noch nicht berücksichtigt werden. Dies liegt einerseits an fehlenden Daten und andererseits an dem enormen Potential der Offshore Windenergienutzung, das derzeit nicht berücksichtigt wird.

In einer weiteren Studie des WBGU (Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen) aus dem Jahr 2003<sup>26</sup> wurde berechnet, dass die weltweiten technischen Potentiale der Energieproduktion von beiden Formen - Offshore und Onshore - 278.000 TWh pro Jahr betragen könnten. Würde davon nur 10 - 15 % genutzt werden (was zu einem Beitrag von 39.000 TWh/a führen würde) könnte die weltweite Energieversorgung um das doppelte überstiegen werden. Die Daten über das technische Potential dieser Studie basieren auf Durchschnittswerten, von Windgeschwindigkeiten, welche über einen Zeitraum von 14 Jahren (1979 bis 1992) gesammelt wurden. Es wurde des Weiteren angenommen, dass erweiterte Multi - Megawatt Windkraftanlagen in Verwendung sind. Ausgenommen von diesen Potentialen wurden alle Stadtgebiete, Wälder, Feuchtgebiete, Nationalparks, Gletscher und Gebiete mit Sanddünen. Aber auch intensiv genutzte landwirtschaftliche Nutzflächen wurden nicht in die Potentiale mit eingerechnet.

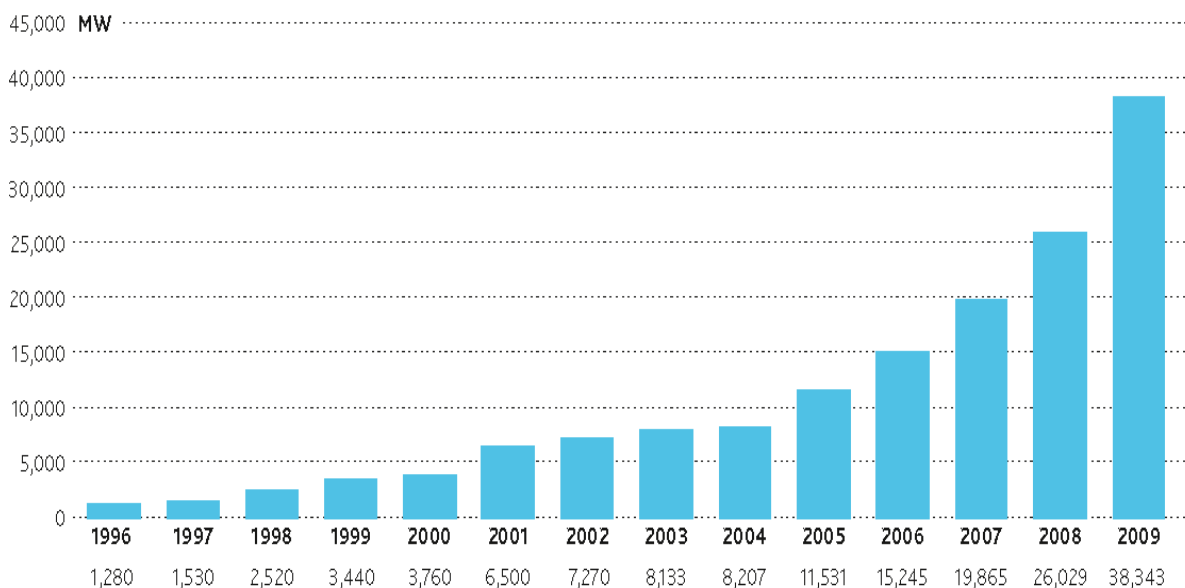


Abbildung 6.1: Weltweit jährlich installierte Windkraftkapazitäten [5]

<sup>25</sup> Quelle aus [4]

<sup>26</sup> Quelle aus [24]

## 6.1 Zukunft Szenarien

Diese Szenarien wurden in Zusammenarbeit zwischen dem GWEC, Greenpeace und dem DEL (Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt) erstellt. Die Studie über die nachhaltige Nutzung der Windenergie bis zum Jahr 2050 wurde von der DEL im Auftrag von Greenpeace und dem EREC (European Renewable Energy Council) erstellt.

Im folgenden Abschnitt werden drei verschiedene Szenarien, über den Ausbau der Windenergie auf der Erde erläutert.

### 6.1.1 Das Referenz Szenario

Das konservative Referenzszenario basiert auf Daten der IEA aus dem Jahr 2007. Es werden dabei nur die bereits bestehenden Maßnahmen und politischen Entscheidungen berücksichtigt. Jedoch beinhaltet es bereits Annahmen einer Strom- und Gasmarktreform und die Liberalisierung des grenzüberschreitenden Energiehandels. Die Daten der IEA liegen nur bis zum Jahr 2030 vor und sind daher von der DEL überarbeitet und bis zum Jahr 2050 extrapoliert.

### 6.1.2 Das moderate Szenario

Das moderate Szenario berücksichtigt bereits alle politischen Maßnahmen zur Förderung erneuerbarer Energie, die bereits verabschiedet oder sich noch in der Planungsphase befinden. Es wird davon ausgegangen, dass die Länder ihre vorgegebenen Ziele im Bezug auf Windenergie erfolgreich umsetzen und daher auch das Vertrauen der Anleger für weitere Projekte gestärkt wird. Bis zum Jahr 2012 kann fast nicht von einem Szenario gesprochen werden, da bereits Daten über Aufträge und Entwicklung der Windindustrie vorliegen.

### 6.1.3 Das fortgeschrittene Szenario (Advanced Szenario)

In diesem Szenario wird von der bestmöglichen Entwicklung der Windenergie ausgegangen. Es setzt voraus, dass alle politischen Entscheidungen zu Gunsten der erneuerbaren Energien fallen und diese auch von der Industrie umgesetzt werden.

Auch wenn die Entwicklung nach 2012 sehr schwer zu prognostizieren ist, soll es aufzeigen welche Entwicklung, in Bezug auf die sichere Energieversorgung und den Klimawandel, möglich ist, wenn das politische Engagement und die Unterstützung für die erneuerbaren Energien vorhanden sind.

## 6.2 Modellhintergrund

Natürlich werden für dieses Modelle eine Vielzahl von Hintergrunddaten benötigt. Auch hier ist die Vorgangsweise ähnlich wie bei der Modellerstellung selbst. Es wird (basierend auf Daten der IEA) Modelle entwickelt und dann bis in das Jahr 2050 extrapoliert.

Diese drei Szenarien des globalen Windenergiemarktes werden anschließend zwei Projektionen gegenübergestellt. Zum einen dem zukünftigen Wachstum der Stromnachfrage zum andern der zukünftigen Entwicklung der Energieeffizienz.

### 6.2.1 Entwicklung des Strombedarfes

Der eher konservative Ausblick der beiden Strombedarfsprojektionen (Reference Demand Projection) basiert auf den Daten des IEA World Energy Outlook 2007. Zudem werden Annahmen über das BIP und Bevölkerungswachstum wieder bis zum Jahr 2050 hochgerechnet. Es werden nur politische Maßnahmen und Projektdaten die bis zum Jahr 2007 erlassen wurden berücksichtigt, aber weder mögliche noch wahrscheinliche Maßnahmen eingerechnet.

Unter diesen Voraussetzungen wird der weltweite Energieverbrauch unweigerlich steigen und zwar von 15.000 TWh/a im Jahr 2005 auf fast doppelt soviel im Jahr 2030 (29.000 TWh/a).

Der zweite Ausblick der beiden Strombedarfsprojektionen (Energy Efficiency Demand Projection) bezieht, neben den Erwartungen der IEA über steigende Energienachfrage, auch die Ergebnisse einer weiteren Studie<sup>27</sup> über die möglichen Auswirkungen von Energieeffizienzmaßnahmen mit ein.

Diese Studie berücksichtigt, dass Technologien für Energieeffizienzmaßnahmen bestens genutzt und umgesetzt werden und es weiters zu einer kontinuierlichen Innovation im Bereich der Energieeffizienz kommt.

In Wirklichkeit wird es natürlich zu Hemmnissen in den Bereichen Kostendeckung, Ersetzen der vorhandenen Ausrüstung vor dem Ende ihrer Nutzungsdauer und anderen Faktoren kommen. Diese verhindern, dass das technische Potential voll ausgenutzt werden kann. Um diese Faktoren zu berücksichtigen, werden nur 80 % des tatsächlichen Potentials in die Studie mit eingerechnet.

Daraus kann erkannt werden, dass bei der Berücksichtigung von Energieeffizienzpotentialen der Energieverbrauch im Jahr 2030 nur auf 23.837 TWh/a steigen wird. Das entspricht einer Einsparung von 18 %. So könnten bis in das Jahr 2050 28 % (das entspricht ca. 12.000 TWh/a) alleine durch Energieeffizienzmaßnahmen eingespart werden.

---

<sup>27</sup> Entwickelt von der DEL und Ecofys Beratung

## 6.2.2 Wachstumsraten des Marktes

Die in den Szenarien verwendeten Wachstumsraten basieren auf einer Mischung aus historischen Informationen und Analysen des Windmarkts.

Zwar sind jährliche Wachstumsraten von 20 %, wie im Advanced Szenario, für eine Industrie die schwere Ausrüstung herstellt hoch, jedoch muss berücksichtigt werden, dass in den vergangenen Jahren höhere Wachstumsraten erzielt wurden.

## 6.2.3 Generator Leistungen

Windenergieanlagen wuchsen in den letzten Jahren auch hinsichtlich ihrer maximal abgegebenen Leistung, die sie mit voller Kraft erzeugen können. Die durchschnittliche Kapazität der weltweit installierten Windkraftanlagen betrug 1,49 MW. Im selben Zeitraum besaß die größte Anlage am Markt bereits eine Kapazität von 6 MW. In dieser Studie wird bis 2013 eine durchschnittliche Kapazitätssteigerung auf 2 MW berechnet und angenommen dass sich dieser Level nicht weiter erhöht. Natürlich könnte es zu höheren Kapazitätssteigerungen kommen.

Die durchschnittliche Lebensdauer einer Windkraftanlage wird mit 20 Jahren einberechnet. Nach dieser Zeit kommt es zu einem Ersatz der Anlage (repowering).

## 6.2.4 Der Kapazitätsfaktor

Der Kapazitätsfaktor beschreibt den Prozentsatz der Nennkapazität, den eine Turbine die in einer bestimmten Region installiert wird, im Laufe eines Jahres abgibt. Dies kann vor allem als Bewertung der Ressource Wind, aber auch als Wirkungsgrad der Turbine und ihrer Eignung für eine besondere Lage, angesehen werden.

Jedoch sollte mit dem Begriff Wirkungsgrad eher behutsam umgegangen werden, da dies nur bedingt zutrifft. Der Kapazitätsfaktor spiegelt vielmehr das Verhältnis der Rotorfläche zum Generator wider. Hohe Kapazitätsfaktoren können unter Umständen sogar ein Indiz dafür sein, dass die Windturbine nicht optimal ausgelegt wurde.

Heute wird mit einem durchschnittlichen Kapazitätsfaktor von 25 % gerechnet. Das Szenario geht aber, aufgrund der verbesserten Technologien und dem weiteren Zuwachs von Windenergieanlagen, von einem Anstieg des durchschnittlichen Kapazitätsfaktor für beide Windenergieerzeugungsarten aus.

Die Kapazitätsfaktoren sind außerdem auf See wesentlich höher als an Land, da dort der Wind wesentlich stärker und konstanter weht. Die zunehmenden Offshore Windfarmen, vor allem in Europa, werden daher zu einer Erhöhung des durchschnittlichen Kapazitätsfaktors führen. Speziell für dieses Szenario wurde eine Erhöhung des Kapazitätsfaktors auf 28 % bis 2012 und auf eine weitere Erhöhung auf 30 % bis 2036 angenommen.

### 6.2.5 Kapitalkosten und Fortschritt Kennzahl

Die Kapitalkosten bei der Produktion von Windkraftanlagen sind in den letzten Jahren stetig gesunken. Beim Design der Turbinen hat sich die drei Blatt Variante mit variabler Geschwindigkeit und Pitch - Regelung durchgesetzt. Dadurch wurden auch die Herstellungstechniken optimiert. Eine Massenproduktion und weitgehende Automatisierung bringt Vorteile mit sich. Es kann davon ausgegangen werden, dass es jeweils zu einer Kostenreduktion um 20 % kommt, wenn sich die Anzahl der produzierten Einheiten verdoppelt. Zum besseren Verständnis der Kennzahlen bedeutet dies: Bei einer Reduktion um 20 % spricht man von einem Fortschrittsfaktor von 0,8.

In den Berechnungen der Einsparungen wurde nur mit der Anzahl der einzelnen Windkraftwerke, nicht aber von Ihren Leistungen ausgegangen. Daher ist der Anstieg der durchschnittlichen Größe ebenfalls zu berücksichtigen.

Die Fortschrittskennzahl beginnt im Jahr 2015 bei 0,9 und steigt dann weiter an. Es wird angenommen, dass die Prozesse bis in das Jahr 2031 soweit optimiert sind, dass die Kennzahl einen Wert von 0,98 erreicht.

Der Grund für den schnellen Anstieg der Kennzahl in den ersten Jahren liegt darin, dass die verarbeitende Industrie bisher noch nicht in den vollen Nutzen der Serienfertigung gelangt ist. Vor allem wegen der schnellen Entwicklung und Designänderungen der letzten Jahre.

Konträr zu dieser Theorie steht, dass seit 2006 ein Preisanstieg bei den Windkraftanlagen zu verzeichnen ist. Verursacht wurde dieser vor allem durch eine Mischung der steigenden Rohstoffpreise und Engpässe in den Lieferketten der einzelnen Komponenten von Windkraftanlagen.

Die Preissteigerung bei den Rohstoffen betrifft vor allem die Metalle die in Windkraftanlagen verarbeitet sind. So wird zum Beispiel Stahl in den Türmen, Getrieben und Rotoren verwendet, Kupfer in den Generatoren und andere Metalle im Beton und Turm.

Die globalen Stahlpreise haben sich alleine von August 2007 bis 2008 fast verdoppelt, während sich die Kupferpreise in den letzten fünf Jahren vervierfacht haben. Auch die steigenden Energiepreise machen vor Windkraftwerken keinen Halt und fließen daher auch in den Herstellungs- und Transportprozess mit ein.

Der Druck in der Lieferkette ist vor allem durch den Mangel an Getrieben und Lagern ausgegangen. Diese Defizite konnten durch den Bau neuer Produktionsanlagen und Aufstockung der Kapazitäten weitgehend behoben werden.

Einige Beobachter gehen davon aus, dass sich der Metallpreis im Jahr 2010 wieder fallen könnte. In jedem Fall kann man davon ausgehen, dass die Preise für die Herstellung von Windkraftanlagen, durch die Vorteile der technologischen Entwicklung und Serienfertigung, sinken werden.

Die Kapitalkosten pro Kilowatt installierter Leistung wurden im Jahr 2007 im Durchschnitt mit 1.300 € beziffert und werden auf 1.450 € bis in das Jahr 2009 ansteigen. Danach wird davon ausgegangen, dass ab dem Jahr 2010 die Kosten stetig auf rund 1.150 € sinken werden. Ab dem Jahr 2020 werden sich die Kosten auf 1.050 € einpendeln und konstant bleiben.

Global Scenario	Cumulative wind power capacity (GW)	Electricity output (TWh)	Percentage of world electricity (Energy Efficiency)	Annual installed capacity [GW]	Annual investment (€ bn)	Jobs [million]	Annual CO <sub>2</sub> saving (million tonnes)
Reference	352	864	4.1%	24	32.14	0.54	518
Moderate	709	1,740	8.2%	82	89.39	1.30	1,044
Advanced	1,081	2,651	12.6%	143	149.35	2.21	1,591

**Tabelle 6.1: Zusammenfassung der weltweiten Zukunftsaussichten der Windenergie bis 2020 [4]**

Global Scenario	Cumulative wind power capacity (GW)	Electricity output (TWh)	Percentage of world electricity (Energy Efficiency)	Annual installed capacity [GW]	Annual investment (€ bn)	Jobs [million]	Annual CO <sub>2</sub> saving (million tonnes)
Reference	679	1,783	5.8%	36.6	47.10	0.74	1,070
Moderate	1,834	4,818	15.6%	100	104.36	1.71	2,891
Advanced	3,498	9,088	29.5%	165	168.14	2.98	5,453

**Tabelle 6.2: Zusammenfassung der weltweiten Zukunftsaussichten der Windenergie bis 2050 [4]**

Year		2007	2008	2009	2010	2015	2020	2030
Reference	[MW]	93,864	109,739	128,046	139,000	232,956	352,300	496,730
	[TWh]	206	240	280	304	571	864	1,218
Moderate	[MW]	93,864	117,735	143,376	172,280	378,954	709,332	1,420,436
	[TWh]	206	258	314	377	929	1,740	3,484
Advanced	[MW]	93,864	119,837	149,841	186,309	485,834	1,080,886	2,375,374
	[TWh]	206	262	328	408	1,192	2,651	5,939

**Tabelle 6.3: Zusammenfassung der installierten Leistung und der elektrischen Arbeit für das jeweilige Szenario [4]**

	2007	2010	2020	2030	2040	2050
REFERENCE WIND MARKET GROWTH – IEA PROJECTION						
Wind power penetration of world's electricity in % – Reference (IEA Demand Projection)	%	1.4	1.7	3.6	4.2	4.4
Wind power penetration of world's electricity in % – Energy Efficiency	%	1.4	1.7	4.1	5.1	5.8
MODERATE WIND MARKET GROWTH						
Wind power penetration of world's electricity in % – Reference	%	1.4	2.1	7.3	11.9	12.5
Wind power penetration of world's electricity in % – Energy Efficiency	%	1.4	2.1	8.2	14.6	16.4
ADVANCED WIND MARKET GROWTH						
Wind power penetration of world's electricity in % – Reference	%	1.4	2.3	11.2	19.7	23.1
Wind power penetration of world's electricity in % – Energy Efficiency	%	1.4	2.3	12.6	24.0	30.3

**Tabelle 6.4: Gegenüberstellung der drei Windmarktszenarien mit den voraussichtlichen Stromverbrauchsprognosen [4]**

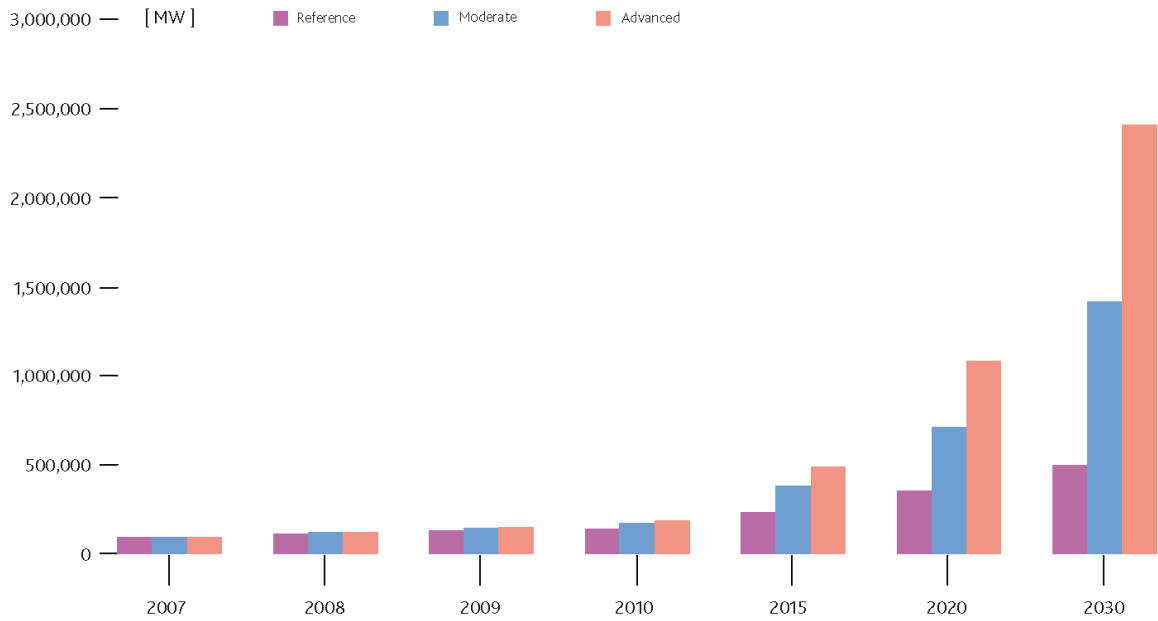


Abbildung 6.2: Weltweit neu installierte Leistung (kumuliert) an Windkraftanlagen [4]

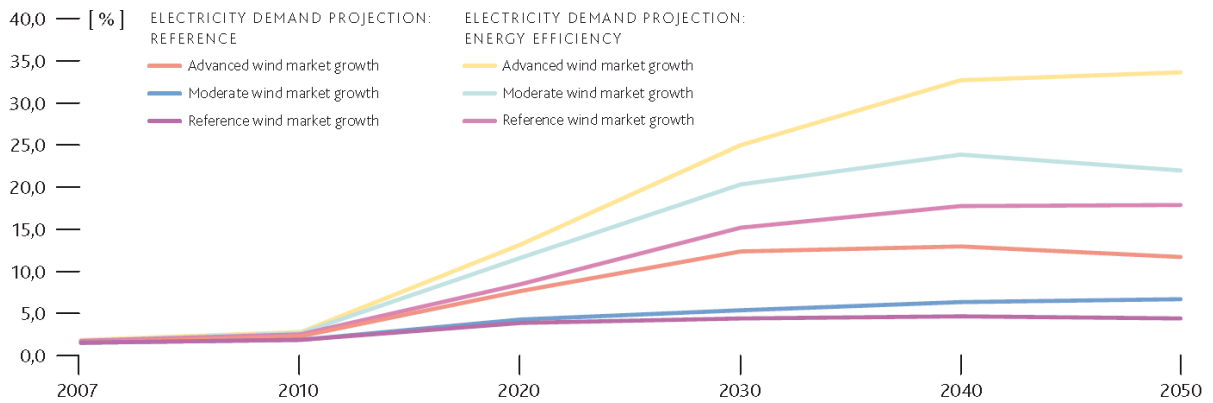


Abbildung 6.3: Durchsetzung der weltweiten Windkraft anhand der einzelnen Szenarien [4]



## 6.3 Auswertungen aus den einzelnen Szenarien

Aufgrund der einzelnen Szenarien lässt sich nun eine Vielzahl von Möglichkeiten über die Zukunft der Windkraft ableiten. Abhängig sind alle Szenarien sowohl von der Angebotsseite (wie viel Windenergie steht zu Verfügung) als auch von der Nachfrageseite (wie viel Energie wird benötigt und wie viel Energie kann in den nächsten Jahren einspart werden)<sup>28</sup>.

### 6.3.1 Das Referenzszenario

Das Referenzszenario das von der IEA veröffentlichten Studie<sup>29</sup> abgeleitet ist, beginnt mit einer Wachstumsrate von 27 % für 2008, sinkt dann auf 10 % bis 2010 ab und fällt dann bis in das Jahr 2030 weiter auf 4 %. Die Wachstumsrate stabilisiert sich im Jahr 2035 bei einem Prozent. Das bedeutet in Zahlen, dass am Ende des Jahres 2010 139 GW installierte Windleistung zu Verfügung stehen, die 304 TWh pro Jahr abdecken, was wieder 1,7 % des weltweiten Strombedarfes entspricht.

Im Jahr 2020 stehen weltweit 352 GW installierte Windleistung zu Verfügung, die bis zum Jahr 2030 auf 500 GW anwachsen. Das entspricht einer jährlichen Kapazitätssteigerung um 30 GW pro Jahr. Im Jahr 2050 liegt dann die weltweit installierte Windleistung in der Nähe von 680 GW.

Die relative Verbreitung der Windenergie in der weltweiten Energieversorgung variiert je nach Nachfrage, die in der Projektion angewandt wird. Bei einer Produktion von 864 TWh im Jahr 2020 entspricht dies je nach durchgeführten Energieeffizienzmaßnahmen 3,6 - 4,1 % der weltweiten Energieversorgung. Werden bis zum Jahr 2030 1.218 TWh produziert, so wird dadurch zwischen 4,2 - 5,1 % der weltweiten Nachfrage befriedigt. Auch im Jahr 2050 kommt der Beitrag an der weltweiten Energieversorgung nicht über 4,2 - 5,8 % hinaus.

### 6.3.2 Das moderate Szenario

Die voraussichtlichen Wachstumsraten werden beim moderaten Szenario wesentlich höher eingestuft als beim Referenz Szenario. Die jährliche Wachstumsrate beginnt hier bei einem Wert von 27 % für das Jahr 2008 und sinkt dann bis 2010 auf einen Wert von 19 % ab. Für die weiteren Jahre bis 2020 wird ein weiteres langsames Absinken auf 11 % errechnet, bis die Wachstumsrate schließlich auf einen Wert von 3 % im Jahr 2030 absinkt und sich dann bei einem Wert von 1 % im Jahr 2040 stabilisiert.

Bis zum Ende des Jahres 2010 ist in diesem Szenario mit einem jährlichen Zuwachs von 28,9 GW installierter Windleistung zu rechnen. Das führt am Ende des Jahrzehnts zu 172 GW weltweit installierter Windleistung. Bis zum Jahr 2020 wächst der Markt um weitere 81,5 GW installierter Windleistung pro Jahr an, und bringt somit die weltweit installierte Windenergie auf ein Niveau von 700 GW.

---

<sup>28</sup> Quelle aus [4]

<sup>29</sup> Quelle aus [26]

Bis zum Jahr 2030 ist mit einem weiteren jährlichen Zuwachs von 84 GW installierter Windleistung zu rechnen. Dieser hebt die weltweit installierte Windenergie auf mehr als 1.420 GW an. Mit einem weiteren konstanten Zuwachs von 100 GW bis in das Jahr 2050 wird ein Wert von 1800 GW weltweit installierter Windleistung erreicht.

In Bezug auf die erzeugte Elektrizität bedeutet dies einen Wert von 1.700 TWh aus Windenergie bis 2020, 3.500 TWh bis 2030 und 4.800 TWh bis 2050. Je nach Entwicklung der Nachfrageseite entspricht dies einer Deckung von 7,3 - 8,2 % des weltweiten Strombedarfes bis 2020, 11,9 - 14,6 % bis 2030 und 11,2 - 15,6 % bis 2050.

### 6.3.3 Das fortgeschrittene Szenario (Advanced Szenario)

Wie zu erwarten zeigt sich im Advanced Szenario eine noch schnellere Expansion der weltweiten Windkraft. Die angenommene Wachstumsrate wird wieder bei 27 % im Jahr 2008 angenommen und fällt dann auf 22 % bis zum Jahr 2010 ab. Bis zum Jahr 2020 fällt die Wachstumsrate weiter auf 12 % und schließlich auf 5 % bis zum Jahr 2030 ab. Danach kommt es zu einer konstanten weltweiten Zuwachsrate von einem Prozent bis zum Jahr 2050.

Unter diesen Voraussetzungen kann bis zum Ende des Jahres 2010 mit einer jährlichen weltweit neu installierter Windleistung von 36,5 GW gerechnet und damit eine gesamt installierte Windleistung von 186 GW erreicht werden. Bis zum Jahr 2020 beträgt der jährliche Zuwachs 142 GW. Damit steigt die weltweit installierte Windleistung auf über 1.000 GW an.

Bis zum Jahr 2030 kann in dieser Version mit einer installierten Windleistung von 2.400 GW gerechnet werden. Der jährliche Markt stabilisiert sich dann auf einem Wert von rund 165 GW jährlich weltweit installiertem Zuwachs an Windleistung. Bis zum Jahr 2050 steigt der Wert auf 3.500 GW an.

In Bezug auf die erzeugte Elektrizität bedeutet dies einen Wert von 2.600 TWh/a aus Windenergie bis 2020, 5.700 TWh/a bis 2030 und mehr als 9.000 TWh/a bis 2050. Wiederum in Abhängigkeit von der Entwicklung auf der Nachfrageseite, zu den jeweiligen Zeitpunkten, deckt die Windkraft den weltweiten Strombedarf von 11,2 - 12,6 % bis 2020, 19,7 - 24,0 % bis 2030 und wie 21,2 - 29,5 % bis 2050.

## 6.4 Erkenntnisse aus den Szenarien

In den drei Szenarien wurde von der IEA eine weitere Unterteilung nach Regionen vorgenommen. Dies wurde zum Zweck der besseren Analyse der Ergebnisse durchgeführt. Es wurde zwischen den Regionen Europa, Nordamerika, Lateinamerika, China, Indien, Pazifik (mit Australien, Südkorea, Japan) den Ländern der ehemaligen Sowjetunion und Teilen Asiens, den Rest von Asien und dem Mittleren Osten unterschieden.

Es zeigt sich, dass im Referenzszenario weiterhin Europa den Weltmarkt dominieren wird und bis 2030 46 % der weltweit installierten Windleistung auf Europa entfällt. Gefolgt von Nordamerika mit 27 % und China mit 10 %.

In den zwei anderen Szenarien zeigt sich ein differenzierteres Bild. Im moderaten Szenario ist der Anteil der weltweit installierten Windleistung 2030 in Europa auf einen Anteil von 23 % gesunken. Nordamerika steigt mit 27 % zum Marktführer auf, gefolgt von China mit 14 % und Indien mit 10 %. Auf die Entwicklungsländer in Asien fallen ebenfalls 10 %, auf Lateinamerika 7 % und auf die Pazifischen Regionen 5 %. Alle anderen Regionen sind vernachlässigbar, da ihr Beitrag bei etwa einem Prozent zu liegen kommt.

Im Advanced Szenario zeigt sich noch ein stärkeres Wachstum für China, das auf ca. 19% des Weltanteiles kommt. Auf den Nordamerikanischen Raum fallen 22 %, auf Europa nur mehr 15 %. Auf Indien entfallen 10 %, auf Asien und den pazifischen Raum jeweils 9 %. Lateinamerika beansprucht einen Anteil von 8 % für sich. Alle anderen Länder, besonders zu erwähnen Afrika und der nahe Osten, sind weiter vernachlässigbar.

In allen drei Szenarien wird davon ausgegangen, dass ein zunehmender Anteil der neu installierten Kapazitäten auf den Ersatz alter Anlagen entfällt. Dies basiert auf der durchschnittlichen Lebensdauer einer Windkraftanlage von 20 Jahren. Weiters wird angenommen, dass die Ersatzanlagen wieder dieselbe Leistung abgeben und so zwar einen ökologischen Beitrag liefern, jedoch nicht die weltweite Gesamtkapazität erhöhen<sup>30</sup>.

## 6.5 Kosten und Nutzen

Die Bereitstellung einer erhöhten Menge von elektrischer Energie aus Windkraftwerken wird über die nächsten 40 Jahre auch eine beträchtliche Höhe an Investitionen mit sich bringen. Gleichzeitig wird eine Erhöhung des Beitrages durch Windenergie auch hinsichtlich des globalen Klimas und der Schaffung von Arbeitsplätzen verstärkt Vorteile mit sich bringen. Die Attraktivität des Windenergiemarkts für Investoren ist jedoch von einigen Faktoren abhängig. Diese umfassen die Kapitalkosten der Anlage, die Verfügbarkeit von Finanzmitteln, die Preisgestaltung und die zu erwartende Rendite. Man geht in allen drei Szenarien davon aus, dass es zu allmählich abnehmenden Investitionskosten (wie bereits erläutert) pro Kilowatt installierter Leistung kommt.

Im Referenzszenario wird von einem Basiswert der Investitionen von 25,8 Mrd. € im Jahr 2007 ausgegangen. Dieser Wert wird weiter auf 26,5 Mrd. € im Jahr 2010, dann auf 39,0 Mrd. € im Jahr 2030 und schließlich auf 47,0 Mrd. € im Jahr 2050 ansteigen (alle Werte auf 2007 bezogen).

Im moderaten Szenario werden sich die jährlichen Investitionskosten auf 40,2 Mrd. € im Jahr 2010, 89,4 Mrd. € im Jahr 2030 und schließlich auf 104,4 Mrd. € im Jahr 2050 steigern.

Im fortgeschrittenen Szenario werden die jährlichen Investitionskosten im Jahr 2010 50,3 Mrd. € erreichen, dann im Jahr 2020 auf 149,4 Mrd. € steigen und schließlich 2030 169,3 Mrd. € betragen. In all diesen Zahlen werden die Kosten, die durch das Repowering älterer Anlagen entstehen, berücksichtigt.

Auch wenn diese Zahlen auf den ersten Blick etwas groß erscheinen, muss doch berücksichtigt werden, dass in den 1990er Jahren die jährlichen weltweiten Investitionskosten auf dem Energiesektor 158 - 186 Mrd. € pro Jahr betragen.

---

<sup>30</sup> Quelle aus [4]

Bei der Berechnung der Kosten für die Erzeugung von Windenergie sind viele Parameter zu berücksichtigen. Die wichtigsten davon sind die Kapitalkosten von Windenergieanlagen (siehe oben), die Finanzkosten (Zinsen), die Windverhältnisse und die Preise für die Stromerzeugung. Weitere wichtige Faktoren sind Wartung- und Instandhaltungskosten sowie die Lebensdauer der Anlage.

Die Gesamtkosten pro erzeugter kWh werden traditionell durch Abzinsen und Anpassen der jeweiligen Investitionen und der Betriebs- und Wartungskosten für die gesamte Lebensdauer einer Windenergieanlage ermittelt. Dieser Betrag wird dann durch die jährliche Stromproduktion dividiert. Die Kosten pro Einheit sind somit die durchschnittlichen Kosten der Anlage über die gesamte Lebensdauer (in der Regel auf 20 Jahre). In Wirklichkeit werden die Kapitalkosten in den ersten Betriebsjahren einer Anlage (während das Darlehen abbezahlt wird) höher, dafür aber die Kosten für Wartung und Instandhaltung geringer sein, als in den letzten Lebensjahren der Anlage.

Unter Berücksichtigung all dieser Faktoren kann man zurzeit die Kosten für die Erzeugung von Windenergie in einem Bereich von 4 - 6  $\text{€ct/kWh}$  an Standorten mit hoher Windgeschwindigkeit und ca. 6 - 9  $\text{€ct/kWh}$  an Standorten mit einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit abschätzen.

Allerdings hat sich in den letzten Jahren die Effizienz von Windkraftanlagen, durch besseres Design, bessere Standortwahl und höher angebrachte Turbinen, wesentlich verbessert. Somit ist davon auszugehen, dass durch die optimierten Produktionsprozesse die Investitionskosten für Windenergieanlagen eher fallen werden.

Diese Berechnungen berücksichtigen die sogenannten „externen Kosten“<sup>31</sup> nicht. Es ist allgemein bekannt, dass erneuerbare Energien (wie Wind) einen ökologischen und sozialen Vorteil im Vergleich zu den herkömmlichen Energiequellen (wie Kohle, Gas, Öl und Kernkraft) besitzen. Diese Vorteile sollten in den Berechnungen für die Stromerzeugung als „Kosten für die Gesellschaft“ mit berücksichtigt werden.

Nur dadurch kann ein fairer Vergleich der verschiedenen Arten der Stromerzeugung geschaffen werden. Die Europäische Kommission schätzt die externen Kosten aus der Stromerzeugung aus Erdgas mit rund 1,1 - 3,0  $\text{€ct/kWh}$  und für Kohle auf 3,5 - 7,7  $\text{€ct/kWh}$ . Die Kosten für die Stromerzeugung aus Windenergie werden hingegen nur mit 0,05 - 0,25  $\text{€ct/kWh}$  geschätzt. Am Anfang müssen hier natürlich, wie dies im Europäischen Emissionshandelssystem<sup>32</sup> (ETS) erfolgt, der Preis von CO<sub>2</sub> und seine globalen Auswirkungen mit eingerechnet werden.

In diesen Berechnungen fehlen natürlich auch viele andere in der Zukunft relevante Parameter. Da sind zum Beispiel die Treibstoffkosten und deren Zusammenhang mit herkömmlichen Technologien zu nennen. Da die Windkraft keine Treibstoffkosten benötigt, eliminiert sich auch das Risiko von Preisschwankungen, die andere Energieerzeugungstechnologien (wie Öl, Gas, Kohle) charakterisieren. Ein ausgewogener Energiemix mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien (darunter auch einen hohen Anteil an Windenergie) wird die mit künftig höheren Energiekosten verbundenen Risiken reduzieren. In einer Zeit da man sich der begrenzten fossilen Ressource bewusst ist und eine Preisvolatilität an der Tagesordnung steht, werden die Vorteile immer klarer erkennbar.

---

<sup>31</sup> Quelle aus [21]

<sup>32</sup> Quelle aus [19]

Darüber hinaus werden die eingesparten Kosten für die weitere Errichtung konventioneller Kraftwerke, nicht berücksichtigt. Dies verbessert aber zusätzlich die Kosten für Windenergie: Im Jahr 2007 wurden beispielsweise 3,9 Mrd. € durch die Windenergie und die damit verbundene Einsparung von Treibstoffkosten, erwirtschaftet. Dieser Wert wird sich bis zum Jahr 2030 voraussichtlich auf 24 Mrd. € erhöhen.<sup>33</sup>

Ein weiterer wichtiger Effekt der sich aus diesen Szenarien erkennen lässt und auch entscheidend für das Abwiegen des Kosten - Nutzenfaktors ist, ist der Beschäftigungszuwachs durch sogenannte „Green Jobs“. Hohe Arbeitslosenquoten sind weiterhin eine große Belastung für die sozialen Systeme vieler Länder der Welt. Jede Technologie, die ein beträchtliches Maß an qualifizierten und unqualifizierten Arbeitskräften verlangt, ist daher von großer wirtschaftlicher Bedeutung, und ist somit wahrscheinlich auch maßgeblich in die politischen und wirtschaftlichen Energieentscheidungsprozesse mit einzubeziehen. In einigen Ländern wurden auch bereits Studien durchgeführt, die die Auswirkungen der Windenergie auf die Beschäftigung untersuchen.

Diese zeigen, dass für jedes Megawatt an neu installierter Windleistung, auf dem Markt 15 Arbeitsplätze geschaffen werden. Diese Arbeitsplätze erstrecken sich über die Fertigung, Zulieferindustrie, Windpark Entwicklung und Installation bis hin zu indirekten Beschäftigungseffekten. Wenn die Herstellungsverfahren optimiert sein werden (ca. bis zum Jahr 2030), wird die Zahl der Arbeitsplätze zwar auf 11 Arbeitsplätze pro neu installierter Megawatt Windleistung fallen, es werden aber zusätzlich (beispielsweise für die Wartung und Instandhaltung der Windkraftanlagen) 0,33 Arbeitsplätze pro installierter Megawatt kumulierte Leistung geschaffen. Unter diesen Annahmen waren im Jahr 2007 mehr als 329.000 Menschen in der Windindustrie beschäftigt. Im Referenz Szenario erhöht sich diese Zahl bis zum Ende des Jahres 2010 auf 408.500 Arbeitsplätze und bis 2020 auf 535.000 Arbeitsplätze. Im moderaten Szenario werden bis Ende 2010 462.000 Menschen in der Windindustrie beschäftigt werden und fast 1,3 Millionen im Jahr 2020. In dem fortgeschrittenem Szenario steigt die Zahl der Arbeitsplätze bis 2010 auf 572.500 und auf über 2,2 Millionen Arbeitsplätze bis zum Jahr 2020.<sup>34</sup>

## 6.6 Einsparungen aus Kohlenstoffdioxid Emissionen

Die Verringerung der Konzentration von Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>), das derzeit weltweit in der Atmosphäre freigesetzt wird, ist wohl der wichtigste Beitrag der Windenergie für die Umwelt. Kohlenstoffdioxid ist das hauptverantwortliche Gas das den Treibhauseffekt verschärft und zu den teils katastrophalen Folgen des Klimawandels führt.

Die moderne Technik Windenergie hat dazu eine sehr gute Energiebilanz. Die CO<sub>2</sub> Emissionen, die ein Windkraftwerk im Zusammenhang mit der Herstellung, Installation und Wartung über eine durchschnittliche Lebensdauer von 20 Jahren verursacht, werden bereits in den ersten drei bis sechs Monaten des Betriebs wieder eingespart. Der wahre Nutzen der Kohlenstoffdioxid Reduktion durch die Windkraft wird davon abhängen, welche Kraftwerke mit fossilen Brennstoffen oder Kombinationen aus Brennstoffen durch die Windkraft verdrängt werden.

---

<sup>33</sup> Quelle aus [27]

<sup>34</sup> Quelle aus [4]

Unter der Annahme das Kohle- und Gaskraftwerke in den nächsten 20 Jahren immer noch den größten Teil der elektrischen Energie liefern werden, wobei Gas immer stärker in den Vordergrund rücken wird, macht es Sinn einen Wert von durchschnittlich 600 Tonnen pro GWh anzunehmen. Diese Annahme wird durch die Tatsache gerechtfertigt, dass rund 50 % der installierten Windenergie weltweit bis zum Jahr 2020 in den OECD Ländern installiert werden. Der Trend in diesen Ländern ist eine deutliche Verschiebung von Kohle zu Gas. In anderen Regionen wird der Trend zur CO<sub>2</sub> Reduktion nicht so hoch sein, da in diesen Ländern weiter auf Kohle als Primärenergieträger zur Erzeugung elektrischer Energie gesetzt wird.

Unter Berücksichtigung dieser Annahmen, werden die jährlichen CO<sub>2</sub> Einsparungen durch Windkraft voraussichtlich im Referenzszenario 183 Millionen Tonnen bis 2010, 518 Millionen Tonnen bis 2020 und 731 Millionen Tonnen bis 2030 betragen. Auch wenn diese Zahlen enorm scheinen, sind in diesem Szenario die CO<sub>2</sub> Einsparungen aus Windkraft (verglichen mit den 18.708 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> die laut IEA für die weltweite Energiewirtschaft im Jahr 2030 emittiert werden) vernachlässigbar.

Im moderaten Szenario spart die Windenergie bis 2010 226 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>, 1.044 Millionen Tonnen bis 2020 und 2.090 Millionen Tonnen bis 2030 ein. Wenn man das ganze Potential der Einsparungen vom Jahr 2003 weg betrachtet, so werden bis 2020 7.216 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> eingespart und bis 2050 sogar 76.000 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>.

Im fortgeschrittenen Szenario belaufen sich die jährlichen Einsparungen aus der Windenergie bis 2010 auf 245 Millionen Tonnen, bis 2020 auf 1.591 Millionen Tonnen und bis 2050 auf 3.236 Millionen Tonnen nicht emittiertes CO<sub>2</sub>. Wenn wiederum eine Zeitraumbetrachtung zwischen den Jahren 2003 und 2020 durchgeführt wird, so liegen die CO<sub>2</sub> Einsparungen aus Windenergie bei 9.494 Millionen Tonnen und bei einer weiteren Betrachtung über den gesamten Zeitraum (also bis in das Jahr 2050) bei 130.000 Millionen Tonnen an eingesparten CO<sub>2</sub> Emissionen.

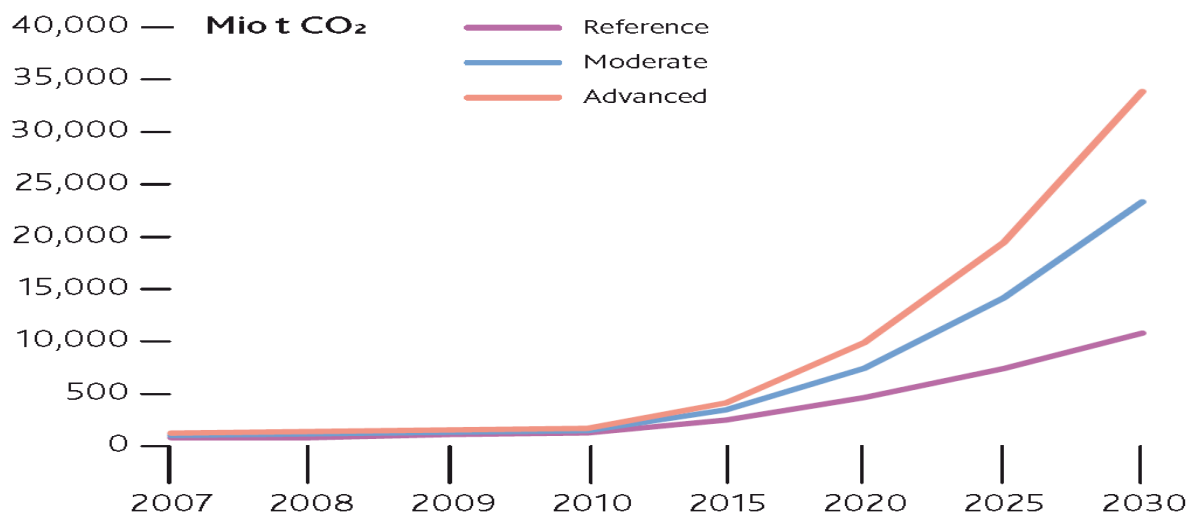


Abbildung 6.4: Nicht emittiertes Kohlenstoffdioxid unter Berücksichtigung der drei Szenarien [4]

## 7. Windpotentiale und Ziele der Europäischen Union

Die Struktur der Energieversorgung der Europäischen Union trägt noch die Merkmale einer Zeit in der diese Technologien entwickelt wurden. In Europa ist es bis heute fast überall gelungen einen gut funktionierenden Binnenmarkt zu schaffen, jedoch mit einigen Ausnahmen, zu den leider auch der Strommarkt zählt. Jedoch befindet sich dieser Markt seit geraumer Zeit in starker Bewegung. Die Europäische Union verschließt sich nicht vor den globalen Auswirkungen des Klimawandels. Weiters wurde in diesem Rahmen auch die Importabhängigkeit an Rohstoffen für Europa aufgezeigt. Zur Sicherstellung der Energieversorgung Europas und somit der europäischen Wirtschaft, hat man erkannt, dass Europa in den nächsten 15 Jahren eine sehr große Chance erhält seine Energieversorgung zu reformieren. Besonders deshalb da in der genannten Zeitspanne 332 GW an neuen Stromkapazitäten errichtet werden müssen. Dies entspricht 42 % der derzeitigen Kapazität an neuen Kraftwerken (als Ersatz für veraltete Anlagen), aber auch zur Deckung des prognostizierten Stromverbrauchs. Hierbei erhält Europa die Gelegenheit seine Energieversorgung, aber auch die europäischen Übertragungsnetze, grundlegend zu modernisieren und auf erneuerbare Energieformen zu setzen. Dabei liegt das Hauptaugenmerk nicht nur darauf durch die Errichtung der neuen Kraftwerke freigesetzte Wirtschaftsleistung im Euroraum zu belassen, um dadurch die Wirtschaft und Arbeitsplätze zu sichern. Durch die Schaffung eines funktionierenden Binnenmarktes soll das Risiko der Abhängigkeit von Kohle- und Treibstoffpreisen vom Verbraucher an den Investor übergehen. Die im Jahr 2009 vorgelegte Richtlinie der Europäischen Union für erneuerbare Energien sieht vor, dass der Anteil der erneuerbaren Energien von 8,5 % im Jahr 2005 auf 20 % im Jahr 2020 steigen soll. Wenn man bedenkt, dass bereits im Jahr 2007 der Anteil erneuerbarer Energien 9,9 % betrug, ist dieses Ziel sehr realistisch. Bei einer jährlich in diesem Tempo gleich bleibenden Steigerung von 0,65 %, erreicht man im Jahr 2020 den Anteil an erneuerbaren Energien von 18,35 %<sup>35</sup>.

Durch die in der EU - Richtlinie von 2001 beschlossenen Maßnahmen zu Förderung erneuerbarer Energien, hat es die Windkraft in Europa im Jahr 2008 geschafft, dass mehr neue Windleistung installiert wurde, als herkömmliche Kraftwerke wie Gas, Kohle und Kernkraft errichtet wurden. Da die Onshore Windenergieerzeugung die kostengünstigste Erzeugungsform aus erneuerbaren Energien ist, wird sie auch die Hauptlast zur Erreichung des 20 % Zieles für das Jahr 2020 tragen. Durch die verpflichtende Annahme der EU - Richtlinie im Jahr 2009 führte die EWEA (European Wind Energy Association) eine neue Szenario Rechnung durch, sodass die Ziele für das Jahr 2020 von 180 GW auf 230 GW installierter Windleistung mit einem Offshore Anteil von über 40 GW erhöht werden konnten. Für das Jahr 2030 wird somit eine Leistung von 300 GW bis 400 GW prognostiziert.

Fakt ist jedoch, dass in diesem Jahrzehnt zwar der meiste aus erneuerbaren Energien gewonnene Strom aus den Onshore Windfarmen kommt, der Fokus der Weiterentwicklung jedoch auf die Offshore Windkapazitäten und deren Integration in das europäische Verbundnetz liegt.

---

<sup>35</sup> Quelle aus [9]

Besonders in der Netzstruktur muss in diesem Jahrzehnt ein Umdenken stattfinden, weg von der Annahme ein Verbundnetz gehört zu der Infrastruktur des jeweiligen Landes, hin zu einem freien Markt und damit zu einem freien Stromhandel. Je schneller dieser Prozess stattfindet, desto schneller wird auch Europa mit Hilfe der Energieressource Wind, unabhängiger von Rohstoffimporten werden und seinen Bürgern dadurch eine sichere Energieversorgung (unter Berücksichtigung der Umwelt) bieten und sich demzufolge am internationalen Markt besser den je behaupten.

## 7.1 Ziele der Windkraft in der Europäischen Union im Jahre 2020

Im nachfolgenden Kapitel sollen in drei verschiedenen Szenarien die Wachstumsraten der Windkraft in Europa (EU - 27) aufgezeigt werden. Bei diesen drei Szenarien basiert das Erste auf den Daten der Europäischen Kommission (EC)<sup>36</sup>, das Zweite auf den Daten der IEA<sup>37</sup> und das Dritte auf den Daten der EWEA<sup>38</sup>, wobei hier die Daten des Low Szenarios verwendet wurden. Diese Daten wurden im Rahmen dieser Arbeit aufbereitet. Die jeweiligen prognostizierten Kapazitäten an installierter Windleistung wurden zuerst auf die einzelnen Länder und im weiteren Schritt auf die einzelnen Regionen, aufgeteilt. Dabei wurde eine getrennte Betrachtung der Offshore und Onshore Energie durchgeführt.

Bei diesen Szenarien wurden alle EU - 27 berücksichtigt, die die Möglichkeit zur Errichtung einer Windkraftanlage besitzen. Besonderes jene Länder die bereits einen hohen Anteil an installierter Windleistung besitzen (wie Dänemark oder Deutschland). werden ihren Hauptanteil an neu installierter Windleistung aus dem Repowering der Altanlagen entnehmen müssen. Nach heutigem Stand der Technik liegt die wirtschaftliche Nutzungsdauer eines Windkraftwerkes bei 20 Jahren. Die Anlagen die in den 1990er Jahren errichtet wurden, weisen eine geringere Maximalleistung und Nabenhöhe auf, als jene Anlagen die heute errichtet werden. Das bedeutet, dass es in besonders windigen Regionen unter anderem sogar wirtschaftlicher sein kann, diese Anlagen schon vor 20 Jahren zu repowern. Inwieweit sich das Repowering in den folgenden Jahren entwickeln wird, ist zurzeit nicht absehbar. Stand der Technik ist eine Windkraftanlage mit ca. 2 MW und einer Nabenhöhe zwischen 70 - 100 m. Wie bereits bekannt, wird besonders mit der Höhe eine bessere Windausnutzung (und damit auch eine Kapazitätserhöhung) möglich. Jedoch wird dies besonders in relativ dicht bewohnten Gebieten nicht möglich sein.

Wie bereits erwähnt werden die Zuwächse in der Windkraft bis zum Jahr 2020 zum größten Teil auf Onshore Turbinen basieren. Jedoch sind mehrere Länder intensiv daran bemüht ihre Offshore Anlagen massiv auszubauen oder eigene Anlagen zu errichten.

---

<sup>36</sup> Quelle aus [14]

<sup>37</sup> Quelle aus [16]

<sup>38</sup> Quelle aus [9]



## 7.2 Nutzungsmöglichkeiten der Nordsee

Besonders die Nordsee ist für die Nutzung der Windenergie geeignet. Jedoch wirft dies sofort die Frage der Wirtschaftlichkeit auf See auf. Die Vorteile die Offshore Anlagen bieten, liegen nicht nur in den höheren und gleichmäßig auftretenden Winden und damit verbundenen Möglichkeit die Nabenhöhe und die Nennleistung zu erhöhen, sondern auch an der Tatsache, dass diese nicht in der Nähe von Wohngebieten errichtet werden und daher etwas weniger Widerstand bei der Errichtung der Windkraftanlagen zu erwarten ist. Die Nachteile betreffen vor allem die Kosten der Anlagen und die Auswirkungen auf die Umwelt und deren Ökosysteme auf See.

Die Errichtung einer Windkraftturbine auf See führt zu erheblichen Mehrkosten gegenüber einer Errichtung an Land. Der zweite Nachteil liegt in der Anbindung der Anlagen in das Verbundnetz. So sind nicht nur die Verluste die bei der Stromübertragung zu erwarten sind, sondern auch die Vielzahl der Kabel die verlegt werden müssen, (siehe Kapitel 4.3) zu berücksichtigen. Ob auf Grund dieser Nachteile noch ein weiterer Innovationsprung eintritt, besonders bei jenen Anlagen die ab 2020 die nicht mehr in unmittelbarer Küstennähe errichtet werden, bleibt abzuwarten.

Die Größenordnung der geplanten Projekte ist in Abbildung 7.1 ersichtlich

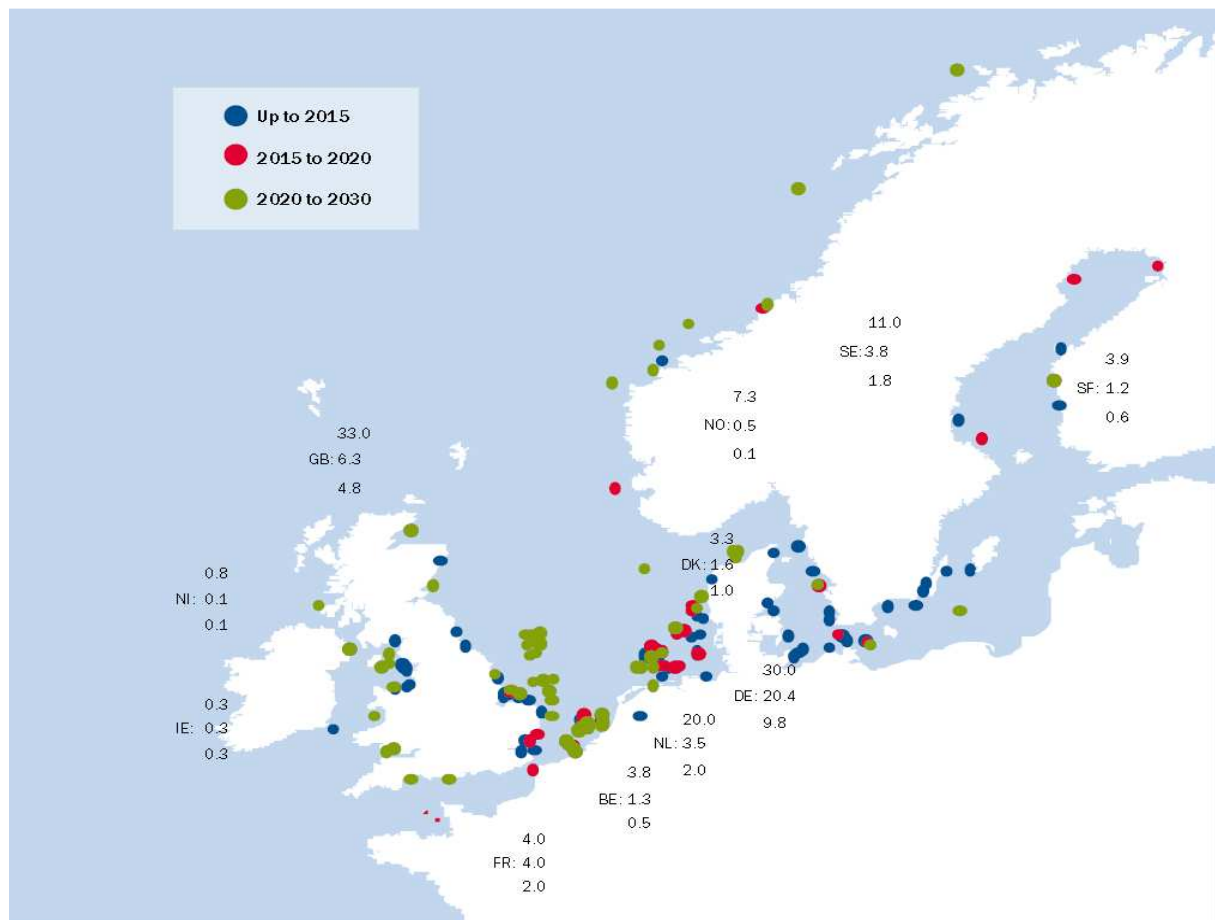


Abbildung 7.1: Lage der geplanten offshore Windparks in der Nordsee [10]

Wie schon zuvor in Kapitel 4.3 für nur eine auf engen Raum errichtete Offshore Anlage beschrieben, gelten natürlich auch für die Nordsee dieselben Voraussetzungen und Regeln. Besonders auf Grund der Größenordnung und der kurzen Zeit in dem diese Anlagen errichtet werden sollen, würde hier ein koordiniertes Vorgehen viele Vorteile für das Europäische Verbundnetz bringen und dabei sogar zu keinen erheblichen Mehrkosten führen. Ein hoher Anteil an Windenergie benötigt natürlich eine ausgeglichene Netzstruktur in ganz Europa. Die schon in Kapitel 4.3 für Deutschland aufgezeigten Möglichkeiten, gelten auch für Polen, Belgien, Niederlande etc. Daher scheint es vernünftig, in der Nordsee ein Gridsystem auszubauen. Besonders da die Skandinavischen Länder einen hohen hydro - steuerbaren Anteil besitzen, wäre es sinnvoll durch weitere Kabelverbindungen das volle Potential dieser beiden erneuerbaren Energien auszuschöpfen.

Dafür bestehen mehrere Möglichkeiten: Die eine Möglichkeit schafft eine Verbindung zwischen den einzelnen Offshore Windturbinen (siehe Kapitel 4.3). Dabei kann einerseits jeder einzelne Cluster eine eigene Kabelverbindung zum Festland besitzen (Abbildung 7.2) oder andererseits ein vermaschtes Netz zwischen den einzelnen Clustern auf See gebildet werden (Abbildung 7.3).

Bei näherer Betrachtung kann abgeleitet werden, dass bei einer Vermaschung des Netzes auf See die eingesetzten Kabeldimensionen zwischen den einzelnen Clustern bereits vor der Errichtung auf ein Netz dieser Größenordnung abgestimmt werden müssen. Dies wäre trotz des höheren Planungsaufwands, die günstigere Lösung, als wenn jeder Cluster über eine eigene Kabelverbindung an das Festland angeschlossen werden würde. Ein weiterer Faktor ist, dass bei einer guten „Windlage“ das europäische Verbundnetz mit Energie überschwemmt wird, jedoch bei einer Windflaute es unter Umständen zu einer Energieknappheit in Europa kommen würde. Da ein AC - Lastfluss (Wechselstrom – Lastfluss) auf physikalischen Grundsätzen basiert, ist er nur zum Teil beeinflussbar. So könnte es dazu kommen, dass einige Leitungen bzw. Knoten total überlastet sind, während an anderen Stellen freie Kapazitäten zur Verfügung stehen. Es gibt mehrere Möglichkeiten den Lastfluss in einem AC - Netz zu beeinflussen<sup>39</sup>. Auf diese wird in der gegenständlichen Arbeit aber nicht näher eingegangen. Trotz dieser Möglichkeiten kann der Lastfluss nicht vollständig kontrolliert werden.

Eine andere Möglichkeit der Energieverschiebung bietet sich mit Hilfe von HGÜ - Anlagen (Hochspannungs- Gleichstromübertragung). Bei dieser Technologie besteht die Möglichkeit die Windenergieüberschüsse, die zum Beispiel vor der Küste der Niederlande auftreten, nach Norwegen weiter zu leiten und dort in den Pumpspeicher Kraftwerken zu verarbeiten. Bei einer Windflaute wiederum besteht die Möglichkeit das verpumpte Wasser in diesen Kraftwerken wieder in Strom umzuwandeln und in die Niederlande zu übertragen. Diese Möglichkeit ist nicht nur aus umwelttechnischen Gründen realistisch (siehe Kapitel 4.5) es sind auch schon einige dieser Projekte in Planung bzw. kurz vor der Ausführung.

Neben dem HGÜ Projekt sieht natürlich auch eine Variante mit Wechselstromübertragung zur Verfügung. Dies ist zurzeit in Europa Stand der Technik. Eine Verkabelung in der Nordsee birgt dabei sowohl Vor- als auch Nachteile. Diese werden in der Studie von TradeWind<sup>40</sup> ausführlich beschrieben. In Abbildung 7.4 sind die Ausmaße dieser Wechselstromvariante abgebildet.

---

<sup>39</sup> Quelle aus [23]

<sup>40</sup> Quelle aus [10]

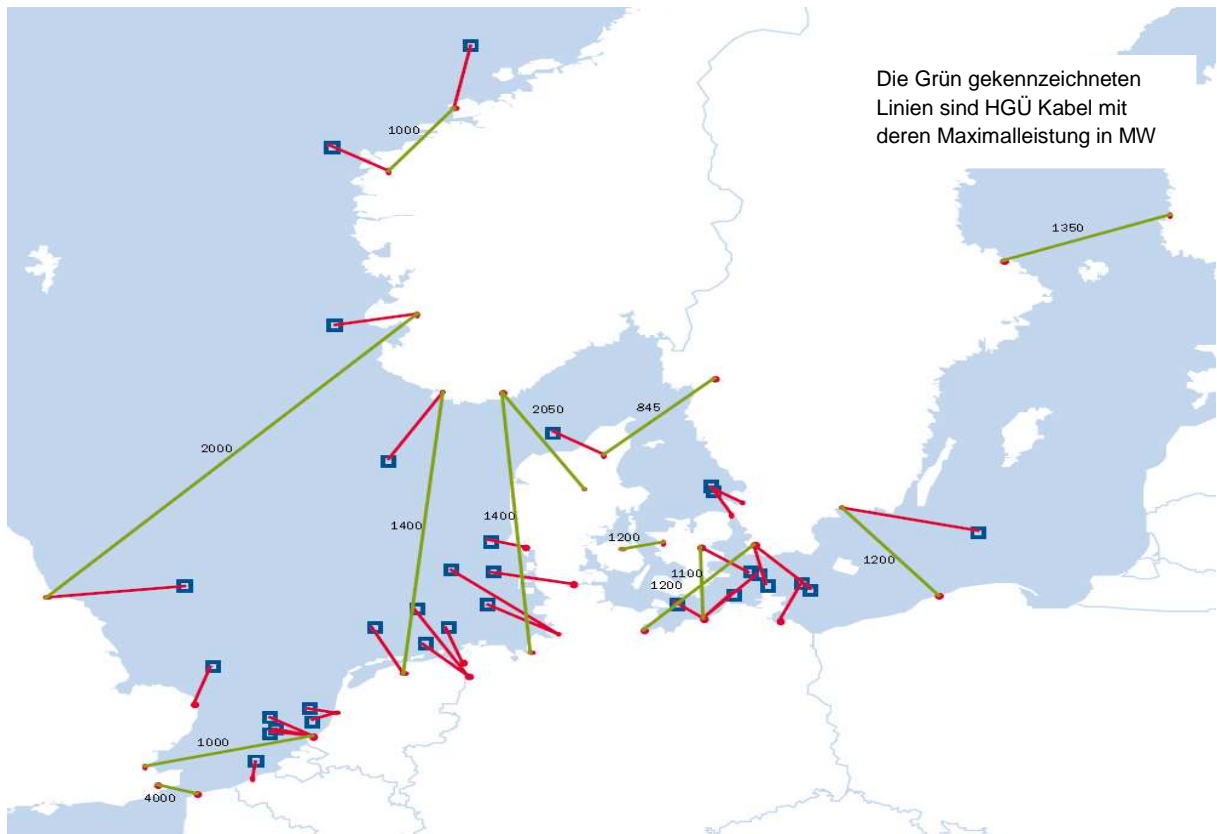


Abbildung 7.2: Einzelanbindung der einzelnen Cluster [10]

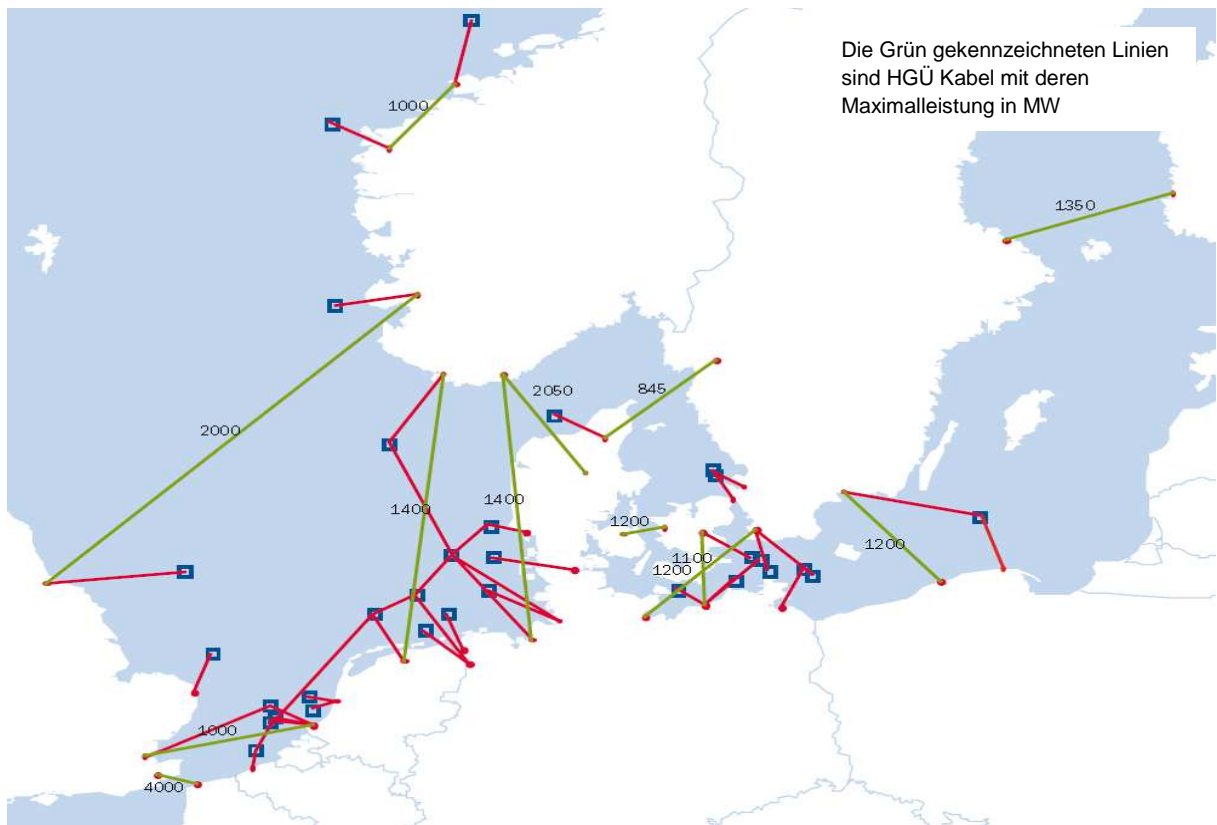


Abbildung 7.3: Netzstruktur zwischen den einzelnen Clustern [10]

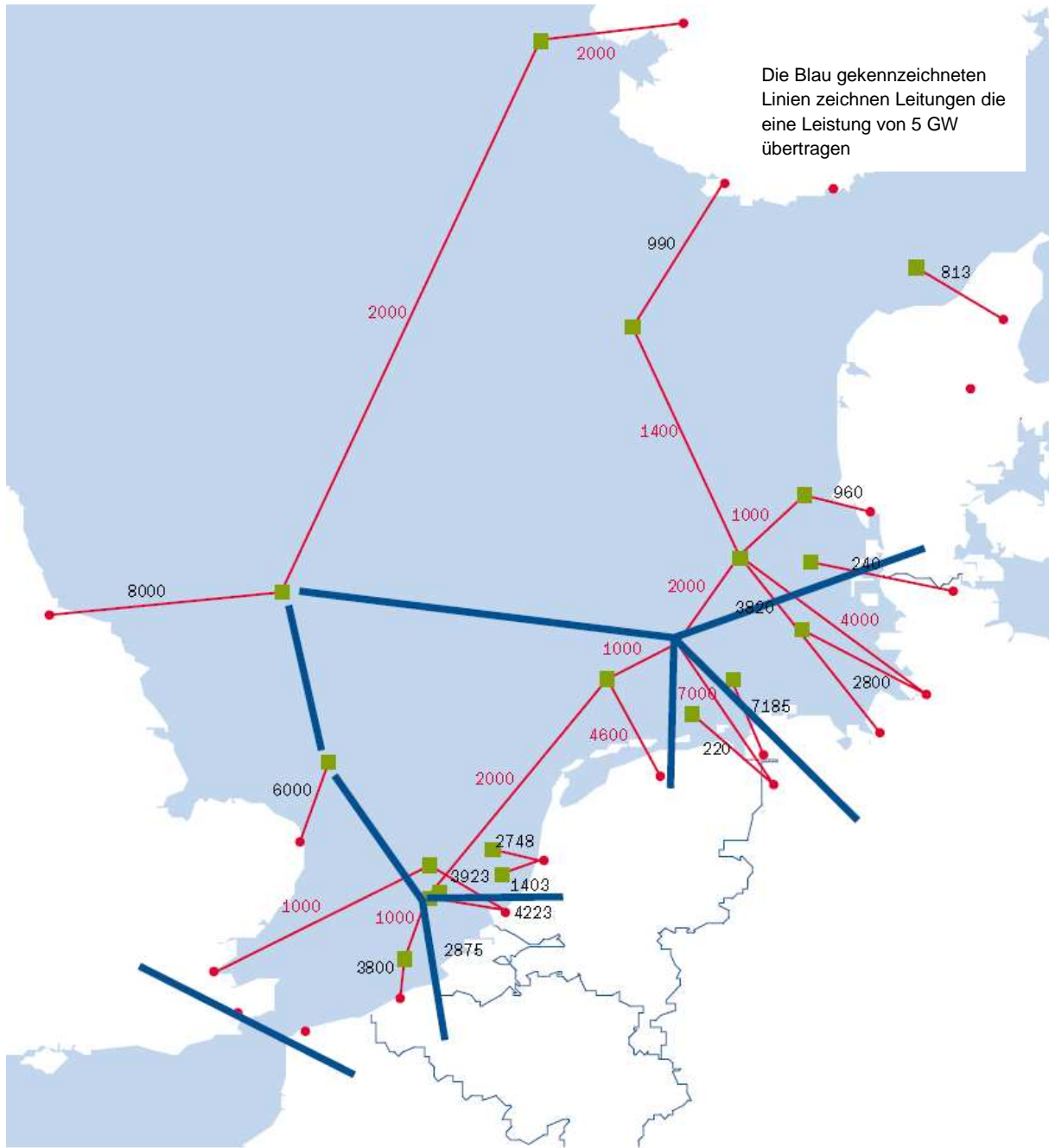


Abbildung 7.4: Wechselstromvariante für den Aufbau eines Nordseernetzes [10]

### 7.3 Modellierung der einzelnen Szenarien

Im Rahmen dieser Arbeit wurde ein Datensatz für die Windenergie in Europa erstellt. Dieser Datensatz wurde auf Basis der in den nachfolgenden Kapiteln beschriebenen Szenarien erstellt. Für alle drei Szenarien wurde hierbei ein mathematisches Modell für jede einzelne Region (meist Bundeslandebene) erstellt. Je nach zu erwartendem Zuwachs des Landes bzw. der Region, wurde das Modell angepasst. Die Anpassung erfolgte dabei auf Basis vorhandener Daten über den zu erwartenden Zuwachs des jeweiligen Landes oder auf Basis statistischer Analysen vergangener Jahre. Diese Art der Auswertung konnte jedoch nur für jene Regionen Europas durchgeführt werden, die in den vergangenen Jahren bereits Windkraftwerke errichtet haben, bzw. noch Potential für weitere Kraftwerke besitzen. Für die weiteren Regionen wurde eine Abschätzung des Potentials auf Grund der Topographie der Landschaft und des Windaufkommens durchgeführt.

Die dadurch entstanden 233 mathematischen Modelle wurden anschließend wieder zu einem Gesamtmodell zusammengefasst und mit den zuvor errechneten Werten die aus dem jeweiligen Originalszenario stammen verglichen.

Im Angang sind mit den Tabellen (Tabelle 10.1, Tabelle 10.2 und Tabelle 10.3) die zu erwartenden Zuwächse für die einzelnen Mitgliedsstaaten je nach Szenario aufgelistet.

Die Modellierung der einzelnen Szenarien erfolgt auf Basis der Daten die in den drei Studien veröffentlicht wurden. Die Studie der EWEA enthält bereits ein Szenario, welches auf alle EU - 27 Länder herunter gebrochen wurde. In allen anderen Studien wurde auf die jeweiligen Werte, der einzelnen Länder aufgrund Ihrer bisherigen Ambitionen in der Windenergie und deren zukünftigen Potentiale hin geschätzt. Es folgte auch eine Modellierung hinsichtlich der zu erwartenden Zuwachsraten der einzelnen Länder. Der Anfangswert wurde bei allen drei Studien auf den zu erwartenden Wert am Ende des Jahres 2010 gesetzt. Dies begründet sich damit, dass bei der Studie der Europäischen Kommission der zu erwartende Wert der installierten Windleistung für das Jahr 2010 bei 71 GW, bei der Studie der EWEA ein Wert von 82,5 GW und bei der Studie der IEA nur ein Wert für 2015 angegeben wurde. Tatsächlich waren am Ende des Jahres 2009 in allen Ländern der EU - 27 76 GW Windleistung bereits installiert. Dies liegt über dem Wert den die Europäische Kommission für das Jahr 2010 angegeben hat. Es wurde der Zeitraum 2010 bis 2020 mit einer Stützstelle im Jahr 2015 modelliert. Danach folgte der Zeitraum 2020 bis 2030 mit einer Stützstelle im Jahr 2025. Die Stützstellen basieren auf den in den Studien veröffentlichten Daten. Weiters wurden aus den Szenarien der EC und der IEA die zu erwartenden Offshore Potentiale herausgerechnet und auf die jeweiligen Länder heruntergebrochen.

Nachfolgend wird nur ein Gesamtszenario der Europäischen Union betrachtet. Der Grund hierfür liegt in der Datenmenge: Für jedes Jahrzehnt wurde, für jede für die Windenergie relevante Region, ein mathematisches Modell erstellt. Daraus ergeben sich 466 unterschiedliche mathematische Modelle. In weiterer Folge wurden diese regionalen Modelle wieder zu einem Ländermodell zusammengefasst, um diese später miteinander vergleichen zu können. Für jedes der EU - 27 Mitgliedsländer existiert so ein Szenario in dreifacher Ausführung. Dies bedeutet das 81 unterschiedliche Szenarien beschrieben werden müssten, die wiederum in Regionalszenarien aufgespalten werden könnten.

Die Beschreibung aller Länder würde somit zu komplex ausfallen. Natürlich könnten einige Länder als Beispiel herausgenommen werden. Aber auch hier müsste abgewogen werden, welche Länder von Interesse sind. Zur Auswahl standen Länder mit den höchsten Zuwachsraten oder jene Länder mit den geringsten. Es konnte festgestellt werden, dass bei einzelnen Länderbetrachtungen besonders die Modelle der IEA und der EWEA zum Teil eine hohe Übereinstimmung trotz der Unterschiedlichen Datensätze und Modellierung aufweisen. Dennoch besitzt ein gesamteuropäischer Überblick die meiste Aussagekraft.

### 7.3.1 Szenario der Europäischen Kommission

Das Szenario der EC (Europäischen Kommission) verzeichnet die geringsten Zuwachsraten aller betrachteten Szenarien. Die durchschnittliche jährliche Zuwachsrate an installierter Windleistung vom Jahr 2009 bis zum Jahr 2030 beträgt 3.345 MW. Bei diesem Wert handelt es sich bereits um einen, im Vergleich zu der im Jahr 2008 veröffentlichten Studie der Europäische Kommission, herabgesetzten Wert. Die Problematik bei der Modellierung liegt darin, dass Länder die bislang nur geringe bzw. keine Windenergie zur Stromerzeugung installiert haben, aufgrund der geringen Prognose der Europäischen Kommission, auch weiterhin weit unter den zu erwartenden Zuwächsen liegen werden. Auch bereits in Planung befindliche Projekte, die in den nächsten Jahren realisiert werden sollen, konnten in der Modellierung nicht berücksichtigt werden. Der Versuch die in Planung befindlichen Anlagen in das Szenario der EC einzubinden scheiterte daran, dass aufgrund der geringen Prognose die Erwartungen in Ländern die bisher stark auf Windenergie gesetzt haben, unterdurchschnittlich ausgefallen wäre. Deshalb konnten als Kompromiss nicht alle in Planung befindlichen Anlagen berücksichtigt werden. In den nachfolgenden Tabellen (Tabelle 7.1; Tabelle 7.2) und in Abbildung 7.5 sind die zu erwartenden installierten Windleistungen zur Stromerzeugung der EU - 27 abgebildet.

Jahr	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Leistung in	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW
onshore	73,3	75,1	76,9	78,7	80,5	82,3	84,0	85,8	87,6	89,4	91,2	93,0
offshore	2,4	2,8	3,3	4,0	4,7	5,7	7,0	8,8	11,1	14,4	19,1	27,0
EU -27 Gesamt	75,7	77,9	80,2	82,6	85,2	88,0	91,1	94,6	98,7	103,8	110,3	120,0

**Tabelle 7.1: Installierte Leistung nach dem Szenario der EC im Zeitraum 2009 - 2020**

Jahr	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Leistung in	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW
onshore	93,7	94,4	95,1	95,8	96,5	97,2	97,9	98,6	99,3	100,0
offshore	28,9	30,8	32,7	34,6	36,5	38,4	40,3	42,2	44,1	46,0
EU -27 Gesamt	122,6	125,2	127,8	130,4	133,0	135,6	138,2	140,8	143,4	146,0

**Tabelle 7.2: Installierte Leistung nach dem Szenario der EC im Zeitraum 2020 - 2030**

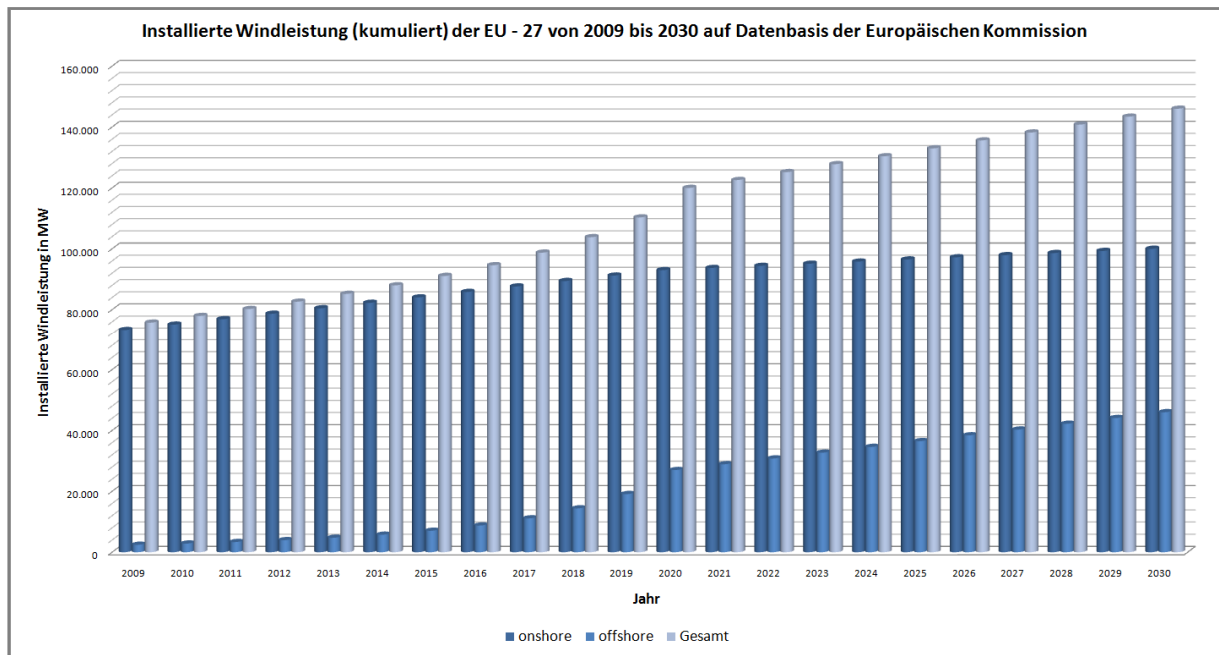


Abbildung 7.5: Szenario der Europäischen Kommission

### 7.3.2 Szenario der IEA

Beim Szenario der IEA wurde kein Wert für die installierte Leistung aus Windenergie für das Jahr 2010 angegeben. Somit kann auch keine Prognose für die Abweichung im Jahr 2010 erstellt werden. Die durchschnittliche jährliche Zuwachsrate an installierter Windleistung von 2009 bis 2030 beträgt 7.441 MW. Besonders auffällig ist der enorme Anstieg von installierter Windleistung bis zum Jahr 2015 und den darauf folgenden relativ geringen Zuwachsraten bis zum Jahr 2020. Da bei der Modellierung in dieser Arbeit alle drei Szenarien mit einer ähnlichen Methode bearbeitet wurden, um sie so miteinander vergleichbar zu machen, konnte mathematisch mit nur einer Stützstelle (jener bei 2015) und lediglich einer Schätzung für das Jahr 2010 der enormen Steigung in diesem Szenario nicht ganz Rechnung getragen werden. Auch ist mit diesem Anstieg aufgrund der derzeitigen wirtschaftlichen Entwicklung nicht zu rechnen, da Projekte die bis zum Jahr 2015 an das Verbundnetz angeschlossen sein sollten, sich bereits jetzt in der Planungsphase befinden müssten. Für die Folgejahre von 2020 bis 2030 liegt das Szenario der IEA wieder genau in den Erwartungen der Modellierung. In den nachfolgenden Tabellen (Tabelle 7.3; Tabelle 7.4) und in Abbildung 7.6 sind die zu erwartenden installierten Windleistungen zur Stromerzeugung der EU - 27 abgebildet.

Jahr	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Leistung in	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW
onshore	73,3	76,7	80,7	85,0	89,6	94,7	100,3	106,4	113,2	120,8	129,5	141,0
offshore	2,4	3,0	3,6	4,5	5,6	7,0	9,0	11,7	15,4	20,8	28,8	42,0
EU -27 Gesamt	75,7	79,7	84,3	89,5	95,2	101,7	109,2	118,1	128,6	141,7	158,3	183,0

Tabelle 7.3: Installierte Leistung nach dem Szenario der IEA im Zeitraum 2009 - 2020

Jahr	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Leistung in	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW
onshore	141,9	142,8	143,7	144,6	145,5	146,4	147,3	148,2	149,1	150,0
offshore	46,0	50,0	54,0	58,0	62,0	66,0	70,0	74,0	78,0	82,0
EU -27 Gesamt	187,9	192,8	197,7	202,6	207,5	212,4	217,3	222,2	227,1	232,0

Tabelle 7.4: Installierte Leistung nach dem Szenario der IEA im Zeitraum 2020 - 2030

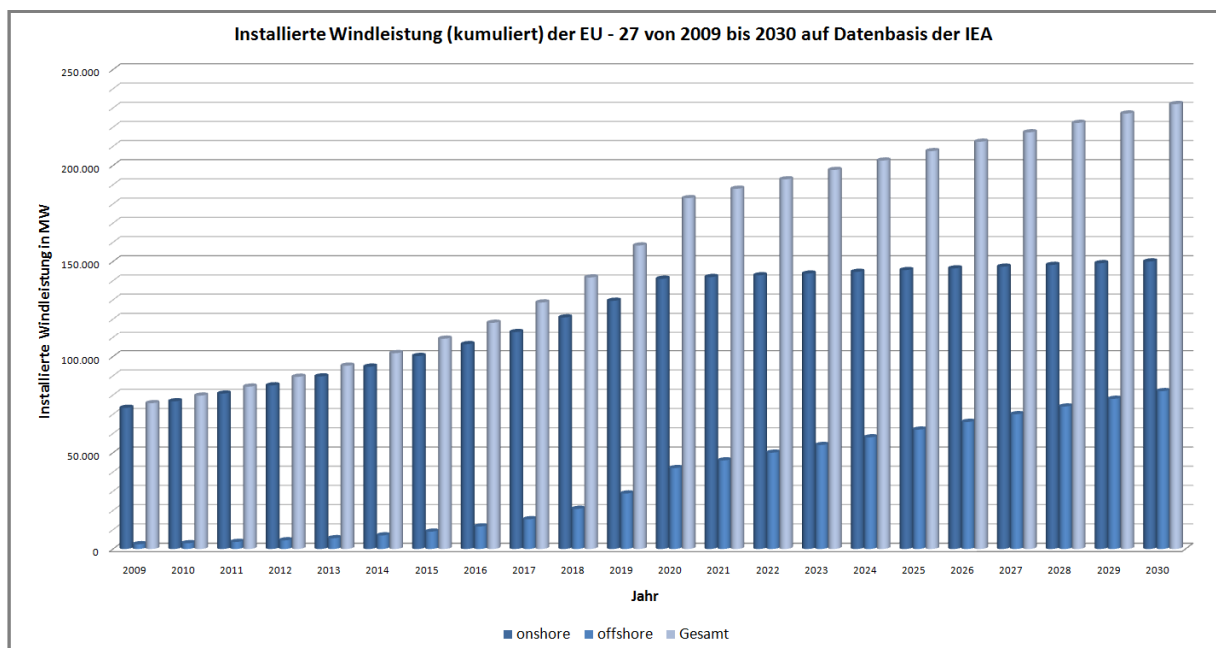


Abbildung 7.6: Szenario der IEA



### 7.3.5 Szenario der EWEA

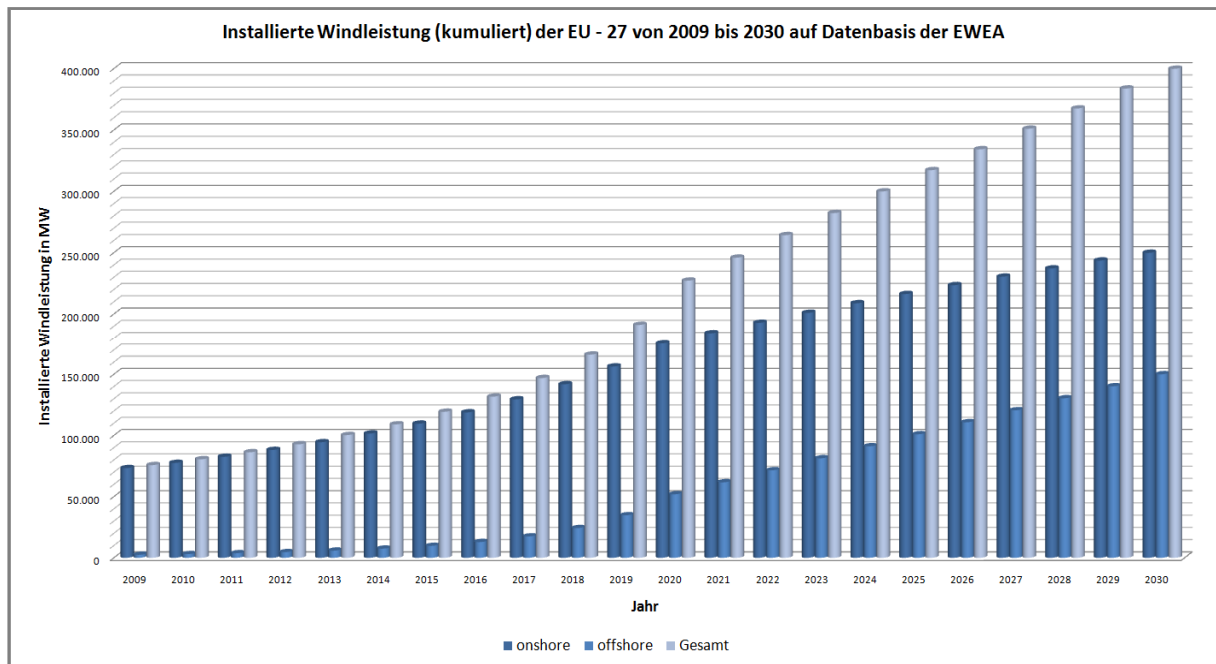
Das Szenario der EWEA ist das optimistischste der Szenarien, wobei für die Modellierung von den zwei veröffentlichten Szenarien der EWEA noch die Variante mit den geringeren Zuwächsen an installierter Windleistung (Low - Szenario) herangezogen wurde. Die durchschnittliche jährliche Zuwachsrate an installierter Windleistung vom Jahr 2009 bis 2030 beträgt 15.435 MW. Bei diesem Szenario werden auch alle geplanten Projekte der einzelnen Länder berücksichtigt. Man kann aus heutiger Sicht davon ausgehen, dass dieses Szenario etwas zu optimistisch ausgelegt ist, da bereits der prognostizierte Wert für 2010 knapp verfehlt worden ist. Inwieweit die derzeitige Wirtschaftskrise dafür verantwortlich ist, kann noch nicht festgestellt werden. Jedoch sollte der Windenergiesektor aus derzeitiger Sicht nicht massiv betroffen sein. In den nachfolgenden Tabellen (Tabelle 7.5; Tabelle 7.6) und in Abbildung 7.7 sind die zu erwartenden installierten Windleistungen zur Stromerzeugung der EU - 27 abgebildet.

Jahr	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Leistung in	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW
onshore	73,3	77,5	82,6	88,2	94,4	101,6	109,6	118,9	129,5	141,8	156,4	175,3
offshore	2,4	3,0	3,7	4,6	5,8	7,5	9,7	12,9	17,5	24,3	34,7	51,9
EU -27 Gesamt	75,7	80,5	86,3	92,8	100,3	109,0	119,4	131,7	146,9	166,1	191,1	227,2

**Tabelle 7.5: Installierte Leistung nach dem Szenario der EWEA im Zeitraum 2009 - 2020**

Jahr	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Leistung in	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW
onshore	180,2	192,8	201,0	208,8	216,3	223,5	230,4	237,1	243,6	249,9
offshore	61,7	71,5	81,3	91,1	101,0	110,8	120,6	130,4	140,2	150,0
EU -27 Gesamt	241,9	264,3	282,3	299,9	317,2	334,3	351,0	367,5	383,8	399,9

**Tabelle 7.6: Installierte Leistung nach dem Szenario der EWEA im Zeitraum 2020 - 2030**



**Abbildung 7.7: Szenario der EWEA**

## 7.4 Auswertung der Szenarien

In diesem Teil werden die Abweichungen der Szenarien untereinander verglichen. Es soll dabei auch aufgezeigt werden, zu welchen Problemen es bei der Vergleichsmodellierung gekommen ist.

Abweichungen sind besonders bei den Onshore Szenarien im Zeitraum zwischen 2010 bis 2020 deutlich erkennbar. Der Grund hierfür liegt darin, dass der meiste Zuwachs in diesem Zeitraum Onshore zu erwarten ist. Erst in den letzten Jahren des Prognosezeitraums werden große Offshore Anlagen an das Netz angeschlossen werden. Ein weiterer Grund liegt in der Vielzahl der Regionen für die jeweils ein mathematisches Modell erstellt wurde. Die Ergebnisse aus diesen Modellen wurden dann zu einem einheitlichen, dem Modell der EU - 27, zusammengefasst. Je mehr Modelle einbezogen werden, desto größer wird auch die Abweichung. Der Fehler liegt jedoch nicht in der Modellierung, sondern in der Ungenauigkeit der zu erwartenden Zuwächse und deren mathematischer Interpretation. Deshalb musste ein Kompromiss gefunden werden, der die Abweichung so gering wie möglich hält und dabei gleichzeitig für jedes Szenario anwendbar ist.

Vergleicht man zum Beispiel die Offshore Szenarien untereinander, so ist die Modellierung hierbei sehr genau. Dasselbe gilt für das Onshore Szenario im Zeitraum von 2020 bis 2030.

### 7.4.5 Szenario der Europäischen Kommission

Das Szenario der EC wurde im Jahr 2008 veröffentlicht. Als Ziel für das Jahr 2010 sind 71 GW an installierter Windleistung berechnet. Tatsächlich wurden bis zum Ende des Jahres 2009 in den EU - 27 Ländern, bereits 75,7 GW an Windleistung installiert. Im Vergleich zu dieser Studie veröffentlichte die EC im Jahr 2006 eine Studie in der die installierte Windleistung für das Jahr 2010 auf 79 GW geschätzt wurde. Dies würde dem zu erwartenden Wert am Ende des Jahres 2010 näherkommen. Auf Grund der Entwicklung in den „führenden“ Windnationen Europas ist das Szenario der EC aus dem Jahr 2008 realistisch, jedoch setzten in den letzten zwei bis drei Jahren mehrere Länder massiv auf Windkraft und haben dadurch das Szenario der EC bis jetzt als zu vorsichtig erscheinen lassen. Besonders im Zeitraum von 2020 bis 2030 ist das Szenario der EC sehr vorsichtig ausgelegt. Dies zeigt sich vor allem dann deutlich, wenn man das Szenario der EC mit denen der IEA und der EWEA vergleicht.

Wie in Abbildung 7.8 ersichtlich, kann die Abweichung im Jahr 2010 erkannt werden. Im weiteren Verlauf ist beim Onshore Modell eine gute Übereinstimmung zu erkennen. Beim Offshore Modell ist ersichtlich, dass zwischen 2020 und 2030, geringfügige Abweichungen auftreten, die auf die Stützstelle im Jahr 2025 zurückzuführen ist.

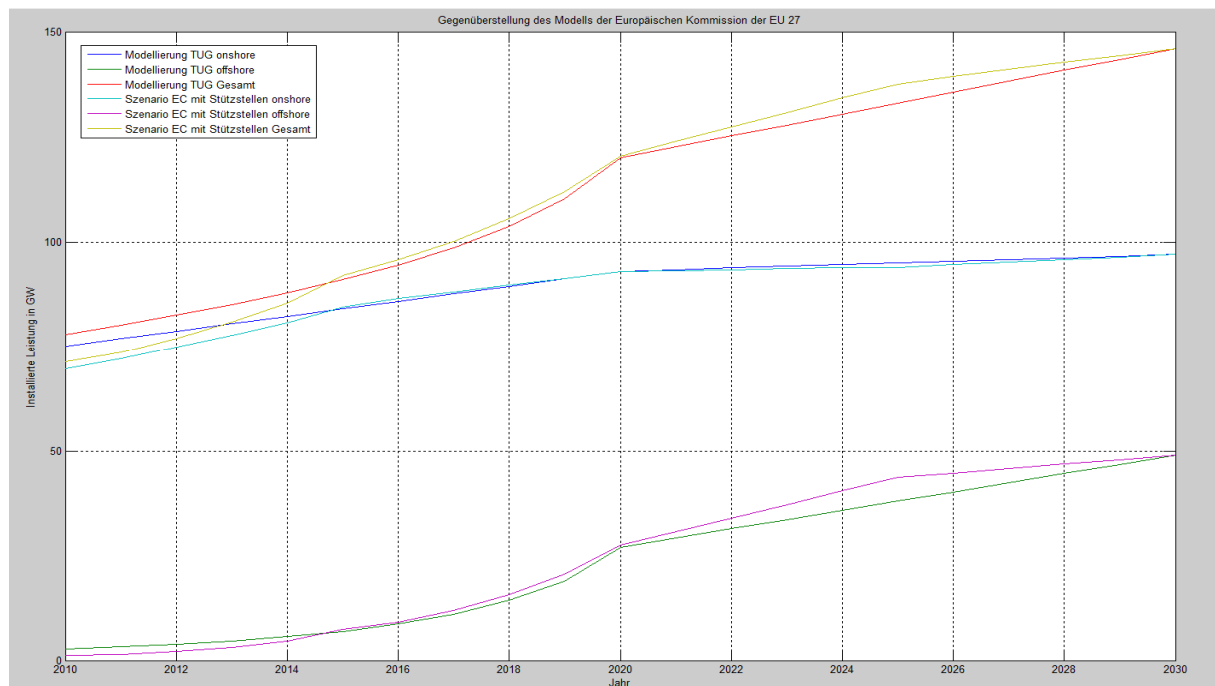


Abbildung 7.8: Vergleich des Modells der Europäischen Kommission der EU -27

### 7.4.6 Szenario der IEA

Auch das Szenario der IEA wurde im Jahr 2008 veröffentlicht, wobei aber für das Jahr 2010 keine Prognose abgegeben wurde. Besonders bis zum Jahr 2015 wurde mit einem sehr hohen Zuwachs an neu installierter Windleistung gerechnet (Abbildung 7.9). Zwischen 2015 und 2020 wird der Zuwachs etwas moderater eingestuft. Die Gründe für diese sehr steil ansteigenden Zuwachsraten könnten darin liegen, dass die IEA einen etwas höheren Wert für das Jahr 2010 prognostiziert hat, als er nun tatsächlich zu erwarten ist. Ein weiterer Grund könnte sein, dass die IEA bis zum Jahr 2015 mit einem höheren Offshore Zuwachs gerechnet hat. Dies ist zwar in den Kennlinien nicht zu erkennen, diese wurden aber im Zuge dieser Arbeit auf die zu erwartenden Zuwächse angepasst. Die IEA Prognose stützt sich auf einen jährlich zu erwartenden prozentuellen Zuwachs an Windleistung. Die Modellierung in dieser Arbeit jedoch auf einen zu erwartenden mathematischen Verlauf in jeder untersuchten Region. Auch dies ist ein Grund für die Abweichungen im Onshore - Modell. Wie aus der DENA - Studie ersichtlich, wurde schon bis 2010 in Deutschland mit mehr Offshore Kapazitäten gerechnet als nun tatsächlich errichtet wurden. Dafür lag der Zuwachs an Onshore Kapazitäten über dem zu erwartenden Wert. Dies könnte den steilen Anstieg der Onshore Komponente bis zum Jahr 2015 erklären. Ab dem Jahr 2020 passt sich das Modell der IEA wiederum jenem der Modellierung an.

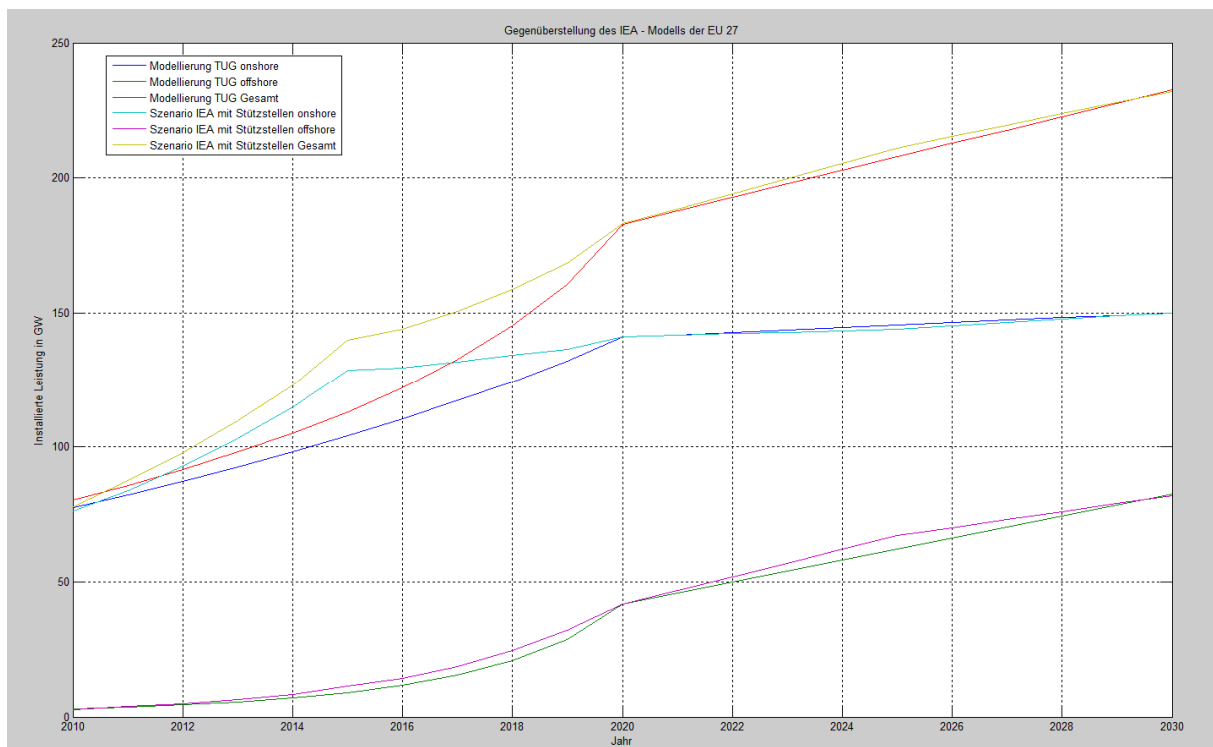


Abbildung 7.9: Vergleich des Modells der IEA der EU -27

### 7.4.1 Szenario der EWEA

Das Szenario der EWEA wurde im Jahr 2009 veröffentlicht und ist somit das aktuellste aller Szenarien. In dieser Veröffentlichung ist ein Low - Szenario und ein High - Szenario enthalten. Zum Vergleich wurde das Low - Szenario herangezogen da das High - Szenario, aus der heutigen Sicht, sehr optimistisch ausgelegt wurde. Auch hier ist eine leichte Abweichung in der Onshore Komponente zu erkennen, siehe Abbildung 7.10. Wie auch schon beim Modell der IEA wird auch im Modell der EWEA immer mit einem linearen Anstieg gerechnet. Dies ist für eine Gesamteuropäische Betrachtung durchaus zulässig. Da dieses Modellierungsmodell jedoch aus 233 Teilmodellen besteht konnte dies aus mathematischer Sicht und Vergangenheitswerten, die zur Modellierung herangezogen wurden, jedoch nicht angewandt werden. Besonders auffällig ist in diesem Szenario der steile Anstieg der Offshore - Komponente im Zeitraum zwischen 2020 - 2030. Nur in diesem Szenario wurde mit weiteren Onshore Zuwächsen nach dem Jahr 2020 gerechnet.

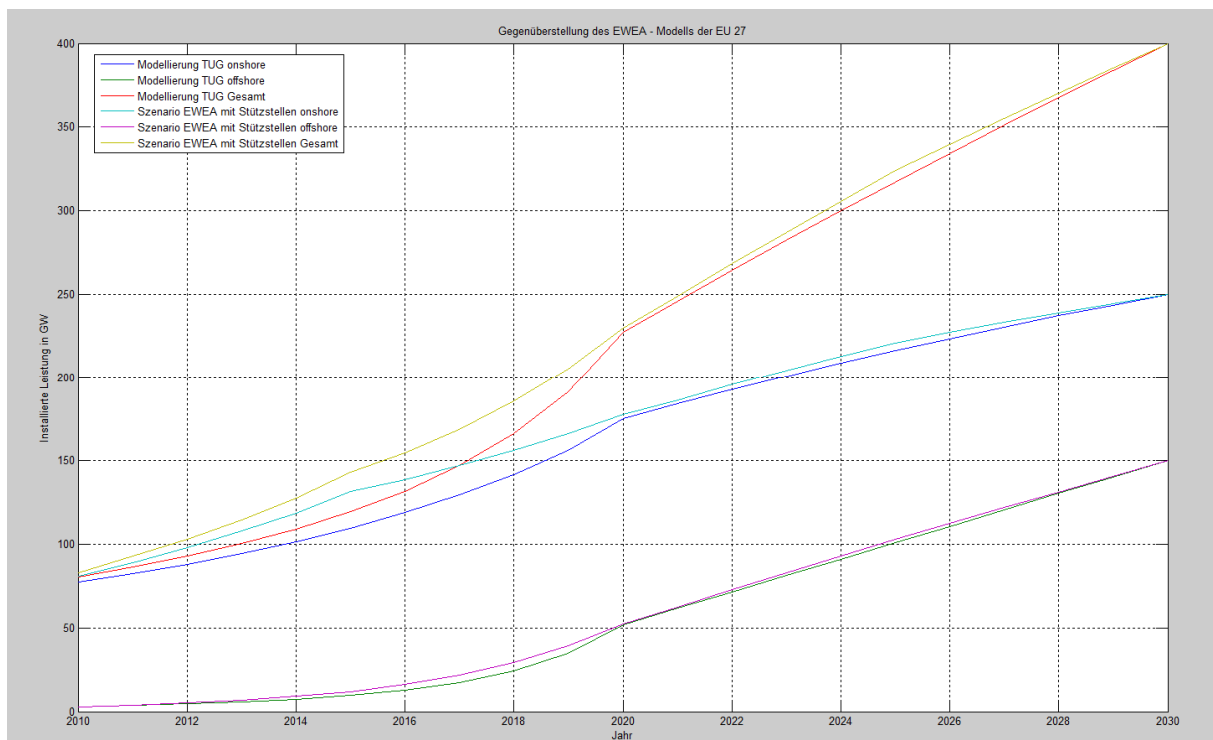


Abbildung 7.10: Vergleich des Modells der EWEA der EU -27

## 7.5 Diskussion der Szenarien und Ausblick

Bei allen Studien ist auffällig, dass besonders bis zum Jahr 2020 bei den Onshore - Zuwächsen (und daher auch beim Gesamtwuchs) so wie in den vergangenen Jahren mit einem linearen Anstieg gerechnet wird. Bei näherer Betrachtung scheint dies für jene Länder der EU - 27, die bereits sehr stark auf Windkraft gesetzt haben, zutreffend zu sein. Jedoch werden in einigen dieser Länder in den nächsten Jahren nur noch geringe Zuwächse bei den Onshore - Anlagen zu erwarten sein. Wie das Beispiel Dänemark zeigt wird hier bereits intensiv an einem Ausbau der Offshore - Anlagen gearbeitet. Ob die anderen Länder Europas dem dänischen Beispiel folgen werden und zuerst ihr Onshore - Potential voll ausnützen und erst dann auf See Anlagen installieren, bleibt abzuwarten. Daher bleibt auch abzuwarten, ob die Windenergie in Europa in den nächsten Jahren tatsächlich dieselben Zuwächse erfahren wird, wie in den vergangenen. Ein besonderer Unsicherheitsfaktor sind jene Länder Europas die ein hohes Windpotential besitzen und bis dato noch keinen massiven Ausbau der Windenergie betrieben haben, bzw. jene Länder die zwar ein hohes Windpotential besitzen, aber auf die Nutzung andere Energieformen setzen.

Bei einem Vergleich der Abbildung 7.5, Abbildung 7.6, und Abbildung 7.7 ist zu erkennen dass es ab dem Jahr 2020 bei den Onshore - Kapazitäten zu einem Sättigungsverlauf kommt. Dies ist bei allen drei Szenarien zu erkennen, trotzdem steigen die Gesamtwüchse an installierter Windenergie eher linear. Grund hierfür ist der zu erwartende massive Ausbau der Offshore - Windenergie in diesem Jahrzehnt.

Bei einem Vergleich der Abbildung 7.12 und Abbildung 7.13 kann man erkennen, dass beim Szenario der EWEA im Jahr 2030 mehr Offshore - Windleistung installiert sein wird, als die Gesamtkapazität des EC - Szenarios beträgt. Auch zeigt sich, dass das Szenario der EWEA den Gesamtwert des EC - Szenarios bereits 2017 erreicht und das IEA - Szenario 2018. Dies lässt den Schluss eines etwas zu vorsichtig ausgelegten Szenarios der EC zu. Ein weiterer Vergleich der Szenarien von EWEA und IEA zeigt, dass die Unsicherheit bezüglich der tatsächlich installierten Leistung bis zum Jahr 2020 eher auf der Onshore Seite liegt ab 2020 auf der Offshore Seite. Ab dem Jahr 2020 zeigen sich auf Grund des massiven Offshore - Anteils des EWEA - Szenarios vergleichsweise sehr große Unterschiede zum Szenario der IEA. Die EWEA rechnet jedoch mit dem Aufbau eines Gridsystemes in der Nordsee. Bei einer solchen Annahme sind die Zuwachsraten des EWEA - Szenarios durchaus realistisch. Bis zum Jahr 2020 halten die sich die Unterschiede bis auf den Onshore - Anteil in Grenzen und zeigen bei den einzelnen Ländervergleichen eine gute Übereinstimmung.

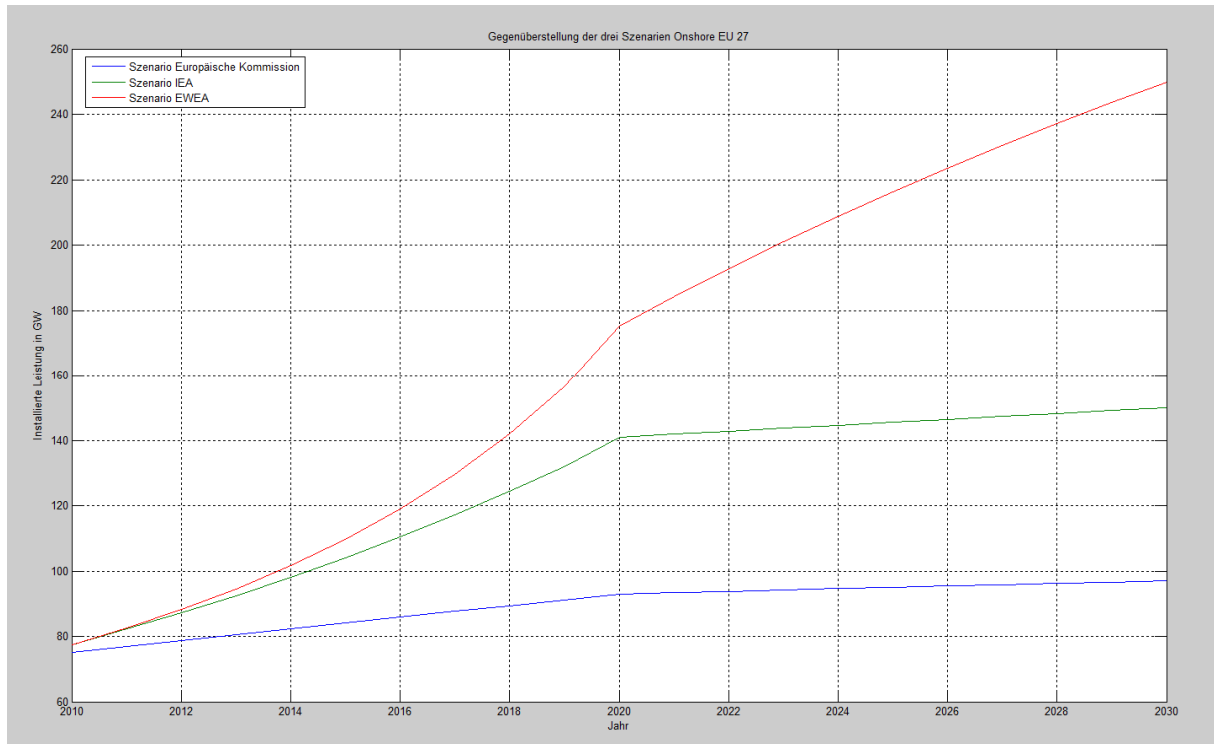


Abbildung 7.11: Gegenüberstellung der drei Onshore - Szenarien

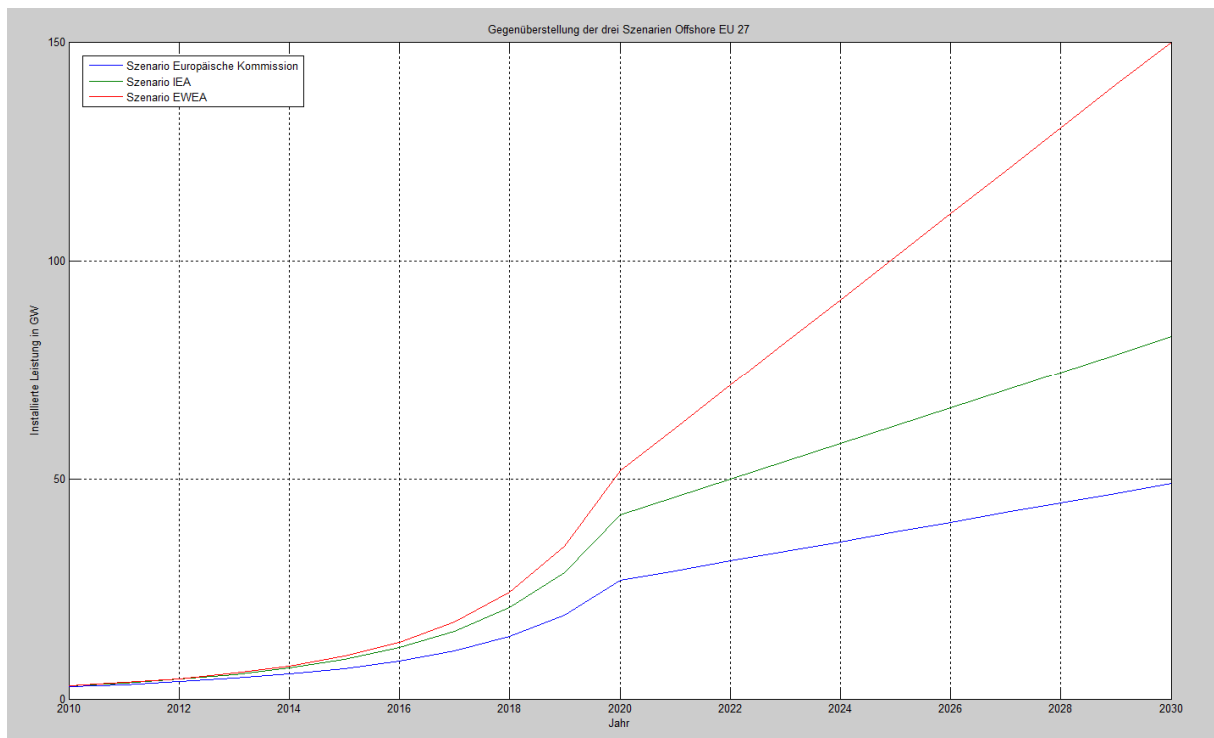


Abbildung 7.12: Gegenüberstellung der drei Offshore - Szenarien

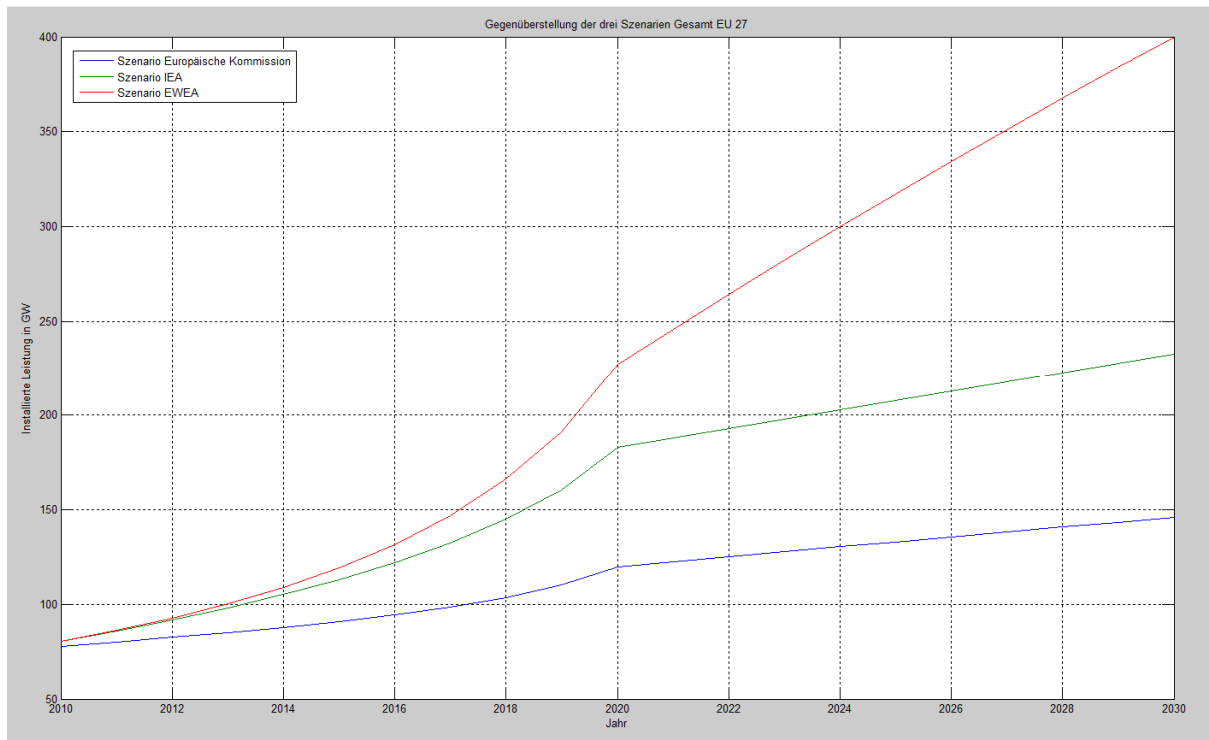


Abbildung 7.13: Gegenüberstellung der drei Gesamtszenarien

Zum besseren Verständnis der in dem Kapitel 7.3 durchgeführten Datenanalyse, wird in diesem Abschnitt ein kurzer Einblick in das Simulationsmodell Atlantis gegeben.

Das Simulationsmodell Atlantis wurde vom Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der TU Graz unter eigenfinanziertem Einsatz entwickelt. In diesem frei parametrierbaren Modell werden die komplexen Zusammenhänge der Realwirtschaft (Netze, Kraftwerke) und der Nominalwirtschaft (Strombörsen, Unternehmensbilanzen) der europäischen Elektrizitätswirtschaft abgebildet. Dies ermöglicht dem Simulationsmodell Atlantis die Erstellung realitätsnaher Entwicklungsszenarien bis zum Jahr 2030.

Um den Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft (Leistungsgebundenheit, Mangel an Speichermöglichkeiten, Dargebotsabhängigkeit von Wind und Wasser u.v.a.) und der Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte gerecht zu werden und dabei die notwendige gesamtsystemische Betrachtung zu gewährleisten, wurde das Simulationsmodell Atlantis entwickelt.

Ziel und gleichzeitig Hauptmotivation für des Simulationsmodell Atlantis und dessen stetige Weiterentwicklung, ist die Untersuchung der europäischen Elektrizitätswirtschaft in der gesamtsystemischen Komplexität<sup>41</sup>.

<sup>41</sup> Quelle aus [11]



Im nachfolgendem Blockfließdiagramm (Abbildung 7.14) wird die Komplexität des Gesamtsystems Elektrizitätswirtschaft dargestellt. Die Basis dieses Simulationsmodells bildet eine umfassende Datenbank, die im Rahmen dieser Arbeit erweitert wurde. Aus dieser und den darin implementierten Modellen und Zusammenhängen zwischen den Daten kann ein frei parametrierbares Szenario erstellt werden.

Zu dieser Datenbank zählt auch ein, mittels aufwendiger und detaillierter modellrelevanter Informationen gebildeter, Kraftwerkspark. Dieser besteht aus mehr als 7.000 abgebildeten Kraftwerken aller Erzeugungsformen (mit über 5 MW), welche auf 30 Länder verteilt sind und sich im ENTSO-E Netz<sup>42</sup> befinden. Für jedes dieser Kraftwerke sind Informationen über den Kraftwerkstyp (insgesamt 27), den Brennstoff (inklusive Alternativbrennstoffe), die Leistungen (werden je nach Kraftwerkstyp weiter unterteilt), den Wirkungsgrad, den Verfügbarkeitsfaktor, das Inbetriebnahmejahr, das Außerbetriebnahmejahr, das monatliche Regelarbeitsvermögen (RAV) bei Laufwasserkraftwerken, u.v.m.<sup>43</sup>, gespeichert.

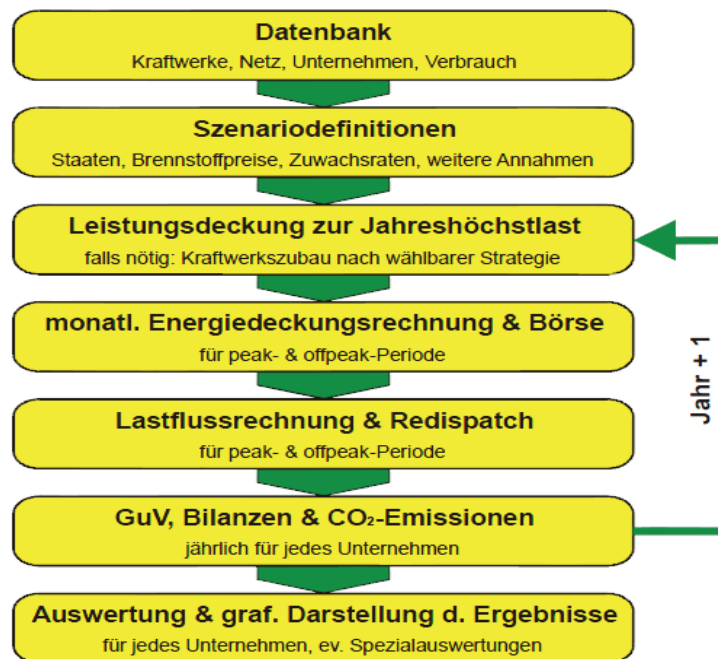


Abbildung 7.14: Fließdiagramm des Simulationsmodells Atlantis [11]

<sup>42</sup> Verband europäischer Übertragungsnetzbetreiber. Dazu zählen fast alle Länder Europas. Mit berücksichtigt sind im Modell Atlantis alle Länder der EU, ausgenommen die Britischen Inseln, Teile Dänemarks und die skandinavischen Länder. Miteinbezogen sind die Länder des ehemaligen Jugoslawiens und Albanien.

<sup>43</sup> Quelle aus [11]

In Abbildung 7.15 ist der Kraftwerkspark des Simulationsmodells Atlantis abgebildet. Die geometrischen Grundformen entsprechen den einzelnen Kraftwerkstypen, die Proportionalität ihrer Größe der jeweils installierten Leistung am Standort. Die Windkraftwerke sind in dieser Graphik aufgrund ihrer Vielzahl zu größeren Einheiten zusammengefasst. Jedes Kraftwerk wird in diesem Modell einem Einspeiseknoten zugewiesen. Von diesen Einspeiseknoten werden im Modell ca. 2.500 (größtenteils im Höchstspannungsnetz) berücksichtigt. Je nach Einflussfaktoren (Bevölkerungsdichte, Industriestandorte, etc.) wird ihnen ein gewichteter Verbrauch pro Land zugeordnet. Damit ergibt sich eine geographisch ungleiche Gewichtung des Verbrauchs an jedem Knoten, wodurch den realen Verhältnissen Rechnung getragen wird.

Als weiteres Bindeglied wird in das Simulationsmodell Atlantis ein, vorwiegend aus 400/220 kV Leitungen und Transformatoren bestehendes, Hochspannungsnetz eingebunden (Abbildung 7.16). Ebenso werden HGÜ - Kabelverbindungen und für den Lastfluss relevante 110 kV Leitungen berücksichtigt. Insgesamt sind somit über 4.800 Leitungen und Transformatoren sowie Phasenschiebertransformatoren berücksichtigt. Jedem Datensatz werden auch für die Lastflussrechnung relevante Parameter wie Serienwiderstand  $R_L$ , Serienreaktanz  $X_L$  oder thermische Strombelastbarkeit  $I_{\text{therm}}$  zugeordnet. Neben einer Vielzahl von weiteren Features, wird auch der für die Zukunft wichtige Emissionshandel im Modell berücksichtigt<sup>44</sup>.

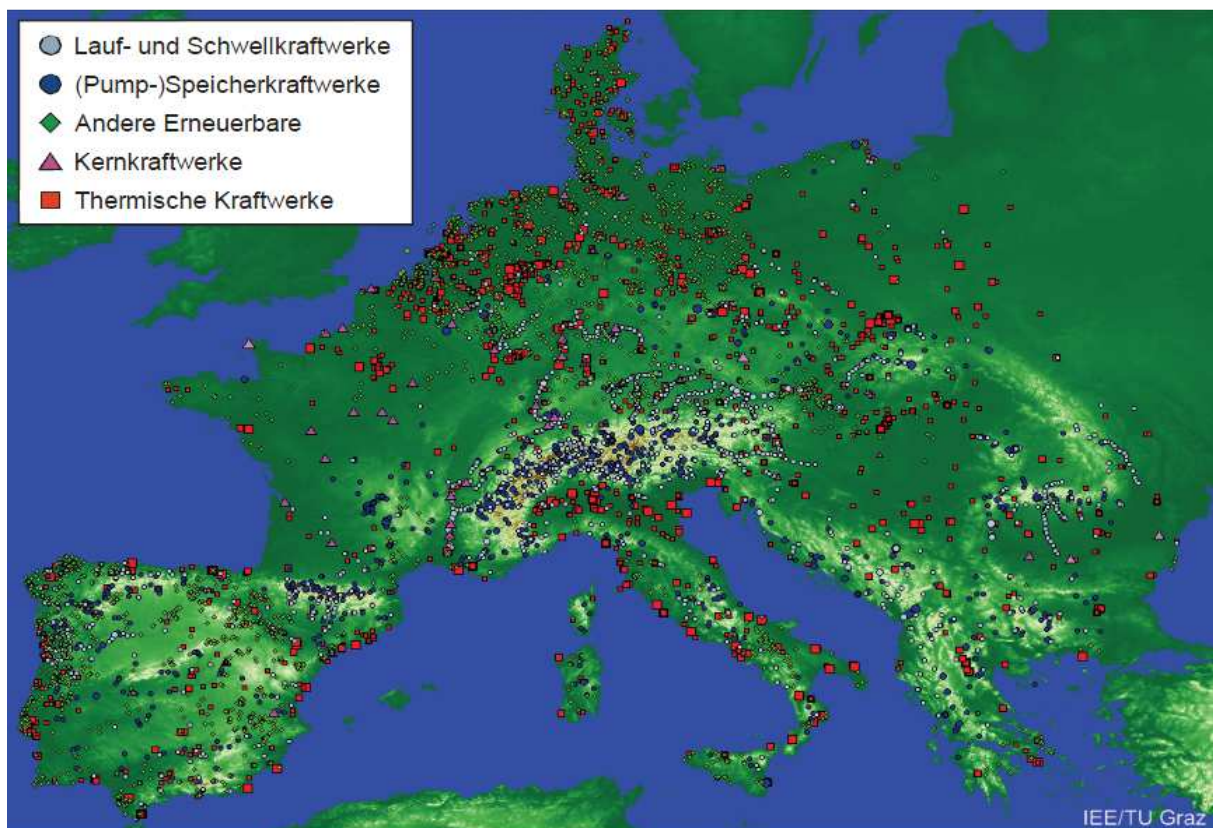


Abbildung 7.15: Im Simulationsmodell Atlantis realisierter Kraftwerkspark [11]

<sup>44</sup> Quelle aus [11]

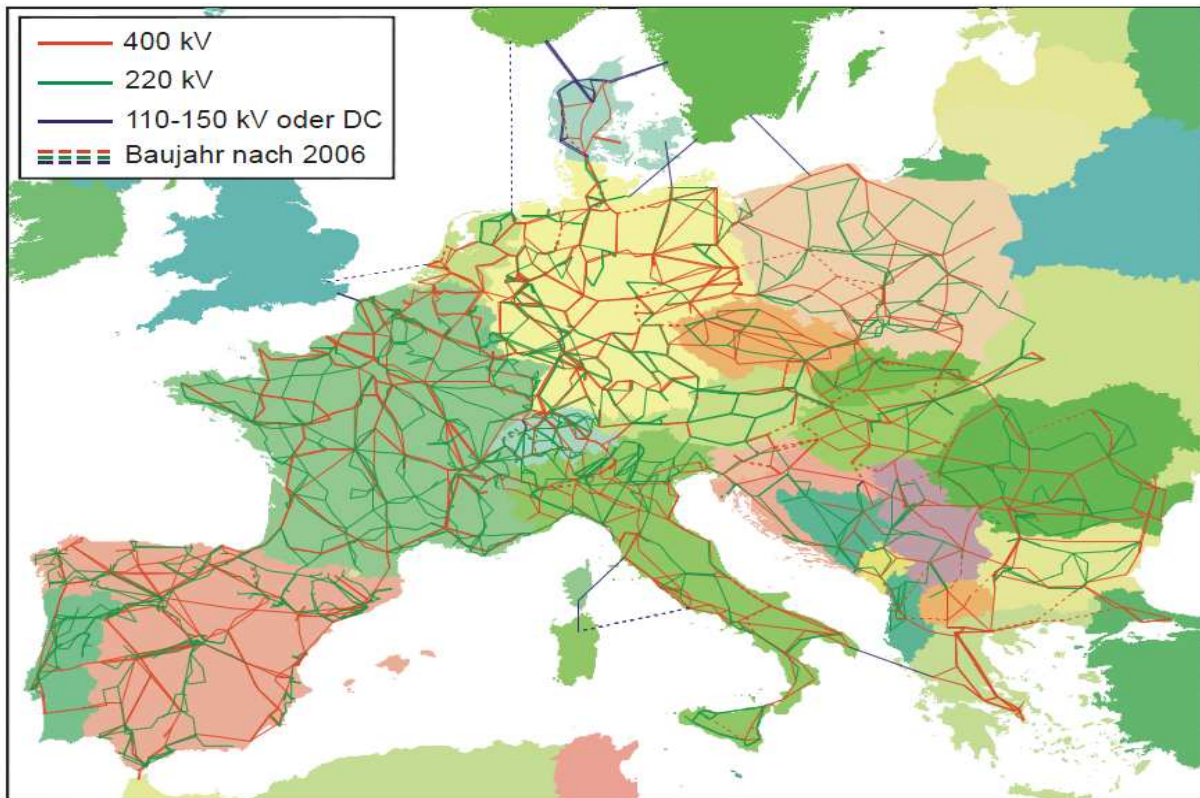


Abbildung 7.16: Hinterlegtes Hochspannungsnetz im Simulationsmodell Atlantis [11]

Mit Kraftwerken, Netz, Verbrauchsdaten je Knoten, Lastganglinie je Land und bestimmter weiterer Parameter kann das realwirtschaftliche Modell beschrieben werden. Dem gegenüber stehen die nominalwirtschaftlichen Aspekte der Energieerzeugungsunternehmen. Zu diesen gehören neben der Startbilanz auch die Aufwendungen für das Personal. Zusätzlich können weitere Parameter in das Modell eingefügt werden. Für die Einzelberechnungen je Unternehmen spielt der Endkundenanteil eines Unternehmens am Gesamtverbrauch des Startjahres eine wesentliche Rolle.

Um eine aussagekräftige Szenariorechnung zu erhalten, werden auch noch weitere in der Realität vorherrschende Einflussfaktoren mitberücksichtigt.

Die Leistungsdeckungsrechnung verfolgt den Zweck, die Spitzenlastdeckung im Simulationsgebiet sicherzustellen. Weiters wird in diesem Simulationsmodell eine DC-Lastflussrechnung und weitere Berechnungen (Unternehmensmodelle, Zonenpreise) durchgeführt.

Ziel von Atlantis ist es innerhalb des zuvor definierten Modells, die Auswirkungen auf die europäische Energieversorgung, den Kraftwerkspark, die Netzauslastung, die Unternehmen, etc. abzuschätzen<sup>45</sup>.

<sup>45</sup> Quelle aus [11]

## 8. Zusammenfassung

Um die Ziele der Europäischen Union bis zum Jahr 2020 zu erreichen, bedarf es bei den meisten Mitgliedsstaaten weiterer Anstrengungen. Nicht nur auf politischer Ebene, sondern auch auf technischer Ebene werden die Entscheidungen, die in den nächsten fünfzehn bis zwanzig Jahren getroffen werden, entscheidend für die Energieversorgung sein. Dies gilt nicht nur für Europa, sondern weltweit.

Besonders die Windenergienutzung auf See könnte in den kommenden Jahrzehnten einen entscheidenden Einfluss auf die Energieversorgung in der Europäischen Union einnehmen. Besonders unter der Berücksichtigung der Möglichkeiten, die sich der Offshore - Technologie bieten. Die Elektrizitätsversorgung ist historisch bedingt eine Branche mit sehr langen Vorlaufzeiten bei der Kraftwerkserrichtung. Die Windenergie steht zu diesem Bild der Energieversorgung teils konträr. Obwohl es sich bei der Windturbinenherstellung um eine Schwerindustrie handelt, kann aufgrund des Zusammenbaus der Windturbine in Modulen eine Errichtung sehr schnell erfolgen. Natürlich trifft dies, aufgrund der komplexeren Fundamente und Anstrengungen der Anbindung an das Netz, für die Offshore - Technologie nur mehr bedingt zu.

Trotz alledem könnte alleine die Windenergienutzung auf See laut Branchenangaben bis zum Jahr 2030 13 % des Stromverbrauches der Europäischen Union decken.

Für eine Technologie, die heute in der Statistik der Stromversorgung fast nicht präsent ist, würde dies in der Elektrizitätsversorgung ein fast beispielloser Einstieg bedeuten.

Bis zur Verwirklichung dieser Ziele, sind jedoch auch noch einige Probleme zu lösen. Die Anbindung an das europäische Verbundnetz gestaltet sich zum Teil recht schwierig. Es stehen aufgrund des Naturschutzes aber auch aufgrund der Netzstruktur nur wenige Einspeisepunkte zur Verfügung. So wird wohl auch das Energieübertragungsnetz in Europa in den nächsten Jahren verändert werden müssen. Und zwar nicht nur durch neue Leitungen, sondern möglicherweise sogar in seiner grundlegenden Funktion.

Ein weiterer Punkt wird die Bereitstellung von Ausgleichsenergien für die Windkraft und deren Auswirkungen auf das europäische Netz einnehmen. Mehrere sich daraus ergebende Varianten, sind bereits in näherer Begutachtung. Großbritannien und Irland wollen bereits in den nächsten Jahren ein Netzsystem zur Anbindung der Offshore - Anlagen in ihre Verbundnetze verwirklichen. Solche Szenarien sind auch für den Nordseeraum in etwas umfangreicherem Ausmaß in Planung. Hierbei wird nicht nur über eine Verbindung der einzelnen Cluster für Ausgleichsmaßnahmen, Hilfe beim Schwarzstart, Behebung von Havariezuständen u.v.m. diskutiert. Es wird auch die Möglichkeit diskutiert die Ausgleichsenergie, die im Nordseeraum anfallen wird, mit den Energiespeichern im skandinavischen Raum zu verbinden. Einige Projekte stehen hierbei bereits kurz vor der Verwirklichung. Zwar stehen diese nicht im direkten Zusammenhang mit der Offshore - Windenergienutzung, einige Studien haben diese Möglichkeit aber bereits in Betracht gezogen.

Wie aus den untersuchten Szenarien hervorgeht liegt die Unsicherheit vor allem bei den Offshore - Anlagen. Die Entwicklung der Onshore - Anlagen bis zum Jahr 2020 lässt auf ein weiteres Wachstum in jenen Ländern mit Potential und noch moderatem Wachstum von Windkraftanlagen in den Pionierländern der Windkraft schließen. Ab dem Jahr 2020 werden aus heutiger Sicht vermutlich verstärkt Windkraftwerke auf dem Meer errichtet. Aus diesen Studien geht auch das enorme Potential der Windenergie in Europa hervor. Für die Energieversorgung und das Übertragungsnetz würde ein Windenergieanteil (wie er im Szenario der EWEA beschrieben ist) auf jeden Fall eine große Herausforderung bedeuten.

Zum Abschluss seien aber auch noch einmal die positiven Auswirkungen der Windenergie auf das Weltklima angesprochen. Die Windenergie erzeugt in ihrem Betrieb keine Schadstoffe. In den kommenden Jahren werden die Preise für CO<sub>2</sub> - Zertifikate ansteigen und so die Windenergie in eine noch bessere Ausgangsposition bringen. Auch die Schaffung sogenannter „Green Jobs“ wird durch die Windenergie begünstigt. Dies führt unter anderem auch zu einem positiven Effekt auf die Volkswirtschaft.

Europa hat in den nächsten Jahren die Möglichkeit seine Energieversorgung grundlegend zu verändern. Welchen Anteil dabei die erneuerbaren Energien einnehmen werden, ist zurzeit schwer absehbar. Die Potentiale besonders in der Nordsee sind durch ihre topographischen Vorzüge jedoch gegeben. Ob diese auch in einer vernünftigen Art und Weise in den kommenden Jahren genutzt werden bleibt abzuwarten.

## 9. Verzeichnisse

### 9.1 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Ablenkung des Windes bevor die Rotorflächen erreicht werden [1] .....	6
Abbildung 2.2: Betzsche Leistungskurve [2] .....	7
Abbildung 3.1: Unterschiedliche Achsausführungsarten der Läufer .....	10
Abbildung 3.2: Windkraftanlage mit doppeltgespeister Asynchronmaschine [3] .....	14
Abbildung 4.1: 24 - Stunden Prognose und tatsächlich eingespeiste Windleistung [29] .....	16
Abbildung 4.2: Konzept der separaten Anbindung von Windparks in der Nordsee [7] .....	21
Abbildung 4.3: Konzept der gebündelten Anbindung von Windparks in der Nordsee [7] .....	26
Abbildung 4.4: Investitionen der einzelnen Varianten pro Jahr im Vergleich [7] .....	27
Abbildung 4.5: Leistungsverluste im Vergleich der einzelnen Varianten [7] .....	28
Abbildung 4.6: Mögliche Windparks und Kabelanbindungen in Europa [8] .....	31
Abbildung 5.1: Die zehn führenden Nationen an neu installierten Windraftanlagen im Jahr 2007 [4]..	32
Abbildung 5.2: Alljährlich installierte Windkraftkapazitäten nach Regionen verteilt [4] .....	33
Abbildung 5.3: Die zehn führenden Nationen an neu installierter Windleistung 2009 [5] .....	34
Abbildung 5.4: Windenergie Ausbaupotential in Österreich bis 2020 [6] .....	37
Abbildung 5.5: Installierte Windleistung in MW pro km <sup>2</sup> [9] .....	39
Abbildung 6.1: Weltweit jährlich installierte Windkraftkapazitäten [5] .....	41
Abbildung 6.2: Weltweit neu installierte Leistung (kumuliert) an Windkraftanlagen [4] .....	47
Abbildung 6.3: Durchsetzung der weltweiten Windkraft anhand der einzelnen Szenarien [4] .....	47
Abbildung 6.4: Nicht emittiertes Kohlenstoffdioxid unter Berücksichtigung der drei Szenarien [4] .....	53
Abbildung 7.1: Lage der geplanten offshore Windparks in der Nordsee [10] .....	56
Abbildung 7.2: Einzelanbindung der einzelnen Cluster [10] .....	58
Abbildung 7.3: Netzstruktur zwischen den einzelnen Clustern [10] .....	58
Abbildung 7.4: Wechselstromvariante für den Aufbau eines Nordseenetzes [10] .....	59
Abbildung 7.8: Szenario der Europäischen Kommission .....	62
Abbildung 7.9: Szenario der IEA .....	63
Abbildung 7.10: Szenario der EWEA .....	65
Abbildung 7.11: Vergleich des Modells der Europäischen Kommission der EU -27 .....	66
Abbildung 7.12: Vergleich des Modells der IEA der EU -27 .....	67
Abbildung 7.13: Vergleich des Modells der EWEA der EU -27 .....	68
Abbildung 7.14: Gegenüberstellung der drei Onshore - Szenarien .....	70
Abbildung 7.15: Gegenüberstellung der drei Offshore - Szenarien .....	70
Abbildung 7.16: Gegenüberstellung der drei Gesamtszenarien .....	71
Abbildung 7.5: Fließdiagramm des Simulationsmodells Atlantis [11] .....	72
Abbildung 7.6: Im Simulationsmodell Atlantis realisierter Kraftwerkspark [11] .....	73
Abbildung 7.7: Hinterlegtes Hochspannungsnetz im Simulationsmodell Atlantis [11] .....	74

## 9.2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 3.1: Drehzahl von Synchrongeneratoren.....	11
Tabelle 4.1: Geplante Windparks in der Nordsee [7] .....	20
Tabelle 4.2: Erforderliche Anzahl von Kabeln in der Nordsee und an Land bei Nennspannung [7].....	23
Tabelle 4.3: Leistungsverhältnisse für die verschiedenen Anschlusspunkte zu den gewählten Zeitpunkten [7].....	24
Tabelle 4.4: Erforderliche Anzahl von Kabeln in der Nordsee und an Land bei Nennspannung [7].....	25
Tabelle 5.1: Die größten fünf Länder an installierter Windenergie im Jahre 2007 [4].....	32
Tabelle 5.2: Installierte Windleistung für die Jahre 2009 - 2010 in MW Datenquelle EWEA.....	40
Tabelle 6.1: Zusammenfassung der weltweiten Zukunftsaussichten der Windenergie bis 2020 [4] ....	46
Tabelle 6.2: Zusammenfassung der weltweiten Zukunftsaussichten der Windenergie bis 2050 [4] ....	46
Tabelle 6.3: Zusammenfassung der installierten Leistung und der elektrischen Arbeit für das jeweilige Szenario [4] .....	46
Tabelle 6.4: Gegenüberstellung der drei Windmarktszenarien mit den voraussichtlichen Stromverbrauchsprognosen [4] .....	46
Tabelle 7.1: Installierte Leistung nach dem Szenario der EC im Zeitraum 2009 - 2020.....	61
Tabelle 7.2: Installierte Leistung nach dem Szenario der EC im Zeitraum 2020 - 2030.....	61
Tabelle 7.3: Installierte Leistung nach dem Szenario der IEA im Zeitraum 2009 - 2020.....	63
Tabelle 7.4: Installierte Leistung nach dem Szenario der IEA im Zeitraum 2020 - 2030.....	63
Tabelle 7.5: Installierte Leistung nach dem Szenario der EWEA im Zeitraum 2009 - 2020 .....	64
Tabelle 7.6: Installierte Leistung nach dem Szenario der EWEA im Zeitraum 2020 - 2030 .....	64
Tabelle 10.1: Zielberechnungen der einzelnen Länder 2020 - 2030 aus Daten der EC.....	84
Tabelle 10.2: Zielberechnungen der einzelnen Länder 2020 - 2030 aus Daten der IEA.....	85
Tabelle 10.3: Zielberechnungen der einzelnen Länder 2020 - 2030 aus Daten der EWEA.....	86
Tabelle 10.4: Zum Aufbau dieser Arbeit und Erstellung des Datensatzes verwendete Links .....	87

### 9.3 Literaturverzeichnis

- [1] Danish Wind Industry Association. www.windpower.org. [Online] 12. Mai 2003. [Zitat vom: 26. Jänner 2010.] <http://guidedtour.windpower.org/en/tour/wres/tube.htm>.
- [2] Danish Wind Industry Association. www.windpower.org. [Online] 12. Mai 2003. [Zitat vom: 01. März 2010.] <http://guidedtour.windpower.org/en/stat/betzpro.htm>.
- [3] *Drehzahlvariable WKA mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator*. Bundesverband Windenergie e.V. www.wind-energie.de. [Online] [Zitat vom: 01. März 2010.] <http://www.wind-energie.de/de/technik/konstruktiver-aufbau/konzepte/konzept-mit-einem-asynchrongenerator/>.
- [4] *Global Wind Energy Outlook 2008*. Global Wind Energy Council. www.gwec.net. [Online] [Zitat vom: 11. März 2010.]
- [5] *Global Wind 2009 Report*. Global wind Energy Council. www.gwec.net. [Online] [Zitat vom 10. September 2010.]
- [6] Interessensgemeinschaft Windkraft Österreich. www.igwindkraft.at. [Online] [Zitat vom: 08. März 2010.] [http://www.igwindkraft.at/redsystem/netautor/napro4/wrapper/media.php?filename=%2FHome%2FLUKAWIEN%2Ffigwindkraft.at%2Fhtdocs%2Fredsystem%2Fmedia%2F2009.01.21%2F1232573617.pdf&rn=090122\\_ALL\\_2.pdf](http://www.igwindkraft.at/redsystem/netautor/napro4/wrapper/media.php?filename=%2FHome%2FLUKAWIEN%2Ffigwindkraft.at%2Fhtdocs%2Fredsystem%2Fmedia%2F2009.01.21%2F1232573617.pdf&rn=090122_ALL_2.pdf).
- [7] Boris Valov. *Aufbaukonzept des Offshore - Energiesystems auf der Nordsee*. www.iset.uni-kassel.de. [Online] 2007. [Zitat vom: 07. April 2010.]
- [8] www.mainstreamrp.com. [Online] [Zitat vom: 08. April 2010.] <http://www.mainstreamrp.com/pages/Supergrid.html>.
- [9] Prof. Arthouros Zervos; and Christian Kjaer. *Pure Power Wind energy targets for 2020 and 2030*. European Wind Energy Association, www.ewea.org. [Online] 2009. [Zitat vom: 04. Mai 2010.]
- [10] *Integrating Wind*. Tradewind. www.trade-wind.eu. [Online] [Zitat vom: 05. Juni 2010.]
- [11] Gutschi. Ch. et al. *Atlantis - Simulationsmodell der europäischen Elektrizitätswirtschaft bis 2030*. s.l. : Springer - Verlag, 2009.
- [12] Agder Energi AS, Lyse Produksjon AS und Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg (AG). www.norger.biz. [Online] [Zitat vom: 08. April 2010.]



- [13] *Fahrplan für erneuerbare Energien*. EurActive Network. [www.euractive.com](http://www.euractive.com). [Online] [Zitat vom: 14. Juni 2010.]
- [14] *European Energy and Transport Trends to 2030*. Europäische Kommission. [www.ec.europa.eu](http://www.ec.europa.eu). [Online] [Zitat vom: 02. April 2010.]
- [15] *Europe's onshore and offshore wind energy potential*. Europe's Energy Portal. European Environment Agency. [www.energy.eu](http://www.energy.eu). [Online] [Zitat vom: 15. Juni 2010.]
- [16] *World Energy Outlook 2008*. International Energy Agency. [www.iea.org](http://www.iea.org). [Online] [Zitat vom: 02. April 2010.]
- [17] *Wind is a global power source*. Global Wind Energy Council. [www.gwec.net](http://www.gwec.net). [Online] [Zitat vom: 08. 03 2010.] <http://www.gwec.net/index.php?id=13>.
- [18] *Netzstudie II*. Deutsche Energie Agentur. [www.dena.de](http://www.dena.de). [Online] [Zitat vom: 07. April 2010.]
- [19] *Emission Trading System*. Europäische Kommission. [www.ec.europa.eu](http://www.ec.europa.eu). [Online] [Zitat vom: 25. März 2010.]
- [20] *Europäische Windenergiekonferenz 2007*. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. [www.erneuerbare-energien.de](http://www.erneuerbare-energien.de). [Online] 07. Mai 2007. [Zitat vom: 09. März 2010.] <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/39286/20047/>.
- [21] *Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern*. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. [www.erneuerbare-energien.de](http://www.erneuerbare-energien.de). [Online] Mai 2007. [Zitat vom: 24. März 2010.]
- [22] *Windmythos*. European Wind Energy Association. [www.ewea.org](http://www.ewea.org). [Online] [Zitat vom: 10. März 2010.] <http://www.ewea.org/index.php?id=1338>.
- [23] Sørensen. Poul. et al. *Simulations of wind power integration with complementary power*. Electric Power Systems Research. [www.sciencedirect.com](http://www.sciencedirect.com). [Online], 2008. [Zitat vom: 14. Juni 2010.]
- [24] *Energiewende zur Nachhaltigkeit*. Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen. [www.wbgu.de](http://www.wbgu.de). [Online] Springer-Verlag Berlin Heidelberg New York, 21. März 2003. [Zitat vom: 15. März 2010.] ISBN 3-540-40160-1.
- [25] *Windenergie in Frankreich - Aufbruchstimmung durch gesetzlich verbesserte Rahmenbedingungen*. [www.windpower-gmbh.de](http://www.windpower-gmbh.de). [Online] [Zitat vom: 20. April 2010.] <http://www.windpower-gmbh.de/europa/windkraft-in-europa-frankreich.htm>.

- [26] *World Energy Outlook 2007*. OECD/IEA. [www.worldenergyoutlook.org](http://www.worldenergyoutlook.org). [Online] 2007. [Zitat vom: 15. März 2010.] ISBN: 978-92-64-02730-5.
- [27] Arthouros Zervos und Christian Kjaer.  
*Pure Power - Wind Energy Scenarios up to 2030*.  
European Wind Energy Association. [www.ewea.org](http://www.ewea.org). [Online]  
[Zitat vom: 25. März 2010.]
- [28] Cristina L. Archer, Mark Z. Jacobson. *Evaluation of Global Wind Power*.  
Department of Civil and Environmental Engineering, Stanford University, Stanford,  
CA, [www.wind-energie.de](http://www.wind-energie.de). [Online] 2005. [Zitat vom: 15. März 2010.]
- [29] Fraunhofer Institut für Windenergie und Windsystemtechnik . [www.iset.uni-kassel.de](http://www.iset.uni-kassel.de)  
[Online] [Zitat vom: 01. August 2010] [http://www.iset.uni-kassel.de/pls/w3isetdad/www\\_iset\\_new.main\\_page?p\\_name=7261002&p\\_lang=ger](http://www.iset.uni-kassel.de/pls/w3isetdad/www_iset_new.main_page?p_name=7261002&p_lang=ger)

## 10. Anhang

### 10.1 Abkürzungen

Onshore	Windenergienutzung an Land
Offshore	Windenergienutzung auf See
V	Volt → abgeleitete SI - Einheit der elektrischen Spannung
kV	Kilo Volt entspricht 1000 Volt
W	Watt → SI - Einheit der Leistung
MW	Mega Watt entspricht $1 \cdot 10^6$ Watt
GW	Giga Watt entspricht $1 \cdot 10^9$ Watt
TW	Tera Watt entspricht $1 \cdot 10^{12}$ Watt
Wh	Wattstunde → SI - Einheit der Arbeit
kWh	Kilo Wattstunde entspricht 1000 Wh
MWh	Mega Wattstunde entspricht $1 \cdot 10^6$ Wh
GWh	Giga Wattstunde entspricht $1 \cdot 10^9$ Wh
TWh	Tera Wattstunde entspricht $1 \cdot 10^{12}$ Wh
$r$	Radius einer Kreisfläche
$t$	Zeit → SI - Einheit in $s$
$m$	Masse in $kg$
$P_0$	Ankommende Windleistung in W
$A$	Fläche des Rotors in $m^2$
$\rho$	Luftdichte → gibt an wie viel Masse Luft in einem bestimmten Volumen enthalten ist
$v$	Geschwindigkeit → SI - Einheit in $m/s$
$K_P$	Leistungsverhältnis
$S_K$	Anfangskurzschlussleistung
$P_{\text{ein}}$	Windeinspeisleistung
IGBT	Bipolartransistor mit isolierter Gate-Elektrode (Insulated-Gate Bipolar Transistor)
$CO_2$	Chemisches Zeichen für Kohlenstoffdioxid
HS - ES	Hoch-Spannungs-Energieübertragungs-System
WP	Offshore Windparks
NPK	Netzanschlusspunkt an der Küste
HGÜ	Hochspannung -Gleichstrom - Übertragung
GIL	Gasisolierte Leitung
AC	Alternating current -Wechselstrom
DC	Direct current -Gleichstrom

## 10.2 Akronyme

GWEC	Global Wind Energy Council
IEA	International Energy Agency
EWEA	European Wind Energy Association
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
WBGU	Wissenschaftlicher Beirat der (deutschen) Bundesregierung Globale Umweltveränderungen
AEEolica	Asociación Empresarial Eólica - Spanish Wind Energy Association
BWEA	British Wind Energy Association
HS - ES	Hoch-Spannungs-Energieübertragungs-System
WP	Offshore Windparks
NPK	Netzanschlusspunkt an der Küste
NORGER	Gesellschaft zur Anbindung von Norwegen und Deutschland mit einem Seekabel
Dena	Deutsche Energie - Agentur
DEL	Deutsches Zentrum für Luft-und Raumfahrt
EREC	European Renewable Energy Council
Ecofys	Beratungsunternehmen für erneuerbare Energien
ETS	European Union Emission Trading System - Europäisches Emissionshandelssystem
EC	Europäische Kommission

## 10.3 Diverse Tabellen

Land	Installierte Leistung in MW 2010			Installierte Leistung in MW 2020			Installierte Leistung in MW 2030		
	Onshore	Offshore	Gesamt	Onshore	Offshore	Gesamt	Onshore	Offshore	Gesamt
Österreich	1.112	0	1.112	1.334	0	1.334	1.391	0	1.391
Belgien	628	43	671	753	927	1.681	786	1.683	2.469
Bulgarien	228	0	228	273	0	273	285	0	285
Zypern	27	0	27	32	0	32	34	0	34
Tschechische Republik	231	0	231	277	0	277	289	0	289
Dänemark	2.849	708	3.557	3.417	1.185	4.602	3.564	2.151	5.715
Estland	161	0	161	193	0	193	201	0	201
Finnland	154	31	185	985	206	1.191	1.422	374	1.796
Frankreich	5.134	4	5.138	6.157	2.061	8.218	6.422	3.740	10.163
Deutschland	25.916	103	26.019	28.000	9.161	37.161	31.418	13.626	45.044
Griechenland	1.271	0	1.271	1.524	0	1.524	1.590	0	1.590
Ungarn	244	0	244	293	0	293	305	0	305
Irland	1.411	35	1.446	1.692	515	2.207	1.765	935	2.700
Italien	4.997	2	4.999	5.993	258	6.251	6.251	468	6.718
Lettland	33	0	33	40	0	40	41	0	41
Litauen	112	0	112	134	0	134	140	0	140
Luxemburg	42	0	42	50	0	50	53	0	53
Malta	2	0	2	2	0	2	3	0	3
Niederlande	2.785	164	2.949	3.340	2.319	5.659	3.484	4.208	7.692
Polen	917	1	918	1.100	258	1.357	1.147	468	1.615
Portugal	3.776	0	3.776	4.529	0	4.529	4.723	0	4.723
Rumänien	23	0	23	1.814	0	1.814	2.000	0	2.000
Slowakische Republik	5	0	5	500	0	500	806	0	806
Slowenien	1	0	1	1	0	1	1	0	1
Spanien	20.271	1	20.272	24.311	515	24.826	25.357	935	26.292
Schweden	1.617	176	1.793	1.939	1.546	3.485	2.023	2.805	4.828
Großbritannien	3.598	1.731	5.329	4.315	8.049	12.364	4.501	14.607	19.108
Summe EU 27	77.545	2.999	80.544	93.000	27.000	120.000	97.000	49.000	146.000

Tabelle 10.1: Zielberechnungen der einzelnen Länder 2020 - 2030 aus Daten der EC

Land	Installierte Leistung in MW 2010			Installierte Leistung in MW 2020			Installierte Leistung in MW 2030		
	Onshore	Offshore	Gesamt	Onshore	Offshore	Gesamt	Onshore	Offshore	Gesamt
Österreich	1.112	0	1.112	2.022	0	2.022	2.151	0	2.151
Belgien	628	43	671	1.142	1.443	2.585	1.215	2.817	4.032
Bulgarien	228	0	228	2.338	0	2.338	2.643	0	2.643
Zypern	27	0	27	49	0	49	52	0	52
Tschechische Republik	231	0	231	1.420	0	1.420	1.647	0	1.647
Dänemark	2.849	708	3.557	5.180	1.844	7.024	5.511	3.599	9.110
Estland	161	0	161	293	0	293	311	0	311
Finnland	154	31	185	2.280	321	2.601	2.598	626	3.224
Frankreich	5.134	4	5.138	17.500	3.206	20.706	18.000	6.260	24.260
Deutschland	25.916	103	26.019	28.000	14.251	42.251	31.000	27.823	58.823
Griechenland	1.271	0	1.271	4.500	0	4.500	4.700	0	4.700
Ungarn	244	0	244	444	0	444	472	0	472
Irland	1.411	35	1.446	2.566	802	3.367	2.729	1.565	4.294
Italien	4.997	2	4.999	9.086	401	9.487	9.666	782	10.448
Lettland	33	0	33	60	0	60	64	0	64
Litauen	112	0	112	800	0	800	900	0	900
Luxemburg	42	0	42	76	0	76	81	0	81
Malta	2	0	2	4	0	4	4	0	4
Niederlande	2.785	164	2.949	5.064	3.607	8.671	5.387	7.042	12.429
Polen	917	1	918	1.667	401	2.068	1.774	782	2.556
Portugal	3.776	0	3.776	6.866	0	6.866	7.304	0	7.304
Rumänien	23	0	23	2.700	0	2.700	3.000	0	3.000
Slowakische Republik	5	0	5	600	0	600	700	0	700
Slowenien	1	0	1	2	0	2	2	0	2
Spanien	20.271	1	20.272	36.859	802	37.660	38.000	1.565	39.565
Schweden	1.617	176	1.793	2.940	2.405	5.345	3.128	4.695	7.823
Großbritannien	3.598	1.731	5.329	6.542	12.520	19.062	6.960	24.444	31.404
Summe EU 27	77.545	2.999	80.544	141.000	42.000	183.000	150.000	82.000	232.000

Tabelle 10.2: Zielberechnungen der einzelnen Länder 2020 - 2030 aus Daten der IEA

Land	Installierte Leistung in MW 2010			Installierte Leistung in MW 2020			Installierte Leistung in MW 2030		
	Onshore	Offshore	Gesamt	Onshore	Offshore	Gesamt	Onshore	Offshore	Gesamt
Österreich	1.112	0	1.112	3.500	0	3.500	4.946	0	4.946
Belgien	628	43	671	2.100	1.800	3.900	2.968	5.153	8.120
Bulgarien	228	0	228	3.000	0	3.000	4.240	0	4.240
Zypern	27	0	27	300	0	300	424	0	424
Tschechische Republik	231	0	231	1.600	0	1.600	2.261	0	2.261
Dänemark	2.849	708	3.557	3.700	2.300	6.000	5.229	6.584	11.813
Estland	161	0	161	500	0	500	707	0	707
Finnland	154	31	185	1.500	400	1.900	2.120	1.145	3.265
Frankreich	5.134	4	5.138	19.000	4.000	23.000	26.851	11.450	38.302
Deutschland	25.916	103	26.019	27.900	20.400	48.300	39.429	50.895	90.324
Griechenland	1.271	0	1.271	6.500	0	6.500	9.186	0	9.186
Ungarn	244	0	244	900	0	900	1.272	0	1.272
Irland	1.411	35	1.446	5.000	1.000	6.000	7.066	2.863	9.929
Italien	4.997	2	4.999	15.000	500	15.500	21.198	1.431	22.630
Lettland	33	0	33	200	0	200	283	0	283
Litauen	112	0	112	1.000	0	1.000	1.413	0	1.413
Luxemburg	42	0	42	300	0	300	424	0	424
Malta	2	0	2	100	0	100	141	0	141
Niederlande	2.785	164	2.949	5.000	4.500	9.500	7.066	12.882	19.948
Polen	917	1	918	10.000	500	10.500	14.132	1.431	15.564
Portugal	3.776	0	3.776	7.500	0	7.500	10.599	0	10.599
Rumänien	23	0	23	3.000	0	3.000	4.240	0	4.240
Slowakische Republik	5	0	5	800	0	800	1.131	0	1.131
Slowenien	1	0	1	500	0	500	707	0	707
Spanien	20.271	1	20.272	39.000	1.000	40.000	55.116	2.863	57.978
Schweden	1.617	176	1.793	6.000	3.000	9.000	8.479	8.588	17.067
Großbritannien	3.598	1.731	5.329	13.000	13.000	26.000	18.372	44.715	63.087
Summe EU 27	77.545	2.999	80.544	176.900	52.400	229.300	250.000	150.000	400.000

Tabelle 10.3: Zielberechnungen der einzelnen Länder 2020 - 2030 aus Daten der EWEA

## 10.4 Linkliste

Links:	Organisation bzw. Informationen:
<a href="http://www.iwes.fraunhofer.de/">http://www.iwes.fraunhofer.de/</a>	Fraunhofer Institut
<a href="http://www.risoe.dk/">http://www.risoe.dk/</a>	Dänisches Forschungszentrum
<a href="http://www.dwd.de">http://www.dwd.de</a>	Deutscher Wetterdienst
<a href="http://www.ecmwf.int">http://www.ecmwf.int</a>	Wetterdaten
<a href="http://www.rechsteiner-basel.ch/">http://www.rechsteiner-basel.ch/</a>	Windseite
<a href="http://www.thewindpower.net/">http://www.thewindpower.net/</a>	Winddaten aller Länder
<a href="http://www.ewea.org/">http://www.ewea.org/</a>	Europäischer Winddachverband
<a href="http://www.ieawind.org/">http://www.ieawind.org/</a>	Internationaler Windverband
<a href="http://www.gwec.net/">http://www.gwec.net/</a>	Internationaler Windverband
<a href="http://www.energy.eu/">http://www.energy.eu/</a>	Energie der Europäischen Union
<a href="http://www.eea.europa.eu">http://www.eea.europa.eu</a>	Daten der Europäischen Kommission
<a href="http://www.wind-energie.de/">http://www.wind-energie.de/</a>	Deutscher Windenergieverband
<a href="http://www.windpower.org/en/">http://www.windpower.org/en/</a>	Dänischer Windenergieverband
<a href="http://www.oecd.org">http://www.oecd.org</a>	OECD
<a href="http://www.erneuerbare-energien.de">http://www.erneuerbare-energien.de</a>	Deutsches Bundesministerium
<a href="http://ec.europa.eu/">http://ec.europa.eu/</a>	Europäische Kommission
<a href="http://www.igwindkraft.at/">http://www.igwindkraft.at/</a>	Österreichischer Windenergieverband
<a href="http://www.windpower-gmbh.de/">http://www.windpower-gmbh.de/</a>	Windenergie in Bayern
<a href="http://www.wbgu.de">http://www.wbgu.de</a>	Wissenschaftlicher Beirat der deutschen Bundesregierung
<a href="http://www.aeolica.es/">http://www.aeolica.es/</a>	Spanischer Windenergieverband
<a href="http://www.bwea.com/">http://www.bwea.com/</a>	Britischer Windenergieverband
<a href="http://www.iwea.com/">http://www.iwea.com/</a>	Irischer Windenergieverband
<a href="http://fee.asso.fr/">http://fee.asso.fr/</a>	Französischer Windenergieverband
<a href="http://www.wwindea.org">http://www.wwindea.org</a>	Globaler Windenergieverband
<a href="http://www.apren.pt/">http://www.apren.pt/</a>	Portugiesischer Windenergieverband
<a href="http://www.eletaen.gr/">http://www.eletaen.gr/</a>	Griechischer Windenergieverband
<a href="http://www.tuulivoimayhdistys.fi/">http://www.tuulivoimayhdistys.fi/</a>	Finnischer Windenergieverband
<a href="http://www.nwea.nl/">http://www.nwea.nl/</a>	Niederländischer Windenergieverband
<a href="http://www.vindkraft.no/">http://www.vindkraft.no/</a>	Norwegischer Windenergieverband
<a href="http://www.dena.de/">http://www.dena.de/</a>	Deutsche Energie Agentur
<a href="http://www.dlr.de/">http://www.dlr.de/</a>	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
<a href="http://www.erec.org/">http://www.erec.org/</a>	European Renewable Energy Council
<a href="http://www.windpowermonthly.com">http://www.windpowermonthly.com</a>	Windseite
<a href="http://www.dewi.de">http://www.dewi.de</a>	Deutsches Windenergie Institut
<a href="http://www.winddata.com">http://www.winddata.com</a>	Winddaten
<a href="http://www.tauernwind.com/">http://www.tauernwind.com/</a>	Winddaten Gebirge
<a href="http://www.alpha-ventus.de/">http://www.alpha-ventus.de/</a>	Winddaten Offshore
<a href="http://www.gl-garradhassan.com">http://www.gl-garradhassan.com</a>	Beratungsfirma für Erneuerbare Energien
<a href="http://www.btm.dk">http://www.btm.dk</a>	Berichte über Windkraft
<a href="http://www.rwi-essen.de/">http://www.rwi-essen.de/</a>	Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung
<a href="http://www.ier.uni-stuttgart.de/">http://www.ier.uni-stuttgart.de/</a>	Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung
<a href="http://www.reisi.iset.uni-kassel.de/">http://www.reisi.iset.uni-kassel.de/</a>	Windeinspeisung in Deutschland
<a href="http://www.cne.es">http://www.cne.es</a>	Netzdienstleister in Spanien
<a href="http://www.wind-data.ch/">http://www.wind-data.ch/</a>	Winddaten aus der Schweiz
<a href="http://www.suisse-eole.ch/de.html">http://www.suisse-eole.ch/de.html</a>	Vereinigung zur Förderung der Windenergie in der Schweiz

Tabelle 10.4: Zum Aufbau dieser Arbeit und Erstellung des Datensatzes verwendete Links