

Fortschreibung des Kapitels 5 Windenergie der DPG-Studie Klimaschutz und Energieversorgung in Deutschland 1990-2020 für den Zeitraum bis Ende 2008

von Prof.Dr.Andreas Otto, em
Institut für Physik der kondensierten Materie
Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf
otto@uni-duesseldorf.de

1.) Windenergie an Land (Onshore)

Kapitel V der Studie konnte nur Daten bis einschließlich 2004 berücksichtigen.
Erwartungsgemäß ist die Windstrom-Einspeisung seit 2004 weiter gestiegen (siehe Abb.1).

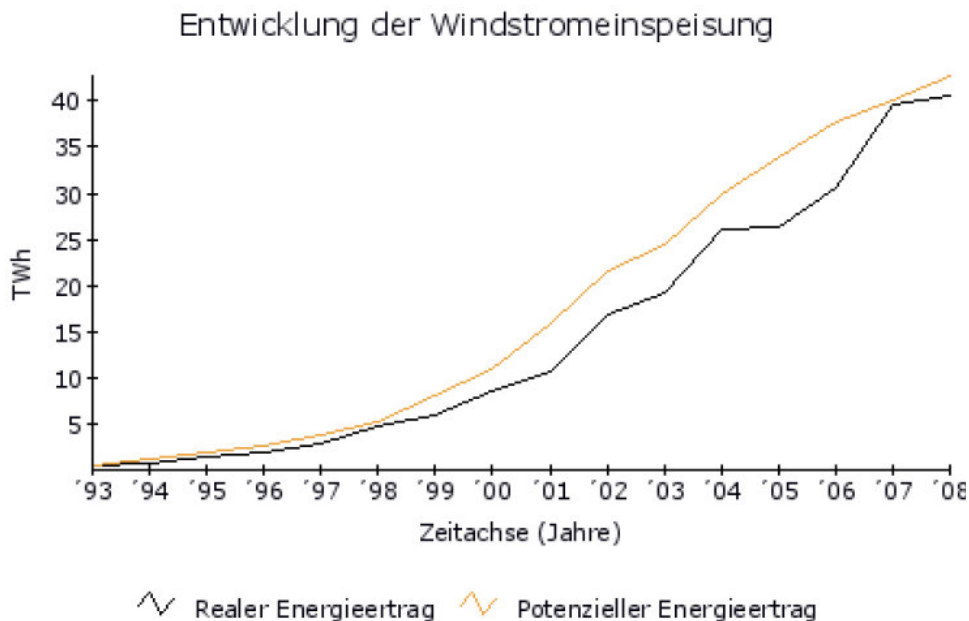


Abbildung 1: Entwicklung der Windstromeinspeisung in Deutschland (Quelle: Bundesverband Windenergie eV (BWE))

Die Zunahme der Windstromeinspeisung in Abbildung 1 ab 1996 ist auf die neu aufgestellten Windenergieanlagen (WEA) zurückzuführen (s. Tabelle 1).

| Jahr | Durchschnittliche Nennleistung (kW) der im betreffenden Jahr aufgestellten WEA (nach DEWI) | Kumulierte installierte Nennleistung (GW) (nach DEWI) | Realer Energieertrag aller WEA (TWh/a) (nach BWE) | Vollaststunden (h) pro Jahr oder Ausnutzungsdauer pro Jahr; Mittel aller WEA | Wirkungsgrad = Vollaststunden /8760 |
|------|--|---|---|--|-------------------------------------|
| 1996 | 530.5 | 1.5546 | 2.03 | 1306 | 14,93 % |
| 1997 | 628.90 | 2.079 | 2.97 | 1428,6 | 16.30 % |
| 1998 | 785.60 | 2.871 | 4.73 | 1647.5 | 18.80 % |
| 1999 | 935.37 | 4.439 | 5.97 | 1344.9 | 15.45 % |
| 2000 | 1113.8 | 5.610 | 8.62 | 1536.54 | 16.54 % |
| 2001 | 1278.96 | 8.753 | 10.69 | 1221.3 | 12.51 % |
| 2002 | 1395.93 | 11.994 | 17 | 1417.4 | 16.18 % |
| 2003 | 1552.87 | 14.609 | 19.2 | 1314.3 | 15,00 % |
| 2004 | 1696 | 16.628 | 26 | 1563.6 | 17.84 % |
| 2005 | 1723,33 | 18.414 | 26.41 | 1434.2 | 16.37 % |
| 2006 | 1848.63 | 20.621 | 30.6 | 1483.9 | 16.94 % |
| 2007 | 1887.67 | 22.247 | 39.5 | 1775.5 | 20.26 % |
| 2008 | 1924.94 | 23.902 | 40.43 | 1735.1 | 19.81 % |

Tabelle 1: Winddaten aus den Jahren 1996-2008

Insgesamt waren in Deutschland Ende 2008 20301 Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von 23.902 GW installiert.(DEWI)

Die ersten 2 Spalten sind vom Deutschen Wind-Institut (DEWI) übernommen, die dritte Spalte vom BWE. Der Verfasser hat hieraus mit den Formeln

(1) Realer Energieertrag/Jahr = (Kumulierte installierte Leistung) x (Vollaststunden/Jahr)

(2) Wirkungsgrad = (Jährliche Vollaststunden) / (8760 Stunden eines Jahres)

die 4. und 5. Spalte berechnet.

Einige Daten der Tabelle 1 sind in der folgenden Abbildung 2 graphisch dargestellt.

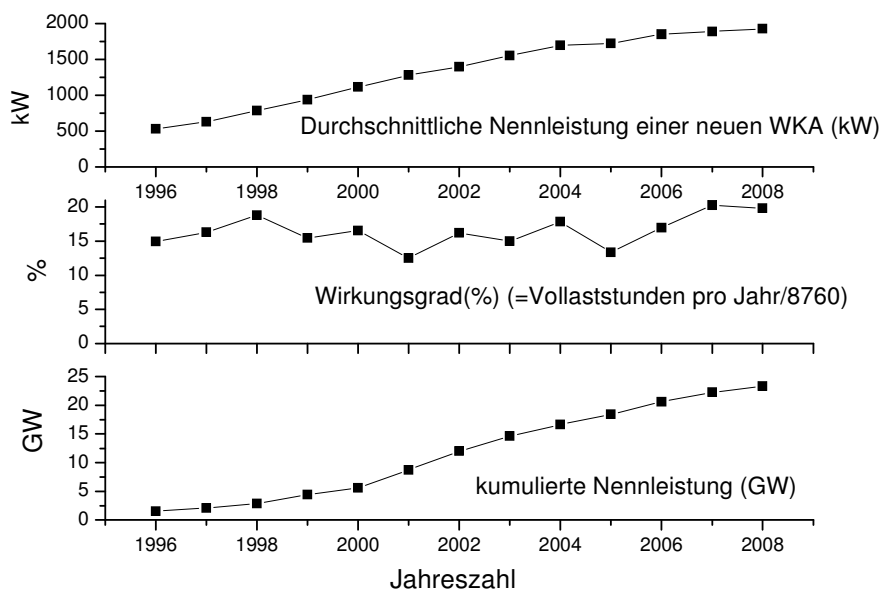


Abbildung 2:

Oben: Durchschnittliche Nennleistung der im betreffenden Jahr (1996-2008) neu errichteten Windkraftanlagen.

Unten: Im Verlaufe der Jahre kumulierte Nennleistung aller Windkraftanlagen

Mitte: Jährlich gemittelter Wirkungsgrad aller bis zum betreffenden Jahr aufgestellten Windkraftanlagen.

Die Windkraftanlagen dringen im Laufe der Jahre in immer größere Höhen vor, wo der Wind am gegebenen Platz stärker und weniger verwirbelt ist (s. Abb. 3).

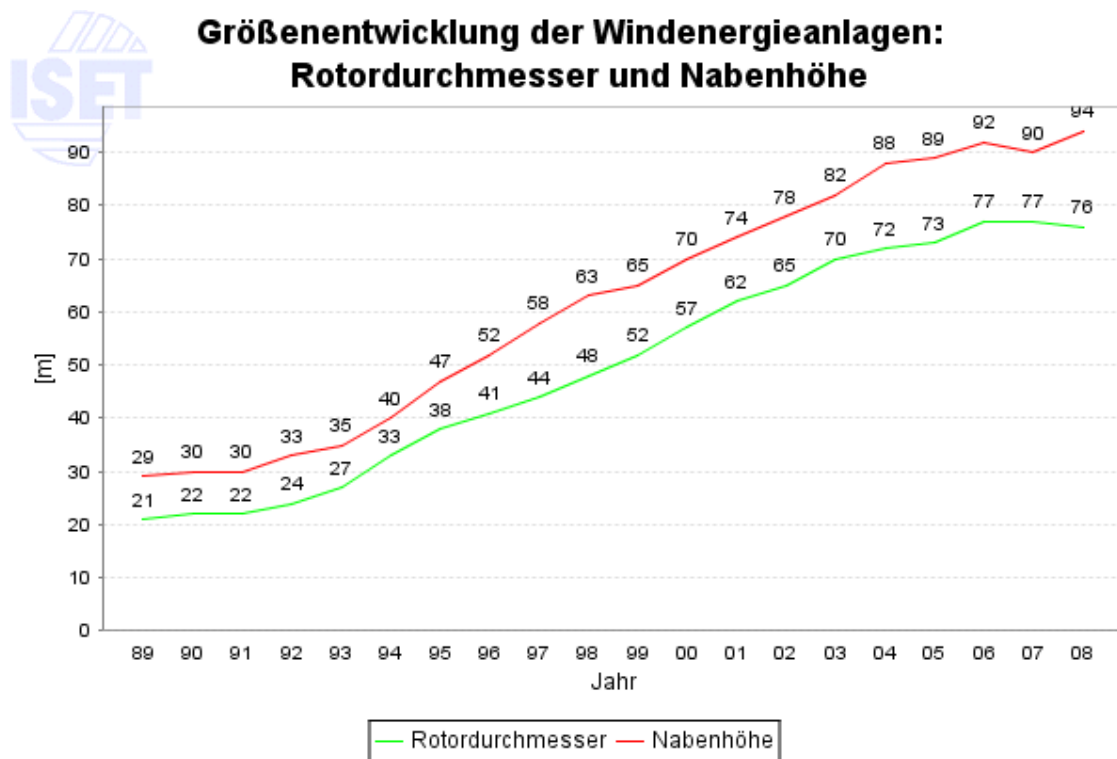


Abbildung 3: Mittlere Nabelhöhen und Rotordurchmesser der Windenergieanlagen im Verlaufe der Jahre 1989-2008 (nach REISI Wind /ISET(Institut für Solare Energie-Technologie)).

Trotz des Anstiegs der Größe der neu aufgestellten Windräder zwischen 1996 und 2008 auf etwa das Doppelte ist die erreichte Qualität nicht gestiegen, wie die mittlere Kurve in Abbildung 2 zeigt. (Die Schwankungen dieser Kurve spiegeln die jährliche Schwankung des Windangebots wider).

Die einzige Erklärung hierfür ist, dass die Windkraftanlagen als Folge des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz-EEG) an immer weniger geeigneten (windärmeren) Standpunkten errichtet werden.

In Tabelle 2 (mit Anhang) hat der Verfasser die Vergütungen nach dem EEG aus dem Jahre 2004 und dem am 1. Januar 2009 in Kraft tretenden zusammengetragen.

| <u>Vergleich der Förderung der Windkraft nach EEG</u> | 2009, Vergütung in c€/kWh | 2004 Vergütung in c€/kWh |
|--|------------------------------|--|
| Erstanlagen an Land | §29 | §10 |
| Anfangsvergütung in den ersten 5 Jahren | 9.2 | 8.7 |
| Fristverlängerung der Anfangsvergütung | Formel A | Formel A |
| Systemdienstleistungs-Bonus bei Betriebsbeginn vor dem 1. Januar 2014 durch Erhöhung der Anfangsvergütung | 0.5 | existiert nicht |
| Grundvergütung nach Ablauf der Anfangsvergütung | 5.02 | 5.5 |
| Summe in den ersten 5 Jahren(mit Systemdienstleistungsbonus) | 9.7 | 8.7 |
| Degression | 1% | 2% (nach ISET) |
| Repowering (Ersatz von Altanlagen an Land) | §30 | §10 |
| Wartezeit nach Inbetriebnahme der Altanlage | mindestens 10 Jahre | Ersatz von Altanlagen, die vor 1996 in Betrieb gegangen sind |
| Faktor der Leistungssteigerung F (Nennwert?), bei dem Vergütung erfolgt | $2 < F < 5$ | $F > 3$ |
| Anfangsvergütung in den ersten 5 Jahren | 9.7 | 8.7 |
| Systemdienstleistungsbonus bei Betriebsbeginn vor dem 1.1.2014 durch Erhöhung der Anfangsvergütung | 0.5 | Existiert nicht |
| Fristverlängerung der Anfangsvergütung | Formel A | Formel B |
| Summe der ersten 5 Jahre | 10.2 | 8.7 |
| Grundvergütung nach Ablauf der Anfangsvergütung | 5.02 | 5.5 |
| Degression | 0% | nicht bekannt |
| Offshore Windanlagen | §31 | §10 Nicht vergleichbar wegen verschiedener Abstandsregeln |
| in den ersten 12 Jahren (Anfangsvergütung) | 13 | |
| Anfangsvergütungs-Bonus für Anlagen, die bis Ende 2013 in Betrieb gehen | 2.0 | |
| Zeiliche Verlängerung der Anfangsvergütung: Für jede über zwölf Seemeilen hinausgehende volle Seemeile Entfernung Für jeden zusätzlichen vollen Meter über 20m Wassertiefe | 0.5 Monate 1.7 Monate | |
| Grundvergütung | 3.5 | |
| Degression | Ab 1.1.2015 5% | |

Tabelle 2: Wichtige Details des EEG (2009 und 2004) in Bezug auf die Windenergie.

Anhang zu Tabelle 2: Die Vergütungen sind jeweils für die Dauer von 20 Kalenderjahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres zu zahlen.

Formel A:

$$\text{Fristverlängerung über 5 Jahre hinaus} = (150 - \frac{\text{Ertrag}}{\text{Referenzertrag}} \times 100) / 0.75 \times 2 \text{ Monate}.$$

Formel B

$$\text{Fristverlängerung über 5 Jahre hinaus} = (150 - \frac{\text{Ertrag}}{\text{Referenzertrag}} \times 100) / 0.60 \times 2 \text{ Monate}$$

Die Möglichkeit, an schlechtere Windstandorte vorzudringen, wird vor allem durch zwei Punkte im EEG gefördert:

1) Die Formel A (Laufzeit-Verlängerung der Anfangsförderung) begünstigt übergebührlich die schlechten Standorte (die Grenze der Förderung liegt bei 60% des Referenzertrags). Dies wird an folgenden drei Beispielen deutlich:

Resultat für Ertrag = 65% des Referenzertrags: Die Grundvergütung setzt nie ein

Resultat für Ertrag = Referenzertrag: Die Grundvergütung setzt erst nach 5+11 Jahren ein.

Ertrag = 1.5 mal Referenzertrag: Die Grundvergütung setzt schon nach 5 Jahren ein.

2) Die Heraufsetzung der Anfangsvergütung.

3) Die Herabsetzung der Degression von 2 auf 1%

Durch das Vordringen zu ungeeigneten Standorten wurde auch die Prognose für das Jahr 2007 von 22864 MW mit 22247 MW (s. Tab. 1) fast punktgenau erreicht, allerdings nur durch den Ausbau an Land (Onshore). In 2008 liegt der erreichte Wert (23902MW) unter dem prognostizierten von etwa 25000MW.

Abbildung 2-6: Prognose der Windenergieentwicklung in Deutschland an Land und Offshore bis 2020 (kumulierte Leistung) – DEWI-Szenario

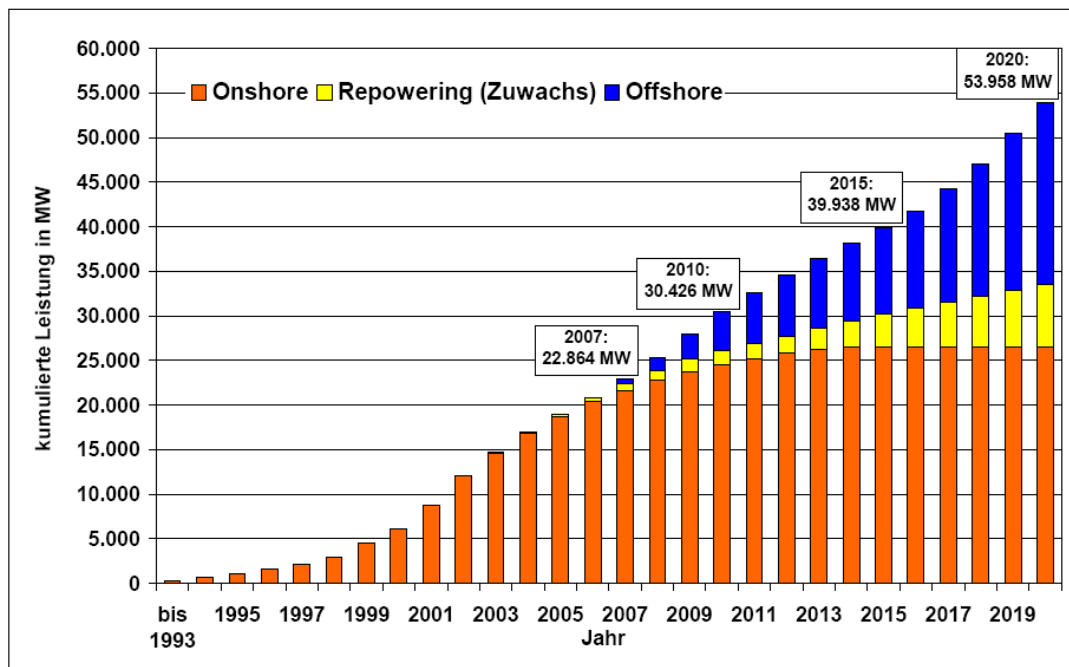


Abbildung 4: Prognose der kumulierten Nennleistung durch das DEWI Instituts in der dena-Studie 2004 (dena = Deutsche Energie-Agentur GmbH).

Der weitere Ausbau im Binnenland wird einen immer kleineren Abstand zwischen Wohngebieten und den Windkraftanlagen erfordern. Zwar sind die Windenergieanlagen nach §35 Abs. 1 Nr. 5 Baugesetzbuch als privilegierte Vorhaben ausgewiesen, es gibt aber keine verbindlichen Abstandsregelungen (gestaffelt nach der Höhe der Windkraftanlagen) zu menschlichen Siedlungen. Dies wird zu vielen Verzögerungen durch Klagen der Gemeinden führen. Auch ein Eindringen in die Wälder wird Widerstände zur Folge haben, insbesondere wegen der zu jedem Windrad führenden befahrbaren Service-Trassen.

Es ist daher nicht zu erwarten, dass der verzögerte Ausbau der Windkraftanlagen Offshore (siehe unten) durch verstärkten Ausbau an Land kompensiert werden kann.

2) Windenergie - Entwicklung vor der Küste (Offshore)

Die Prognosen des Ausbaus in der Nord- und Ostsee aus der dena-Studie sind in den beiden folgenden Abbildungen 5 und 6 wiedergegeben.

Abbildung 2-1: Prognose der Offshore-Windenergieentwicklung in der Nordsee

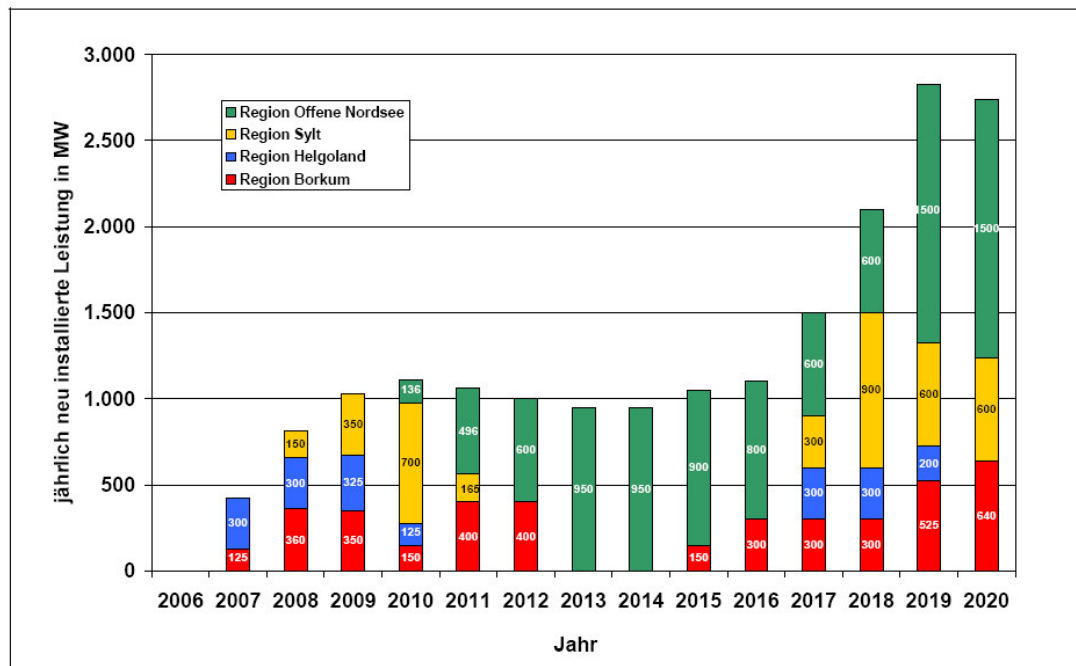


Abbildung 5: dena Prognose 2004 der Windenergie-Entwicklung in der Nordsee.

Abbildung 2-2: Prognose der Offshore-Windenergieentwicklung in der Ostsee

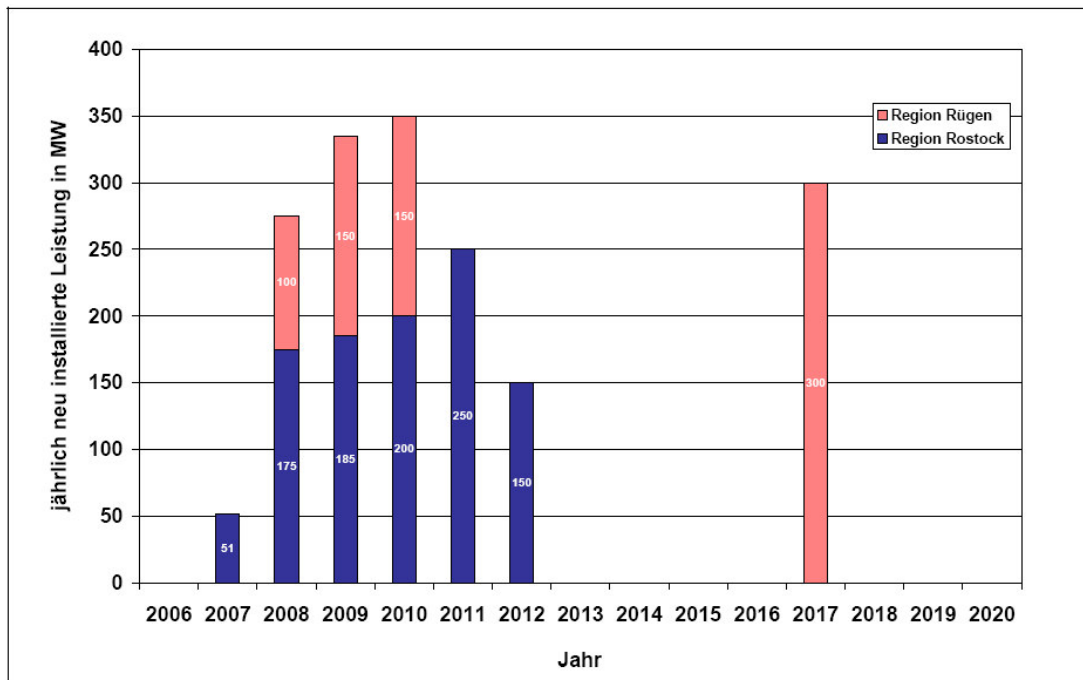
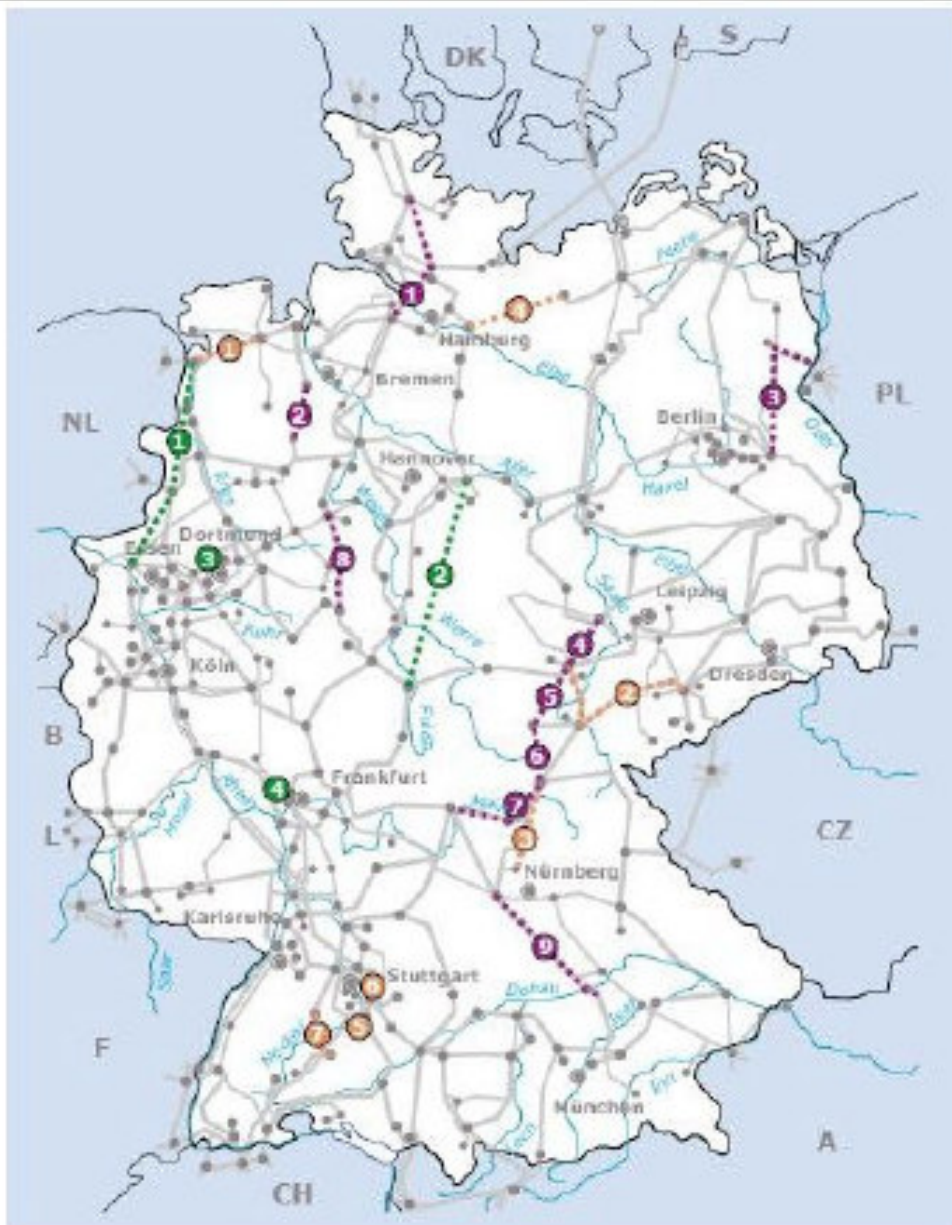


Abbildung 6: dena-Prognose der Windenergie-Entwicklung in der Ostsee.

Statt über 7.500 MW installierte Leistung in der Nordsee und 270 MW in der Ostsee, wie von der dena für 2008 prognostiziert, werden es in 2009 nur 30 MW in der Nordsee sein.

Es befindet sich nur ein sog. Windpark im Aufbau, nämlich der von alpha ventus, einem Gemeinschaftsunternehmen von E-ON, EWE (nicht zu verwechseln mit RWE) und Vattenfall. Geplant sind 12 Windkraftanlagen zu je 5MW Nennleistung 45 km vor der Küste von Borkum, in einer Wassertiefe von mehr als 30 Metern. Die Errichtung der ersten sechs Windenergieanlagen für den ersten deutschen Offshore-Windpark wird von alfa ventus zur Zeit mit „voraussichtlich Sommer 2009“ angegeben. Seit 2003 werden auf der Forschungsplattform FINO 1.400m nordwestlich des Standortes von alpha ventus, Messdaten erhoben. Die Daten bilden die Grundlage für die Ertragsprognosen von alpha ventus. Pro Jahr werden 3880 Stunden unter Vollast (also Nutzungsfaktor 44.3%, etwa doppelt soviel wie im Mittel an Land in Deutschland) erwartet. Wie in der dena-Studie vorausgesagt, sind bis jetzt nur große Energieunternehmen in der Lage, sich offshore zu engagieren.

Bei weiterem Ausbau der Offshore-Anlagen sind weitere Hochspannungstrassen in das Innere Deutschlands erforderlich, siehe Abbildung 7. Auch hier ist nicht zu erwarten, dass die Zeitpläne eingehalten werden können.



- | | | |
|---|---|--|
| <p>● Netzausbau bis 2007</p> <ol style="list-style-type: none"> 1 2 x Quarregler in Diale 2 Netzverstärkung Thüringen 3 220/380-kV-Umstellung Redwitz – Kriegenbrunn 4 Krümmel – Görries, 75 km 5 Reicheneck – Rommelsbach, 380 kV-Anschluss an Metzingen 6 Möhlhausen – Neckarrems. 7 Oberjettingen-Engstlatt, 380 kV-Ausbau | <p>● Netzausbau 2007 bis 2010</p> <ol style="list-style-type: none"> 1 Audorf – Dollarn, 110 km 2 Ganderkasee – Wehrandorf, 80 km 3 Neuenhagen – Bertikow/ Vierraden, 110 km 4 Lauchstädt – Vieselbach, 80 km 5 Vieselbach – Altenfeld, 80 km 6 Altenfeld – Redwitz, 60 km 7 220/380-kV-Umstellung Redwitz – Grafenheinfeld 8 Zubeseilung Bechterdissen-Elßen – Twistetal 9 220/380-kV-Umstellung Irching – Raitersaich | <p>● Netzausbau 2010 bis 2015</p> <ol style="list-style-type: none"> 1 Diale – Niederrhein, 200 km 2 Walle-Mecklar, 190 km 3 Zubeseilung Bergkamen – Gersteinwerk 4 Zubeseilung Kriffel – Punkt Eschborn <p>Quelle: VDN, Deutsche Energie-Agentur</p> |
|---|---|--|

Abbildung 7: Durch den weiteren Ausbau der Offshore-Windenergie-Anlagen erforderlicher Ausbau des Stromnetzes.

Die DPG-Studie „Klimaschutz und Energieversorgung in Deutschland 1990-2020 (erschienen im September 2005) hatte in Kapitel 5 bereits angenommen, daß der von der dena für 2015 vorhergesehene Ausbau von 36GW Nennleistung erst in 2020 erreicht werden könnte. Um die von diesem Kraftwerkspark abgegebene jährliche Energie abzuschätzen wurden 1600 Vollaststunden an Land und 3500Vollaststunden off shore angenommen. Damit ergab sich für das Jahr 2020 76 TWh elektrische Energie aus Windkraft, also rund 14% des deutschen Nettostromverbrauchs. Man wird abwarten müssen, ob die Steigerung von 40.43 TWh/a in 2008 (siehe Tabelle 1) auf 76TWh/a. in den Jahren um 2020 gelingt.

3.) Einschätzungen

Die Windenergie ist und bleibt die wichtigste erneuerbare Energie in Deutschland. Man könnte das Windkraft-Ergebnis bei gleichem finanziellen Aufwand schneller erhöhen, wenn man die weitere Förderung der Windkraft an Land zurückführe zugunsten einer Förderung des Baus von adiabatischen Windenergiespeichern und forcierten Ausbaus off shore. Die Kombination von Windparks zur See mit adiabatischen Windenergiespeichern erlaubte die Abgabe des Windstroms zu Zeiten guter Preise an der Strombörse und die Verringerung der Zahl der fossilen Kraftwerke, die man zum Ausregeln des fluktuierenden Windstroms braucht. Das EEG sollte so abgeändert werden, daß dieser Vorgang „subventions-neutral“ optimiert wird. Langfristig könnte man die den Strom-Endverbrauchern aufgebürdeten garantierten Strom-Abnahmepreise (siehe Tabelle 2) sogar erniedrigen.

Wenn der Windstrom formal als Ersatz der Stromlieferungen aus Kernkraftwerken im Jahre 2020 gesehen werden sollte, dann würde die Bilanz so aussehen: Trotz des starken Ausbaus der Windenergie würde die CO₂ Emission zunehmen, unabhängig von der im Jahre 2020 gegenüber 1990 erreichten Verringerung der Emission.