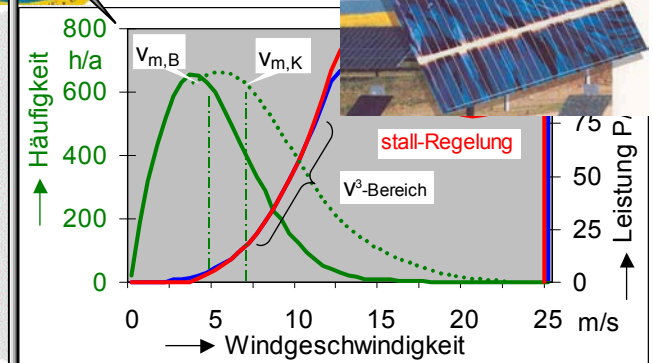
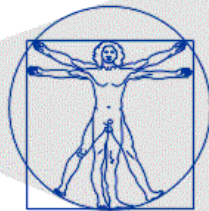


**WILHELM UND ELSE HERAEUS-STIFTUNG**  
**300. WE - Heraeus - Seminar**  
**Energie - Forschung**



**Netzeinspeisung aus  
zeitlich fluktuativen  
Quellen  
(Wind und Photovoltaik)**

**Kurzfassung**



*Prof. Dr.-Ing. Helmut Alt*  
*RWE Plus AG, Vertriebsniederlassung Düren*  
*Fachhochschule Aachen*

**26. bis 28. Mai 2003**  
**Physikzentrum Bad Honnef**  
**Elly Hölterhoff - Böcking - Stiftung**

# Energiewirtschaftliche Bedeutung dargebotsabhängiger Energie

## 1. Globale Energiebetrachtung

Seit Jahrtausenden nutzt der Mensch die Windenergie zur Erleichterung seiner Arbeit zu Lande und zu Wasser. Zu Lande, um Mahl- oder Hebewerke zu betätigen, zu Wasser um Segelschiffe ohne Ruderarbeit in Fahrt zu bringen. Während früher die rein mechanische Arbeit im Vordergrund stand - Wind betrieb Mühlen zum Kornmahlen und Wasserhebewerke zur Feldbewässerung -, gilt es heute, umweltfreundlich, ressourcenschonend und möglichst kostengünstig Windkraft in Drehimpuls umzusetzen um damit einen Generator für die Erzeugung elektrischer Energie anzutreiben.

Zunächst wollen wir in einer globalen Betrachtung das weltweite Potenzial dieser von der Sonne gespeisten regenerativen Windenergie ausloten. Auf Grund einer Kernfusionsreaktion wird im Inneren der Sonne pro Sekunde rd. 4,5 Mio. t Masse in Energie verwandelt, die unsere Erde mit einer Leistungsdichte von rd.  $1,4 \text{ kW/m}^2$  (Solarkonstante) erreicht. Da die Erde die Sonne auf einer elliptischen Bahn umkreist, ist der Wert der "Solarkonstanten" für einen Erdumlauf nicht konstant. Die maximale Einstrahlung  $S_{\text{Erde}}$  von  $1417 \text{ W/m}^2$  wird am 3. Januar erreicht, wenn die Erde das Perihelium durchläuft, die minimale am 4 Juli im Aphelium mit  $1327 \text{ W/m}^2$ . Am Erdboden sind bei senkrecht zugeneigter Fläche rd.  $1 \text{ kW/m}^2$  verfügbar.

$$S_{\text{Erde}} = S_{\text{mittel}} \left[ 1 + 0,033 \cdot \cos\left(360^\circ \cdot \frac{n-3}{365}\right) \right]$$

$n$  ist der Tag des Jahres, ab  $n = 1 \Leftrightarrow$  1. Januar,  $n = 3 \Leftrightarrow$  3. Januar,  $S_{\text{mittel}} = 1372 \text{ W/m}^2$

Damit ist auch unsere Sonne als ressourcenverbrauchendes Gebilde nur von endlicher Lebensdauer, wenn auch der Massenverlust erst in rd. 14 Mrd. Jahren 0,1 % der Sonnenmasse ausmacht oder unser Herrgott das Licht der Sonne aus Liebe zu den Menschen nicht schon vorher ausknipst.

Etwa 2% der auf der Erde eingestrahelten Sonnenenergie von  $1,5 \cdot 10^{18} \text{ kWh/a}$  werden in der Atmosphäre in Zusammenhang mit dem Klimageschehen in Strömungsenergie der Luft umgewandelt. Dies entspricht einem Energiepotenzial von  $3 \cdot 10^{16} \text{ kWh/a}$  bzw. einer mittleren Leistung von  $3,4 \cdot 10^{12} \text{ kW}$ . Man schätzt, dass weltweit ca. 0,5 % der jährlich anfallenden Strömungsenergie durch Windturbinen ausgeschöpft werden kann. Damit ergibt sich ein technisch nutzbares Energiepotenzial von rd.  $150 \cdot 10^{12} \text{ kWh/a}$  oder 18 Mrd. t SKE. Betrachtet man daneben den Weltenergiebedarf im Jahr 2000 von rd. 14 Mrd. t SKE =  $114 \cdot 10^{12} \text{ kWh}$ , so liegt dieser in der gleichen Größenordnung des nutzbaren Windenergiepotenzials.

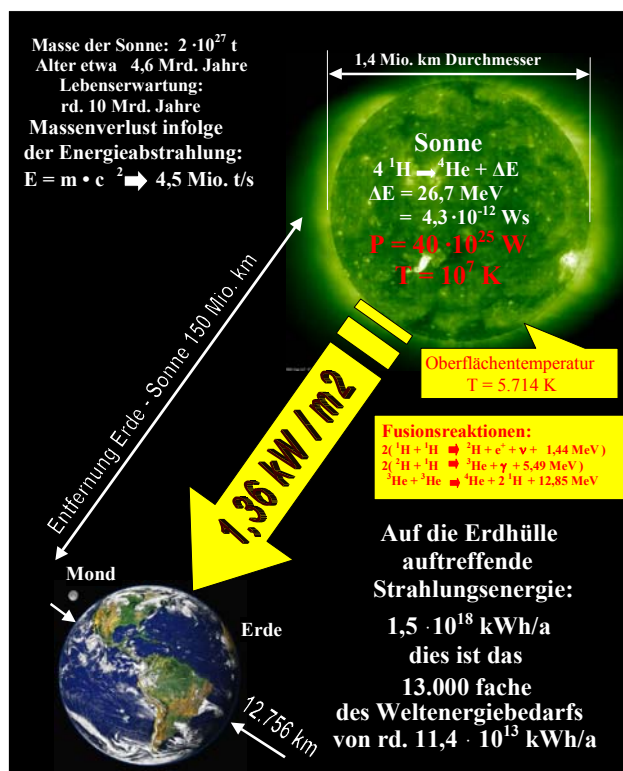


Bild 1. Energiefluss der Sonne zur Erde als Ursache allen Geschehens und Lebens auf unserer Erde.

Leider bedeutet technisch nutzbares Potenzial nicht gleich wirtschaftlich realisierbares Potenzial. Man müsste, um das anfallende Windenergiepotenzial ausnutzen zu können, erhebliche Flächen zum Umwandeln der Strömungsenergie in Nutzenergie für Windenergieanlagen reservieren und erhebliche Kapitalressourcen zum Bau der Anlagen erschließen. Dies kann an folgender überschlägigen Betrachtung für das Ziel von 10 % Windenergieanteil verdeutlicht werden:

Für 10 % des derzeitigen jährlichen Strombedarfs in Deutschland von rd. 500 Mrd. kWh, also 50 Mrd. kWh durch Windenergieanlagen der 1,8 MW - Klasse (d.h. je WEA werden rd. 3 Mio. kWh pro Jahr in das Netz eingespeist) wären 17.000 Anlagen erforderlich. Der Kapitalbedarf für die Errichtung beträgt rd. 30 Mrd. Euro. Nimmt man großzügig an, dass am unbekanntem Höchstlasttag mit naß-kalt-nebliger Wetterlage in ganz Deutschland die Windenergieanlagen mit 5 % der Anlagen an der Lastdeckung beteiligt sind, so stellen diese Anlagen rd. 0,5 % der Summen-Nennleistung für die Höchstlastdeckung bereit. Daraus folgt für die Wertigkeit der Windenergieeinspeisung ein betriebswirtschaftlich vertretbarer Vergütungspreis aus der Summe der verdrängten Arbeit in dem konventionellen Kraftwerkspark und dem zuzuordnendem Leistungsanteil von rd. 2 Cent/kWh.

Bei der Vergütung von rd. 9 Cent/kWh ergibt sich eine Subventionsbelastung der Strompreise von jährlich 3,5 Mrd. Euro. Dies sind rd. 70 % der langjährig von der deutschen Volkswirtschaft getragenen Subventionsbelastung zu Gunsten der deutschen Steinkohle, jedoch für rd. 30 % des Strombedarfes d.h. die Subventionsbelastung der Windenergie ist auf die gleiche Menge bezogen doppelt so hoch wie die der deutschen Steinkohle, jedoch für CO<sub>2</sub> freien Strom (positiver Wertbeitrag) mit unsicherer Verfügbarkeit (negativer Wertbeitrag). Die politische Verantwortung für die Höhe des anzustrebenden Windenergieanteils muss sich an der schwierig zu quantisierenden Gesamtbilanz von Nutzen und Kosten messen lassen.

Zu Ende des Jahres 2002 waren in Deutschland rd. 13.759 Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von rd. 12.000 MW in Betrieb. Im Vorjahr waren es 8.750 MW, also eine Steigerung der Leistung um 37 %. Die produzierte elektrische Arbeit liegt bei rd. 16,8 Mrd. kWh/a gegenüber dem Vorjahreswert von 10,5 Mrd. kWh (+60 %). Die mittlere Benutzungsdauer der Nennleistung beträgt 1.400 h von den 8.760 Jahresstunden. Damit hat Deutschland die Weltführerschaft in der Stromerzeugung aus Windenergie bei weltweit rd. 30.000 MW behauptet (USA: 4.150 MW, Spanien: 3.300 MW, Dänemark: 2.500 MW, Stand 2001). Ziel ist, bis 2020 die weltweit installierte Leistung auf 1,2 Mio. MW zu erhöhen (40 fach). Solange die Weltmeisterschaft der Windstromproduktion nicht natürlicherweise bei den Ländern mit dem größten Windenergiepotenzial liegt [1], wird unsere Weltmeisterschaft mit derzeit je nach Windjahr 17 bis 20 Mrd. kWh/a Windenergieanteil zunehmend zu einer drückenden wirtschaftlichen Sonderbelastung.

Die Ganglinien der gleichzeitigen Windenergieeinspeisung in der Zeit vom 1. bis 2. und 5. bis 6. April in West Dänemark (Jütland und Furen) ist in Bild 2) dargestellt. Auch in diesem küstennahen Land ist die Zufälligkeit der Leistungsverfügbarkeit bis zu Null-Einspeisung trotz hoher Windhöffigkeit zu erkennen. Die dänische Stromgesellschaft "Eltra" betitelte einen Bericht über die Probleme mit der dortigen Windenergie: "Wir haben morgen zwischen 0 und 2000 MW an Windenergie", bei einem Maximalwert der Leistung von rd. 4000 MW!

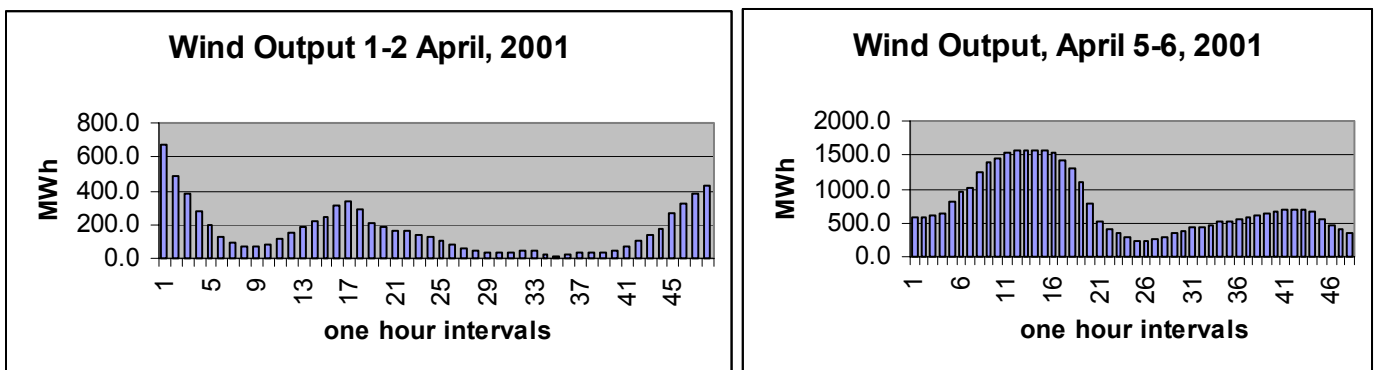


Bild 2. Wind-Leistungseinspeisung in West-Dänemark (Jütland und Furen) [1]

Noch ungünstiger als im Kraftwerksbereich ist die kostenentlastende Wirkung der Windenergieeinspeisung beim Leitungsnetz, da dessen Übertragungskapazität zu den Lastschwerpunkten unabhängig von den Windenergieanlagen konzipiert und erforderlich ist. Falls der Verknüpfungspunkt der

Windkraftanlage mit dem Netz am Ende eines Netzausläufers liegt, ist in der Regel sogar eine Netzverstärkung erforderlich, um die Einspeiseleistung an den Schwerpunkt der Last heranführen zu können. Diese Gegebenheit ist in den Küstenländern, wegen der bevorzugten Standorte nahe der Küste, ebenso gegeben wie im Binnenland, infolge der bevorzugten Standorte in bebauungsarmen Höhenlagen vorliegend. Für reine Erzeugungsstandorte der Windenergieanlagen, wie z.B. im offshore Bereich, sind ohnehin erhebliche zusätzliche Leitungsbau- und Umspannstationsinvestitionen erforderlich.

Einen anschaulichen Einblick in diese Problematik liefern die Leistungsganglinien einer Windkraftanlage am Beispiel des Windparks Ormont in der Eifel (Bild 3a u. b). Festzustellen ist, dass zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast in Höhe von 72,2 GW in Höhe von Deutschland am 30. November 1993 um 17.30 Uhr die Einspeiseleistung aus dem Windpark Ormont wegen Windmangel nicht verfügbar war. Es wurde also nur Arbeit und keine Leistung der konventionellen Kraftwerkseinspeisungen oder Auslegungskapazitäten der Netze verdrängt.

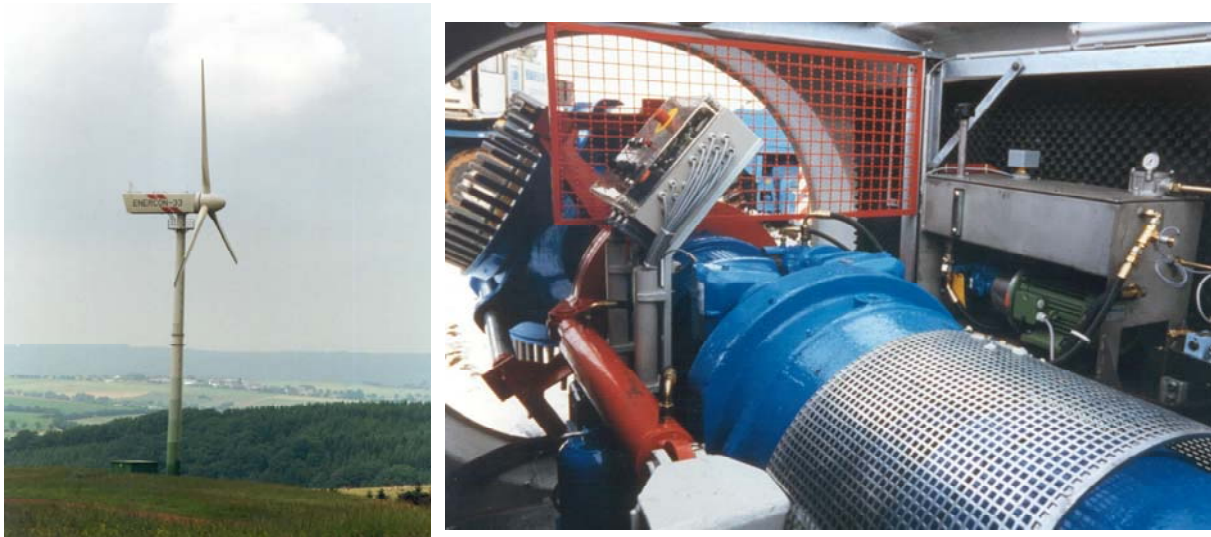


Bild 3a. Windenergieanlage aus dem Jahr 1991 des Windparks Ormont in der Eifel

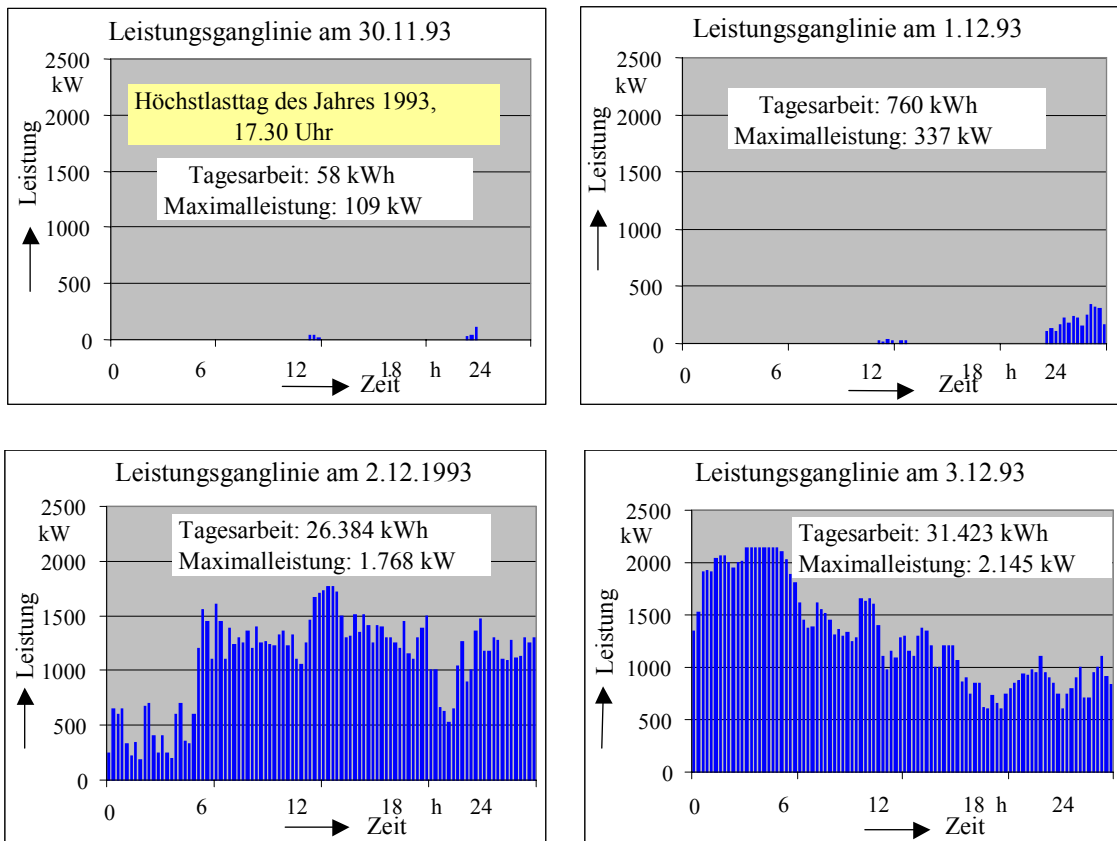


Bild 3b. Leistungsganglinien des Windparks Ormont in der Eifel (Ausbaustand 7x300 kW).

Bei Windstärken über 25 m/s werden die Windkraftanlagen zur Gewährleistung der technischen Überlebensfähigkeit abgeschaltet und der Rotor aus dem Wind in eine sichere Position gedreht. Hierdurch entstehen Leistungsgradienten in Höhe der Nennleistung des gesamten Windparks. In Bild 4) ist ein solcher Fall infolge einer Windboe-Belastung in der Zeit von 5.30 Uhr bis 6 Uhr für den Windpark Ormont (Ausbaustand 3x300 kW) dargestellt.

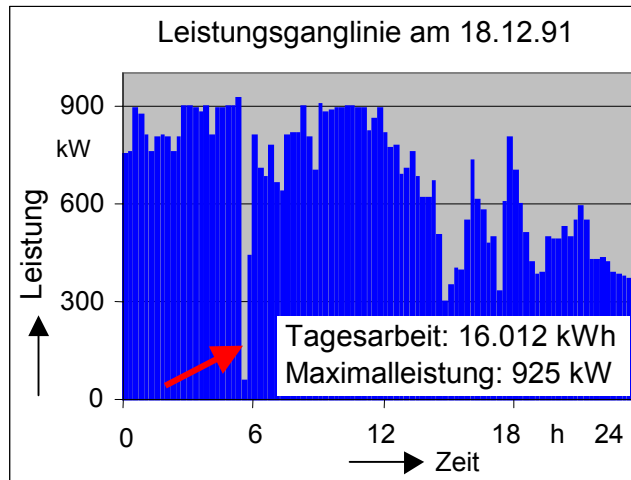


Bild 4. Sicherheitsabschaltung bei Windgeschwindigkeiten über 25 m/s.

## 2. Belastungsverhältnisse infolge der Windenergieeinspeisung im Netzgebiet der KEV im Jahr 2001

Als Beispiel sei hier die Windenergieeinspeisung in das Netz eines kommunalen Versorgungsunternehmens Kreis - Energie -Versorgung Schleiden (KEV) in der Nordeifel mit rd. 100 Mitarbeitern bei einem Stromabsatz von rd. 395 Mio. kWh, einer Jahreshöchstlast von 73 MW und einem Umsatz von 31 Mio. Euro pro Jahr genannt. In diesem windhöffigen, ländlichen Versorgungsgebiet überschreiten die Windenergieeinspeisungen mit einem Maximum von rd. 50 MW in Schwachlastzeiten bereits den Gesamtbedarf aller Kunden, so dass der Leistungsüberschuß vom Mittelspannungsnetz in das Hochspannungsnetz zurück fließt. In Bild 5) ist die Leistungsganglinie und in Bild 6) die zugehörige Leistungs - Dauerlinie für die Zeit vom 1.1.2001 bis 28.2.2001 und vom 1.11. 2001 bis 31.12.2001 dargestellt.

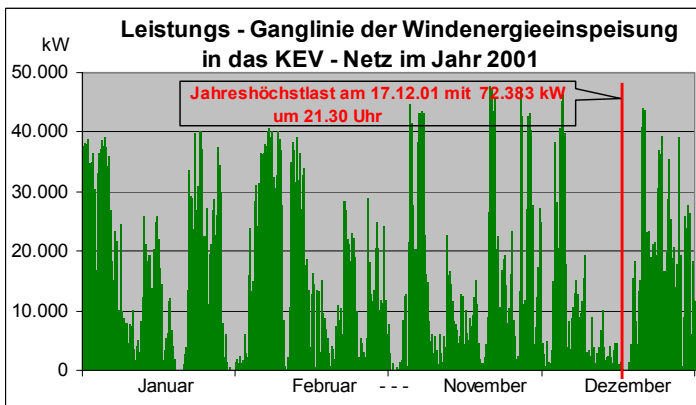


Bild 5. Leistungsganglinie KEV

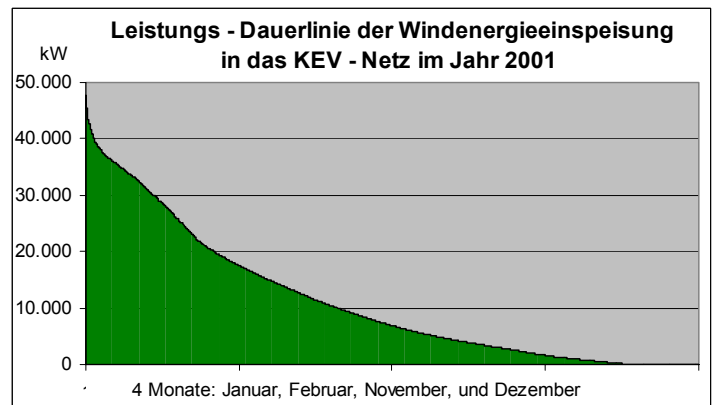


Bild 6. Leistungs-Dauerlinie KEV

Die stochastische Zufälligkeit der Einspeiseleistung und die steilen Leistungsgradienten bei aufkommenden und abklingenden Starkwinden sind gut zu erkennen. Aus der Dauerlinie geht die Seltenheit der maximalen Einspeiseleistung in Höhe der Nennleistung aller Anlagen durch den steilen Abfall bis unter 40 MW (rd. 80% der Summen-Nennleistung) hervor. Zu allen Zeiten besteht die Gefahr, dass die Einspeiseleistung auf Null zurückfällt und der volle Gesamtbedarf durch den Vorlieferanten auf Basis des bestehenden offenen Liefervertrages gedeckt werden muss.

Zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast der KEV am 17.12.2001 um 21.30 Uhr in Höhe von 72.383 kW betrug die Einspeiseleistung aller Windkraftanlagen 39 kW (Bild 7) . Die höchste Windenergieeinspeisung wurde ergab sich, wie im Nachhinein festzustellen ist, am 21.11.2001 um 21.30 Uhr in Höhe von 47.826 kW (Bild 8).

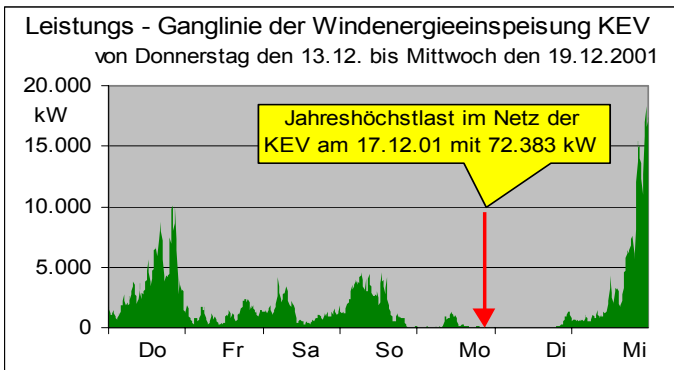


Bild 7. Leistungs - Ganglinie Wind KEV vom 13.12. bis 19.12. 2001

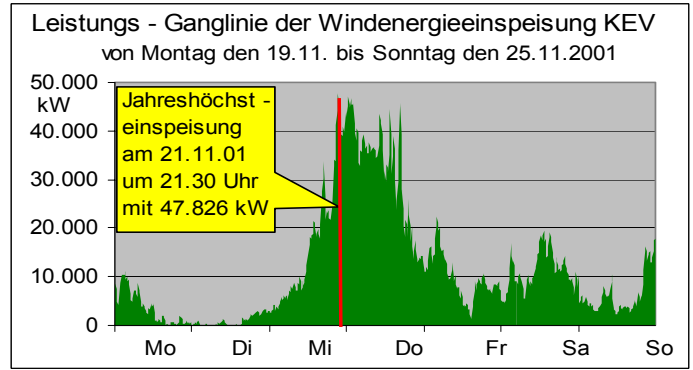


Bild 8. Leistungs - Ganglinie Wind KEV vom 19.11. bis 25.11. 2001

Die gesamte Jahresarbeit der Windkrafteinspeisung betrug 88,32 GWh, die vom Vorlieferanten bezogene Jahresarbeit 307,83 GWh woraus sich ein Arbeitsbedarf der Kunden von 396,15 GWh abzüglich Netzverluste ergibt. Die fiktive Höchstlast ohne Windeinspeisung erfordert eine Analyse der nächst höheren Maxima-Leistungswerte die wie folgt auftraten:

1. Maximum 72.383 kW am 17.12.01, 21.30 Uhr, Windeinspeisung: 39 kW
2. Maximum 71.206 kW am 17.12.01, 21.45 Uhr, Windeinspeisung: 24 kW
3. Maximum 70.891 kW am 26.03.01, 11.00 Uhr, Windeinspeisung: 0 kW
4. Maximum 70.862 kW am 26.03.01, 10.45 Uhr, Windeinspeisung: 0 kW
5. Maximum 70.197 kW am 16.01.01, 21.30 Uhr, Windeinspeisung: 1.746 kW

Ohne Windeinspeisung wäre das 5. Leistungsmaximum mit  $70.197 + 1.746 = 71.943$  kW hinter dem 1. Leistungsmaximum von  $72.383 + 39 = 72.422$  kW das zweithöchste Maximum gewesen. Die übrige Rangfolge der Maxima ist wegen fehlender Windeinspeisung unbeeinflusst.

In Bild 9) sind die Leistungsganglinien für den Höchstlasttag des RWE - Bezuges am 17.12.2001 dargestellt. Wie man sieht, stimmt die Summenlastganglinie (rot) nahezu mit der Ganglinie der RWE - Einspeisung (blau) überein. Der verbleibende RWE - Bezug ist infolge der Windenergieeinspeisung wesentlich unbestimmter in der Leistung, was zu einem erheblich höheren Bedarf an teurerer **Regelleistung und Regelenergie** führt. Man erkennt insbesondere aus Bild 10, dass der RWE-Bezug an windhöffigen Tagen bei Windeinspeisung entsprechend zeitsynchron zurückweicht.

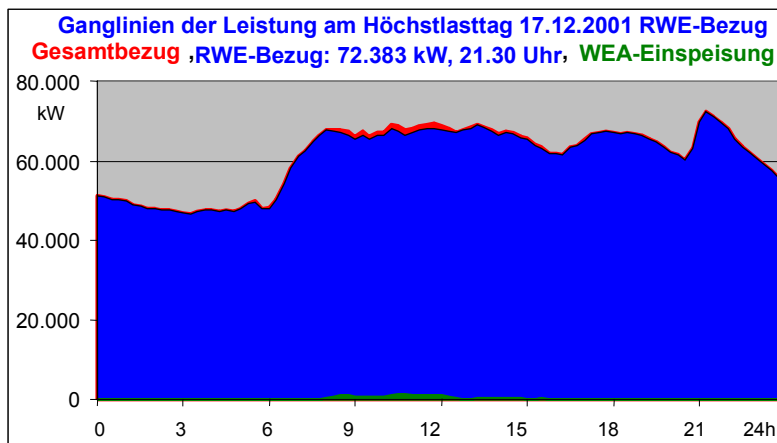


Bild 9. Leistungs - Ganglinien am Höchstlasttag der RWE - Einspeisung, des Gesamtbezuges der KEV und der Windeinspeisung am 17.12.2001

Die fiktive Höchstlast ohne Windeinspeisung erfordert eine Analyse der Maxima-Leistungswerte für den Gesamtbezug als Summe aus dem Bezug von RWE Plus und der Windeinspeisung. Denn es ist noch zu prüfen, ob nicht zu Zeiten hoher Windeinspeisung, trotz relativ niedrigem Leistungsbezug vom Vorlieferanten, das Gesamtmaximum der Leistung höher ausfallen würde. Hierzu sind die Leistungsmaxima für den Gesamtbezug zu analysieren:

Der Gesamtbezug würde sich ohne Windenergieeinspeisung als Bezug von RWE Plus als Summe aus dem derzeitigen RWE - Bezug und der Windeinspeisung über die 35.040 1/4 h Leistungswerte hinweg ergeben, die sich für die ersten 5 Maximawerte wie folgt darstellen:

- |   |           |
|---|-----------|
| 1. Maximum 73.327 kW am 15.01.01, 21.30 Uhr, Windeinspeisung: | 14.787 kW |
| 2. Maximum 72.586 kW am 15.01.01, 21.45 Uhr, Windeinspeisung: | 16.070 kW |
| 3. Maximum 72.421 kW am 17.12.01, 21.30 Uhr, Windeinspeisung: | 39 kW     |
| 4. Maximum 72.406 kW am 15.01.01, 22.00 Uhr, Windeinspeisung: | 19.659 kW |
| 5. Maximum 71.944 kW am 16.01.01, 21.30 Uhr, Windeinspeisung: | 1.746 kW  |

Ohne Windeistungseinspeisung wäre das Jahresmaximum am 15.1.2001 um 21.30 Uhr mit 73.327 kW gegenüber 72.383 kW um 944 kW entsprechend 1,3 % höher ausgefallen (Bild 10). Dabei ist die Windeistung mit einem relativ günstigen Zufallswert von rd. 30 % der Summen - Nennleistung am Spitzenlasttag berücksichtigt. Die Minima der Leistung sind stark durch die Windeistung geprägt, so dass die Gesamt - Benutzungsdauer für den Bezug der Energie vom Vorlieferanten sich für die KEV von 5.403 h ohne Windenergieeinspeisung auf 4.253 h mit Windenergieeinspeisung verschlechtert hat.

Damit ergibt sich eine kostenbasierte Bezugskostensteigerung von 3,45 %. Um diesen Verlust bei den Bezugskosten für den Fremdbezug bei der Vergütung für die **dargebotsabhängig eingespeiste Windenergie** wieder auszugleichen, wäre betriebswirtschaftlich ein Preisabschlag auf den Preis für die Windenergie in Relation des Bezugsmengenverhältnisses 307,83 GWh zu 88,32 GWh von 12 % gerechtfertigt. Dies kommt jedoch auf Grund der gesetzlich vorgegebenen Einspeisevergütung nach dem EEG - Gesetz nicht in Betracht, zeigt jedoch die inhärente Quersubvention zu Gunsten der Windenergie zum einen durch die überhöhte Vergütung und zum anderen über die energiewirtschaftliche Verschlechterung des verbleibenden Strombezuges infolge der verringerten Benutzungsdauer auf. Dazu kommt die erhebliche Belastung durch den erhöhten Bedarf an Regelenergie infolge der unkalkulierbaren fluktuierenden Windeistungseinspeisung:

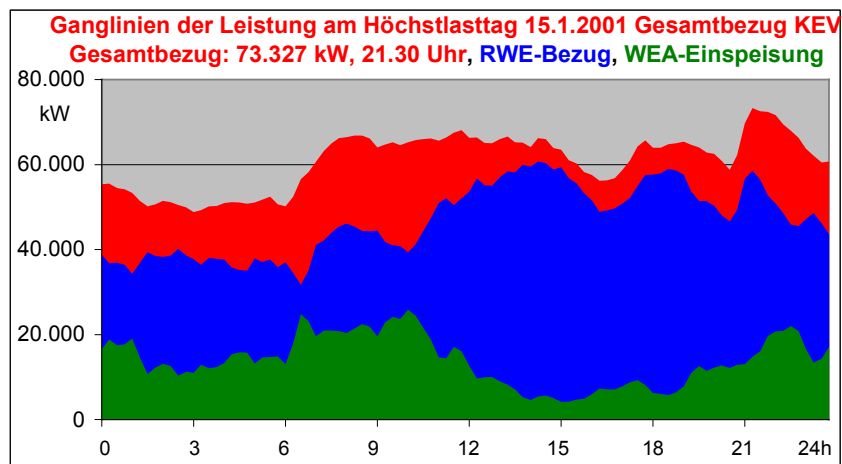


Bild 10. Leistungs - Ganglinien Höchstlast der Gesamtabgabe der KEV, RWE - Einspeisung und Windeistungseinspeisung am 15.1.2001

Aus Bild 11 ist zu erkennen, dass sich selbst bei den Leistungsganglinien der Stundenleistungen für den gesamten Monat Januar 2001 erhebliche Zeitbereiche ohne Leistungseinspeisung infolge flächen-deckender Windstille ergeben:

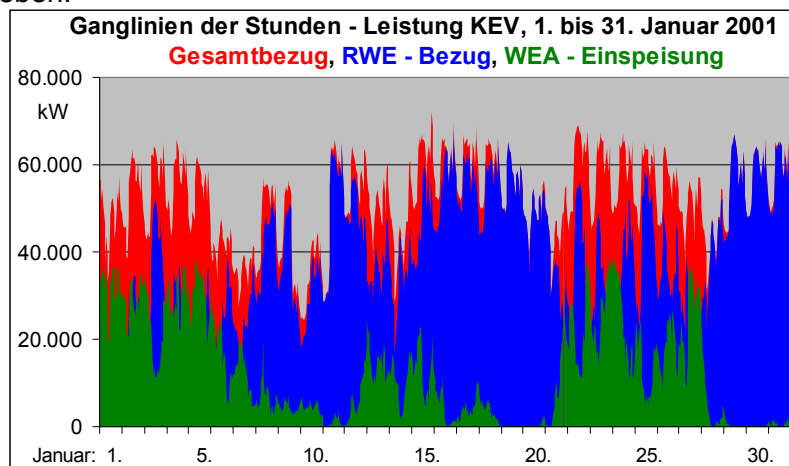


Bild 11. 1h - Leistungs - Ganglinien des KEV- Gesamtbezuges, der RWE - Einspeisung und der Windeistungseinspeisung im Monat Januar 2001

### 3. Belastungsverhältnisse infolge der Windenergieeinspeisung im Netzgebiet der WLK im Jahr 2001

Als Beispiel sei hier die Windenergieeinspeisung in das Netz des regionalen Versorgungsunternehmens Westdeutsche Licht- und Kraftwerke WLK - Erkelenz nahe der Grenze zu den Niederlanden mit rd. 100 Mitarbeitern bei einem Stromabsatz von rd. 480 Mio. kWh pro Jahr und einer Jahreshöchstlast von 90 MW genannt.

In Bild 12 sind die Tagesganglinien der ¼ h - Leistungen am Höchstlasttag des Gesamt-bezuges der WLK dargestellt. Die Maximallast betrug an diesem Tag am 15.1.2001 um 18.30 Uhr 89.022 kW bei einer Tagesarbeit von 1.626.348 kWh entsprechend 76,12 % der Maximalarbeit. Die eingespeiste Windarbeit betrug 44.440 kWh, von RWE Plus wurden 1.581.908 kWh eingespeist (97,3 %).

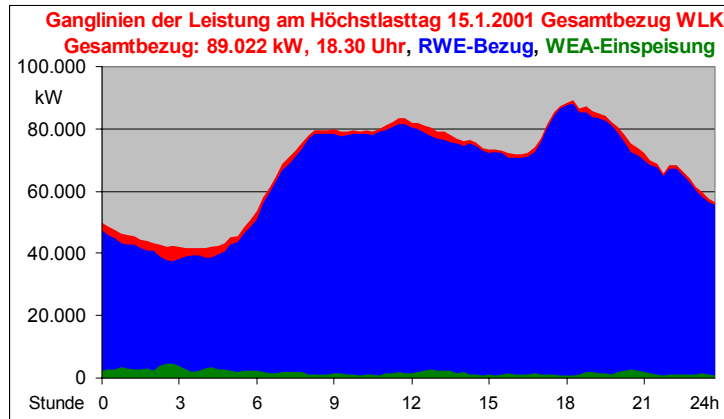


Bild 12. Leistungsganglinie am Höchstlasttag Gesamtbezug.

In Bild 13 sind die Tagesganglinien am Höchstlasttag der RWE Plus - Lieferung an die WLK dargestellt. Die Maximallast an diesem Tag am 17.1.2001 um 18.30 Uhr betrug 88.859 kW bei einer Tagesarbeit von 1.674.568 kWh entsprechend 78,52 % der Maximalarbeit. Die eingespeiste Windarbeit betrug 8.792 kWh, von RWE Plus wurden 1.665.776 kWh eingespeist (99,5 %).

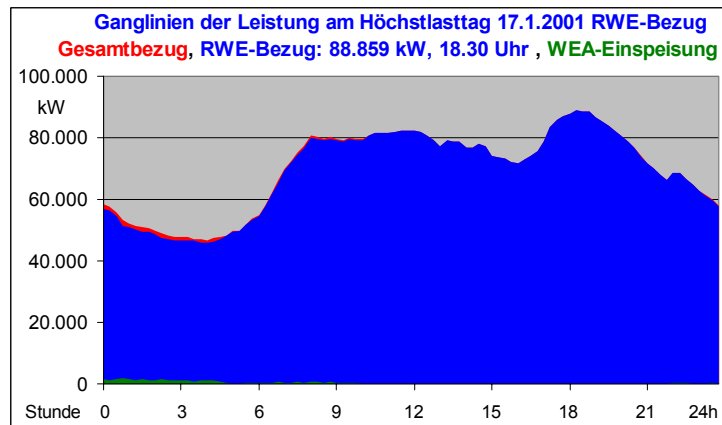


Bild 13. Leistungsganglinie am Höchstlasttag des RWE Plus - Bezuges.

In Bild 14 sind die Tagesganglinien am Minimallasttag des WLK – Gesamtbezuges dargestellt. Die Minimallast an diesem Tag am 9.9.2001 um 3.15 Uhr betrug 21.778 kW bei einer Tagesarbeit von 803.836 kWh. Die eingespeiste Windarbeit betrug 344.626 kWh, von RWE Plus wurden 459.210 kWh eingespeist (57,1 %).



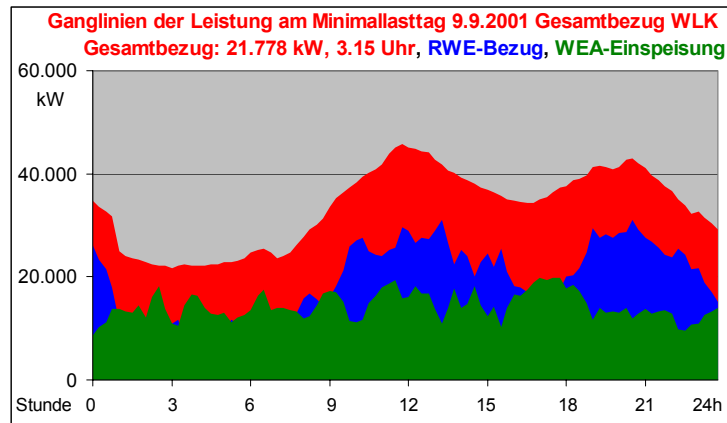


Bild 14. Leistungsganglinie am Minimallasttag des Gesamt - Bezuges.

In Bild 15 sind die Tagesganglinien am Höchstlasttag der Windenergie - Einspeisung am 28.12.2001 dargestellt. Der Höchstwert der Windleistung an diesem Tag um 12.30 Uhr betrug 24.566 kW bei einer Tagesarbeit von 1.310.843 kWh. Die eingespeiste Windarbeit betrug 462.425 kWh, von RWE Plus wurden 848.418 kWh eingespeist (64,7 %).

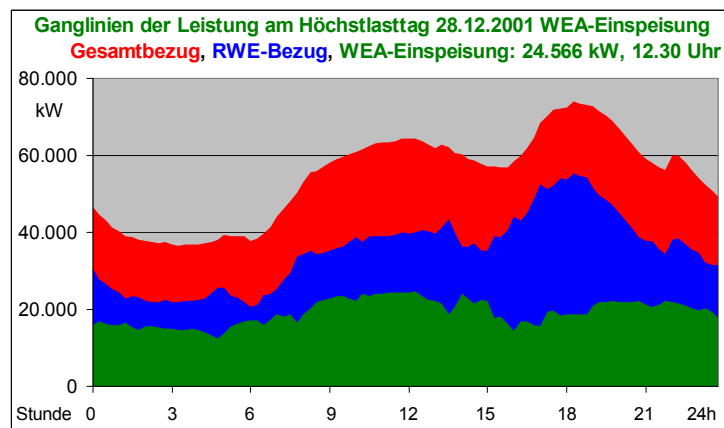


Bild 15. Leistungsganglinie am Höchstlasttag der Windenergie - Einspeisung.

Die mit der Windh ufigkeit wechselnde Wertigkeit des Windenergiebeitrags ist anhand der Bilder 16 und 17 für die beiden aufeinander folgenden Werktage Mittwoch den 5.12. bis Donnerstag den 6.12. 2001 zu erkennen. Insbesondere ergibt sich aus dem Vergleich der Tagesganglinien für den Gesamtbezug (rot) mit der Tagesganglinie für den RWE Plus - Bezug (blau) die erhebliche Beeinflussung durch die nicht im voraus kalkulierbare Windenergieeinspeisung (grün). Für den gezielte Stromeinkauf auf Basis einer Ganglinienbestellung ergibt sich eine nicht vertretbare Risikoposition, obschon die Leistungs-Ganglinien des Gesamtbezuges für die beiden Wochentage nahezu deckungsgleich sind. Daher wird sich für ein Versorgungsunternehmen in windh ufiger Lage mit nennenswertem Anteil an Windenergie - Einspeisungen für die Strombeschaffung an der Börse eine ungünstigere Verhandlungsposition ergeben.

Auch können die erfolgreichen Bemühungen, mit einer signifikanten Verläßlichkeit die Höhe des Windleistungspotenzials kurzfristig vorherzusagen, zwar das Preisrisiko an der Strombörse bezüglich der verbleibenden Regelenergie mindern, sind aber bezüglich des notwendigen Kraftwerkpotenzials volkswirtschaftlich weniger kostenmindernd, da die Erzeugungskapazität an langfristig nicht vorhersehbaren Tagen entsprechend dem Gesamtbedarf vorhanden sein muß. Dass das ungünstige Zusammentreffen von kalt nebeligen Tagen im Winterhalbjahr und relativer Windstille mit der Spitzenlast im Netz einhergeht, ist leider eine unabänderliche Tatsache und auch durch Wetterderivate und Börsenhandel nicht zu verhindern.

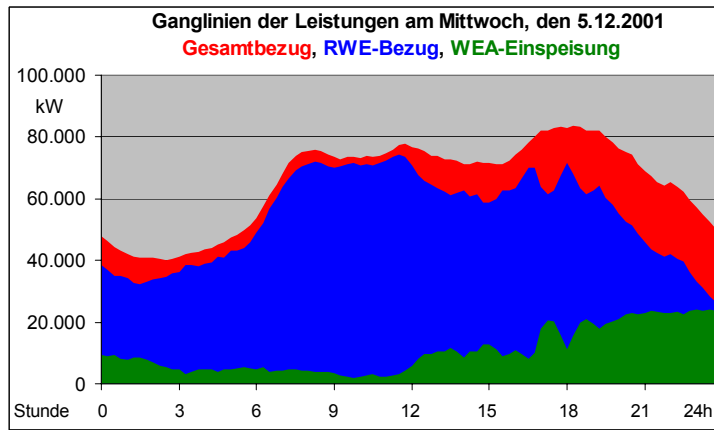


Bild 16. Leistungsganglinien der Leistungen im WLK - Netz am Mittwoch den 5.12.2002.

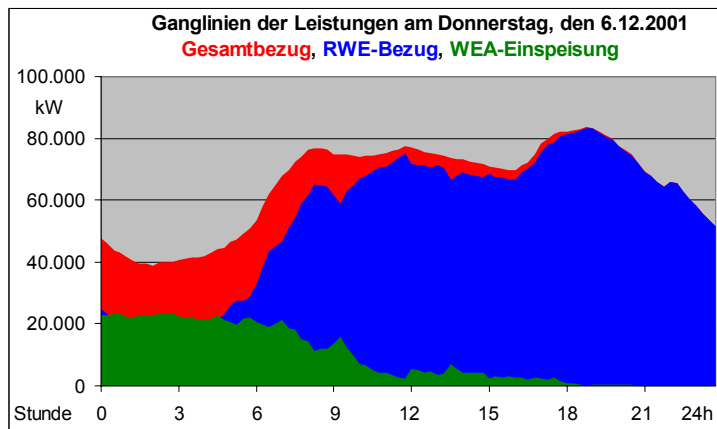


Bild 17. Leistungsganglinien der Leistungen im WLK - Netz am Donnerstag den 6.12.2002.

Die Folge der nur fluktuierenden Verfügbarkeit der Windenergie lässt sich an den Strompreiskapriolen an der Leipziger Strombörse EEX ablesen. Dort wurde z.B. einerseits zu unerwartet windstarken Zeiten am ersten Weihnachtstag den 25.12.2002 von 2 Uhr bis 9 Uhr der Strom verschenkt und andererseits bei Windmangel, z.B. am 7. Januar 2003 in der 19. Stunde der Strom zu Höchstpreisen von 1.719,72 Euro/MWh gemäß dem Preisbildungsgesetz von Angebot und Nachfrage abgegeben:

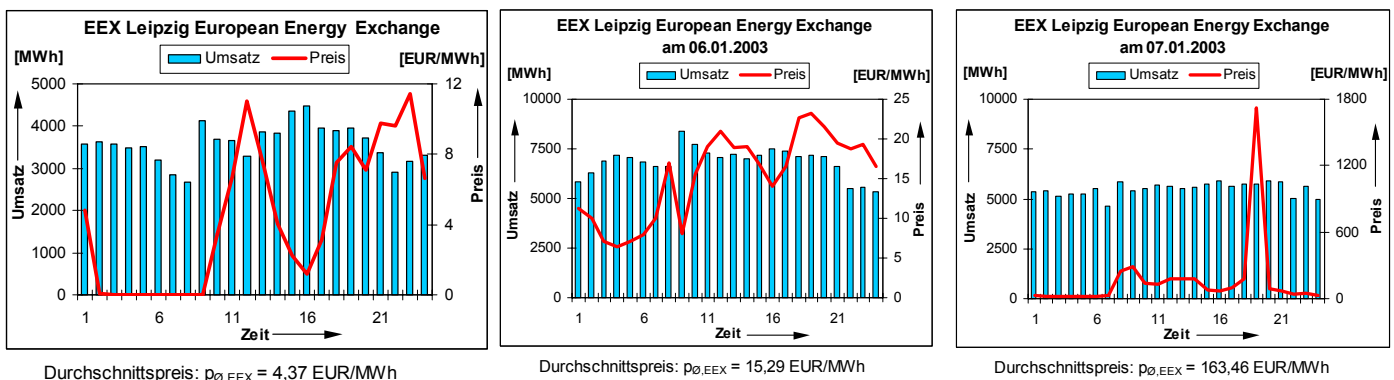


Bild 18 a,b,c. Umsätze und Day - ahead Strompreise an der Strombörse in Leipzig am 25.12.2002 und am 6., 7.1.2003

#### 4. Systemanforderungen

Viele Faktoren setzen der Flexibilität, ein elektrisches Versorgungssystem stabil zu betreiben, praktische Grenzen und erfordern verschiedene Qualitäten der Regelernergie und Reserveleistungen:

- **Bis zu 10 s** erfolgt der Lastausgleich zwischen Erzeugung und Bedarf aus der Dynamik aller rotierenden Massen (Generatoren und Motore) und entsprechender Frequenzänderung im Normalbetrieb bis etwa  $\pm 0,1$  Hz.

- **10 s bis 2 - 3 Minuten:** Lastausgleich durch die Primärregelung aller mit einer Statik von rd. 4 % im Parallelbetrieb arbeitenden Kraftwerke mit Energiepufferung über den Kessel-Dampfdruck der konventionellen Kraftwerke proportional der Gesamtleistungszahl des UCTE - Verbundnetzes (Primärregelung).
- **2 - 3 Minuten bis 10 - 15 Minuten:** Aktivierung mitlaufender Reserveleistung mittels der Sekundärregelung und Abruf von Pumpspeicherleistung und Gasturbinen-Reserveleistungen nach Maßgabe der Leistungszahl der Landesnetze bzw. der Regelzonen.
- **8 - 10 Stunden:** Abruf und Inbetriebnahme von Reservekraftwerken aus unterschiedlichen Bereitschaftsstufen.

Bei der sehr wechselhaften Einspeisung der dargebotsabhängigen Windenergie in das öffentliche Netz sorgt die Leistungs-Frequenzregelung durch Zurücknahme oder Aktivierung von Erzeugungsleistung der mit frei verfügbarer Primärenergie betriebenen Kraftwerke für das notwendige Gleichgewicht zwischen dem Bedarf der Kunden und der gesamten Erzeugung. Aufgrund des Verbundnetzbetriebes erfolgt dies mit einer Gesamt-Leistungszahl für das UCTE-Netz von rd. 17.000 MW/Hz in den einzelnen Regelzonen (z.B. RWE-Regelzone Leistungszahl  $K = 5.200 \text{ MW/Hz}$ ), so dass die Frequenzschwankungen im Normalbetrieb auf etwa  $\Delta f = \pm 0,01 \text{ Hz}$  begrenzt bleiben. Somit wird bei diesen an der Primärregelung beteiligten Kraftwerken durch die Einspeisung der fluktuierenden Windeinspeisung elektrische Arbeit eingespart, die mit dem Primärenergiepreis für Importkohle von knapp 1,5 Cent/kWh zu bewerten ist.

Da innerhalb der Lebenszeit des konventionellen Kraftwerkparks von 15 Jahren für Gasturbinen bis rd. 40 Jahre für Kohle- und Kernkraftwerke einige Stunden flächendeckender Windstille nicht auszuschließen sind, wird zur Höchstlastzeit, wenn überhaupt, nur ein sehr geringer Leistungsanteil nachhaltig verfügbar sein. Hierdurch ergibt sich der kostenmindernde Vergütungsbetrag aus den ersparten Erzeugungskosten von rd. 2 Cent/kWh.

Etwas höherer kann sich der kostenneutrale Vergütungsbetrag für weiterverteilende Versorgungsunternehmen darstellen, da der ersparte Arbeitspreis für den Bezug vom Vorlieferanten um die Vertriebsmarge des Stromproduzenten höher liegt und die Wahrscheinlichkeit einer nennenswerten Leistungsanteiligkeit am Höchstlasttag des lokalen Versorgungsunternehmens günstiger sein kann.

Die Lastgangprognosen der einzelnen Stromhändler können den tatsächlichen Lastverlauf über die Zeitachse niemals exakt treffen. Somit muss der Übertragungsnetzbetreiber für den Ausgleich der Fehlprognose die erforderliche Energie bereitstellen. Da die Übertragungsnetzbetreiber über keine eigenen Kraftwerke verfügen, wird diese für den Ausgleich erforderliche so genannte „Regelenergie“ über Ausschreibungsverfahren für eine bestimmte Folgezeit beschafft. Der Bedarf an Regelenergie ergibt sich insbesondere dann, wenn bei Starkwindverhältnissen plötzlich Orkanböen auftreten und ganze Windparks zur Überlebenssicherung bei Windgeschwindigkeiten von 25 m/s abschalten und die Flügel in Windfahnenrichtung stellen. Diese Situation entspricht dann z.B. dem plötzlichen Ausfall eines Kernkraftwerkblocks mit einer Leistung von 1300 MW, jedoch mit wesentlich höherer Häufigkeit.

Obwohl das RWE Versorgungsgebiet nicht an der Küste liegt, muss RWE Net bereits 400 MW an zusätzlicher, nur durch die Windkraft verursachte, Regelleistung im Tagesgeschäft vorhalten. Übers Jahr gesehen ist sogar eine Reserve für die volle Windleistung notwendig.

Die Reaktion des Verbundsystems auf plötzlichem Ausfall an Erzeugungsleistung ist zunächst ein Frequenzabfall nach Maßgabe der Leistungszahl des UCTE - Gesamtnetzes. Diesem wird dann durch die Aktivierung von Regelleistung in der Form von Primär-Regelleistung von den mit gedrosselter Leistung betriebenen Turbosätzen und der Aktivierung von Sekundär-Regelleistung aus Speicher- und Pumpspeicher-Wasserkraftwerken entgegen gewirkt. Der Verlauf der Frequenz und Leistung bei einem solchen Regelvorgang durch Ausfall einer größeren Einspeiseleistung ist in Bild 19) - hier Ausfall des französischen Kernkraftwerkes Civeaux mit 2.800 MW am 2.8.2000 um 11.14 Uhr - aufgezeigt. Die Ausregelzeit bei dieser Störung mit 0,14 Hz Frequenzabfall betrug rd. 7 min, bei einer Leistungszahl des UCTE-Netzes von rd. 20.000 MW/Hz.

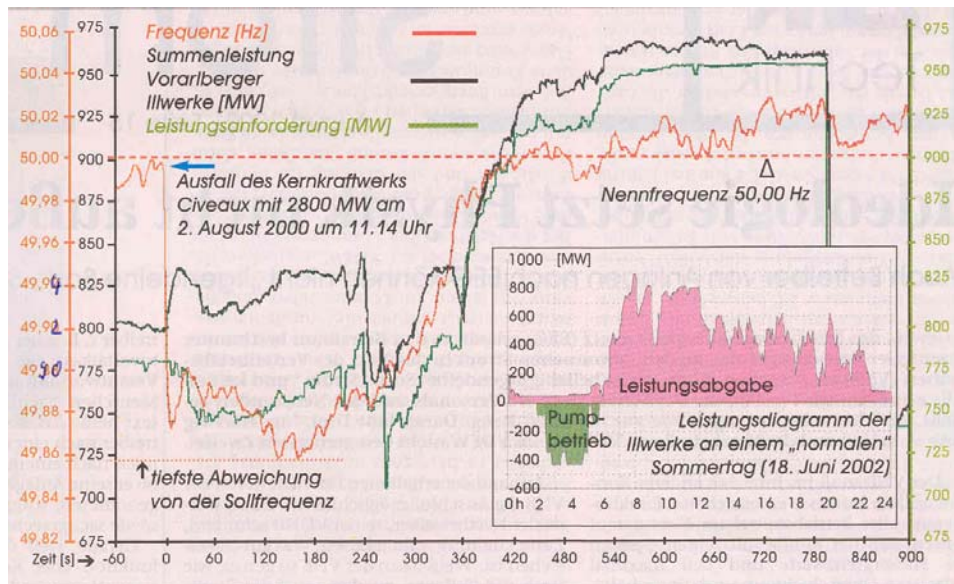


Bild 19. Frequenzabfall und Regelleistungsaktivierung bei Einspeise – Leistungsausfall.

## 5. Leistungsgleichung eines Windenergiekonverters

Die Rotationsenergie der Windturbine wird der kinetischen Energie des Massenstromes bewegter Luft entnommen. Diese ist günstigstenfalls gleich der Differenz der kinetischen Energie der Luftmassen vor der Wechselwirkung mit den Rotorflügeln (Geschwindigkeit  $v_1$ ) und derjenigen nach der Wechselwirkung (Geschwindigkeit  $v_2$ ). Die sich daraus ergebende Leistungsgleichung zeigt bereits einen theoretischen oberen Grenzwert der zu erwartenden Rotationsleistung. Bei optimaler Ausnutzung wird die Abströmgeschwindigkeit der Luft  $v_2 = 1/3 v_1$  angestrebt, so dass sich aus der Differenz der kinetischen Energie der mit  $v_1$  anströmenden und mit  $v_2$  abströmenden Luftmoleküle die Leistungsgleichung wie folgt darstellen lässt:

$$E = \frac{1}{2} m (v_1^2 - v_2^2)$$

$$P = \frac{dE}{dt} = \frac{1}{2} \rho A \frac{ds}{dt} (v_1^2 - v_2^2)$$

Mit der mittleren Windgeschwindigkeit im Wechselwirkungsbereich mit den Flügeln:

$$v_m = \frac{ds}{dt} = \frac{v_1 + v_2}{2} \quad \text{ergibt sich:}$$

$$P = \frac{1}{2} \rho A \frac{v_1 + v_2}{2} (v_1^2 - v_2^2)$$

mit  $v_1 = v$  und  $v_2 = \frac{1}{3} v$  folgt für die Leistung: 
$$P = \frac{16}{27} \frac{\rho A v^3}{2}$$

mit dem konstruktionsabhängigen Leistungsbeiwert  $c_p$  ( $c_{p,max} = 0,59$  d.h. es sind maximal 59 % der Windleistung ausnutzbar) ergibt sich als Leistungsgleichung eines Windenergiekonverters (Dichte der Luft  $\rho = 1,22 \text{ kg/m}^3$ , bei 15 °C und 1 bar):

$$P = c_p \frac{\rho A v^3}{2}$$

Der Leistungsbeiwert  $c_p$  - auch Betz -Faktor genannt - ist abhängig von der Bauart des Windenergiekonverters und von den Strömungsverhältnissen mit der Schnelllaufzahl  $\lambda$  als Quotient aus der Umfangsgeschwindigkeit  $v_u = 2 \pi r n$  an den Flügelenden zur Windgeschwindigkeit  $v_w$ :

$$\lambda = \frac{2 \pi r n}{v_w}$$

Die günstigsten Leistungsbeiwerte bis zu  $c_p = 0,5$  werden von Dreiblattrotoren bei einer Schnelllaufzahl  $\lambda$  von etwa 8 erreicht.

Die mechanische Leistung wird über ein Getriebe mit einem Übersetzungsverhältnis von etwa 1:50 über einen Asynchron- oder Synchron- Generator bzw. getriebeelos über einen vielpoligen Synchrongenerator in elektrische Energie umgewandelt. Bei einer Drehzahl von  $30 \text{ min}^{-1}$  und  $12 \text{ m/s}$  Windgeschwindigkeit ergibt sich für den optimalen Betriebspunkt eine Windkraftanlage mit  $60 \text{ m}$  Rotordurchmesser. Die Blattspitzengeschwindigkeit beträgt dabei  $345 \text{ km/h}$ . Bei den größten Anlagen werden Blattspitzengeschwindigkeiten von über  $450 \text{ km/h}$  erreicht.

## 6. Bauarten von Windenergieanlagen

Moderne Horizontalachsen-Windturbinen (HAWT) bestehen aus den Hauptkomponenten:

- Mast (als Rohr- oder Gittermastkonstruktion)
- Gondel (zur Aufnahme von Lagerung, Bremsen, Getriebe und Generator)
- Rotorblätter
- Betriebsgebäude zur Aufnahme der Netzankopplungseinrichtungen, Transformator sowie Messung und Steuerung

Die Ausbildung der Rotorblätter von Windenergiekonvertern hat sich im verlaufe der Entwicklung wesentlich verändert. Die ursprünglichen Windmühlenflügel waren eben und nutzten ausschließlich den Staudruck des Windes. Im 17. Jahrhundert begann man mit der Einführung gewölbter und später auch verwundener Flächen, die zusätzlich zum Staudruck die Nutzung der dynamischen Auftriebskräfte ermöglichen.

Die maximale Leistung einer typischen "Holländer-Windmühle" mit  $22 \text{ m}$  Durchmesser liegt bei  $5$  bis  $6 \text{ kW}$  [2]. Heutige Glas- und Kohlefaser stabilisierten Flügel (Prepregs) nutzen die neuesten Erkenntnisse über aerodynamische Profile und erreichen Leistungen bis  $5 \text{ MW}$  bei  $112 \text{ m}$  Rotordurchmesser. Diese bieten dem Wind eine geringe Flächendichte bei bis zu  $400 \text{ km/h}$  Blattspitzengeschwindigkeit. Als Flächendichte bezeichnet man das Verhältnis der Blattfläche zur Rotorkreisfläche.

Ein Rotor mit vielen breiten Blättern versetzt mehr Luft in spiralförmige Bewegung als ein moderner Rotor mit wenigen schlanken Blättern. Er verursacht damit nicht nur höhere Wirbelverluste, sondern verkleinert auch die wirksame Rotorfläche durch Verdrängung der Stromlinien nach außen. Moderne Rotoren mit geringer Flächendichte erzeugen vergleichbare Drehmomente wie konventionelle, jedoch bei wesentlich höheren Drehzahlen und geben somit höhere Leistungen ab ( $P = \omega M$ ). Bei feststehenden Rotorblättern wird die Leistungsbegrenzung bei hohen Windgeschwindigkeiten durch Strömungsabriss an der ablaufenden Flügelkante erreicht. (stall-Regelung). Bei verstellbaren Flügeln (pitch-Regelung) kann die Leistungsabgabe bei einem vorgegebenem Maximalwert konstant gehalten werden. In Bild 20) sind die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten im Binnenland und an der Küste sowie die Leistungskurven für stall- und pitch- geregelte Anlagen in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit dargestellt:

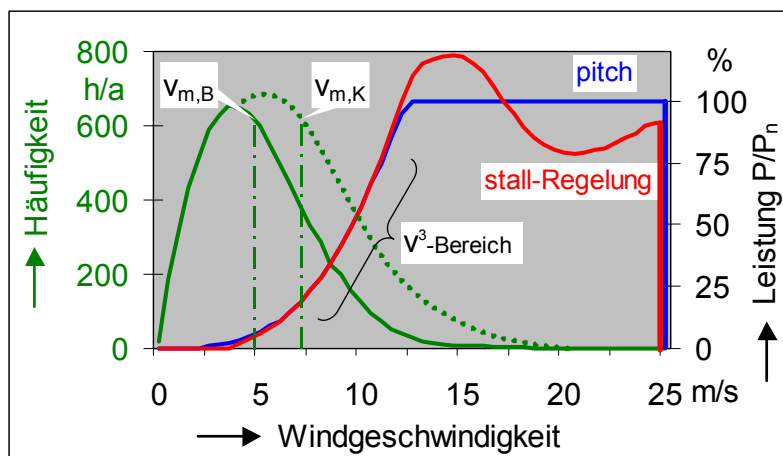


Bild 20. Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit im Binnenland und an der Küste und Leistungskennlinien für pitch- und stall-Regelung.

Die Nennleistung wird bei einer Windgeschwindigkeit von rd.  $13 \text{ m/s}$  erreicht. Bei der am häufigsten auftretenden Windgeschwindigkeit von rd.  $50 \%$  dieses Wertes beträgt die Leistung gemäß dem

$v^3$ -Gesetz nur 12,5 % der Nennleistung. Der Arbeitsbereich umfasst die Windgeschwindigkeitsspanne von 3 m/s bis 25 m/s. Oberhalb dieses Wertes werden die Flügel zur Überlebenssicherung des Gesamtsystems in Windfahnenstellung gebracht und so die Sturmphase auslegungsgemäß überdauert. Eine Stunde Betrieb bei 13 bis 25 m/s Windgeschwindigkeit erbringt die gleiche elektrische Arbeit wie acht Stunden Betrieb bei 6,5 m/s Windgeschwindigkeit.

Die stürmische Entwicklung des Zubaus an Windenergieanlagen in Deutschland seit 1987 spiegelt sich in vier Generationen der Baugrößen mit jeweils etwa vierjähriger Entwicklungsdauer wieder. Auf Grund der zunehmenden baulichen Dimensionen und begrenzten Straßentransportmöglichkeiten ist wohl mit einer Einheitsleistung von 5 MW das Ende der Baugrößensteigerung vorgezeichnet (Bild 21).

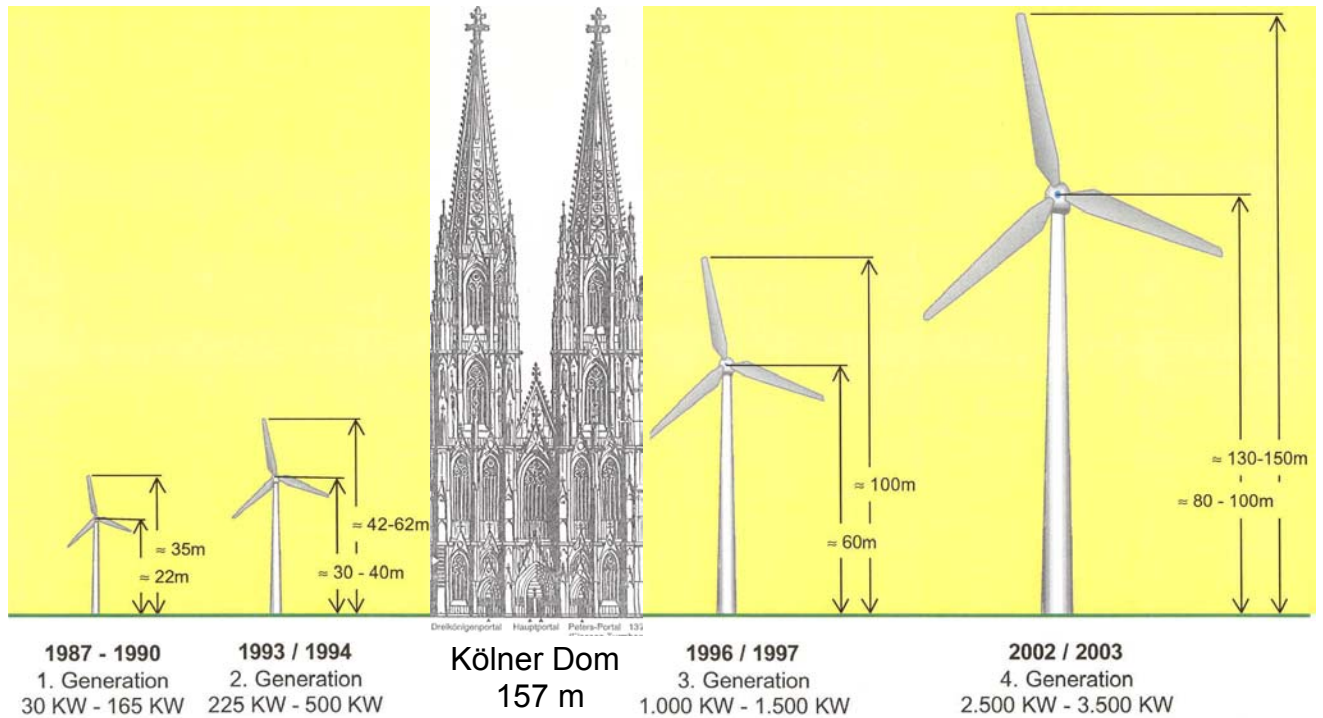


Bild 21. Größen- und Leistungsentwicklung der Windenergieanlagen (Quelle E.ON [13]).

Die Entwicklung der Windenergie-Stromerzeugung in Deutschland ist in den Bildern (22 bis 25) aufgezeigt:

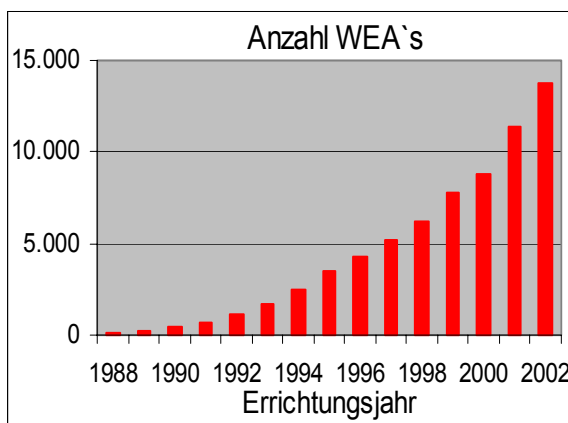


Bild 22. Anzahl der WEA's ab 1988

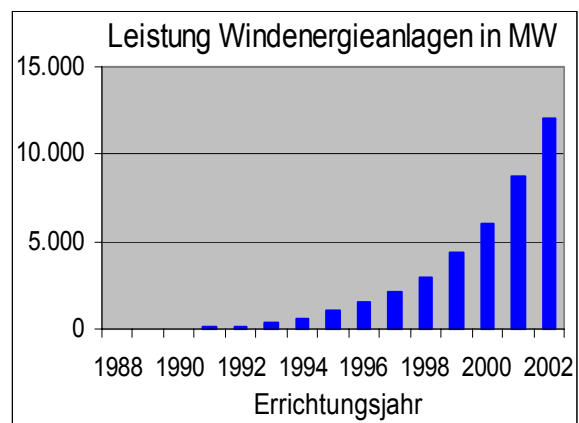


Bild 23. Gesamtleistungs - Entwicklung ab 1988

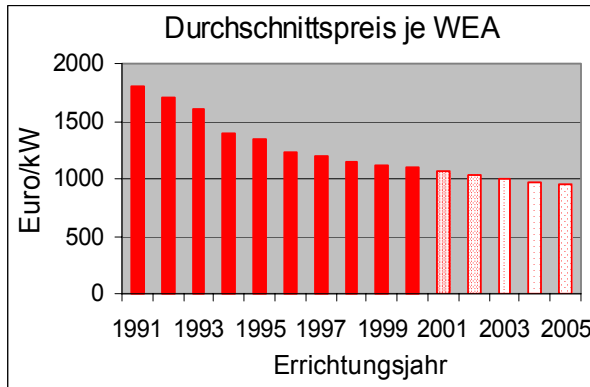


Bild 24. Preisentwicklung für WEA's

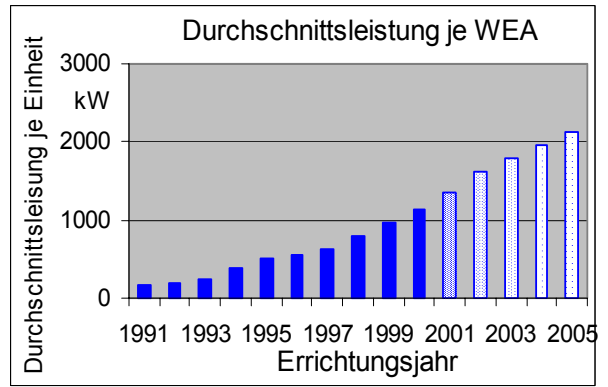


Bild 25. Entwicklung der Durchschnittsleistung

## 7. Finanzierung der Windenergieanlagen

Neben private Finanzierungen von Einzelanlagen werden die großen Windparks zunehmend durch eigene Herstellergesellschaften über das Gesellschaftskapital oder über Fondsanbieter finanziert. Im Jahr 2002 erschien im Handelsblatt eine Darstellung zur Finanzierung von Windanlagen mit dem Kommentar:

“Sie haben den Wind zwar nicht gesät, aber die Anbieter von Windkraftfonds leben gut mit dem Ansturm auf ihre Produkte. Noch nie pumpen deutsche Anleger so viel Geld in neue Windräder, noch nie fiel der Leistungszuwachs in einem Jahr höher aus als im Jahr 2001” (mit 2.659 MW, in 2002 sogar 3.247 MW, für 2003 werden rd. 2500 MW erwartet).

Den Grundeignern bringt die Verpachtung der Anlagenstandorte eine interessante Ergänzung zum bisherigen rein landwirtschaftlichen Ertrag der genutzten Flächen. Die Fondsanbieter machen nicht nur viel Wind um ihre Fonds, sondern verbreiten in ihren Prospekten mitunter auch häufig heiße Luft. Ein wichtiger Anreiz sind die steuermindernden Anfangsverluste derartiger Investments, die in der Vergangenheit bis zu 100% der Einlage betragen konnten.

Neben den, aufgrund der Wechselhaftigkeit des Naturphänomens: “Windhögigkeit eines Jahres am jeweiligen Standort” unzuverlässigen Einnahmeprognosen, sind vielfach die Ausgabeprognosen nicht minder sehr optimistisch angesetzt. Niemand weiß z.B. wie lange die neuen großen weit über 1 MW leistenden Windkraftanlagen instandhaltungsarm laufen. Erfahrungen über die Kalkulationsdauer von 20 Jahren liegen nicht einmal für die robusteren, noch bis vor wenigen Jahren in großen Stückzahlen installierten 600 kW - Anlagen vor.

Die Verbandsempfehlung des BWE für Reparatur-, Instandhaltungs- und Wartungskosten von 1,38 Cent /kWh Nettoertrag werden in den Kalkulationen entgegen dem Imparitätsprinzip für eine ordnungsgemäße Buchführung vielfach unterschritten und die vertretbaren Anlagekosten einschließlich Nebenkosten von 0,72 Euro je kWh Jahresertrag vielfach überschritten oder durch einen sehr optimistisch ermittelten Jahresertragswert optisch geschönt. Demzufolge sind die perspektivischen Ausschüttungsprognosen der Fonds zwischen anfänglichen 3 % bis zu 31 % nach 20 Jahren mit großer Vorsicht zu bewerten. Die privaten Investitionen in Windanlagen beliefen sich bis Ende 2001 auf 3,4 Mrd. Euro (Bild 26). Im Jahr 2002 kamen rd. 3 Mrd. Euro hinzu.

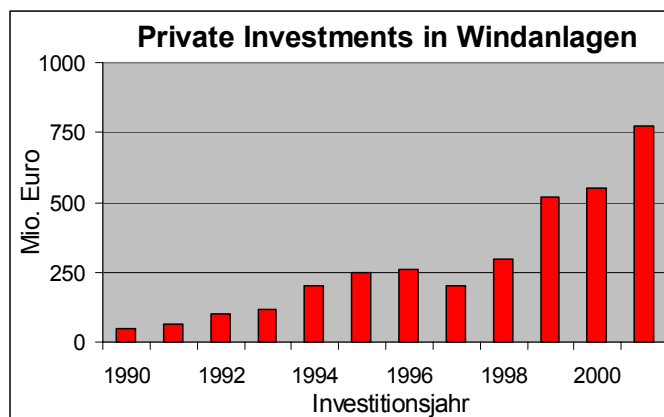


Bild 26. Private Investments in Windanlagen in Deutschland

## 8. Offshore – Windenergieanlagen

Mit über 13.500 Windkraftanlagen auf dem Festland nimmt die Akzeptanz der Bevölkerung für neue Standorte inzwischen spürbar ab. Um trotzdem dem Ziel der Bundesregierung von 12,5 % regenerativer Energieerzeugung bis zum Jahr 2010 näher zu kommen, wobei der dominierende Anteil wohl von der Windenergie kommen müsste, bleibt als Ausweg die Forcierung von Anlagen weit draußen im Offshore-Bereich der Nord- und Ostsee in der ausschließlichen Wirtschaftszone AWZ. Ein im Mai 2001 veröffentlichtes Positionspapier des Bundesumweltministeriums sieht bis 2010 rd. 15.000 MW Windenergieleistung vor, davon 3.000 MW auf dem Meer. Die Windenergie könnte dann pro Jahr über 30 Milliarden kWh Strom, entsprechend rd. 6 % des Gesamtbedarfes, bereitstellen. Der in der deutschen AWZ der Nordsee in Frage kommende Offshore Bereich beginnt jenseits der 12 Seemeilenzone und erstreckt sich in Form eines Entenschnabels in den nordwestlichen Nordseebereich (Bild 28 des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) in Hamburg).

Nach einer Studie des Deutschen Windenergie-Instituts (DEWI) in Wilhelmshaven können bis 2030 in Deutschland insgesamt zwischen 36.000 und 42.000 MW Windenergieleistung installiert sein, davon 20.000 bis 25.000 MW als Offshore Anlagen in der Nord- und Ostsee. Man erkennt in Bild 26), dass dieser Bereich bereits durch vielfältige Nutzungen wie Schifffahrtswege, Öl- und Gas - Pipelines, Naturschutzreservate, Bundeswehr - Sperrgebiete (z.B. U-Boot-Tauchgebiete, Torpedo-Zielgebiete), Kabeltrassen u. ä. belastet ist. Denkbare Vorranggebiete für Windkraftnutzung liegen weit über 100 km von der Küste entfernt, so dass für den Energietransport bis zum Festland und darüber hinaus bis zu den Lastknotenpunkten HGÜ - Verbindungen in Frage kommen. Damit werden zu den Anlagekosten erhebliche Infrastrukturkosten hinzu kommen, die den Vorteil der höheren Windhöflichkeit auf See mit etwa 4.000 h Benutzungsdauer der Nennleistung in der Kostenkalkulation wieder kompensieren. Unter weiterer Berücksichtigung der wesentlich erhöhten Gründungskosten auf dem Meeresboden bis zu einer Wassertiefe von 40 m einerseits, sowie der vorgenannten Infrastrukturkosten für den Stromtransport über große Entfernungen in Relation zu der "nur" doppelt so hohen spezifischen Ertragserwartung andererseits, erscheint eine wirtschaftlich vertretbare Erschließung in diesem Bereich sehr zweifelhaft.

Der erste und bisher einzige von der Hamburger Schifffahrtsbehörde genehmigte Windpark "Borkum - West" soll in der Nordsee, rd. 45 km nördlich der Insel Borkum entstehen. Die von der in Leer in Ostfriesland ansässigen Firma Prokon Nord Energiesysteme geplanten 12 Anlagen werden in 30 m tiefem Wasser gegründet und sollen im Herbst 2003 den ersten Strom produzieren. Die geschätzten Kosten für das Pilotprojekt belaufen sich auf 125 bis 140 Millionen Euro.

Mit dem Bau und der Verankerung der rd. 800 Tonnen schweren dreibeinigen Stahlfundamente im Meeresboden und dem Verlegen eines 112 km langen Hochspannungs - Seekabels soll im Frühjahr 2003 begonnen werden. Das Seekabel wird vom Windpark über die Inseln Norderney aufs Festland bei Hilgenriedersiel und weiter zur Umspannanlage der E.ON AG in Emden Börßum geführt. Derzeit wird die Entwicklung eines 245 kV - Seekabels erwogen.

Für die weitere Entwicklung ist im Bereich der Binnenlandstandorte eine bessere Ausnutzung der bereits genutzten Standorte durch den Ersatz vorhandener Anlagen durch solche mit höherer Einheitsleistung (Repowering) und die Erschließung des Offshore Bereiches in der deutschen Nord- und Ostsee vorgesehen. Bild 27 zeigt eine in der Branche diskutierte Zukunftsentwicklung des repowering auf:

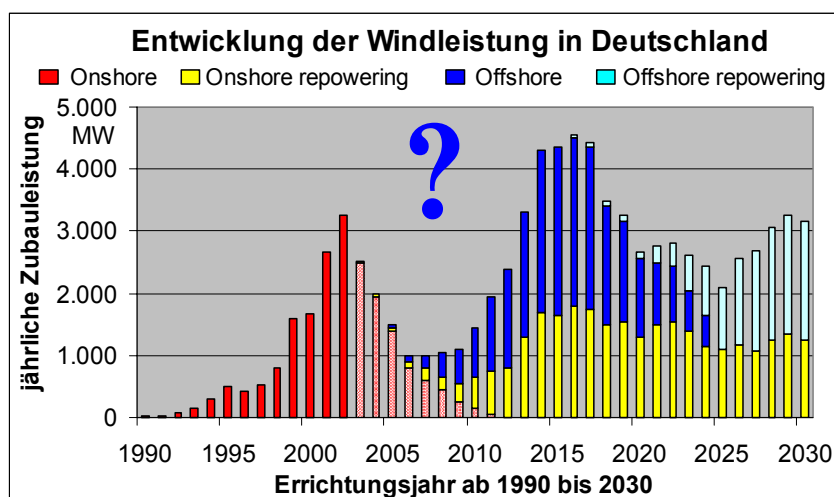


Bild 27. Standort- und Leistungsentwicklung der Windenergieerzeugung in Deutschland



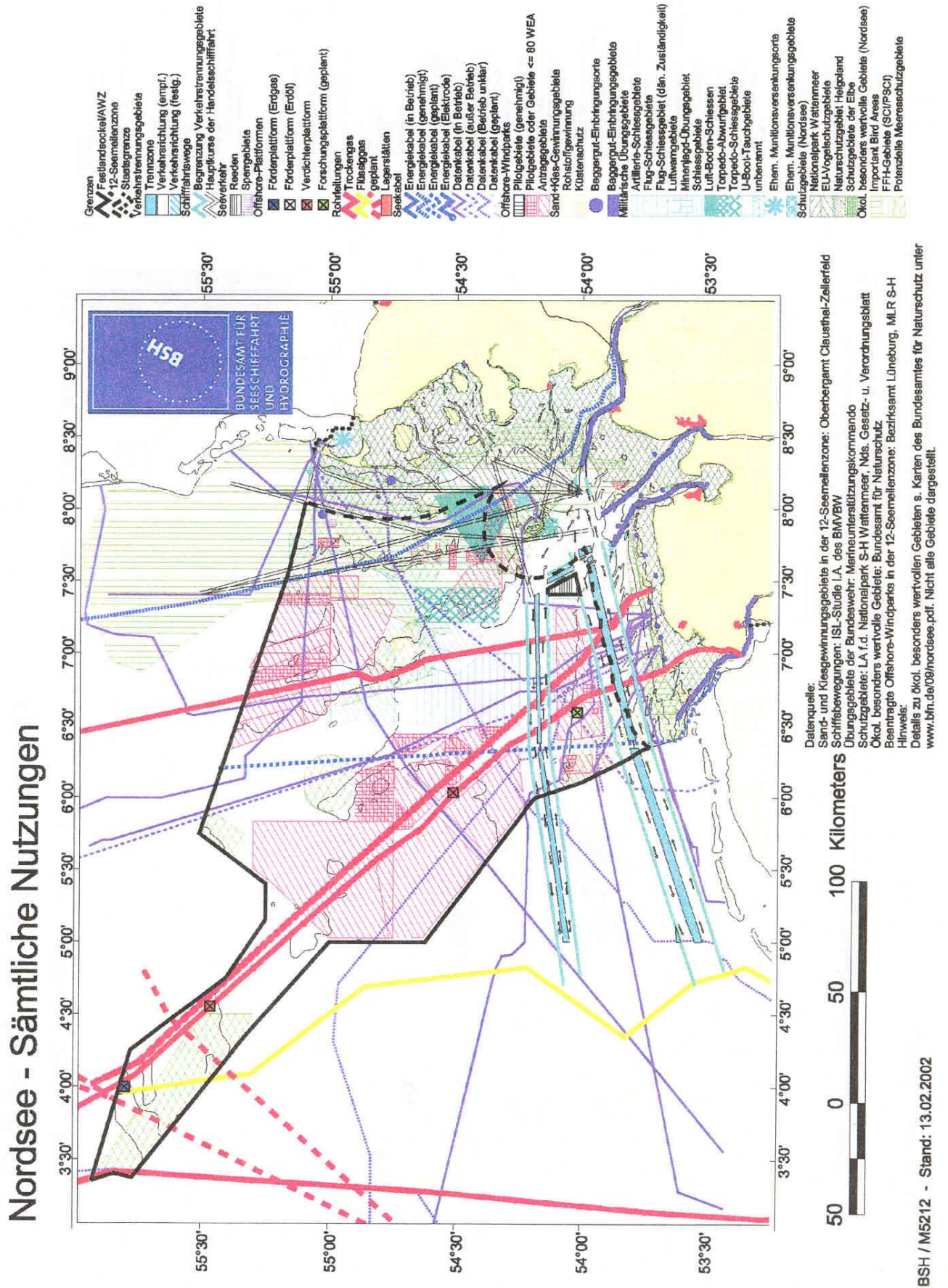


Bild 28. Sämtliche Nutzungen im deutschen AWZ-Bereich der Nordsee (Quelle BSH [6]).

In den Bildern 29 u. 30) sind die von potenziellen Investoren ins Auge gefaßten Offshore - Windkraftprojekte in der deutschen Nord- und Ostsee angegeben.

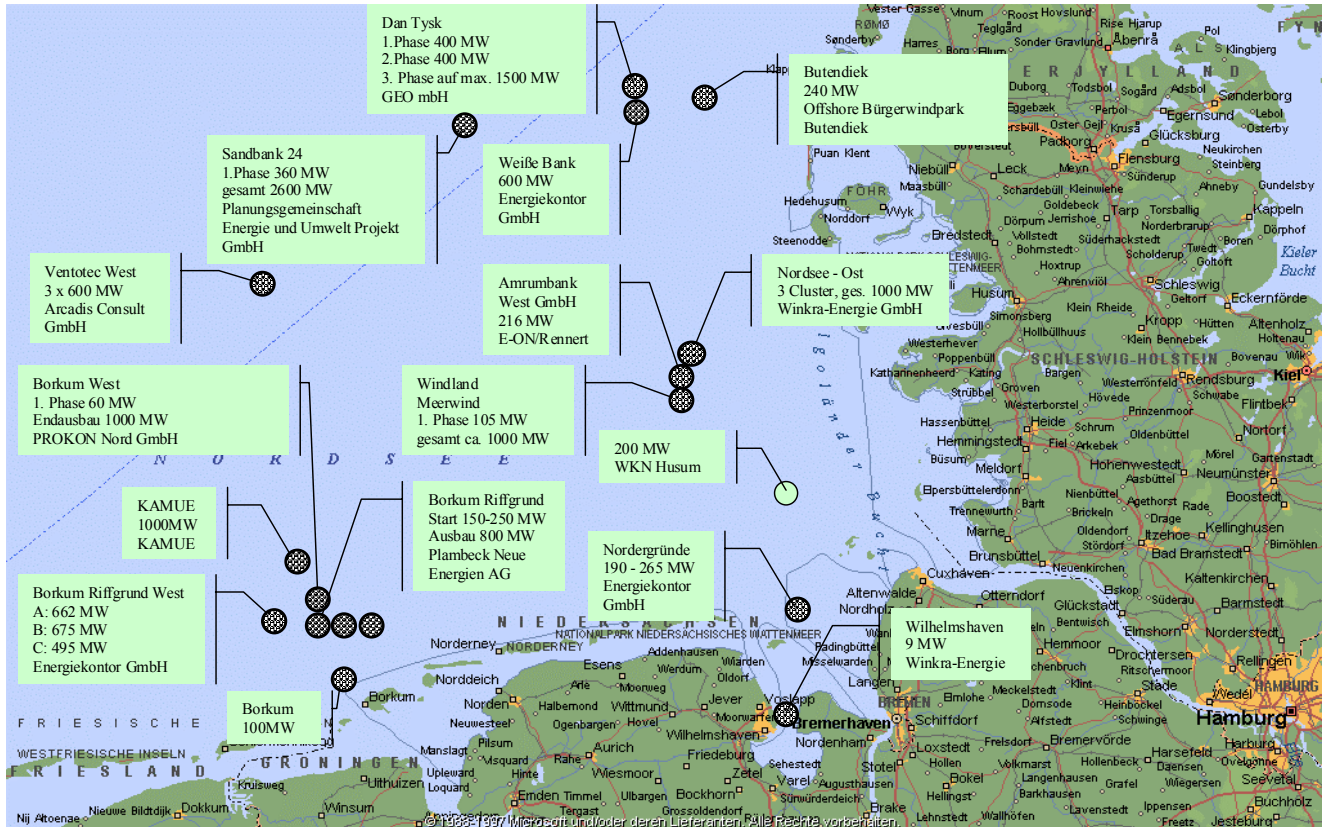


Bild 29. Windenergieprojekte in der AWZ - Zone der deutschen Nordsee (rd. 14.000 MW)

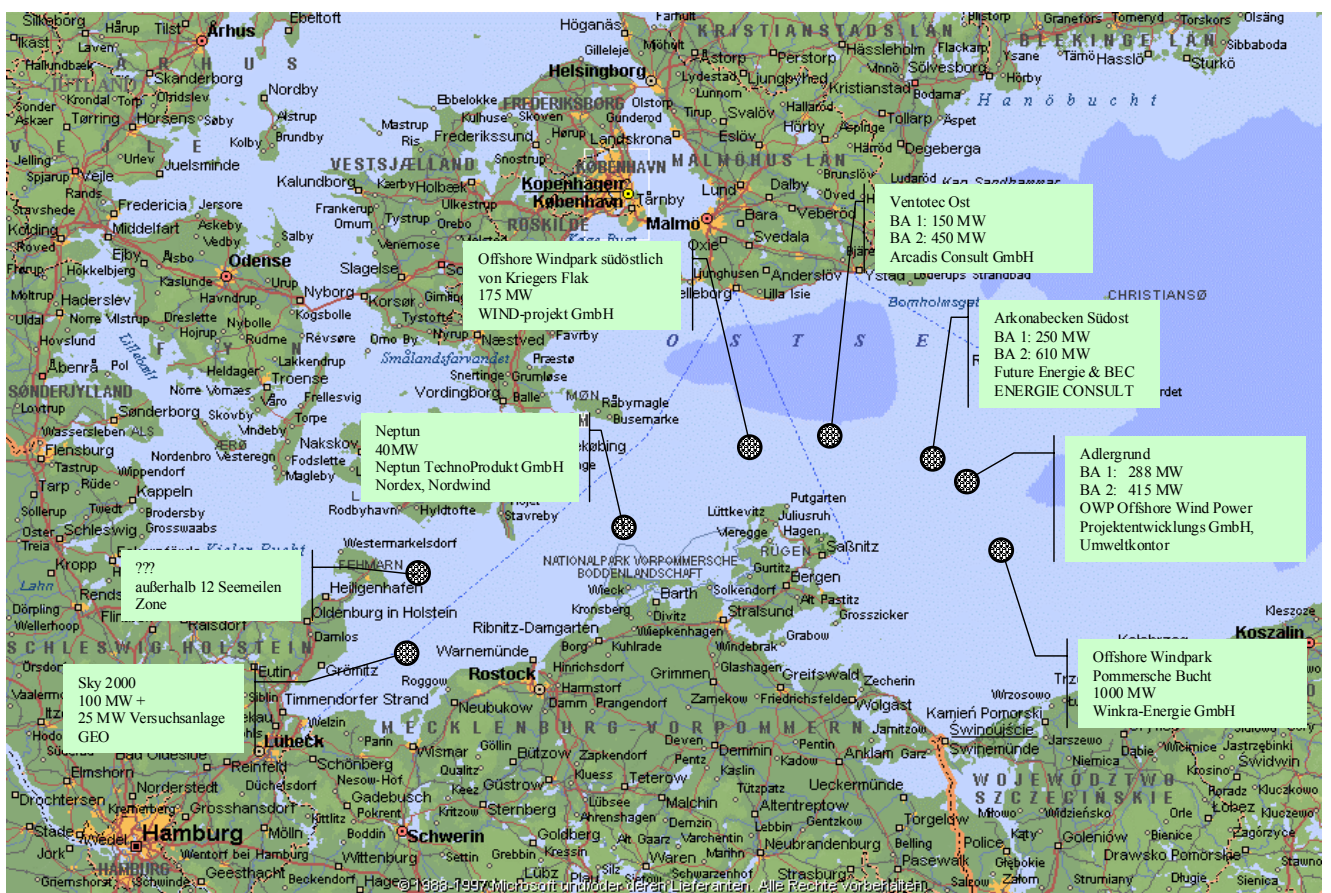


Bild 30. Windenergieprojekte in der AWZ - Zone der deutschen Ostsee (rd. 3.500 MW), (Quelle: Siemens)

Eine technisch lösbare Offshore - Windparkanbindung über 145 kV DC Leitungen ist in Bild 31 nach einer Studie aus dem Hause Siemens dargestellt.

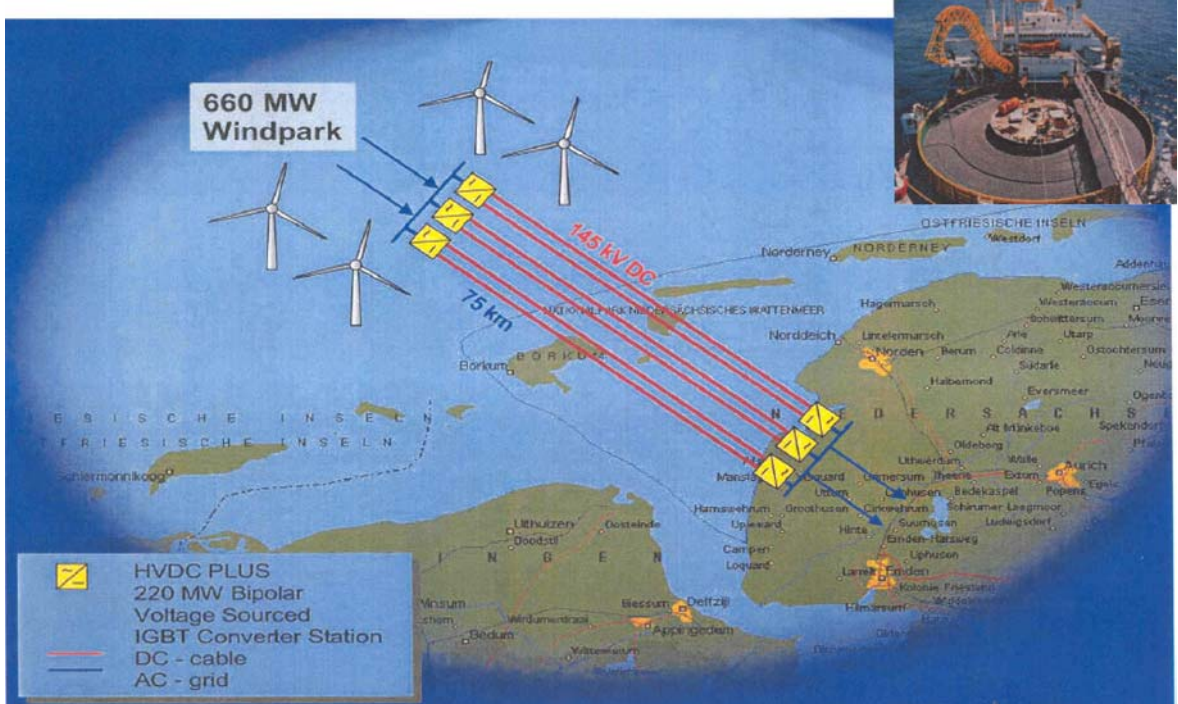


Bild 31. Windparkanbindung Offshore an das Übertragungsnetz (Quelle: Siemens, E.ON [13])

Das dann folgende Problem ist der Höchstspannungsleitungsbau von der Nordseeküste bis zu den Lastschwerpunkten im Rurgebiet und Mitteldeutschland mit rd. 1000 km Trassenlänge und einem Investitionsbedarf von rd. 550 Mio. Euro. Bild 32 zeigt die durch Regelleistung auszugleichenden Lastflüsse aus den UCTE Partnerstaaten bei z.B. orkanbedingter Sicherheitsabschaltung von 2.700 MW Windeinspeisung im Offshore Bereich.

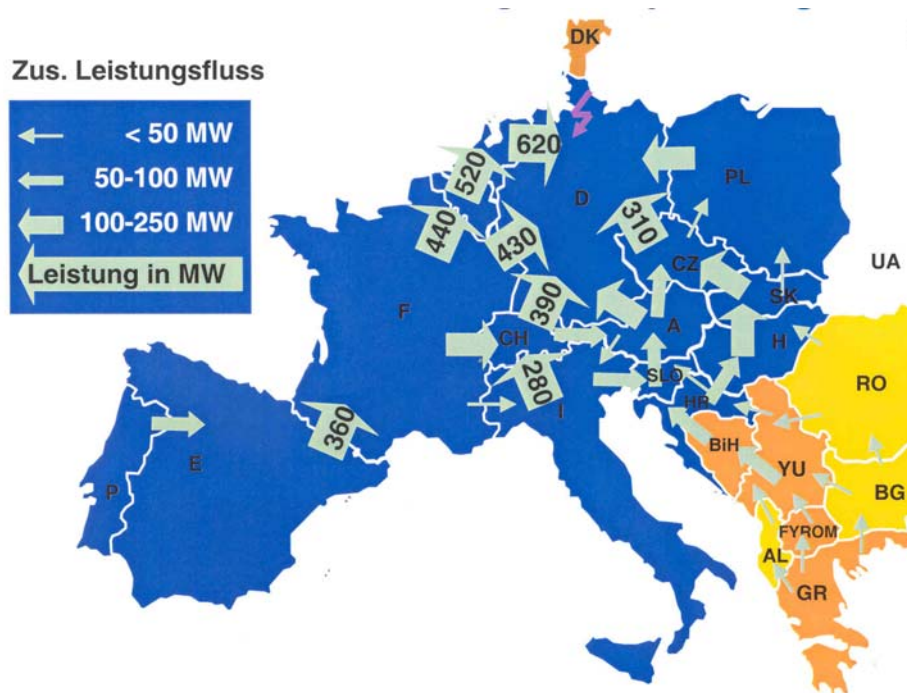


Bild 32. Übertragung der Regelleistung bei Ausfall von 2.700 MW Windeinspeisung (Quelle: RWE Net)

### 9. Globale Leistungserwartung aus Windenergieanlagen in Deutschland

Die globale Erwartung der Leistungseinspeisung aus Windenergieanlagen lässt sich anhand der im Internet von der Uni Muenster veröffentlichten Windgeschwindigkeitskarte mit 12 über Deutschland verteilten Meßpunkten in Relation zu der Summennennleistung und gewichtet mit der Dichteverteilung der Anlagen abschätzen. Unter der groben Annahme gleichförmiger Verteilungsdichte lassen sich die auf die Summennennleistung normierten Leistungserwartungswerke wie folgt bestimmen:

$$\text{Normierte Summenleistung in Deutschland: } P_D = \frac{\sum_1^{12} v_k^3}{12 \cdot 25^3}$$

Wobei gilt:  $6 \text{ Kn} \leq v \leq 50 \text{ Kn}$ ; mit:  $25 \text{ Kn} \leq v \leq 50 \text{ Kn}$ :  $v = 25 \text{ Kn}$ ,  $v < 6 \text{ Kn}$ :  $v = 0$ )

$$\text{Normierte Summenleistung der Nord - und Ostsee - Küstenregion: } P_K = \frac{\sum_1^2 v_k^3}{2 \cdot 25^3}$$

Einige Beispiele der aktuellen Windstärken über Deutschland und den prospektiv zu erwartenden Leistungen bezogen auf die installierte Summen - Nennleistung sind nachfolgend am Beispiel einiger globaler Windgeschwindigkeitskarten dargestellt. Die an zwölf, über das ganze Land verteilte Meßpunkte, festgestellten Windstärken in Deutschland am 25.7.2002 um 5 Uhr und 6 Uhr zeigt Bild 33). In der überwiegenden Zeit ist die relative Leistungserwartung an der Küste naturgemäß höher als im Binnenland, jedoch kommt auch der umgekehrte Fall vor.

#### Windgeschwindigkeitskarte

(Meßhöhe 10 m über Grund, Angaben in Knoten,  $1 \text{ Kn} = 1,85 \text{ km/h} = 0,514 \text{ m/s}$ )

<http://www.uni-muenster.de/Energie/wind/wind/welcome.html> [7]

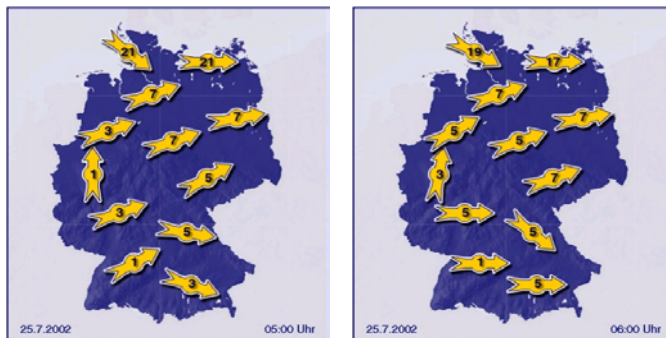


Bild 33. Windgeschwindigkeitskarte Deutschland am 25.7.2002, 5 Uhr und 6 Uhr

Normierte Summenleistung in Deutschland:

**$P_D = 10,4 \%$  um 5 Uhr;  $6,8 \%$  um 6 Uhr der Summen - Nennleistung**

Normierte Summenleistung der Nord - und Ostsee - Küstenregion:

**$P_K = 59,3 \%$  um 5 Uhr;  $37,7 \%$  um 6 Uhr der Summen - Nennleistung.**

Ein weiteres Beispiel der aktuellen Windstärken ist in Bild 34) für den Vormittag des folgenden Monats den 29.7.2002 für 10 Uhr und 11 Uhr dargestellt. Man erkennt, dass der Wind in dieser Zeitspanne nur im Gebiet des Bayerischen Waldes mit 7 Kn entsprechend 3,6 m/s den Mindestwert für den Anlauf einer Windenergieanlage knapp überschreitet.

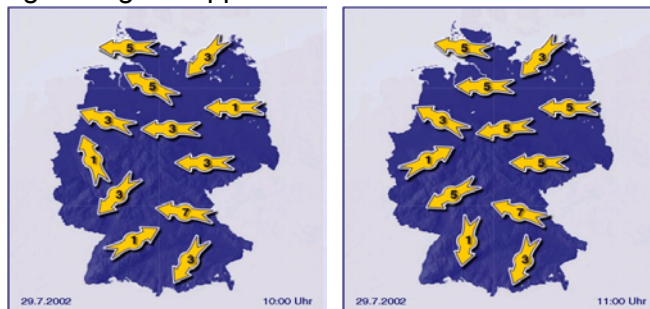


Bild 34. Windgeschwindigkeitskarte Deutschland am 29.7.2002, 10 Uhr und 11 Uhr

Normierte Summenleistung in Deutschland:

**$P_D = 0,2 \%$  um 10 Uhr;  $0,2 \%$  um 11 Uhr der Summen - Nennleistung.**

Normierte Summenleistung der Nord - und Ostsee - Küstenregion:

$P_K = 0,0 \%$  um 10 Uhr;  $0,0 \%$  um 11 Uhr der Summen - Nennleistung.

**10. Schadensereignisse und Schadensbilder von Windenergieanlagen (Bild 35)**



Gondelabsturz Husum 28.1.2002



Gondelabsturz Siebenlehn 6.4.2003



10.02.2000, Mastbruch  
Enercon E 32, 300 kW  
Baujahr: 1992  
Standort: Asel im Kreis  
Wittmund / Niedersachsen



20.4.2002, Feuer  
VESTAS 1,5 MW,  
Gesamthöhe: 108 m  
Baujahr: 2000  
Standort: Bad Wünnen-  
berg-Haaren bei Paderborn



Blitzschlag in Flügel  
Standort Brockstedt  
Kreis Steinburg  
Sachschaden 1,5 Mio.€



4.8.2002, Feuer  
VESTAS V80, 2 MW  
Baujahr: 2002, Standort:  
Katzenberg bei Meißen

Sturmschaden in  
Ellenstedt  
Kreis Vechta,  
am 27.10.2002  
Leistung: 600 kW  
Nabenhöhe: 70 m  
Rotordurchmesser: 41m  
Baujahr: 1997  
Schaden rd. 750.000 Euro



9.9.2002 Rotorabriss  
NEG - Micon M 1500, Baujahr: 1996  
Windpark „Hoher Vogelsberg“  
Standort: Ulrichstein-Helpersheim

## 11. Photovoltaikanlagen zur Energieeinspeisung in das öffentliche Versorgungsnetz

Die Entwicklung der installierten Leistung von Photovoltaikanlagen verläuft noch stürmischer als bei Windenergieanlagen, allerdings wegen der mindestens sechsfach höheren Investitionskosten (über 6.000 Euro/kW) und der nur hälftigen Benutzungsdauer der installierten Leistung mit rd. 850 h im Jahr auf wesentlich niedrigerem Leistungsniveau. Die Stromeinspeisung in das öffentliche Netz aus Solaranlagen liegt derzeit bei 0,03 %.

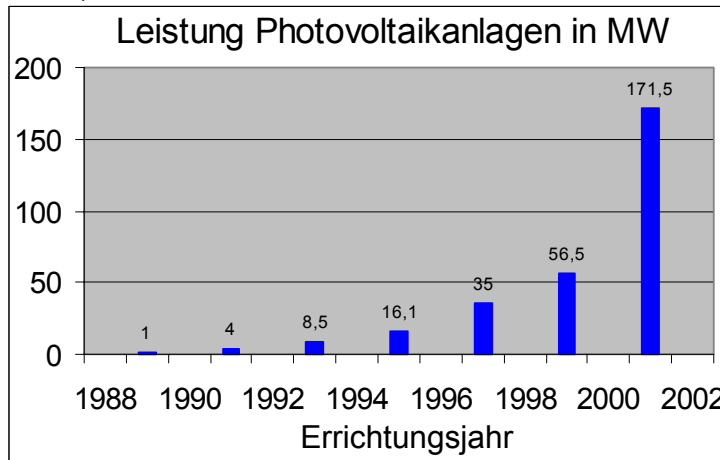


Bild 36. Gesamtleistungs - Entwicklung der Photovoltaik ab 1988

### Wirkungsgrad:

- $\eta = 6 - 7 \%$
- $\eta = 12 - 14 \%$
- $\eta = 17 - 18 \%$

für amorphe  
für multikristalline  
für monokristalline  
Siliziumzellen

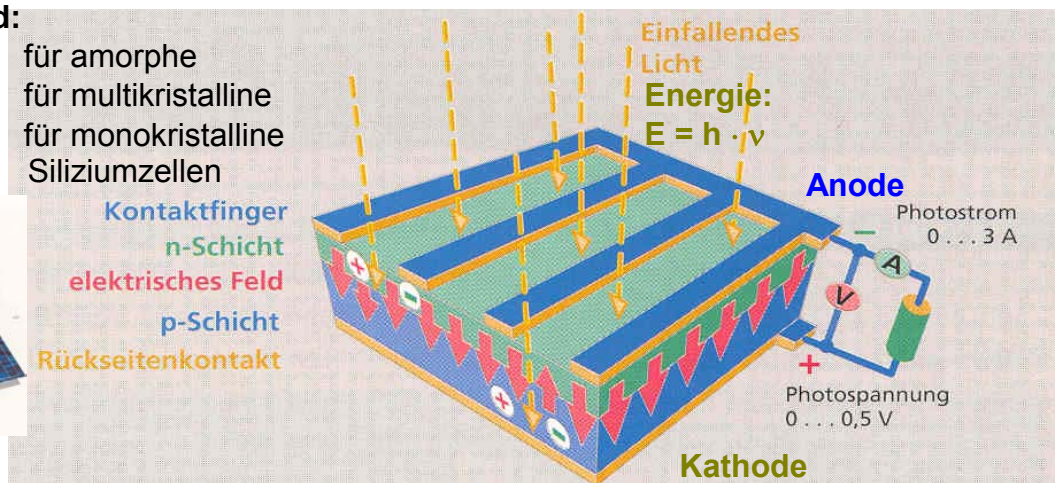


Bild 37. Funktionsübersicht einer Solarzelle auf Silizium Halbleiterbasis

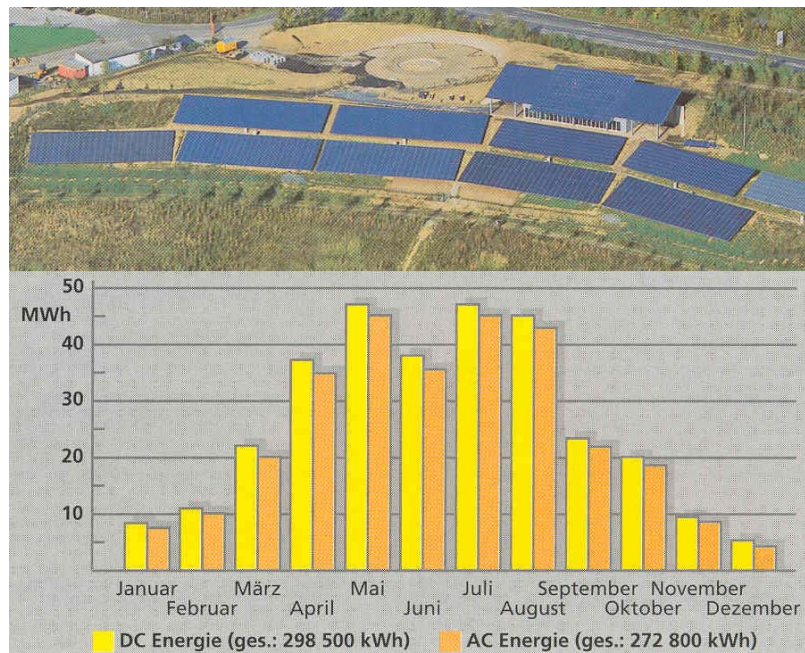


Bild 38. 360 kW Photovoltaikanlage Neurath, Energieertrag 270.000 kWh/a

Energiebilanz der Stromversorgung eines Wohnhauses mit einer 1,6 kW Photovoltaikanlage:

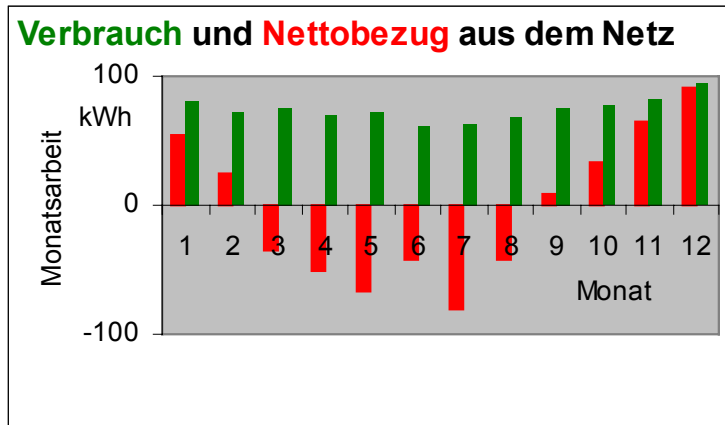
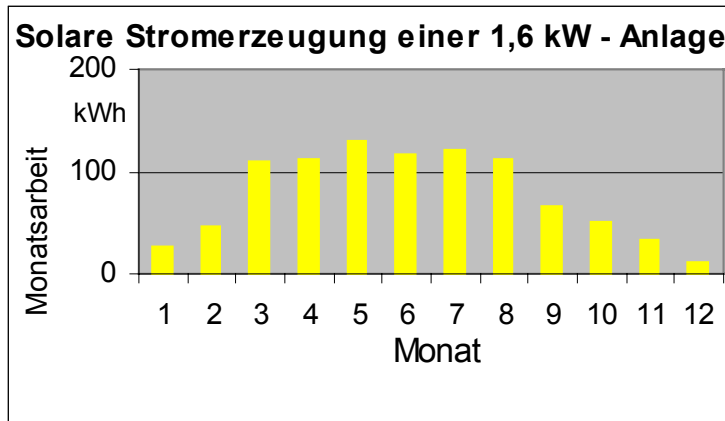
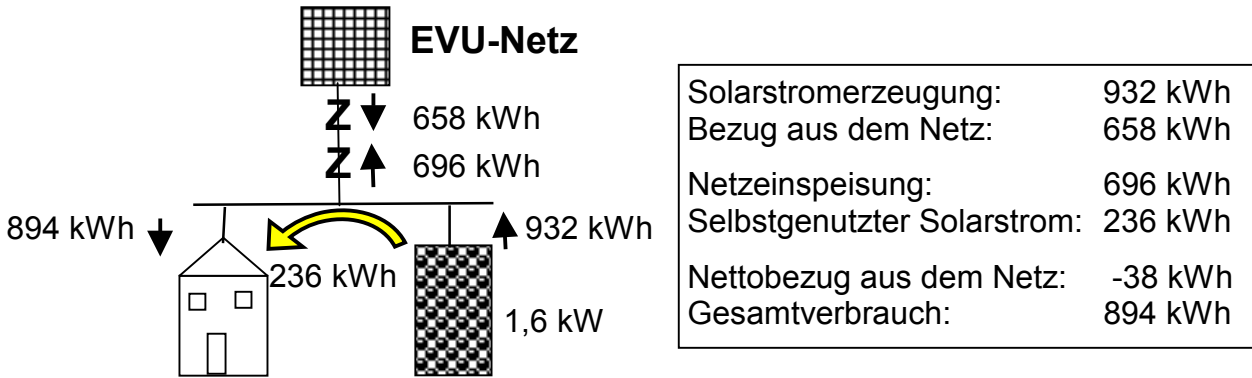


Bild 39. Energiebilanz einer 1,6 kW Photovoltaikanlage Hausanlage mit Überschuss-einspeisung in das öffentliche Netz

Der Nettobezug ergibt sich aus dem gesamten Monatsverbrauch abzüglich der gesamten monatlichen Solarerzeugung. Der monatlich kumulierte Einspeiseüberschuss in den Sommermonaten März bis August darf nicht darüber hinwegtäuschen, dass auch an einzelnen Tagen im Sommer wegen Schlechtwetterlagen ein Bezug aus dem Netz erforderlich ist und daher die Kraftwerke stets verfügbar sein müssen.

## 12. Einbindung von Wind- und Solaranlagen in das Verteilungsnetz

In der Regel werden die Anlagen mit Leistungen über 30 kW über eine kundeneigene Mittelspannungsstation mit einem Einspeisefeld, einem Meßfeld und zwei Schleifenfeldern für die Einschleifung in das Mittelspannungsnetz (z.B. 20 kV - Kabel NA2XS2Y 3x150mm<sup>2</sup>) angeschlossen. Für größere Windparks in lastschwachen Gegenden kommt auch die Anbindung unmittelbar an das 110 kV Netz in Frage [3]. Hierzu wurden von der Industrie kostengünstige Schaltanlagen z.B. 110 kV Pass-Plug and Switch System Anlage der ABB entwickelt. Kleine Solaranlagen werden am Übergabepunkt des Hausanschlusses an das Niederspannungsnetz angeschlossen.



### 13. Erzeugungsmix und Stromkosten

Die Palette der verschiedenen Erzeugungsarten elektrischer Energie reicht von der ab Beginn der Elektrifizierung um die vorige Jahrhundertwende genutzten Wasserkraft über Prozesse der Kohle- oder Erdgasverbrennung, der Kernspaltung bis zu Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen zur direkten Umwandlung von Strahlungsenergie der Sonne in elektrische Energie. Der heutige Kraftwerksmix aus dieser Angebotspalette in Deutschland ist nachfolgend mit den Mengenanteilen und spezifischen Kosten dargestellt:

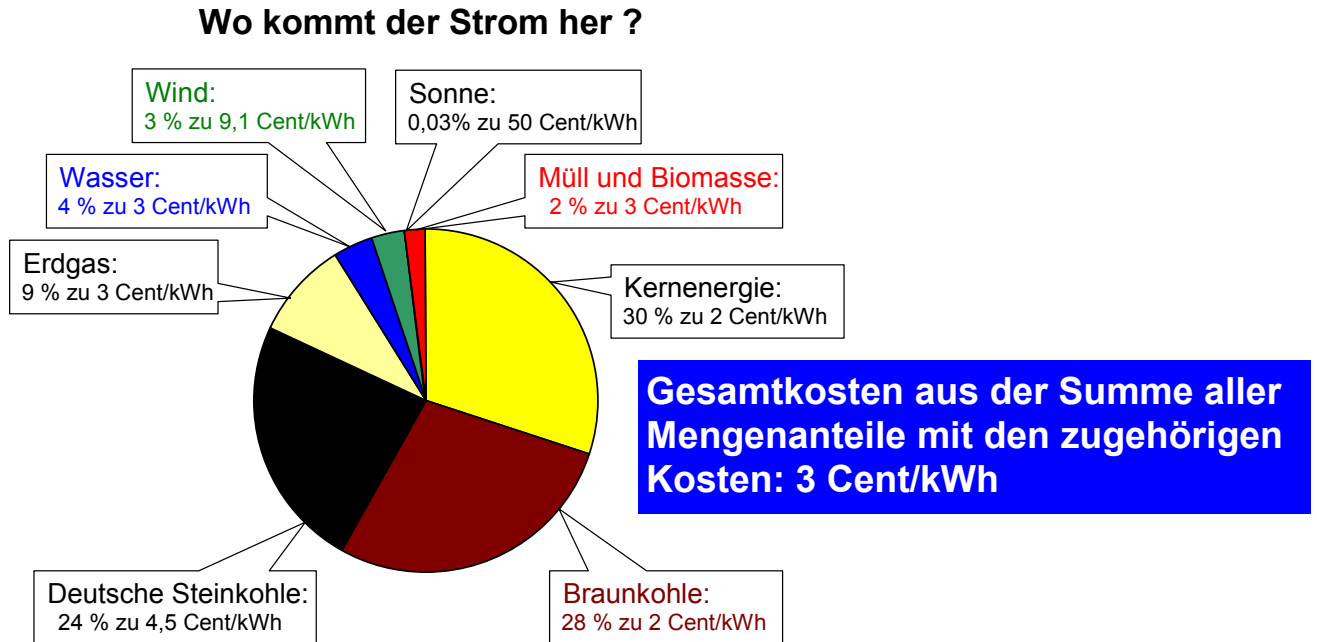


Bild 40. Mengenverteilung des Erzeugungsmix mit spezifischen Kosten für die Stromerzeugung.

**Was kostet der Strom für Haushaltskunden ?**  
(Jahresverbrauch 4000 kWh, 2003: rd. 17 Cent/kWh)

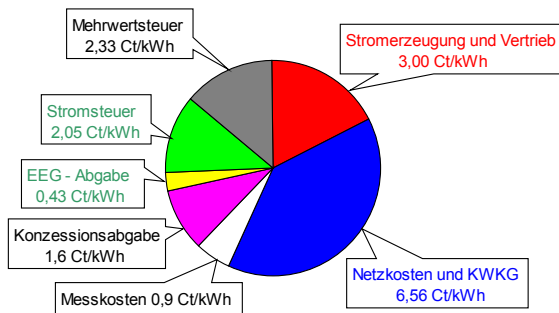


Bild 41. Aufteilung der Gesamtkosten für die Belieferung von Haushaltskunden aus dem Niederspannungsnetz einschließlich Mehrwertsteuer

**Was kostet der Strom für Industriekunden (2003) ?**  
Mittelspannung 500 kW, 2.500 h (rd. 8 Cent/kWh)

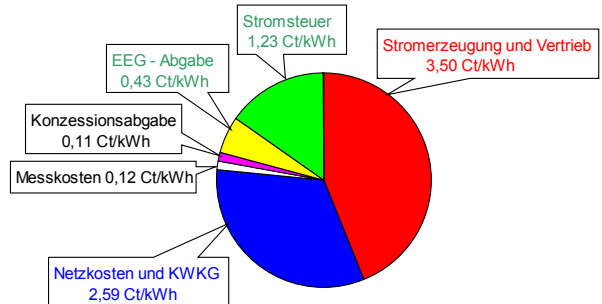


Bild 42. Aufteilung der Gesamtkosten für die Belieferung von Sondervertragskunden aus dem Mittelspannungsnetz ohne Mehrwertsteuer

### 14. Tarifliche Varianten

Eine besondere Note in das Marktgefüge der Haushaltskunden brachte das mit großem werblichen Aufwand von E.ON zu Anfang des Jahres 2002 kreierte Mix-Power Angebot. Dieses Angebot bietet jedem Kunden die Möglichkeit, sein gewünschtes Portfolio im Stromerzeugungsmix auf der Basis nachvollziehbar reellen Erzeugungspreisen frei auswählen zu können.

Durch den differenzierten Kostenausweis der verschiedenen Herkunftsarten mit nachvollziehbaren Preisen ist dem Etikettenschwindel - nur **unerheblicher Mehrkosten für „Grünen Strom“** - ein Ende gesetzt. Nach Abzug der administrativen Kosten staatlicher Belastung und der Netznutzungskosten ergeben sich die verbleibenden Stromerzeugungskosten gemäß der folgenden Tabelle:

Anbieter	Primärenergie und Arbeitspreis	Gesamtpreis incl. Grundpreis bei 4000 kWh/a	
		Angebotspreis Cent/kWh	Angebotspreis vor MWSt und verbleibende Erzeugungskosten <sup>1)</sup> Cent/kWh
<b>E.ON Mix-Power</b> Grundpreis 9,99 Euro/Monat Entsprechend 3,00 Cent/kWh bei 4000 kWh/a	<b>100 % Sonne</b> 72,80 Cent/kWh	<b>75,80</b>	<b>65,34 - 11,42 = 53,92</b>
	<b>100 % Wind</b> 23,46 Cent/kWh	<b>26,46</b>	<b>22,81 - 11,42 = 11,39</b>
	<b>100 % Biogas</b> 21,80 Cent/kWh	<b>24,80</b>	<b>21,38 - 11,42 = 9,96</b>
	<b>100 % Wasser</b> 16,36 Cent/kWh	<b>19,36</b>	<b>16,69 - 11,42 = 5,27</b>
	<b>100 % Kohle</b> 15,33 Cent/kWh	<b>18,33</b>	<b>15,80 - 11,42 = 4,38</b>
	<b>100 % Kernenergie</b> 13,29 Cent/kWh	<b>16,29</b>	<b>14,04 - 11,42 = 2,62</b>
<b>RWEavanza</b> 8,17 €/Monat 13,57 Ct/kWh	<b>Mix</b> <b>Geschäftsbericht</b>	<b>16,02</b>	<b>13,81 - 11,42 = 2,39</b>
<b>Yello</b> 6,6 €/Monat 13,20 Ct/kWh	<b>Mix</b> <b>Geschäftsbericht</b>	<b>15,18</b>	<b>13,09 - 11,42 = 1,67</b>

Tabelle 1. Strompreisangebote und Erzeugungskosten verschiedener Anbieter im liberalisierten Markt für Haushaltskunden

- 1) Abzüglich den gesetzlich oder vertraglich festliegenden Kosten wie: 1,79 Ct/kWh Ökosteuer, 0,27 Ct/kWh EEG-Abgabe, 1,64 Ct/kWh Konzessionsabgabe (Mittelwert), 0,90 Ct/kWh Messkosten und 6,56 Ct/kWh Netznutzungskosten incl. 0,26 Ct/kWh KWK-Abgabe, insgesamt 11,42 Ct/kWh administrative Abgaben.

Nach Angaben von Spiegel-Online hat die "Mix it, Baby" - Werbekampagne des E.ON - Konzerns bis Anfang 2002 mehr als 22,5 Mio. Euro verschlungen. Der Erfolg der Kampagne sei jedoch deutlich hinter den Erwartungen zurückgeblieben. Insgesamt hätten sich nach den internen Unternehmenszahlen lediglich 1.100 Kunden für den "Mix-Power-Strom" entschieden. Pro Neukunde beliefen sich die Werbungskosten damit auf 20.454 Euro. Trotzdem werte man bei E.ON die Kampagne als Erfolg, da sie das Image des Konzerns deutlich aufgewertet habe.

Die in der Werbung dargestellte "**Perfekte Mischung des Oliver Kahn**" ist für Fußball-Bundesliga-profis sicher kein Finanzierungsproblem, für die Fan's schon:

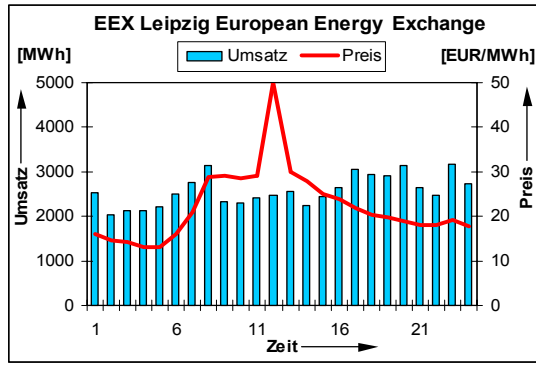
**35 % Sonne, 30 % Wind, 20 % Wasser und 15 % Biogas.**

Dieser Mix führt bei 4.000 kWh Jahresverbrauch zu Stromkosten von **1.682,40 Euro** gegenüber dem bei natürlichem Mix des deutschen Kraftwerkparcs von rd. **650 Euro**. Oliver Kahn wird es sich leisten können. Bei 40 Mio. Haushalte wäre der Mehraufwand allerdings rd. 40 Mrd. Euro pro Jahr!

Der leider niedrige Akzeptanzgrad zeigt allerdings deutlich, dass zwischen der vielfach artikulierten anspruchsvollen **Gesinnungsverantwortung** und der konkreten **Handlungsverantwortung**, immer dann, wenn der eigene Geldbeutel betroffen ist, eine sehr große Diskrepanz besteht.

## 15. Stromhandel an den Strombörsen

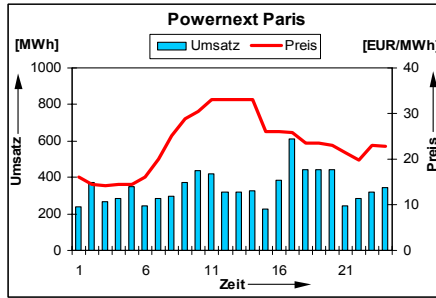
Ein wesentliches Preisbildungselement für den liberalisierten Strommarkt ergibt sich durch das Handelsgeschehen an den Strombörsen: European Energy Exchange EEX in Leipzig, Powernext in Paris, und Amsterdam Power Exchange APX in Amsterdam.



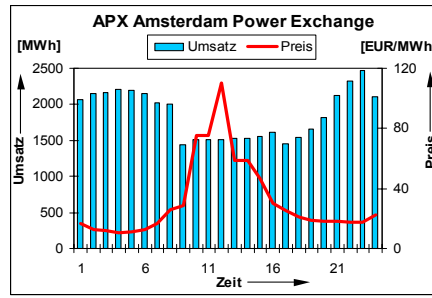
Durchschnittspreis:  $p_{\emptyset, EEX} = 22,24$  EUR/MWh

**Anmerkung:**

10 EUR/MWh = 1 Cent/kWh  
= 2 Pf/kWh



Durchschnittspreis:  $p_{\emptyset, Paris} = 23,36$  EUR/MWh



Durchschnittspreis:  $p_{\emptyset, APX} = 31,61$  EUR/MWh

Bild 43. Tagesverlauf Umsatz und Strompreise an den Strombörsen am Freitag den 12.7.2002

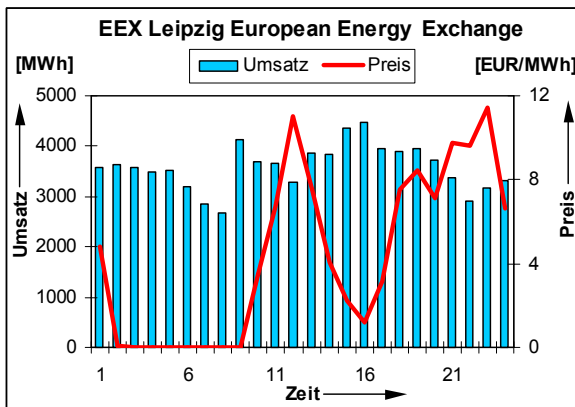
Die stündlichen Verbrauchsmengen liegen als Summenwerte in Deutschland zwischen 50.000 MWh und 80.000 MWh, die stündlichen Handelsmengen in Leipzig bei 5.000 bis 10.000 MWh.

An dem vorgenannten Freitag wurden an der Börse in Leipzig somit 4 bis 6 % der Gesamtverbrauchsmenge der jeweiligen Handelsstunde in Deutschland gehandelt.

Die weit überwiegenden Mengen sind also noch durch feste Bezugsverträge abgedeckt.

Der niedrigste Strompreis an dem dargestellten Tag am Freitag den 12.7.2002 an der Leipziger Börse wurde in der fünften Stunde nach Mitternacht mit 13,18 Euro/MWh entsprechend 1,318 Cent/kWh gehandelt, der maximale Preis in der zwölften Stunde mit 49,97 Euro/MWh entsprechend 4,997 Cent/kWh. Demgegenüber stehen die Vergütungspreise nach dem EEG - Gesetz für Windstrom von derzeit 9 Cent/kWh bzw. für Sonnenstrom von derzeit 48,1 Cent/kWh (2002).

Noch eklatanter stellt sich die Strompreissituation an der Leipziger Börse am ersten Weihnachtstag dem 25.12.2002 dar. In der Zeit von 3 Uhr bis 9 Uhr werden 23 Millionen kWh zum Nulltarif abgegeben. Am 7.1.2003 schnellte der Preis um 19 Uhr dann für eine Stunde infolge plötzlicher Windstille und Mangel an Regenergie auf 1.719,72 Euro/MWh hoch.



Durchschnittspreis:  $p_{\emptyset, EEX} = 4,37$  EUR/MWh

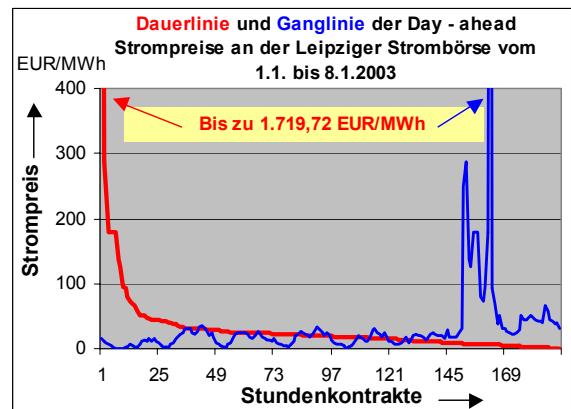


Bild 44 a und b. Tagesverlauf Umsatz und Strompreise an der Strombörse in Leipzig am 25.12.2002 und vom 1.1. bis 8.1.2003

## 16. Strompreientwicklung

Die Stromerzeugungskosten müssen sich im liberalisierten Strommarkt an die sich für den Strombezug maßgebenden, an den Strombörsen gehandelten Börsenpreisen, messen lassen.

Bezugskontrakte werden mit einjähriger Vorlaufzeit verbindlich in den Qualitäten Base-, Vollversorgungs- oder Peak- Lieferung abgeschlossen. Die derzeitige Preisentwicklung der Strom-Forward-Preise in Deutschland in der Zeit vom 1.3.2000 bis 1.3.2003 jeweils für die Belieferung ab dem Folgejahr ist in Bild 45 angegeben. Die Tendenz ist in der betrachteten Zeitspanne leicht steigend, für „Vollversorgung Stadtwerk“ von rd. 2 Cent/kWh auf rd. 3 Cent/kWh.

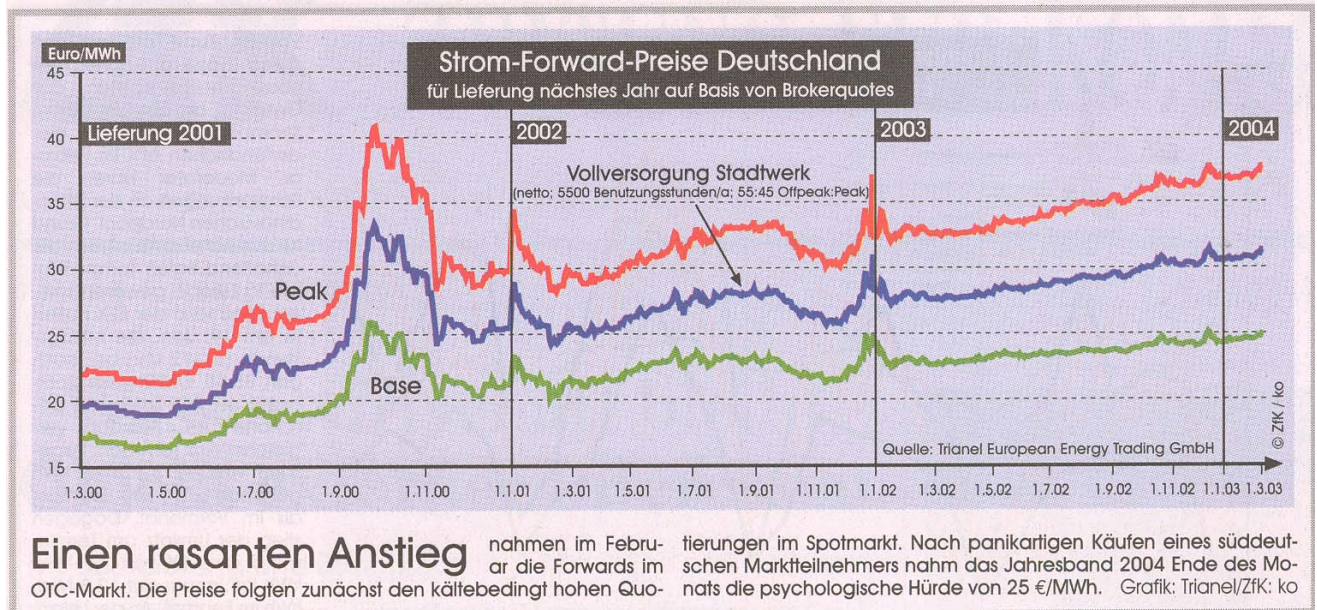


Bild 45. Strom - Forward - Preisentwicklung für Stromlieferungen im Jahr 2003.

Die Spotpreise für Stundenkontrakte zeigen eine Preisvolatilität von 10 bis zu 500 Euro/MWh (entsprechend 50 Cent/kWh) und manchmal noch darüber hinaus gehend auf. Als Beispiel hierzu ist die Preisentwicklung für den Monat Juli 2002 in Bild 46 aufgezeigt:

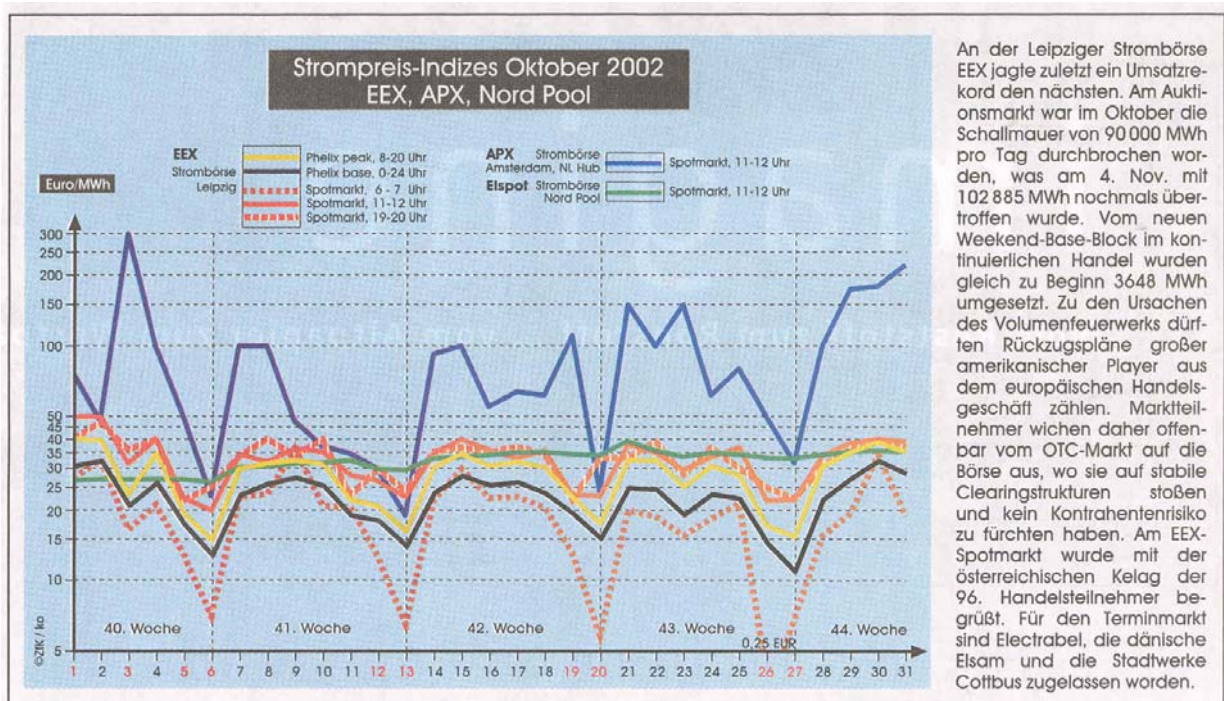


Bild 46. Strompreisentwicklung für Stundenkontrakte bei Lieferung am Folgetag im Oktober 2002 (ZfK).

Neben marktbedingten Volatilitäten bei der Strompreisbildung im liberalisierten Strommarkt ergeben sich die wesentlichen Preisänderungserwartungen auf Grund energiepolitischer Vorgaben wie z.B. Auslauf der Kernenergienutzung, wenn sie denn tatsächlich kommen sollte, verstärkte Nutzung regenerativer Quellen als notwendige Folge, und Zurückfahren der inländischen Steinkohlenutzung.

Der Übergang unseres derzeitigen ausgewogenen Erzeugungsmix zu einem technisch denkbaren visionären Zukunftsmix gemäß den aktuellen energiepolitischen Erwartungen ist in Bild 47 dargestellt. Die Konsequenz wäre für den stationären Zustand eine Steigerung der Stromerzeugungskosten von derzeit rd. 15 Mrd. Euro auf 45 Mrd. Euro.

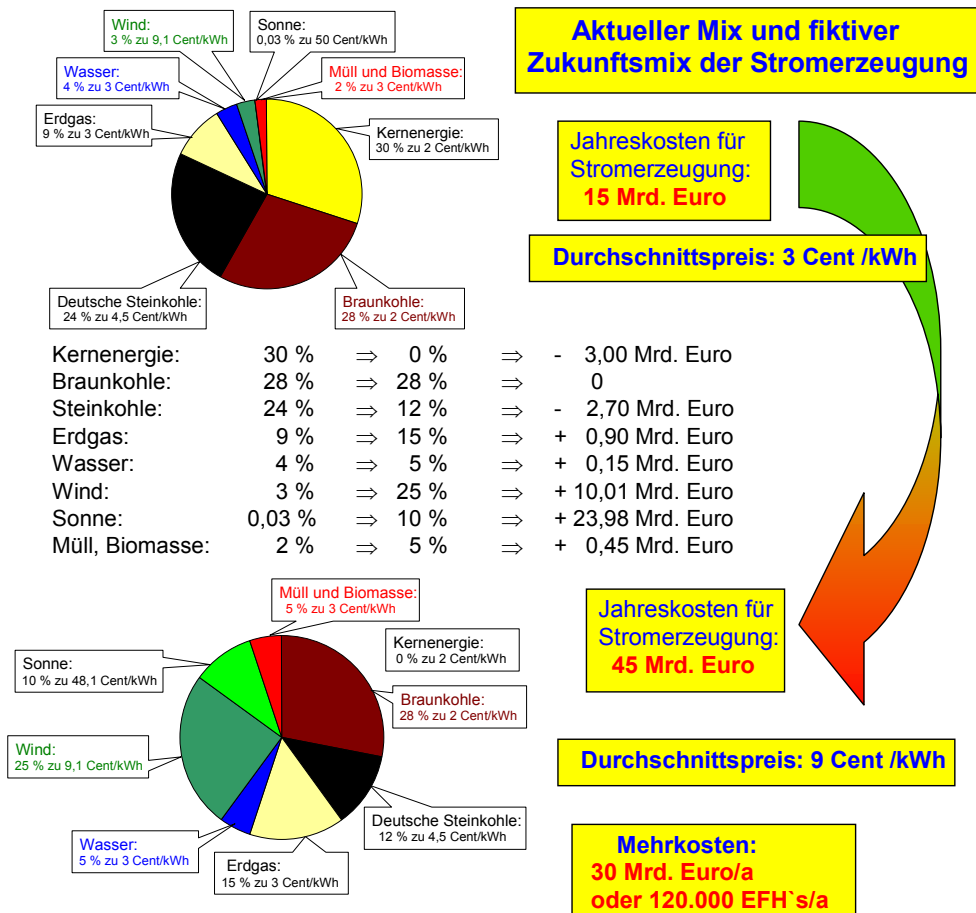


Bild 47. Aktueller und fiktiver Zukunftsmix der Stromerzeugung.

### 17. Energiewirtschaftliche Konsequenz

Der Börsenalltag zeigt wohl deutlich, dass eine nachvollziehbare Strompreiskalkulation auf der Basis der Spotmarktpreise ein äußerst risikoreiches Unterfangen darstellt. Insbesondere geht die bisher nachvollziehbare Abhängigkeit der Stromkosten von der Inanspruchnahme der Leistung einerseits und der über die Zeit entnommenen elektrische Arbeit andererseits verloren. Damit verbunden wäre sicher auch ein Vertrauensverlust aus Sicht der Stromkunden gegenüber dem Stromlieferanten als Vertragspartner.

An diesen konkreten Beispielen möge gezeigt werden, dass ein auf Jahresabrechnungsdaten abgeschlossener Stromlieferungs- bzw. Strombezugsvertrag mit einer im Rahmen der vereinbarten Netzanschlusskapazität offenen Bezugsleistung, bepreist mit Leistungs- und Arbeitspreisen, eine wesentlich solidere Kalkulationsbasis für alle Beteiligten bietet. Eine gute Voraussetzung für eine nachhaltige, auf Vertrauen gegründete, Kundenbeziehung.

### 18. Zusammenfassung

Der Nutzungsgrad der Windkraft zur elektrischen Energieerzeugung hat in Deutschland mit über 13.500 Anlagen unterschiedlicher Leistungsklassen zur Deckung von rd. 3,5% des Strombedarfes aufgrund der erfolgreichen staatlichen Förderung durch das Erneuerbare-Energien- Gesetz (EEG) einerseits und den steuerlichen Vorteilen aus Verlustzuweisung und Abschreibung andererseits, den weltweit höchsten Stand erreicht. Bezüglich der Leistung hat sie mit rd. 12.000 MW bereits die 15%-Marke bezogen auf die Jahreshöchstleistung im Winter von rd. 80.000 MW überschritten. Bezogen auf die Minimallast zur Nachtzeit im Sommer hat der Windleistungsanteil mit Werten von über 20% bereits einen systemrelevanten Anteil erreicht. Zu Schwachlastzeiten sind bereits heute Leistungsgradienten von über 10 % der jeweiligen Netzlast pro Minute von der Netzregelung zu

bewältigen und aus den konventionellen Kraftwerken durch zunehmende Bereitstellung von Regelleistung abzudecken.

Die auf gesetzlicher Basis festgeschriebene Dauersubventionsbelastung der Stromwirtschaft durch die hohe Einspeisevergütung allein der Windenergie von derzeit jährlich rd. 1,4 Mrd. Euro (rd. 100.000 Euro je WEA) hat die Größenordnung der Steinkohlesubvention erreicht, allerdings für weit weniger Strommenge. Die dem Nachhaltigkeitsgebot geschuldete Schonung der Ressourcen wird zwar erfüllt, jedoch werden den nachfolgenden Generationen erhebliche Kapitalbelastungen aus diesem Subventionstopf auferlegt. Falls Grundlast aus Kernkraftwerken mittelfristig verdrängt wird, vermindert sich nicht die CO<sub>2</sub> - Emission, sondern erhöht sich diese, aufgrund dem zunehmenden zeitweiligen Erzeugungsbedarf aus Gasturbinen zu Zeiten abflauernder Winde.

Ein denkbarer Beitrag der Windenergie von z.B. 10 % erfordert eine jährliche Dauersubvention von rd. 3,5 Milliarden Euro. Ob wir uns dies auf Dauer, selbst wenn die Abschmelzungsregelung voll greift und die Dauersubvention auf 2,3 Mrd. Euro verringert, ökonomisch leisten können, scheint wohl wie am Beispiel der deutschen Steinkohle parteiübergreifend festgestellt, nicht der Fall zu sein. Eine Studie des IAEW der TH Aachen von Prof. Dr. Haubrich "Technische Grenzen der Einspeisung aus Windenergieanlagen" kommt zu dem Ergebnis, dass:

- ab 2016 bei E.ON Netz jährlich 850 Mio. Euro mehr für Regelernergie zu Lasten der Netzkosten des eigenen Netzes aufzubringen sind,
- sich Leistungsenpässe in den Hoch- und Höchstspannungsnetzen des Nordbereiches ergeben,
- der Netzausbau bei E.ON Netz zusätzlich rd. 550 Mio. Euro erfordert und
- der Neubau von bis zu 1000 km Freileitungen erforderlich wird.

Im RWE Net-Netz sind derzeit bereits infolge der fluktuierenden Windleistungseinspeisung 400 MW Regelleistung zusätzlich vorzuhalten.

Da die Einspeisung von Strom aus Photovoltaikanlagen nahezu ausnahmslos in die Niederspannungsnetze erfolgt, und die Gesamtleistung kaum ins Gewicht fällt, ist der technische Einfluss auf die Netzregelung noch vernachlässigbar.

#### **Zu der Frage, ob**

- die erhebliche Kapitalbelastung durch den forcierten Einsatz erneuerbarer Energien,
- die vermehrte CO<sub>2</sub>-Emission infolge einer kernenergiefreien Stromerzeugung oder
- die Akzeptanz des Betriebes und der Endlagerung der weltweit sichersten Kernkraftwerke auf subventionsfreier Kostenbasis mit weiterem Verbesserungspotenzial durch Forschung und Entwicklung,

zukünftige Generationen in einer globalisierten Welt mehr belasten, möchte der Autor nicht Stellung nehmen, sondern dies den hierfür legitimierten politischen Entscheidungsträgern auf Grund der dargelegten Sachverhalte überlassen.

Gemäß der Gleichung:

**„Klarheit plus Wahrheit gleich Glaubwürdigkeit“**

sollten daher die Zusammenhänge und Möglichkeiten gemäß der gesetzlichen Grundlage und praktikabler Regelungen objektiv mit den Chancen und Risiken dargestellt werden.

Im Sinne der Nachhaltigkeit zu beachten ist jedoch die Feststellung von David Lloyd George:

**"Jede Generation hat ihren Tagesmarsch auf der Straße des Fortschritts zu vollenden. Eine Generation, die auf dem schon gewonnenen Grund wieder rückwärts schreitet, verdoppelt den Marsch für ihre Kinder".**

Dies sollten wir unseren Kindern wohl ersparen.

Auf der Wintertagung der kerntechnischen Gesellschaft KTG in Bonn am 27./28.1.1998 konnte man aus einem Vortrag des verehrten Herrn Kardinal Schwery, aus Sion in der Schweiz, zum Thema „Nuklearindustrie und Ethik“ erfreulicherweise vernehmen, dass aus seiner Sicht auch die in der Kerntechnik arbeitenden Menschen auf einem guten Weg hoher Verantwortlichkeit weiterarbeiten dürfen und sollen. Herr Kardinal Schwery führte hierzu u.a. aus: „...auch die Kernenergie stammt vom Schöpfer Gott, also kann die Beschäftigung mit ihr in friedlicher Absicht auch nicht vom Teufel beseelt sein.“

Wegweisend kann auch ein Wort des leider früh verstorbenen Aachener Bischofs Klaus Hemmerle sein, dieser schrieb mir am 7.11.1993 in einem Brief im Zusammenhang mit der friedlichen Nutzung der Kernenergie zur Energieerzeugung, die ja in besonderer Weise zum Klimaschutz beitragen könnte, falls die CO<sub>2</sub>-Klimatheorie doch stimmen sollte, u.a.:

**„Sorglosigkeit und Zuversicht einerseits,  
Vorsicht und Umsicht andererseits,  
machen uns bereit, Verantwortung zu tragen“.**

Dem ist nichts hinzuzufügen.

*Danke für Ihre Manuskript,  
mit meiner  
Zustimmung  
(ohne Beschränkung)  
(ohne Vorbehalt)*



Kardinal Heinrich Schwery,  
alt-Bischof von Sitten,  
dankt Ihnen aufrichtig  
und entbietet Ihnen beste Segenswünsche.

*+ Heinrich Karl Schwery*

case postale, CH 1950 Sion 2

## 11. Literatur- und Internet-Hinweise

- [1] Laughton, Michael B.A.Sc., PhD; Spare, Paul, CenEng., MIMechE: Limits to renewables - how electricity grid issues may constrain the growth of distributed generation. Energy World, Journal of the Institute of Energy, November, 2001, pp 8-11.
- [2] Hallmann, Willi: Abriß ausgewählter Beiträge zur Windenergienutzung. FH -Texte, Nr. 43, 1985, Fachhochschule Aachen.
- [3] Alt, Helmut: Netzanschlußmöglichkeiten und energiewirtschaftliche Bewertung von Windkraftanlagen. Elektrizitätswirtschaft, Jg. 94 (1995), Heft 19, S.1224-1234.
- [4] VDEW: Grundsätze für die Beurteilung von Netzrückwirkungen. VDEW, 3. Auflage 1992.
- [5] Handelsblatt, Wirtschafts- und Finanzzeitung: Viel Wind um Windkraftfonds. 14.12.2001.
- [6] Ostrowski, Rolf von: Verfahrensrechtliche Aspekte der Windenergienutzung in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ). BSH Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, Hamburg. VDEW - Fachkongress "Windkraft in Deutschland" am 28.2 und 1.3.2002 in Bremen.
- [7] Uni Münster, Forschungsgruppe Windenergie IWR:  
<http://www.uni-muenster.de/Energie/wind/wind/welcome.html>
- [8] Sontow, Jette: Dissertation, Energiewirtschaftliche Analyse einer großtechnischen Windstromerzeugung. IER Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Prof. Dr. A. Voß, Forschungsbericht Band 73.
- [9] Waschki, Thomas: Nutzung der Windenergie, Rechtsfragen, Leitfaden für Kommunalpolitiker und Kommunalverwaltungen, Kommunal-Verlag GmbH, Recklinghausen, 1. Auflage 2002.
- [10] Portz, Norbert: Planungsrechtliche Steuerung von Windkraftanlagen durch Städte und Gemeinden. DStGB Deutscher Städte- und Gemeindebund. Verlagsbeilage "Stadt und Gemeinde INTERAKTIV" Ausgabe 7-8/2002.
- [11] Nordex: We power wind energy. [www.nordex.de](http://www.nordex.de)
- [12] Enercon: [www.enercon.de](http://www.enercon.de)
- [13] Radtke, Uwe; E.ON Netz GmbH, Lehrte: Technische und wirtschaftliche Konsequenzen der Windenergienutzung in Deutschland. Vortrag in Bad Salzdetfurth am 27.11.2002.
- [14] Windmüller, Rolf; RWE NET AG, Dortmund: Wie viel Windenergie verkraftet das Netz? VDEW/VDN/ZVEI-Fachkongress "Windkraft in Deutschland" am 20.3. 2003 in Lübeck.
- [15] Heinloth, Klaus: Die Energiefrage - Bedarf und Potentiale, Nutzung, Risiken und Kosten. Vieweg Verlag, Braunschweig/Wiesbaden. 2. Auflage, 2.2003.
- [16] Weber, C.: Das Investitionsparadox in wettbewerblichen Strommärkten. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 52.Jg.(2002), Heft 11, S. 756-759.
- [17] [www.eex.de/spot\\_market/market\\_data](http://www.eex.de/spot_market/market_data)