

NETZEINSPEISUNG AUS ZEITLICH FLUKTUIERENDEN QUELLEN

Helmut Alt

RWE Rhein-Ruhr AG, Geschäftskunden Düren
und Fachhochschule Aachen

1. Globale Energiebetrachtung

Seit Jahrtausenden nutzt der Mensch die Windenergie zur Erleichterung seiner Arbeit zu Lande und zu Wasser. Etwa 2% der auf der Erde eingestrahelten Sonnenenergie werden in der Atmosphäre in Strömungsenergie der Luft umgewandelt. Dies entspricht einem Energiepotenzial von rd. 3×10^{16} kWh/a bzw. einer mittleren Leistung von $3,4 \times 10^{12}$ 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. 150×10^{12} kWh/a oder 18 Mrd. t SKE, das in der gleichen Größenordnung wie der Weltenergiebedarf (rd. 14 Mrd. t SKE im Jahr 2000) liegt.

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 (WEA) reservieren und erhebliche Kapitalressourcen zum Bau der Anlagen erschließen. Dies kann an der folgenden überschlägigen Betrachtung für das Ziel von 10 % Windenergieanteil verdeutlicht werden:

Um 10 % des derzeitigen jährlichen Strombedarfs in Deutschland von rd. 500 Mrd. kWh, also 50 Mrd. kWh, durch Windenergieanlagen der 1,8 MW-Klasse decken zu können, wären etwa 17.000 Anlagen erforderlich. Der Kapitalbedarf für die Errichtung dieser WEAs würde rd. 30 Mrd. Euro betragen. Nimmt man großzügig an, dass am unbekanntesten 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 im konventionellen Kraftwerkspark von maximal 2 Cent/kWh (vgl. Abschnitt 3).

Bei der Vergütung von rd. 9 Cent/kWh ergibt sich damit 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, die jedoch rd. 30 % des Strombedarfes deckt. Die Subventionsbelastung der Windenergie ist also auf die gleiche Strommenge bezogen doppelt so hoch wie die der deutschen Steinkohle – für CO₂ freien Strom (positiver Wertbeitrag), aber mit unsicherer Verfügbarkeit (negativer Wert-

beitrag). Die politische Verantwortung für die Höhe des anzustrebenden Windenergieanteils muss an der schwierig zu quantifizierenden Gesamtbilanz von Nutzen und Kosten gemessen werden.

Zu Ende des Jahres 2003 waren in Deutschland 15.387 Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von 14.609 MW in Betrieb. Im Vorjahr waren es 12.000 MW, also eine Steigerung der Leistung um rd. 22 %. Die produzierte elektrische Jahresarbeit lag bei rd. 20 Mrd. kWh gegenüber dem Vorjahreswert von 16,8 Mrd. kWh (+20 %). Die mittlere Benutzungsdauer der Nennleistung betrug also nur rd. 1.400 Stunden von den 8.760 Stunden des Jahres. Damit hat Deutschland die Weltführerschaft in der Stromerzeugung aus Windenergie zu weltweit 39.249 MW behauptet (USA: 6.370 MW, Spanien: 6.200 MW, Dänemark: 3.110 MW; Stand Ende 2003). Ziel der Bundesregierung ist es, bis 2020 die weltweit installierte Leistung im Schlepptau unserer Vorreiterrolle auf 1,2 Mio. MW zu erhöhen (Verdreißigfachung!). Solange die Weltmeisterschaft der Windstromproduktion nicht natürlicherweise bei den Ländern mit dem größten Windenergiepotenzial liegt [1], wird unsere Vorreiterrolle jedoch 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 ist in Abb. 1 dargestellt. Auch in diesem küstennahen Land ist die Zufälligkeit der Leistungsverfügbarkeit bis zu Null-Einspeisung trotz hoher Windhöffigkeit zu erkennen.

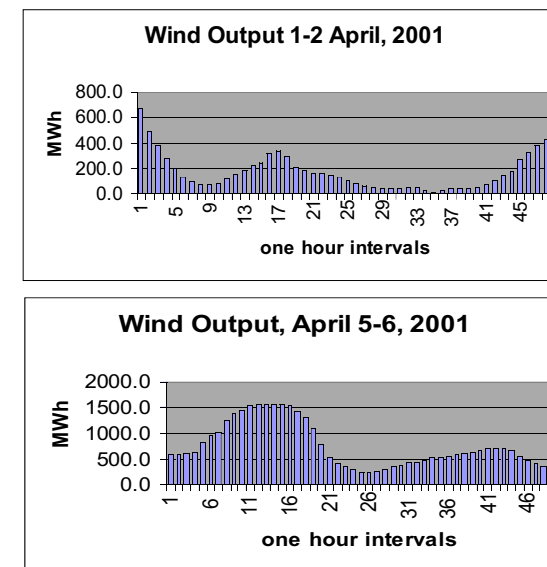


Abb. 1: Windleistungseinspeisung in West-Dänemark (Jütland und Furen) [1]

Noch ungünstiger als im Kraftwerksbereich (verdrängte Arbeitskosten) ist die Kostenbilanz der Windenergieeinspeisung beim Leitungsnetz, da dessen Übertragungskapazität zu den Lastschwerpunkten unabhängig von den Windenergieanlagen konzipiert sein muss. 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 heranzuführen zu können. Dies gilt sowohl in den Küstenländern, da dort die bevorzugten Standorte nahe der Küste liegen, als auch im Binnenland, wo bebauungsarme Höhenlagen bevorzugt werden. Für Standorte der Windenergieanlagen im Offshore-Bereich sind ohnehin erhebliche zusätzliche Investitionen für Leitungsbau und Umspannstationen erforderlich.

Einen anschaulichen Einblick in diese Problematik liefern z. B. die Leistungsganglinien einer Windkraftanlage des Windparks Ormont in der Eifel (Abb 2). Festzustellen ist, dass zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast in Höhe von 72,2 GW in 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 Kraftwerkeinspeisungen oder Auslegungskapazitäten der Netze verdrängt.

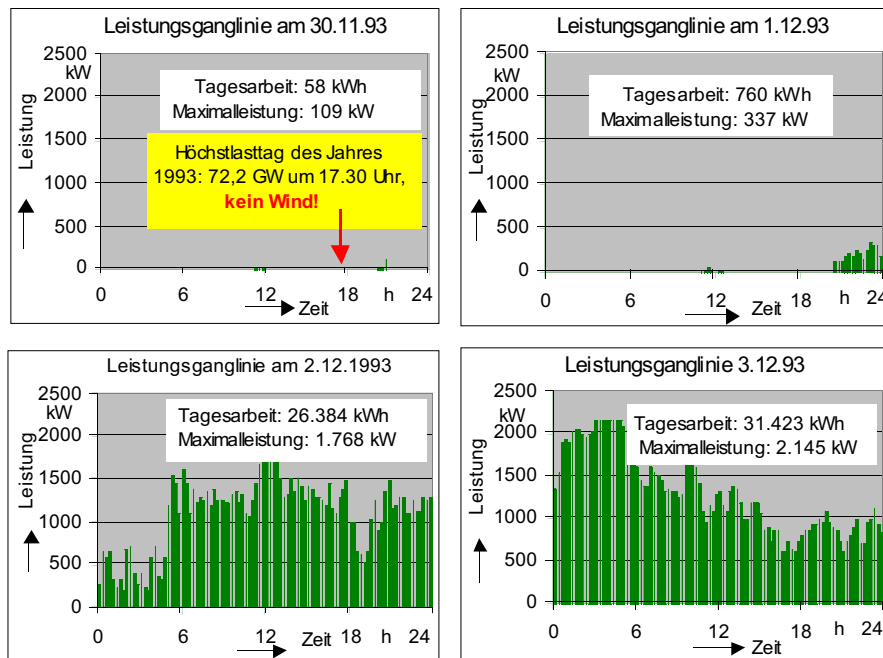


Abb. 2: Leistungsganglinien des Windparks Ormont in der Eifel (Ausbaustand 7x300 kW).

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 Abb. 3 ist ein solcher Fall infolge einer Windböe-Belastung in der Zeit von 5.30 Uhr bis 6 Uhr für den Windpark Ormont (Ausbaustand 3x300 kW) dargestellt.

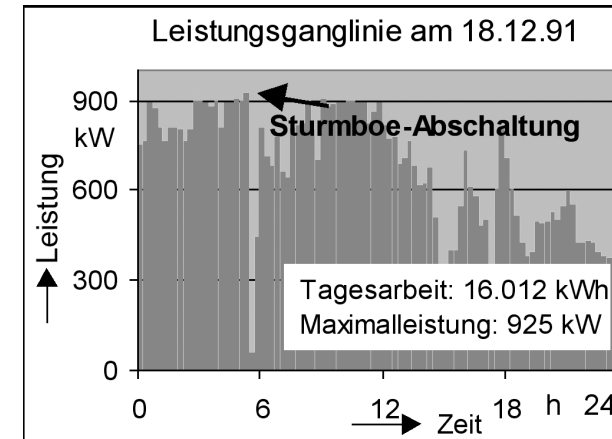


Abb. 3: Sicherheitsabschaltung bei Windgeschwindigkeiten über 25 m/s.

2. Belastungsverhältnisse am Beispiel der Windenergieeinspeisung im Netzgebiet der Kreis-Energie-Versorgung Schleiden im Jahr 2001

Als Beispiel sei hier die Windenergieeinspeisung in das Netz des 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 Abb. 4a ist die Leistungsganglinie und in Abb. 4b die zugehörige Leistungsdauerlinie für die Zeit vom 1.1.2001 bis 28.2.2001 und vom 1.11.2001 bis 31.12.2001 dargestellt.

Die 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 der Basis des bestehenden offenen Liefervertrages gedeckt werden muss.

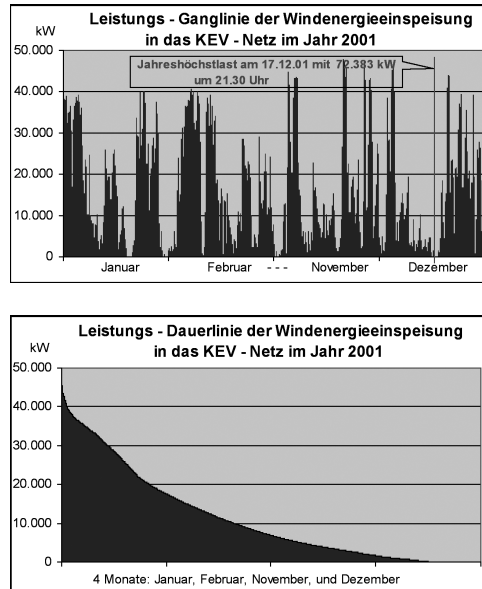


Abb. 4: Leistungsganglinie (oben) und Leistungsdauerlinie (unten) der Windenergieeinspeisung in das KEV-Netz Schleiden im Jahr 2001

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. Um die fiktive Höchstlast ohne Windeinspeisung besser bewerten zu können, seien noch die nächst höheren maximalen Leistungswerte angegeben:

- | | |
|---|----------|
| 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 Windleistung unbeeinflusst.

In Abb. 5 sind die Leistungsganglinien für den Höchstlasttag des RWE-Bezuges am 17.12.2001 dargestellt. Wie man sieht, stimmt die Summenlastganglinie (schwarz) nahezu mit der Ganglinie der RWE-Einspeisung (gepunktet) überein. Der verbleibende RWE-Bezug ist infolge der Windenergieeinspeisung wesentlich unbestimmter in der Leistung, was zu einem erheblich höheren Bedarf an teurerer Regelleistung und Regelleistung führt. Man erkennt ins-

besondere aus Abb. 6 und 7, dass der RWE-Bezug an windhöffigen Tagen bei Windleistungseinspeisung entsprechend zeitsynchron zurückweicht.

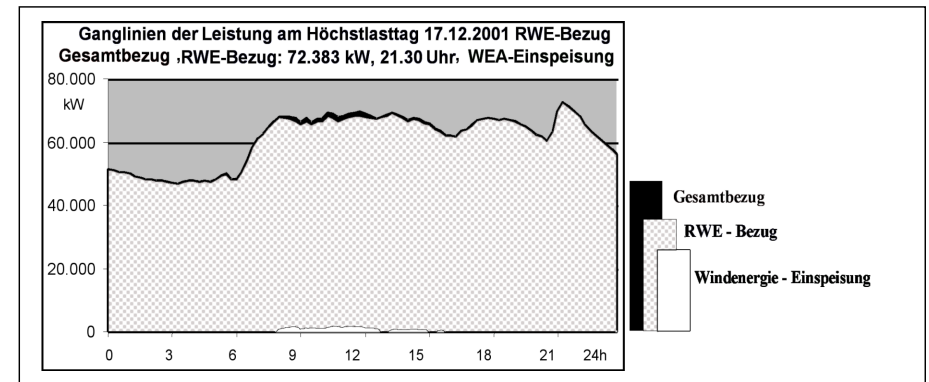


Abb. 5: Leistungsganglinien am Höchstlasttag der RWE-Einspeisung, des Gesamtbezuges der KEV und der Windleistungseinspeisung am 17.12.2001

Die fiktive Höchstlast ohne Windeinspeisung erfordert eine Analyse der Werte aller Leistungsmaxima für den Gesamtbezug als Summe aus dem Bezug von RWE Plus und der Windleistungseinspeisung. Denn es ist noch zu prüfen, ob nicht zu Zeiten hoher Windleistungseinspeisung, 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 Windleistungseinspeisung über die 35.040 1/4 h - Leistungswerte hinweg ergeben, die sich für die ersten 5 Maximalwerte 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 Windleistungseinspeisung 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 (vgl. Abb. 6). Dabei ist die Windleistung mit einem relativ günstigen Zufallswert von rd. 30 % der Summen-Nennleistung am Spitzenlasttag berücksichtigt. Die Minima der Leistung sind stark durch die Windleistung geprägt, so dass die Gesamt-Benutzungsdauer für den Bezug der

Energie vom Vorlieferanten sich für die KEV von 5.403 Stunden ohne Windenergieeinspeisung auf 4.253 Stunden mit Windenergieeinspeisung verschlechtert hat.

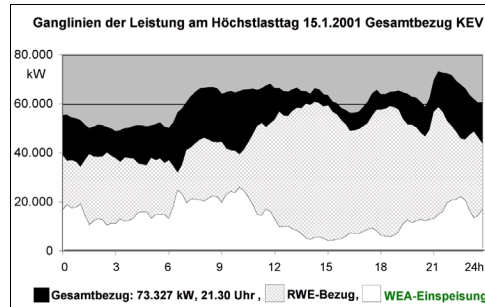


Abb. 6: Leistungsganglinien der KEV-Gesamtabgabe der RWE-Einspeisung und der Windleistungseinspeisung am Höchstlasttag 15.1.2001

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 und zeigt 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 Regellenergie infolge der unkalkulierbaren fluktuierenden Windleistungseinspeisung.

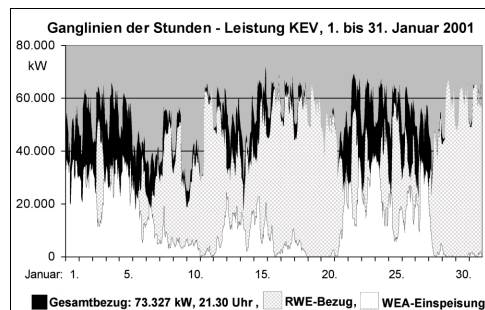


Abb. 7: Ganglinien der Stundenleistung des KEV-Gesamtbezuges, der RWE-Einspeisung und der Windleistungseinspeisung im Monat Januar 2001

Aus Abb. 7 ist zu erkennen, dass sich selbst bei den Ganglinien der Stundenleistungen für den gesamten Monat Januar 2001 erhebliche Zeitbereiche ohne Leistungseinspeisung infolge flächendeckender Windstille ergeben.

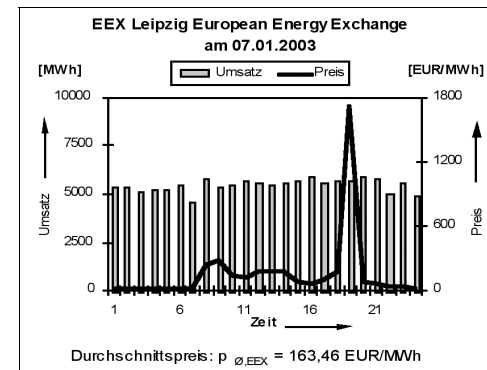
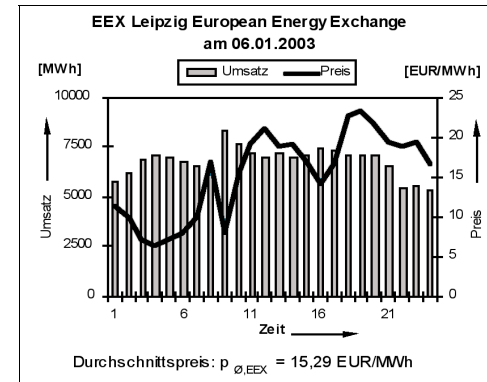
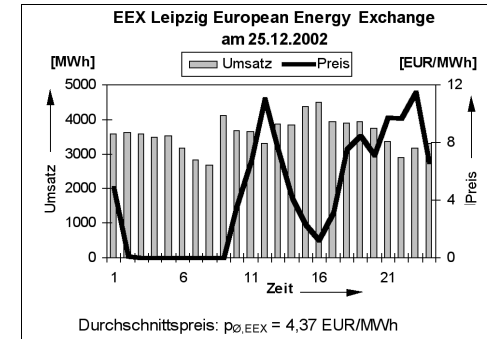


Abb. 8 a,b,c: Umsätze und „Day-ahead“ Strompreise an der Strombörse in Leipzig am 25.12.200, 6.1.2003 und 7.1.2003.

Die Folgen der nur fluktuierenden Verfügbarkeit der Windenergie lassen sich an den Strompreiskapriolen an der Leipziger Strombörse EEX ablesen (Abb. 8 a bis c). 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 Euro/MWh gemäß dem Preisbildungsgesetz von Angebot und Nachfrage abgegeben.

3. 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 Sekunden: Der Lastausgleich zwischen Erzeugung und Bedarf erfolgt aus der Dynamik aller rotierenden Massen (Generatoren und Motore) und entsprechender Frequenzänderung, im Normalbetrieb bis etwa $\pm 0,1$ Hz.
- 10 Sekunden bis 2 - 3 Minuten: Lastausgleich durch die Primärregelung aller mit einer Statik von rd. 4 % im Parallelbetrieb arbeitenden Kraftwerke mit Energiepufferung über den Kesseldampfdruck 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. Auf Grund des Verbundnetzbetriebes erfolgt dies mit einem Gesamt-Leistungskoeffizienten (früher Leistungszahl genannt) für das UCTE-Netz (Union for the Coordination of Transmission of Electricity) von rd. 20.000 MW/Hz in den einzelnen Regelzonen (z.B. RWE-Regelzone Leistungskoeffizient $K = 5.200$ MW/Hz), so dass die Frequenzschwankungen im Normalbetrieb auf etwa $\Delta f = \pm 0,01$ Hz begrenzt bleiben.

Somit wird bei diesen an der Primärregelung beteiligten Kraftwerken durch die Einspeisung der fluktuierenden Windenergie elektrische Arbeit eingespart, die mit dem Primärenergiepreis für Importkohle von knapp 1,5 Cent/kWh zu bewerten ist. Der Brennstoffverbrauch erhöht sich allerdings wieder durch die fluktuierende Einspeiseleistung der Windkraftwerke und die

hierdurch zusätzlich erforderliche Regelernergie. 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 vorgenannte kostenadäquate Vergütungsbetrag aus den ersparten Arbeitskosten der brennstoffgespeisten Kraftwerke und dem zuzuordnenden gesicherten Leistungsanteil zur Höchstlastzeit von rd. 2 Cent/kWh.

Etwas höher 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 eines nennenswerten Leistungsanteils 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 sogenannte „Regelernergie“ über Ausschreibungsverfahren für eine bestimmte Folgezeit beschafft. Der Bedarf an Regelernergie ergibt sich insbesondere dann, wenn bei Starkwindverhältnissen plötzlich Orkanböen auftreten und ganze Windparks zur Überlebenseicherung bei Windgeschwindigkeiten von 25 m/s abschalten. Diese Situation entspricht dann z.B. dem plötzlichen Ausfall eines Kernkraftwerkblocks mit einer Leistung von 1300 MW, jedoch mit wesentlich höherer Häufigkeit.

Die Reaktion des Verbundsystems ist zunächst ein Frequenzabfall nach Maßgabe des Leistungskoeffizienten des UCTE-Gesamtnetzes. Diesem wird dann durch die Aktivierung von Regelleistung in der Form von Primärregelleistung von den mit gedrosselter Leistung betriebenen Turbosätzen und der Aktivierung von Sekundär-Regelleistung aus Speicher- und Pumpspeicher-Wasserkraftwerken entgegen gewirkt.

4. Bauarten von Windenergieanlagen und Netzeinbindung

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 und Mittelspannungszuleitung (z.B. 20 kV-Kabel),

- Bei Windparks direkte Einbindung in das Hochspannungsnetz (z.B. über 110 kV Pass-Plug and Switch-System Anlagen).

Der Verknüpfungspunkt mit dem Mittel- oder Hochspannungsnetz muss so gewählt werden, dass der VDEW-Richtlinie "Grundsätze für die Beurteilung von Netzzrückwirkungen" entsprochen wird [4].

Die Ausbildung der Rotorblätter von Windenergiekonvertern hat sich im Laufe der Entwicklung wesentlich verändert. Heutige mit Glas- und Kohlefasern stabilisierte Flügel (Prepregs) nutzen die neuesten Erkenntnisse über aerodynamische Profile und erreichen Leistungen bis 5 MW bei 112 m Rotordurchmesser. Diese bieten dem Wind eine geringe Flächendichte bei bis zu 450 km/h Blattspitzengeschwindigkeit.

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 (= Verhältnis der Blattfläche zur Rotorkreisfläche) 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 Abb. 9 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.

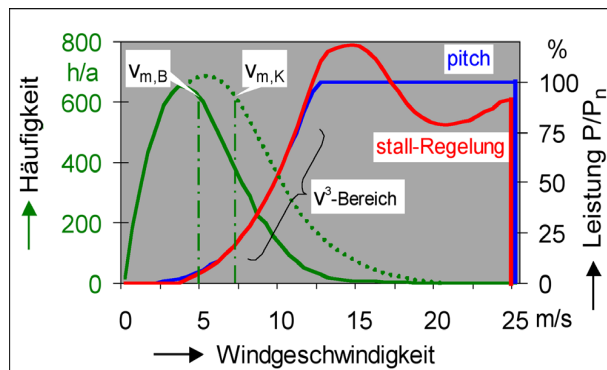


Abb. 9: Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit im Binnenland und an der Küste sowie Leistungskennlinien für pitch- und stall-Regelung.

Die Nennleistung wird bei einer Windgeschwindigkeit von rd. 13 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 der am häufigsten auftretenden Windgeschwindigkeit von 6,5 m/s.

5. Offshore -Windenergieanlagen

Mit über 15.000 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 WEA weit draußen im Offshore-Bereich der Nord- und Ostsee in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ). Ein im Mai 2001 veröffentlichtes Positionspapier des Bundesumweltministeriums sah 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 (Abb. 10).

Nach einer Studie des Deutschen Windenergie-Instituts (DEWI) in Wilhelmshaven könnten 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. Dieser Bereich ist jedoch bereits durch vielfältige Nutzungen wie Schifffahrtswege, Öl- und Gas-Pipelines, Naturschutzreservate, Bundeswehr-Sperrgebiete (z.B. U-Boot-Tauchgebiete, Torpedo-Zielgebiete), Kabeltrassen u. ä. belastet. 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 nur HGÜ-Verbindungen in Frage kommen.

Damit kommen zu den Anlagekosten erhebliche Infrastrukturkosten hinzu, die den Vorteil der höheren Windhöufigkeit auf See (mit etwa 4.000 Stunden Benutzungsdauer bei der Nennleistung) in der Kostenkalkulation wieder kompensieren. Setzt man die wesentlich erhöhten Gründungskosten auf dem Meeresboden (Wassertiefe bis zu 40 m), sowie die vorgenannten Infrastrukturkosten für den Stromtransport über große Entfernungen in Relation zu der „nur“ doppelt so hohen spezifischen Ertragserwartung, so erscheint eine wirtschaftlich vertretbare Erschließung in diesem Bereich sehr zweifelhaft.

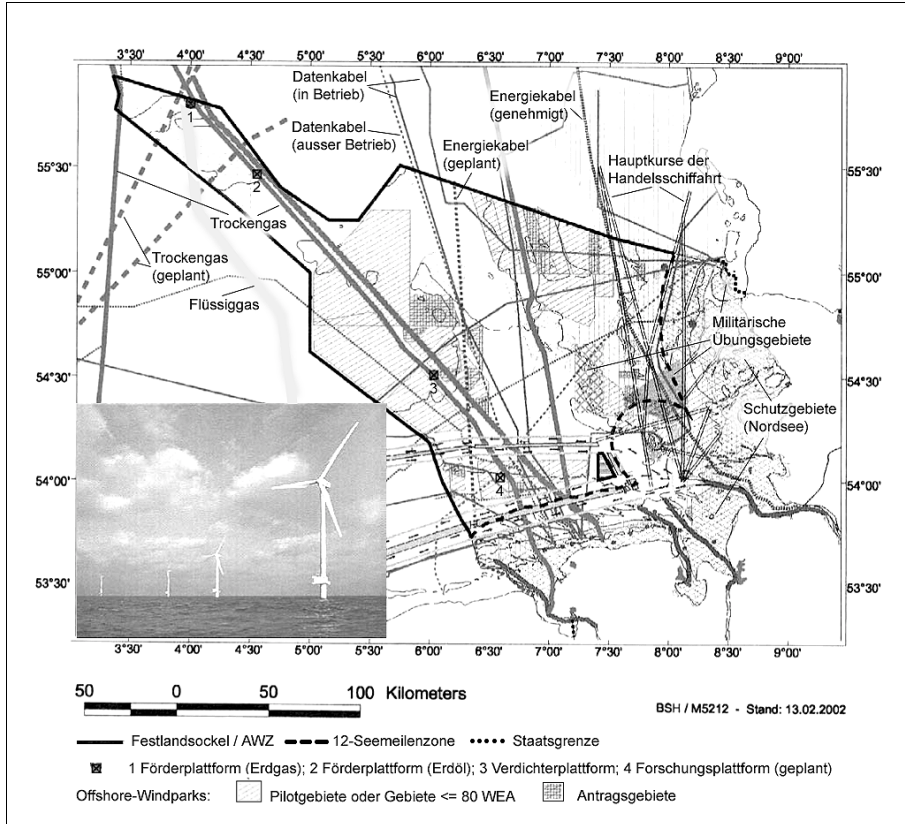


Abb. 10: Nutzungen im deutschen AWZ-Bereich der Nordsee (Quelle BSH [6]).

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 Firma Prokon Nord Energiesysteme geplanten 12 Anlagen werden in 30 m tiefem Wasser gegründet. Die geschätzten Kosten für das Pilotprojekt belaufen sich auf 125 bis 140 Mill. 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 sollte im Frühjahr 2003 begonnen werden. Bislang hat sich der Baubeginn jedoch aus vielerlei Gründen verzögert.

Für die weitere Entwicklung ist eine bessere Ausnutzung der bereits genutzten Binnenlandstandorte durch den Ersatz vorhandener Anlagen durch solche mit höherer Einheitsleistung („Repowering“) und die Erschließung des Offshore-Bereiches in der deutschen Nord- und Ostsee vorgesehen. Abbildung 11 zeigt eine in der Branche diskutierte Zukunftsentwicklung des „Repowering“.

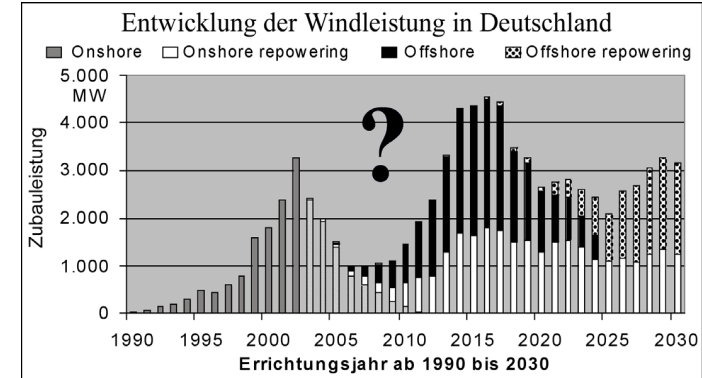


Abb. 11: Mögliche Standort- und Leistungsentwicklung der Windenergieerzeugung in Deutschland

Die Offshore-Erschließung bedingt den Bau von Höchstspannungsleitungen von der Nordseeküste bis zu den Lastschwerpunkten im Ruhrgebiet und in Mitteldeutschland mit einer Trassenlänge von rd. 1000 km und einem Investitionsbedarf von rd. 550 Mio. Euro. Abbildung 12 zeigt die durch Regelleistung auszugleichenden Lastflüsse aus den UCTE-Partnerstaaten bei z.B. orkanbedingter Sicherheitsabschaltung von 2.700 MW Windeinspeisung im Offshore-Bereich.

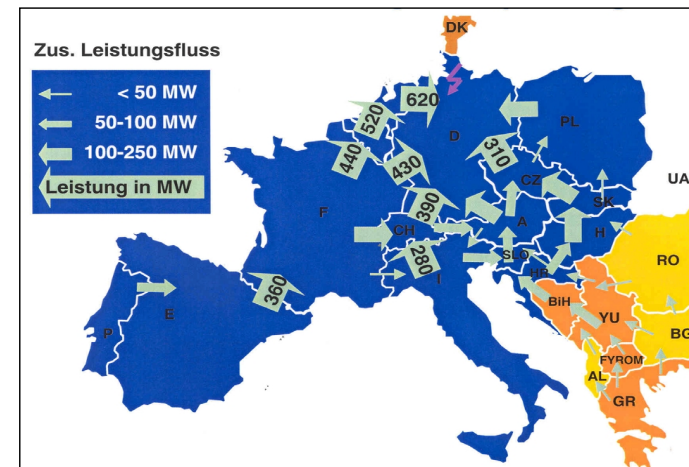


Abb. 12: Übertragung der Regelleistung bei Ausfall von 2.700 MW Windeinspeisung (Quelle: RWE Net).

Die trotz relativ ungünstigem Windstärkepotenzial in Deutschland erreichte Weltmeisterschaft in der Windenergieerzeugung wird durch eine relativ ungünstige Energieertragseffizienz und damit ungünstige Effizienz des angelegten Kapitals erkauf.

6. Entwicklung von Stromerzeugungsmix und Stromkosten

Die Palette der verschiedenen Erzeugungsarten elektrischer Energie reicht von der seit 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 Strommix aus dieser Angebotspalette in Deutschland ist in Abb. 13 mit den Mengenanteilen und spezifischen Kosten dargestellt:

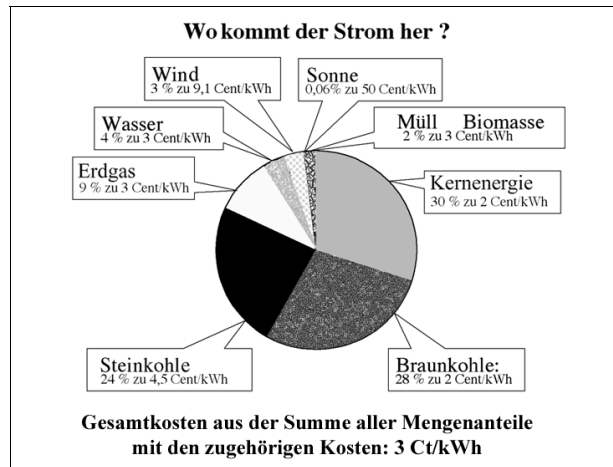


Abb. 13: Mengenverteilung des heutigen Stromerzeugungsmix und spezifische Stromkosten

In den Stromkosten für den Endverbraucher spielen die Stromerzeugungskosten gegenüber den staatlichen Abgaben und den Netznutzungskosten nur eine untergeordnete Rolle (Abb. 14).

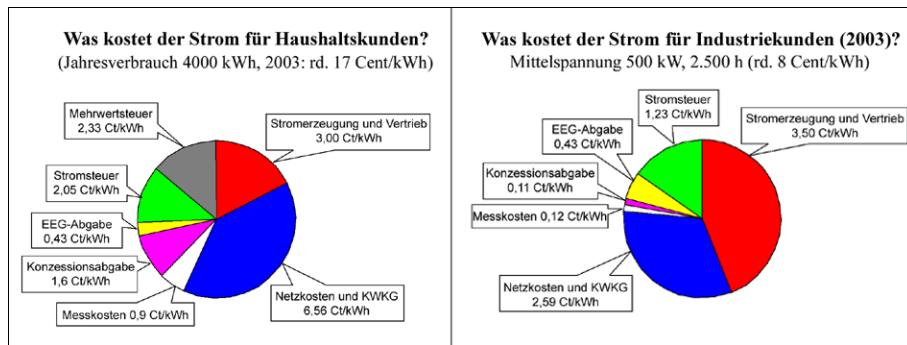


Abb. 14 : Aufteilung der Gesamtkosten für die Belieferung von Haushaltskunden aus dem Niederspannungsnetz einschliesslich MWSt (links) und von Sondervertragskunden aus dem Mittelspannungsnetz ohne MWSt (rechts)

Die Stromerzeugungskosten müssen sich im liberalisierten Strommarkt an den für den Strombezug maßgebenden, an den Strombörsen gehandelten Börsenpreisen messen lassen. Bezugsverträge 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 1.5.2000 bis 1.3.2004 jeweils für die Belieferung ab dem Folgejahr ist in Abb. 15 dargestellt.

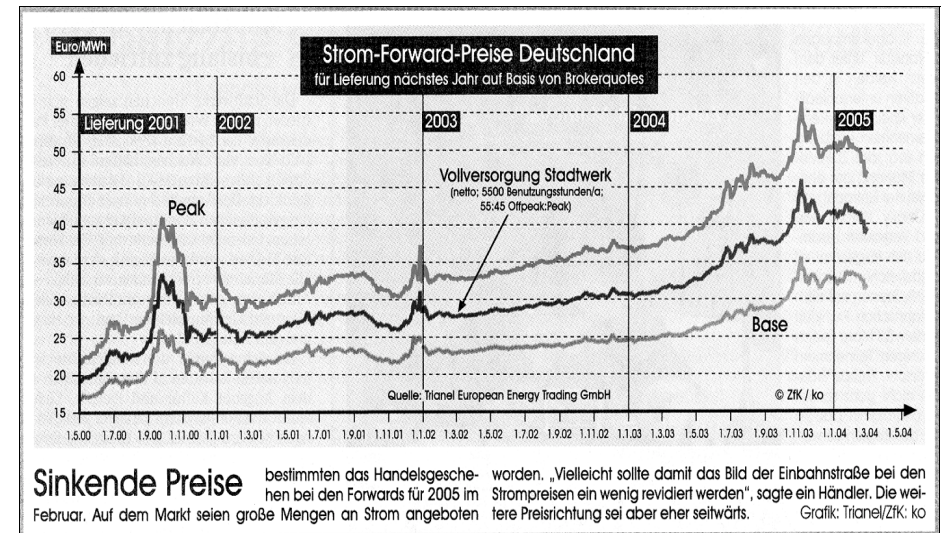


Abb. 15: „Strom-Forward“-Preisentwicklung für Stromlieferungen in den Jahren 2001 bis 2005.

Die Tendenz ist in der betrachteten Zeitspanne leicht steigend, für „Vollversorgung Stadtwerk“ von rd. 2 Cent/kWh für Lieferungen in 2001 auf rd. 4,0 Cent/kWh für Lieferungen in 2005. Die Spotpreise für Stundenkontrakte zeigen eine sehr starke Preisvolatilität von 2 bis 160 Euro/MWh (entsprechend 0,2 bis 16 Cent/kWh) und manchmal noch darüber hinaus.

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 davon und Zurückfahren der inländischen Steinkohlenutzung.

Der Übergang unseres derzeitigen ausgewogenen Stromerzeugungsmixes zu einem technisch denkbaren, visionären Zukunftsmix gemäß den aktuellen energiepolitischen Erwartungen ist in Abb. 16 dargestellt. Die Konsequenz wäre eine Steigerung der jährlichen Stromerzeugungskosten von derzeit rd. 15 Mrd. Euro auf rd. 45 Mrd. Euro.

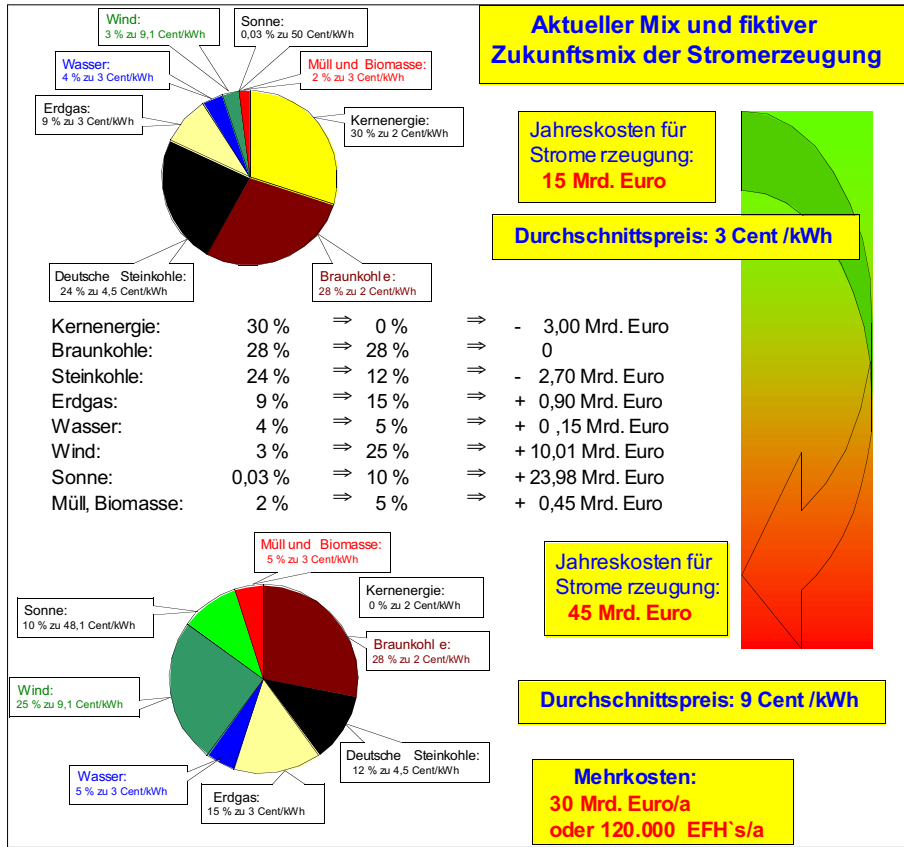


Abb. 16: Aktueller und fiktiver zukünftiger Stromerzeugungsmix

7. Zusammenfassung

Die Nutzung der Windkraft zur Stromerzeugung hat in Deutschland (über 15.000 Anlagen, Deckung von rd. 4 % des Strombedarfes) auf Grund der erfolgreichen staatlichen Förderung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) einerseits und die steuerlichen Vorteile aus Verlustzuweisung und Abschreibung andererseits den weltweit höchsten Stand erreicht. Bezüglich der Nennleistung hat sie mit rd. 15.000 MW bereits die 18 %-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 25 % 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 gesetzlich 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 eine geringere 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 CO₂-Emission, sondern erhöht sich diese auf Grund des zunehmenden zeitweiligen Erzeugungsbedarfs aus Gasturbinen zu Zeiten abflauernder Winde.

Ein denkbarer Beitrag der Windenergie an der jährlichen Stromerzeugung von z.B. 10 % erfordert eine jährliche Dauersubvention von rd. 3,5 Milliarden Euro. Ob wir uns dies, selbst wenn die Abschmelzungsregelung voll greift und sich die Dauersubvention auf 2,3 Mrd. Euro verringert, auf Dauer ökonomisch leisten können, ist, wie das Beispiel der deutschen Steinkohle zeigt, sehr fraglich.

Nach den großflächigen Stromausfällen in Nordamerika am 14.8.2003, in London am 28.8.2003, in Schweden/Dänemark am 23.9.2003 und in Italien am 28.9.2003 ist die Zuverlässigkeit der Stromversorgung in Deutschland in den Blickpunkt des Interesses gerückt. Daraufhin wurde die Zuverlässigkeit der Stromversorgung in Deutschland von einer Task Force der ETG im VDE, mit Experten aus Wissenschaft und Wirtschaft, neu bewertet und Handlungsempfehlungen in einem Fünf-Punkte Katalog erarbeitet. Dieser fordert insbesondere vom Gesetzgeber im Rahmen des liberalisierten Energiemarktes ein energiepolitisches Gesamtkonzept mit einem klaren Ordnungsrahmen, um so die notwendigen Investitionsentscheidungen auf einer wirtschaftlich sich rechtfertigenden Basis treffen zu können. Hierbei spielen die anstehenden Ersatzinvestitionen für etwa die Hälfte des derzeitigen deutschen Kraftwerkparcs von ca. 50 bis 60 Mrd. Euro bis 2020 eine entscheidende Rolle.

Die Verantwortlichkeit zur Erhaltung einer ausreichenden Reserveleistung ist nicht zuletzt unter den Bedingungen des liberalisierten Strommarktes und der politischen Vorgabe einer Steigerung des Anteils erneuerbarer Energie bis 2010 von heute 5 % auf 12,5 % und bis 2020 auf mindestens 20 % neu zu regeln.

Der notwendige Anteil technisch verfügbarer Reserveleistung von bisher rd. 12 % der installierten Leistung wird infolge der nur fluktuierenden Verfügbarkeit der mit Wind- und Sonnenenergie betriebenen Erzeugungsanlagen erheblich zunehmen. Dabei ist zu beachten, dass die Differenz der installierten Summenleistung aller Kraftwerke zu dem Spitzenleistungsbedarf am Spitzenlasttag von derzeit rd. 30 % der installierten Leistung aus vielfältigen Verfüg-

barkeitsgründen – z. B. im Winter durch Vereisung der Wasserkraftwerkszuläufe in den Bergregionen – nicht mit der notwendigen Reserveleistung verwechselt werden darf. Leider ist dies in der Vergangenheit bei Verlautbarungen aus dem politischen Raum und in Presseartikeln bezüglich behaupteter Überkapazitäten sehr häufig geschehen.

Zu der Frage, ob

- die erhebliche Kapitalbelastung durch den forcierten Einsatz erneuerbarer Energien,
- die zweckentfremdete Inanspruchnahme der probabilistisch notwendigen Reserveleistungen,
- die vermehrte CO₂-Emission infolge einer kernenergiefreien Stromerzeugung oder
- die Akzeptanz des Betriebes und der Endlagerung der weltweit sichersten Kernkraftwerke 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 der Basis der dargelegten Sachverhalte überlassen.

Literatur- und Internet-Hinweise

- [1] **Laughton, Michael and Spare, Paul:** Limits to renewables – how electricity grid issues may constrain the growth of distributed generation. in: 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. in: Elektrizitätswirtschaft, Jg. 94 (1995), Heft 19, S.1224-1234.
- [4] **VDEW:** Grundsätze für die Beurteilung von Netzzrückwirkungen. 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. WEW-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, Leifaden für Kommunalpolitiker und Kommunalverwaltungen, Kommunal-Verlag GmbH, Recklinghausen, 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
- [12] **Enercon:** 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. 2003.
- [16] **Weber, C.:** Das Investitionsparadox in wettbewerblichen Strommärkten. in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 52 (2002), Heft 11, S. 756-759.
- [17] www.eex.de/spot market/market data
- [18] **VDE:** Stromversorgungsstörungen, VDE-Analyse, www.vde.com/etg
- [19] **Jäger, Gerd und Weis, Michael:** Forschungsförderung Kernenergie 1956 bis 2002. in: Ansubfinanzierung oder Subvention? atw, Jg. 49 (2004) Heft 1, S. 8-10.