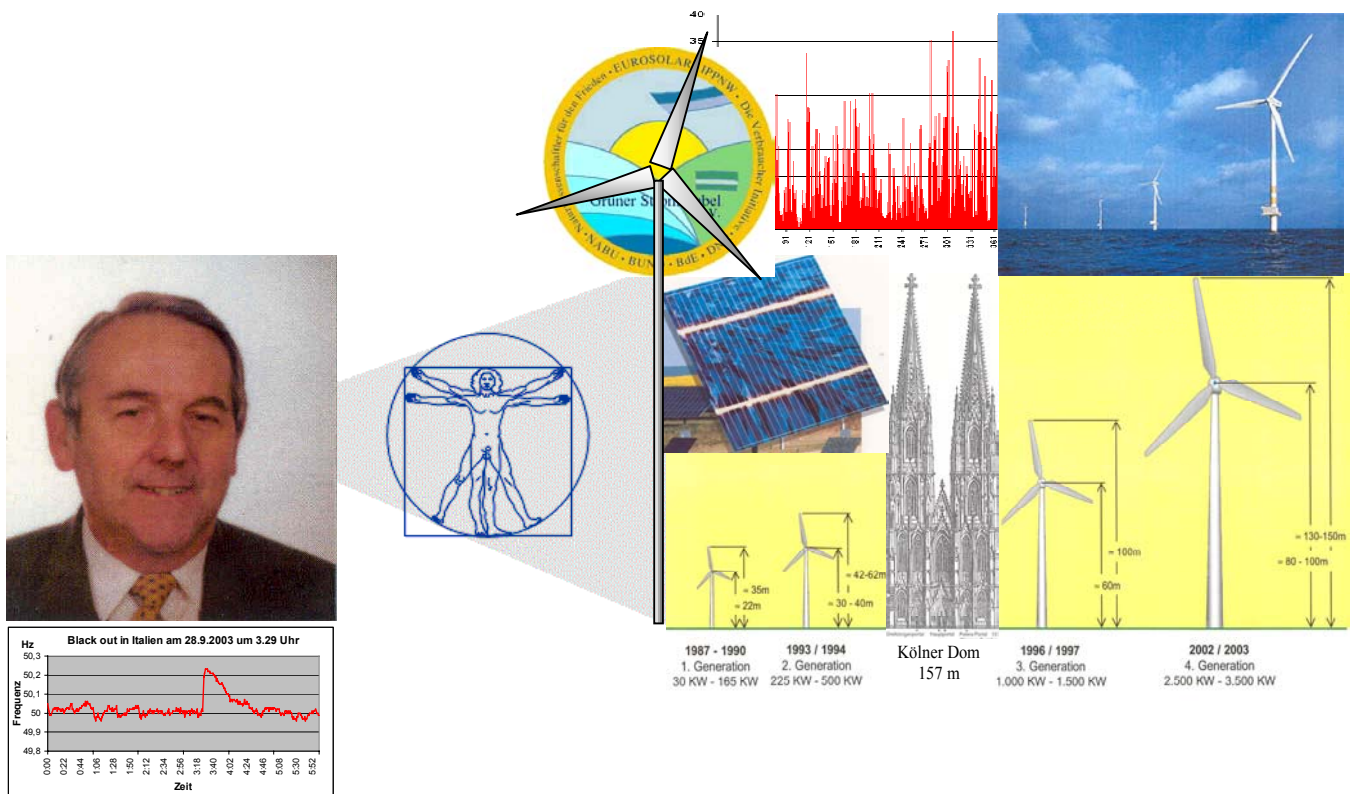


ARBEITSKREIS ENERGIE (AKE)
in der DPG

LMU

DEUTSCHE PHYSIKALISCHE GESELLSCHAFT
Tagungsleiter Prof. Dr. Martin Keilhacker

Netzeinspeisung aus zeitlich fluktuierenden Quellen



Prof. Dr.-Ing. Helmut Alt
RWE Rhein-Ruhr AG, Geschäftskunden Düren
Fachhochschule Aachen

Frühjahrstagung des Arbeitskreises Energie (AKE)
im Rahmen der Jahrestagung der DPG
in München vom 22. bis 26. März 2004
AKE 1.3 Montag, den 22.3. 15.30, HS 221

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 eingestrahlten Sonnenenergie von $1,5 \cdot 10^{18}$ kWh/a werden in der Atmosphäre in Zusammenhang mit dem Klimageschehen in Strömungsenergie der Luft umgewandelt. Dies entspricht einem Energiepotenzial von $3 \cdot 10^{16}$ kWh/a bzw. einer mittleren Leistung von $3,4 \cdot 10^{12}$ 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. $150 \cdot 10^{12}$ kWh/a oder 18 Mrd. t SKE. Betrachtet man daneben den Weltenergiebedarf im Jahr 2000 von rd. 14 Mrd. t SKE = $114 \cdot 10^{12}$ kWh, so liegt dieser in der gleichen Größenordnung des nutzbaren Windenergiepotenzials.

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 der folgenden 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 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 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 CO₂ freien Strom (positiver Wertbeitrag) mit unsicherer Verfügbarkeit (negativer Wertbeitrag). Die politische Verantwortung für die Höhe des anzustrebenden Windenergieanteils muss sich an der schwierig zu quantifizierenden Gesamtbilanz von Nutzen und Kosten messen lassen.

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 % (Vorjahr 37 %). Die produzierte elektrische Jahresarbeit liegt bei rd. 20 Mrd. kWh gegenüber dem Vorjahreswert von 16,8 Mrd. kWh (+20 %). Die mittlere Benutzungsdauer der Nennleistung beträgt rd. 1.400 h von den 8.760 Jahresstunden. Damit hat Deutschland die Weltführerschaft in der Stromerzeugung aus Windenergie zu weltweit 39.249 MW behauptet (USA: 6.374 MW, Spanien: 6.202 MW, Dänemark: 3.110 MW, Stand Ende 2003). Ziel der Bundesregierung ist, bis 2020 die weltweit installierte Leistung auf 1,2 Mio. MW zu erhöhen (30 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 1) dargestellt. Auch in diesem küstennahen Land ist die Zufälligkeit der Leistungsverfügbarkeit bis zu Null-Einspeisung trotz hoher Windhöffigkeit zu erkennen.

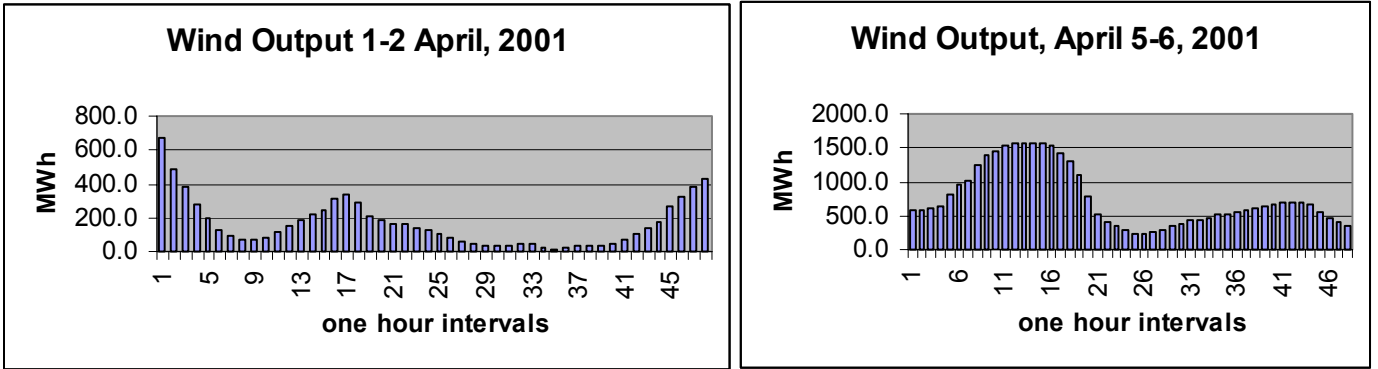


Bild 1. Wind-Leistungseinspeisung in West-Dänemark (Jütland und Furen) [1]

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 heranzuführen 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. 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 2a u. b). 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 Kraftwerkseinspeisungen oder Auslegungskapazitäten der Netze verdrängt.

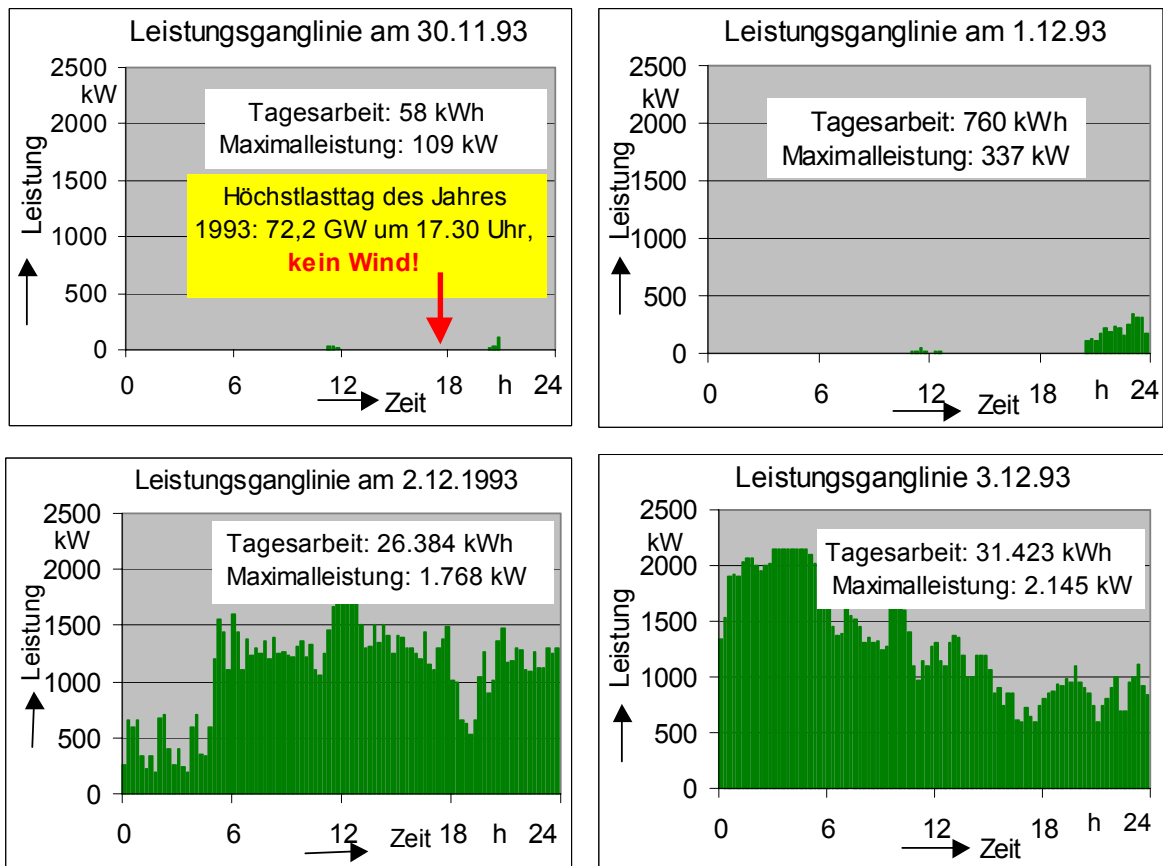


Bild 2b. Leistungsganglinien des Windparks Ormont in der Eifel (Ausbaustand 7x300 kW).

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 3) 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.

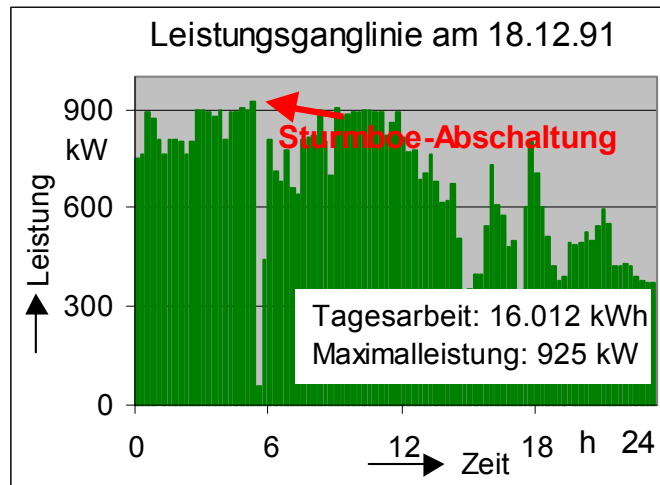


Bild 3. Sicherheitsabschaltung bei Windgeschwindigkeiten über 25 m/s.

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

Als Beispiel sei hier die Windenergieeinspeisung in das Netz 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 Bild 4) ist die Leistungsganglinie und in Bild 5) 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.

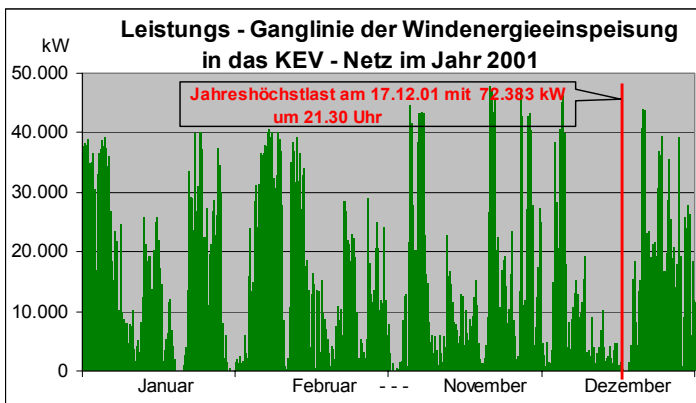


Bild 4. Leistungsganglinie KEV

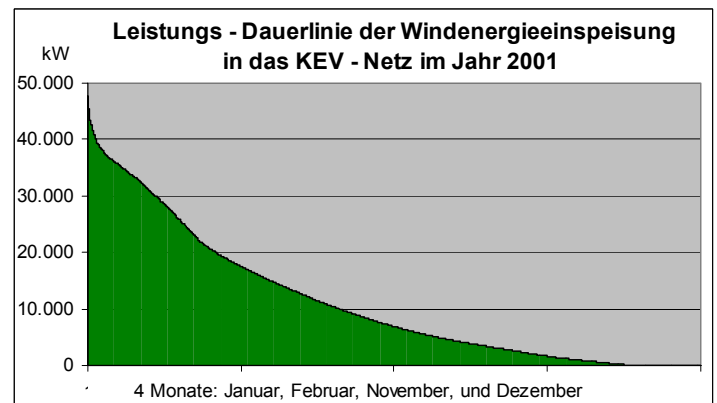


Bild 5. Leistungs-Dauerlinie KEV

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.

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 6) . 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 7).

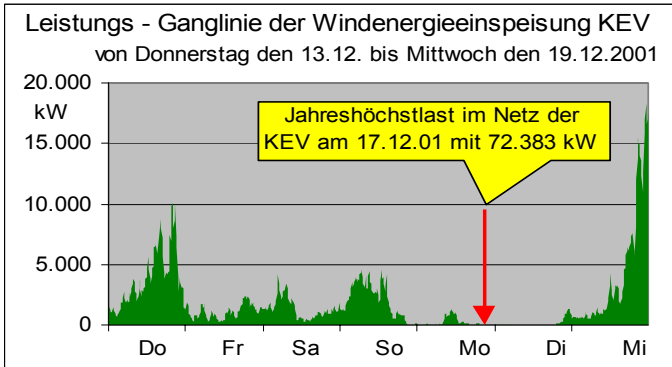


Bild 6. Leistungs - Ganglinie Wind KEV vom 13.12. bis 19.12. 2001

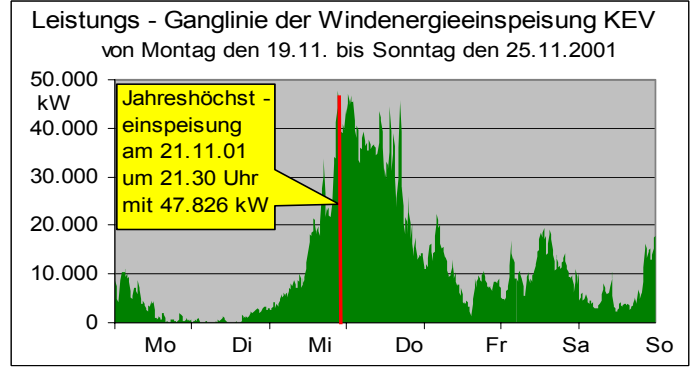


Bild 7. Leistungs - Ganglinie Wind KEV vom 19.11. bis 25.11. 2001

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 maximalen 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 Windleistung unbeeinflusst.

In Bild 8) 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 **Regel- leistung und Regelenergie** führt. Man erkennt insbesondere aus Bild 10, dass der RWE-Bezug an windhöffigen Tagen bei Windleistungseinspeisung entsprechend zeitsynchron zurückweicht.

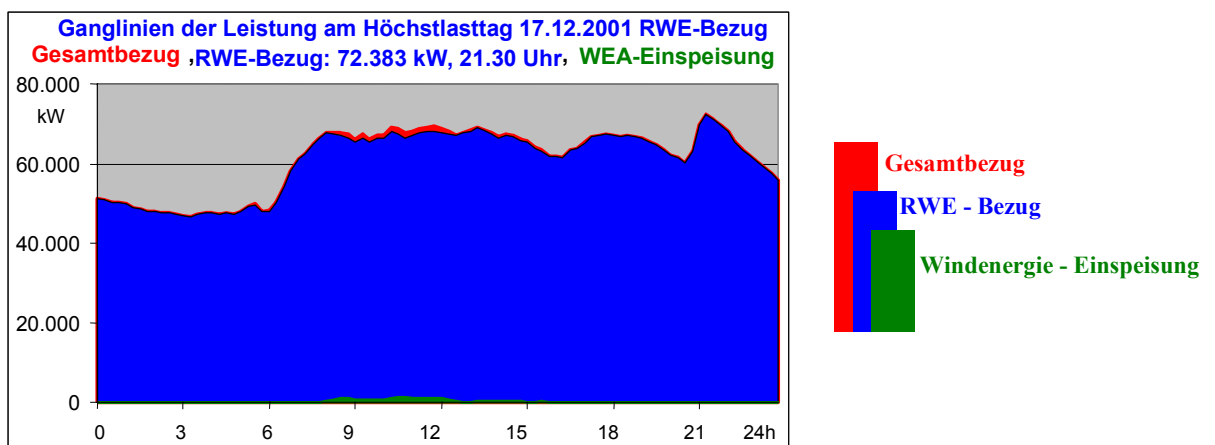


Bild 8. Leistungs - Ganglinien am Höchstlasttag der RWE - Einspeisung, des Gesamtbezuges der KEV und der Windleistungseinspeisung am 17.12.2001

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 - Leistungs- werte 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 (Bild 9). 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 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 Windleistungseinspeisung:

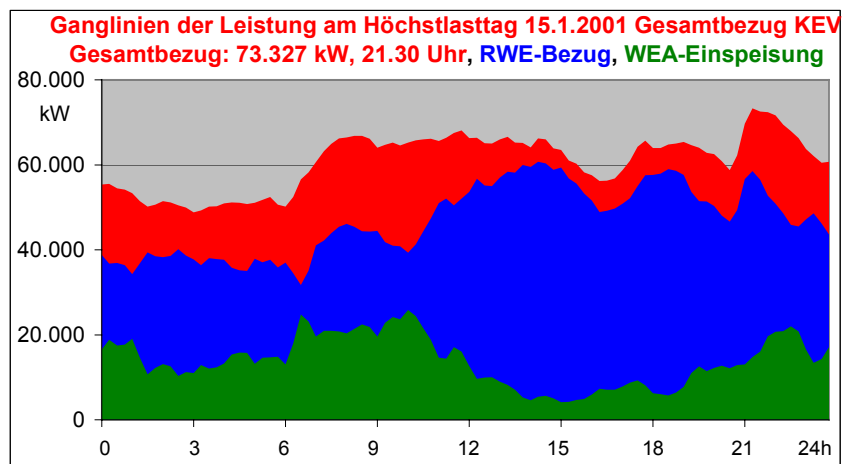


Bild 9. Leistungs - Ganglinien Höchstlast der Gesamtabgabe der KEV, RWE – Einspeisung und Windleistungseinspeisung am 15.1.2001

Aus Bild 10 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:

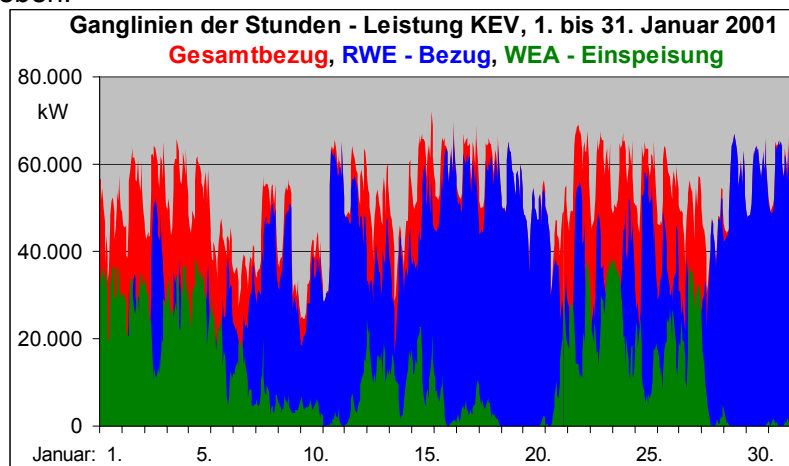


Bild 10. 1h - Leistungs - Ganglinien des KEV- Gesamtbezuges, der RWE - Einspeisung und der Windleistungseinspeisung im Monat Januar 2001

Die Folgen der nur fluktuierenden Verfügbarkeit der Windenergie lassen sich an den Strompreiskapriolen an der Leipziger Strombörse EEX ablesen (Bild 11a 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 1.719,72 Euro/MWh gemäß dem Preisbildungsgesetz von Angebot und Nachfrage abgegeben.

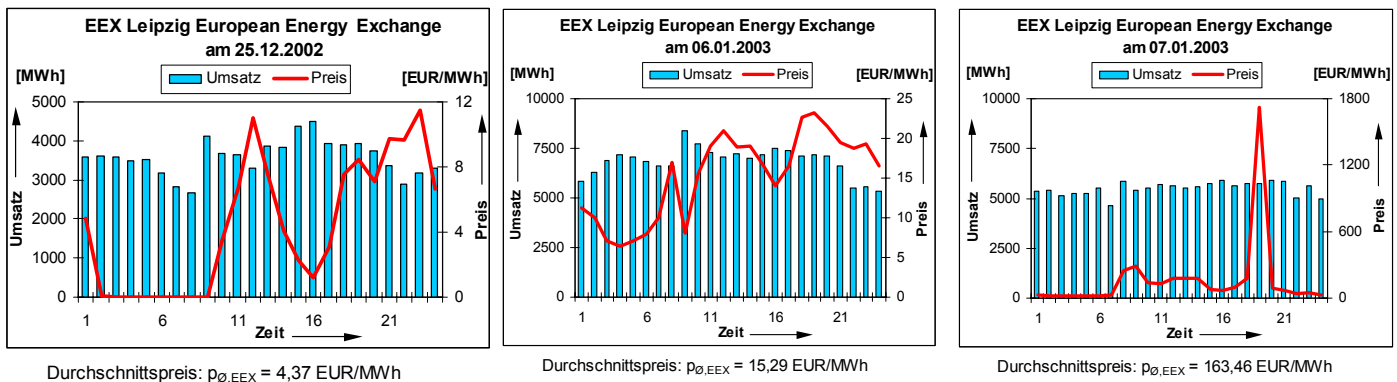


Bild 11 a,b,c. Umsätze und Day - ahead Strompreise an der Strombörse in Leipzig am 25.12.2002 und am 6., 7.1.2003

3. Systemanforderungen

Viele Faktoren setzen der Flexibilität, ein elektrisches Versorgungssystem stabil zu betreiben, praktische Grenzen und erfordern verschiedene Qualitäten der Regelenergie 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 Erzeugungleistung 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 Windeinspeisung 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 Regelenergie. Da innerhalb der Lebenszeit des konventionellen Kraftwerksparks 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 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 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.

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 Primär-Regelleistung von den mit gedrosselter Leistung betriebenen Turbosätzen und der Aktivierung von Sekundär-Regelleistung aus Speicher- und Pumpspeicher-Wasserkraftwerken entgegengewirkt.

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 oder getriebeloser Ringgenerator)
- Rotorblätter
- Betriebsgebäude zur Aufnahme der Netzankopplungseinrichtungen, Transformator sowie Messung und Steuerung und Mittelspannungszuleitung (z.B. 20 kV - Kabel NA2XS2Y 3x150 mm²)
- Bei Windparks direkte Einbindung in das Hochspannungsnetz z.B. über 110 kV Pass-Plug and Switch System Anlagen (ABB).

Der Verknüpfungspunkt mit dem Mittel- oder Hochspannungsnetz muss so gewählt werden, dass der VDEW-Richtlinie "Grundsätze für die Beurteilung von Netzurückwirkungen" entsprochen wird [4]. Die Ausbildung der Rotorblätter von Windenergiekonvertern hat sich im Laufe der Entwicklung wesentlich verändert. Heutige mit Glas- und Kohlefasen stabilisierte Flügel (Prepregs) nutzen die neuesten Erkenntnisse über aerodynamische Profile und erreichen Leistungen bis 5 MW bei 112 m Rotor Durchmesser. 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 erzeugen vergleichbare Drehmomente wie konventionelle, jedoch bei wesentlich höheren Drehzahlen und geben somit höhere Leistungen ab ($P = \omega M$). Als Flächendichte bezeichnet man das Verhältnis der Blattfläche zur Rotorkreisfläche.

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 12) 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:

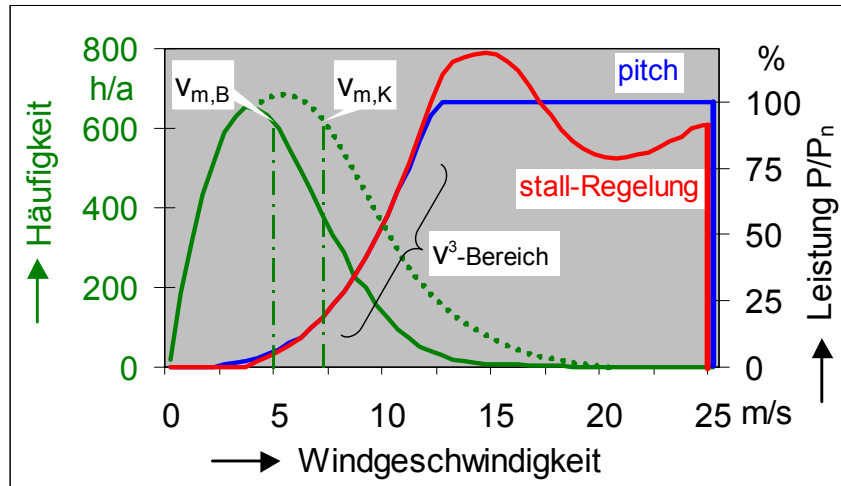


Bild 12. Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit im Binnenland und an der Küste und Leistungskennlinien für pitch- und stall-Regelung.

Die Nennleistung wird bei einer Windgeschwindigkeit von rd. 13 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.

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 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 13 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 13), 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 Windhöffigkeit 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.

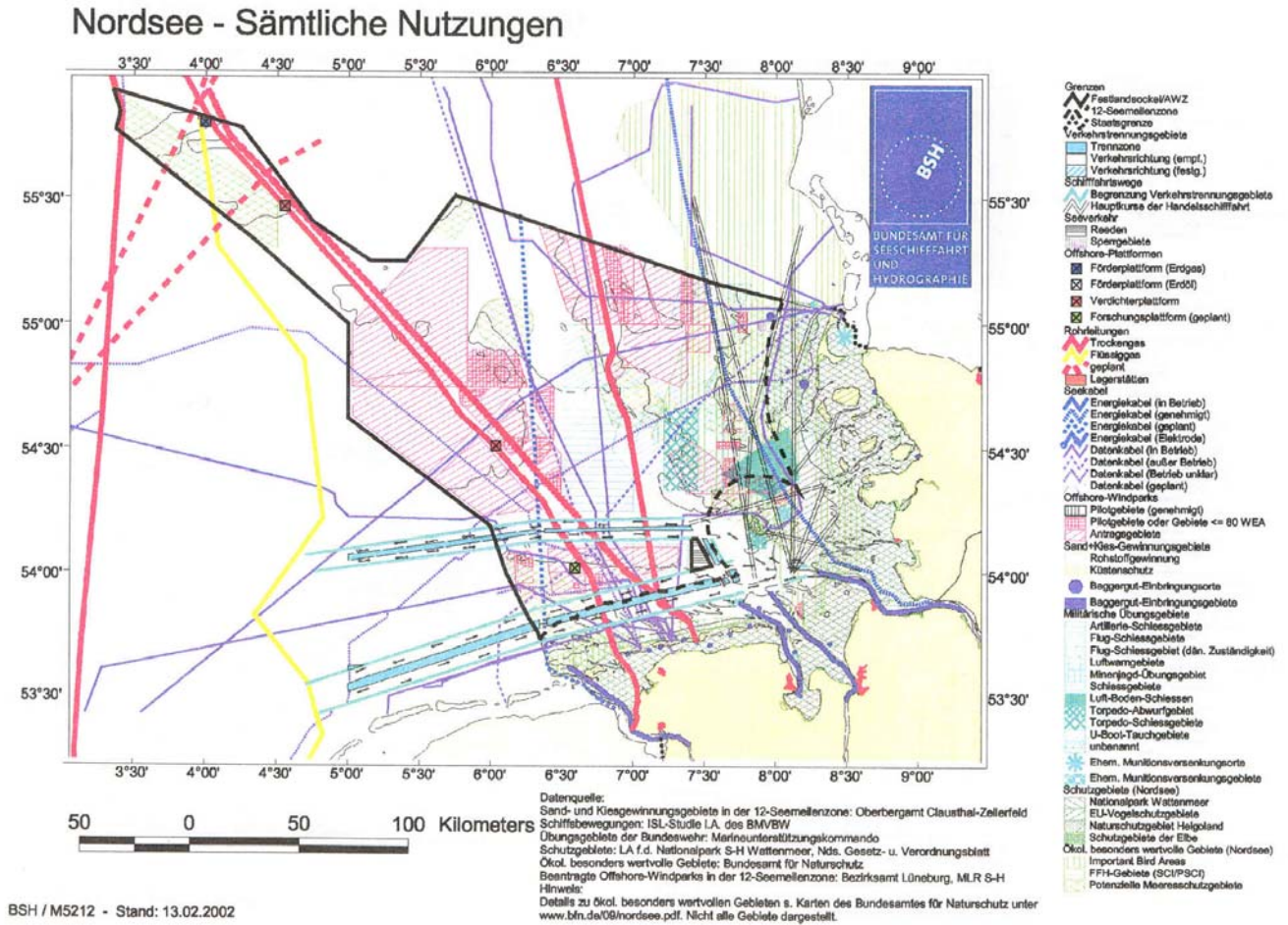


Bild 13. Sämtliche Nutzungen im deutschen AWZ-Bereich der Nordsee (Quelle BSH [6]).

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 14) zeigt eine in der Branche diskutierte Zukunftsentwicklung des repowering auf.

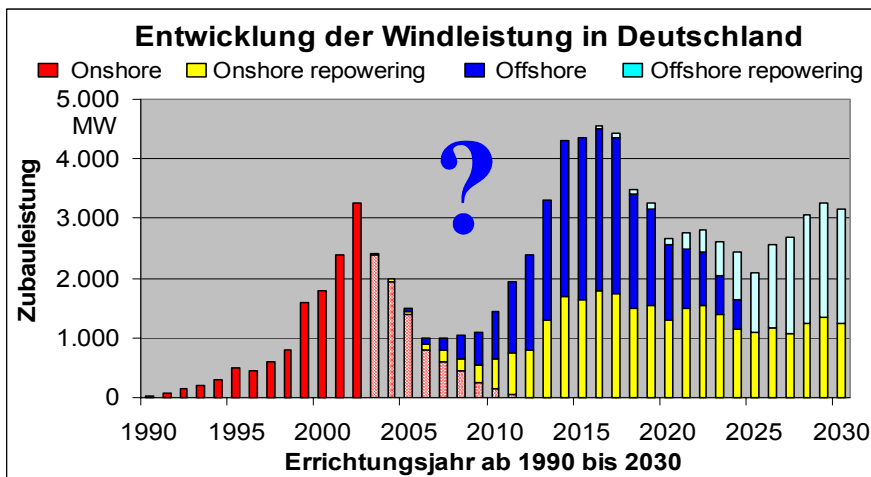


Bild 14. Standort- und Leistungsentwicklung der Windenergieerzeugung in Deutschland

In den Bildern 15 u. 16) sind die von potenziellen Investoren ins Auge gefaßten Offshore - Windkraftprojekte in der deutschen Nord- und Ostsee angegeben.

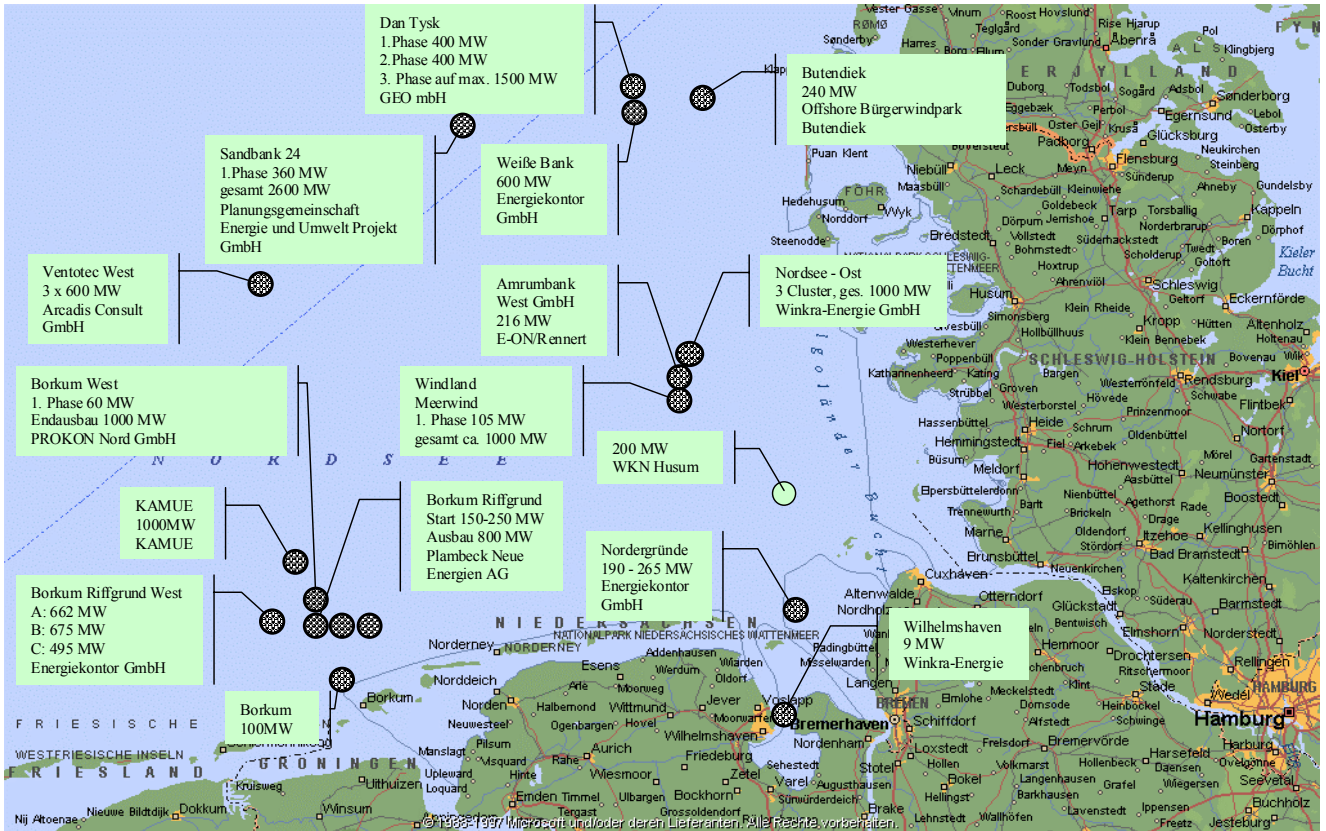


Bild 15. Windenergieprojekte in der AWZ - Zone der deutschen Nordsee (rd. 14.000 MW)

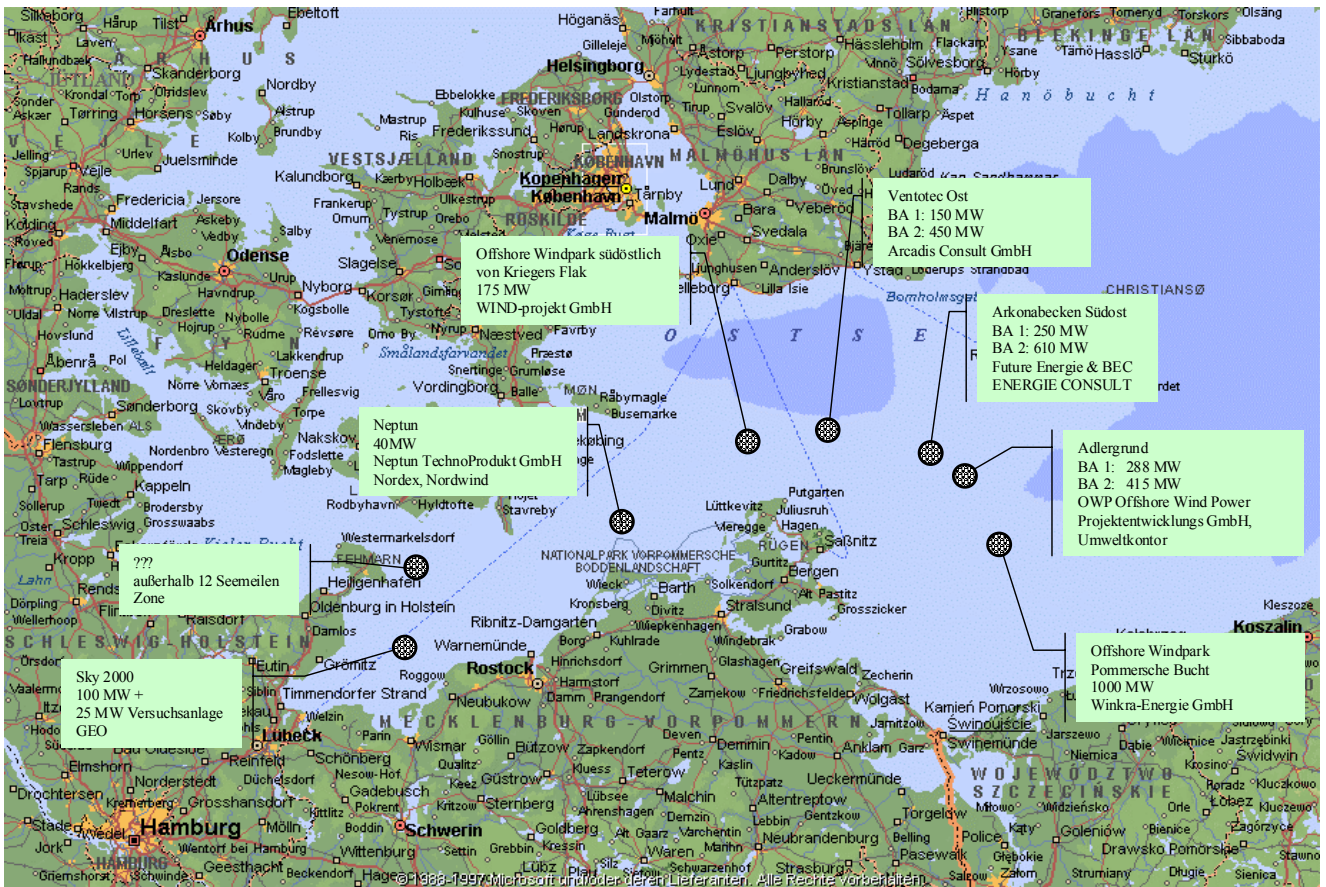


Bild 16. Windenergieprojekte in der AWZ - Zone der deutschen Ostsee (rd. 3.500 MW), (Quelle: Siemens)

Eine technisch lösbare Offshore - Windparkanbindung über 145 kV DC Leitungen ist in Bild 17 nach einer Studie aus dem Hause Siemens dargestellt.

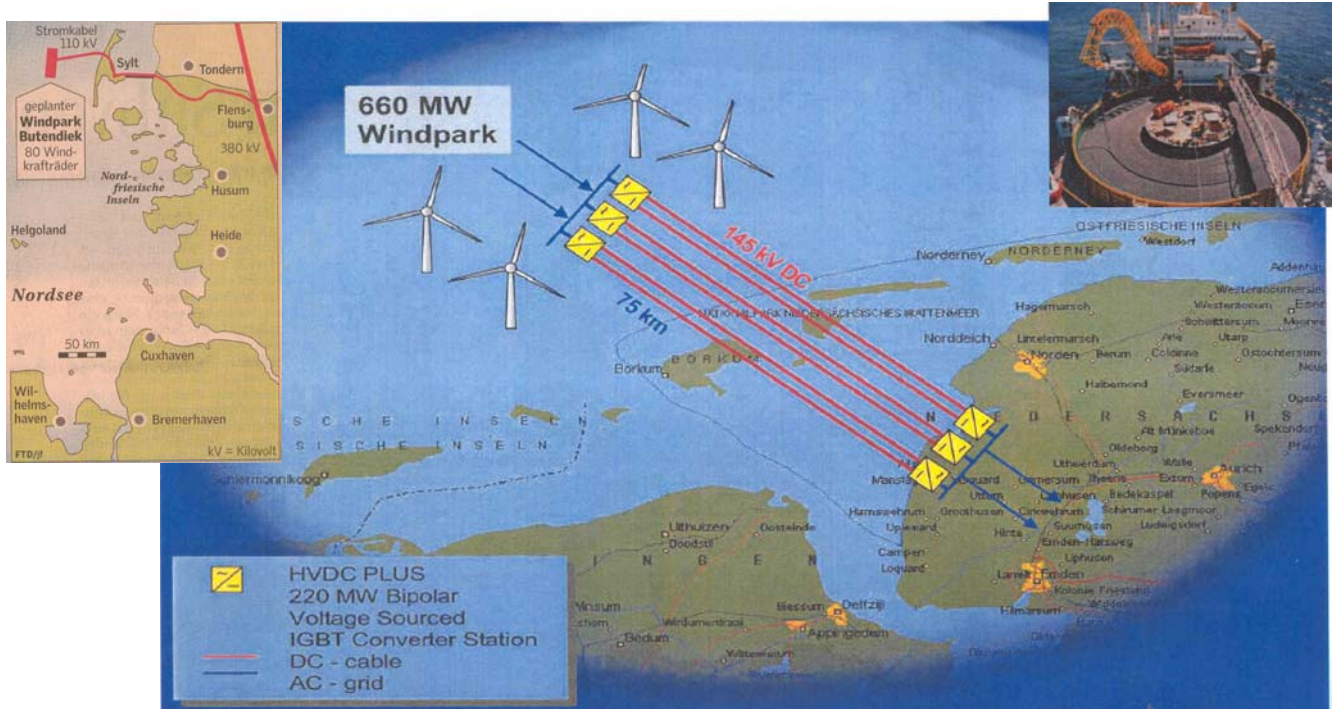


Bild 17. Windparkanbindung Offshore an das Übertragungsnetz (Quelle: Siemens, E.ON [13])
Für 2006 geplanter Bürgerwindpark Butendiek 240 MW, 800 Mio. kWh/a (FTD 23.9.2003)

Das dann folgende Problem ist der Höchstspannungsleitungsbau von der Nordseeküste bis zu den Lastschwerpunkten im Ruhrgebiet und Mitteldeutschland mit rd. 1000 km Trassenlänge und einem Investitionsbedarf von rd. 550 Mio. Euro. Bild 18 zeigt die durch Regelleistung auszugleichenden Lastflüsse aus den UCTE Partnerstaaten bei z.B. orkanbedingter Sicherheitsabschaltung von 2.700 MW Windeinspeisung im Offshore Bereich und das globale europäische Windstärkepotenzial.

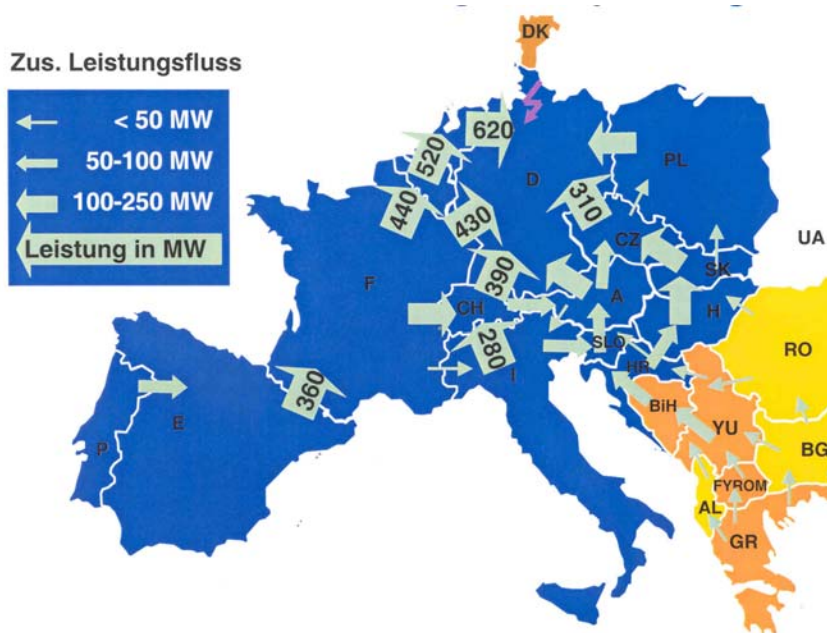


Bild 18. Übertragung der Regelleistung bei Ausfall von 2.700 MW Windeinspeisung (Quelle: RWE Net) und Windstärkepotenzial in Europa.

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 erkauft.

6. Windleistungseinspeisung im E.ON-Netz

Den höchsten Wert zeitgleicher Windleistungseinspeisung in Deutschland hat das Übertragungsnetz der E.ON AG zu verkräften. Bei einer installierten Windleistung von rd. 5.800 MW im Netz der E.ON Regelzone mit einer Netzausdehnung von der österreichischen Südgrenze Deutschlands bis zur Nord- und Ostsee und der dänischen Landesgrenze im Norden betrug die maximale zeitgleiche Windleistungseinspeisung im Jahr 2002 rd. 3.500 MW, die minimale zu mehreren Zeitintervallen Null MW. Die Windkraft hatte mit rd. 8 TWh einen Anteil von rd. 7 % am Verbrauch im gesamten Übertragungsnetz der E.ON-Regelzone. Die verfügbare maximale Windleistung lag zwischen 1 und 35 % der jeweiligen Verbraucherlast, die minimale bei 0 %. In Bild 19 ist die Jahressganglinie der täglichen maximalen Windleistungseinspeisung in Relation zu der zeitgleichen Verbraucherlast aufgetragen.

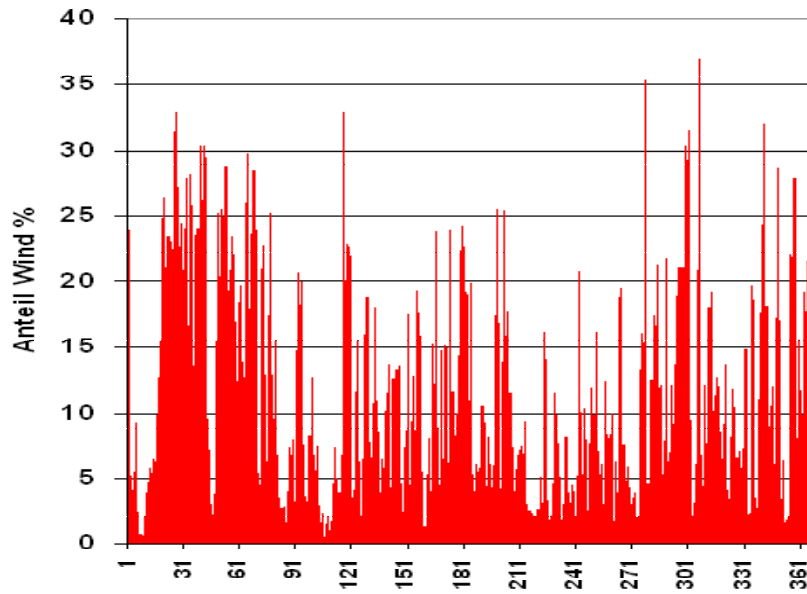


Bild 19. Jahressganglinie der Relation maximaler Windleistungseinspeisung zur zeitgleichen Verbraucherlast im E.ON-Netz 2002

7. 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:

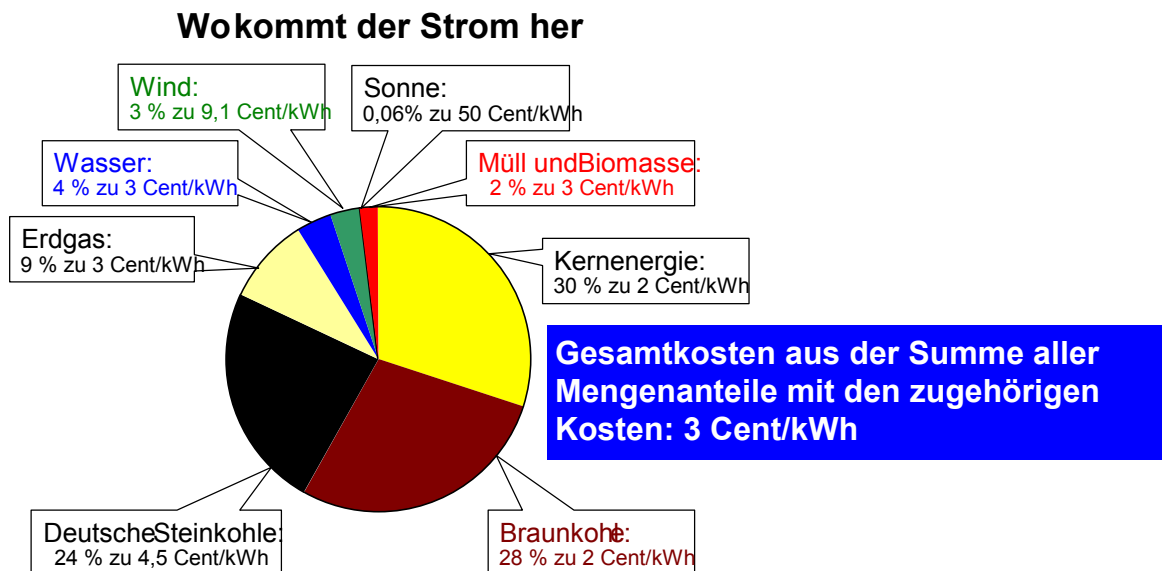


Bild 20. Mengenverteilung des Erzeugungsmix mit spezifischen Kosten für die Stromerzeugung.

Für alle Beteiligten an der Windenergie-Stromerzeugung wie Investoren, Hersteller und Verpächter ist dies - dank der Kosten-Sozialisierung durch das Erneuerbare Energie Gesetz - eine gewinnbringende Geschäftstätigkeit.

Dies ist keine Schande, der Gesetzgeber ermuntert ja ausdrücklich dazu. Unredlich wäre es jedoch, die wirtschaftlichen Defizite mit scheinbar sachlichen Argumenten zu verschleiern.

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

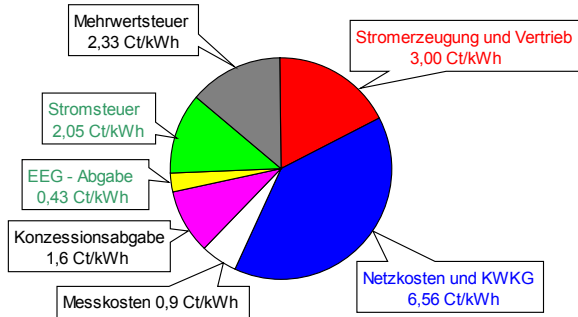


Bild 21. Aufteilung der Gesamtkosten für die Belieferung von Haushaltskunden aus dem Niederspannungsnetz einschließlich Mehrwertsteuer

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

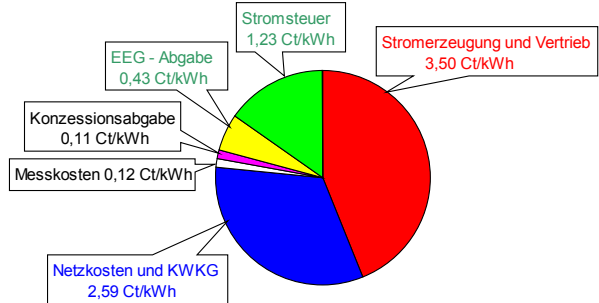


Bild 22. Aufteilung der Gesamtkosten für die Belieferung von Sondervertragskunden aus dem Mittelspannungsnetz ohne Mehrwertsteuer

8. Strompreisentwicklung

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 1.5.2000 bis 1.3.2004 jeweils für die Belieferung ab dem Folgejahr ist in Bild 23 angegeben. Die Tendenz ist in der betrachteten Zeitspanne leicht steigend, für „Vollversorgung Stadtwerk“ von rd. 2 Cent/kWh auf rd. 4,0 Cent/kWh für Lieferungen in 2005.

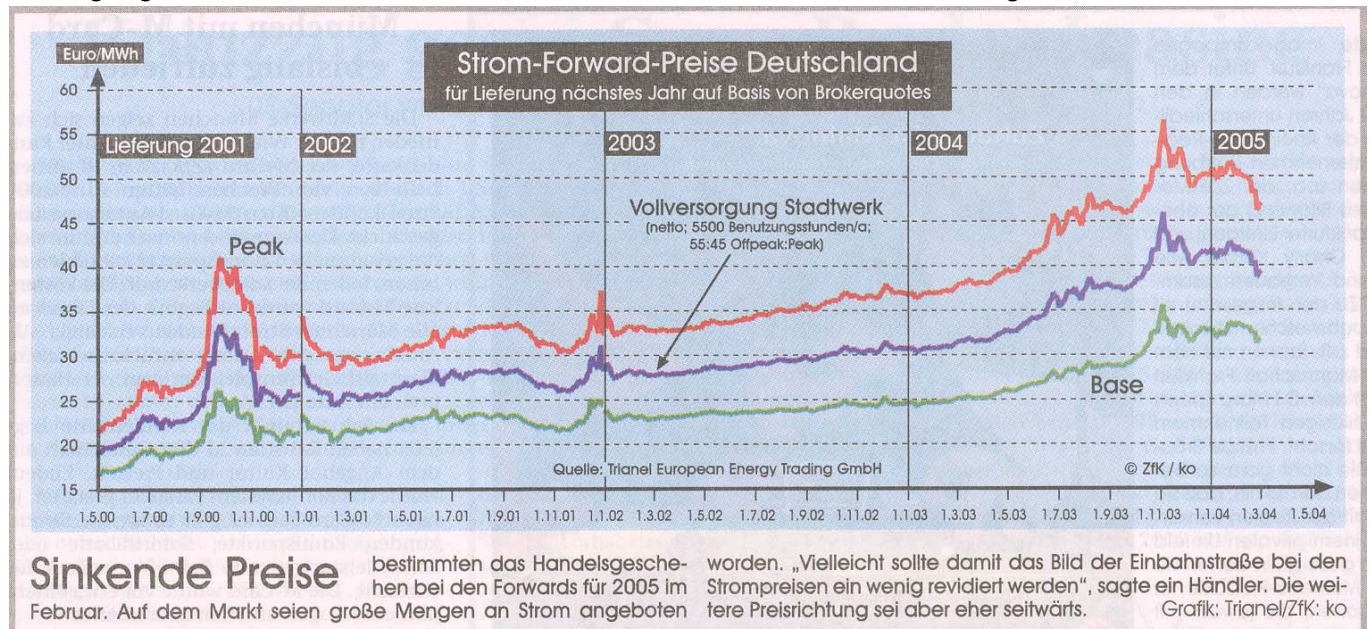


Bild 23. Strom - Forward - Preisentwicklung für Stromlieferungen in den Jahren 2001 bis 2005.

Die Spotpreise für Stundenkontrakte zeigen eine Preisvolatilität von 2 bis zu 160 Euro/MWh (entsprechend 0,2 bis 16 Cent/kWh) und manchmal noch darüber gehend auf.

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 Erzeugungsmixes zu einem technisch denkbaren, visionären Zukunftsmix gemäß den aktuellen energiepolitischen Erwartungen ist in Bild 24 dargestellt. Die Konsequenz wäre für den stationären Zustand eine Steigerung der Stromerzeugungskosten von derzeit rd. 15 Mrd. Euro auf 45 Mrd. Euro.

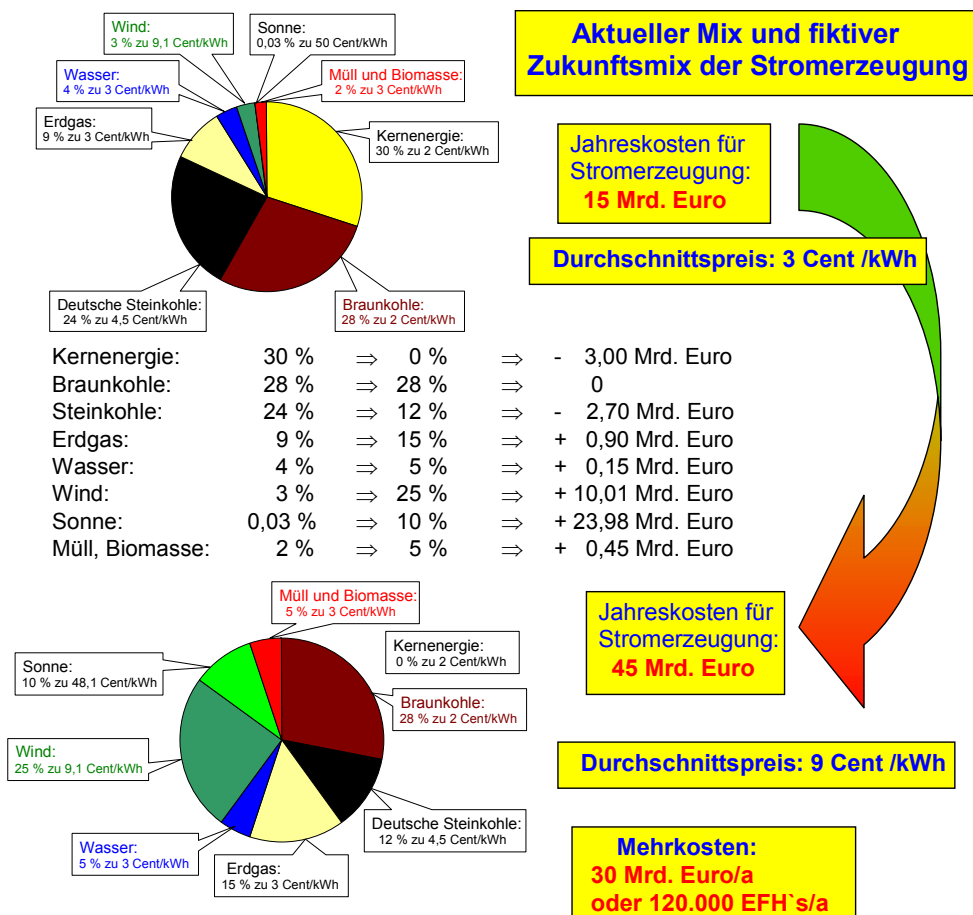


Bild 24. Aktueller und fiktiver Zukunftsmix der Stromerzeugung.

9. Zusammenfassung

Der Nutzungsgrad der Windkraft zur elektrischen Energieerzeugung hat in Deutschland mit über 15.000 Anlagen unterschiedlicher Leistungsklassen zur Deckung von rd. 4 % des Strombedarfes auf Grund 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. 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 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 eine weit 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. Jede einzelne Windenergieanlage kostet volkswirtschaftlich bei gutem Wind rd. 500 Euro pro Tag, bei Flaute deutlich weniger, weil die Energieversorger und durchreichend die Stromkunden bei Flaute

weniger belastet werden. Dies führt zu dem Paradoxon, dass der volkswirtschaftlich günstigste Betriebszustand von Windenergieanlagen deren Stillstand ist.

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 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 Regelleistung zu Lasten der Netzkosten des eigenen Netzes aufzubringen sind,
- sich Leistungsengpässe 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.

Nach den großflächigen Stromausfällen in Nordamerika am 14.8.2003, in England, London am 28.8.2003, in Schweden/Dänemark am 23.9.2003 und in ganz Italien am 28.9.2003 ist die Zuverlässigkeit der Stromversorgung in Deutschland in den Blickpunkt des Interesses gerückt. Daraufhin wurde die Zuverlässigkeit der Stromversorgung bei uns von einer Task Force der ETG im VDE, mit Experten aus Wissenschaft und Wirtschaft, neu bewertet und Handlungsempfehlungen in einem 5 Punkte Katalog erarbeitet. Damit wird insbesondere vom Gesetzgeber im Rahmen des liberalisierten Energiemarktes ein energiepolitisches Gesamtkonzept mit einem klaren Ordnungsrahmen eingefordert, um so die notwendigen Investitionsentscheidungen auf einer wirtschaftlich sich rechtfertigenden Basis auslösen zu können. Hierbei spielen die anstehenden Ersatzinvestitionen für etwa die Hälfte des derzeitigen deutschen Kraftwerkparks 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.

Da die Wasserkraft als der bisherige dominante Träger der Stromerzeugung aus erneuerbarer Primärenergie hinsichtlich des verfügbaren Potenzials bereits seit vielen Jahrzehnten bei uns in Deutschland ausgeschöpft ist, kann der Zuwachs realistischer Weise nur aus dem Ausbau der Windkraft- und Biomassenutzung kommen. Die Stromerzeugung aus Windkraft hat mit rd. 4 % in diesem Jahr den Anteil aus Wasserkraft überholt. Einen nur marginalen Beitrag kann die Stromerzeugung aus Sonnenenergie mittels Fotovoltaikanlagen, trotz des erfolgreich abgeschlossenen 100.000 Dächer Solarstrom-Programms und den nochmals erhöhten Einspeisevergütungen liefern. Die Zielsetzung von 300 MW wurde mit 350 MW (Einspeiseanteil unter 0,1 %) sogar überschritten.

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 Verfügbarkeitsgründen - 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 zur Irreführung der nicht fachkundigen Bürgerinnen und Bürger bezüglich behaupteter Überkapazitäten sehr häufig geschehen.

Die Leistungsbilanz am Spitzenlasttag in Deutschland des Jahres 1997 in dem der maximale Leistungsbedarf am 4. Dezember um 17.45 Uhr auftrat, ist in Bild 25 dargestellt. Bedauerlicher Weise ist die Aktualisierung derartiger Bilanzen über alle Regelzonen in Deutschland in der dargestellten Detaillierung mangels Datenmaterial problematischer geworden.

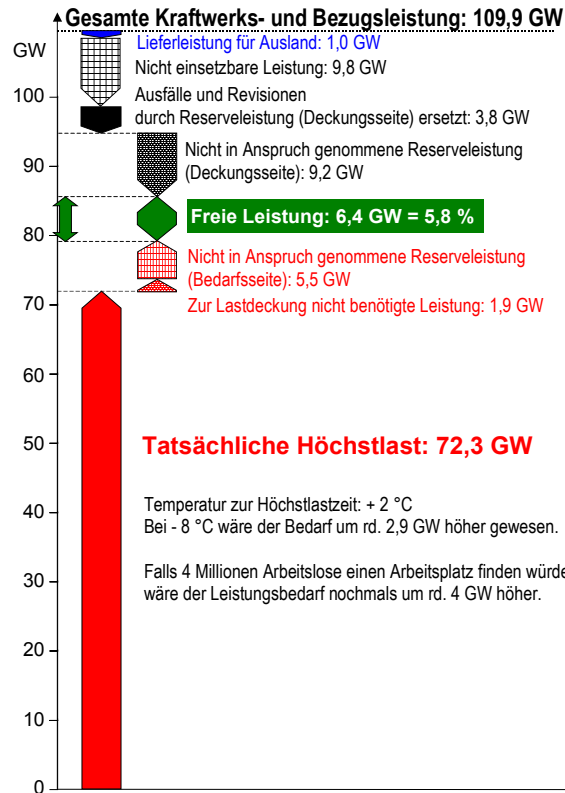


Bild 25. Leistungsbilanz in Deutschland am Spitzenlasttag des Jahres 1997

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 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.

10. 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 Netzurückwirkungen. 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. VWEW - 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, 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

- [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. 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
- [18] VDE: Stromversorgungsstörungen, VDE-Analyse, www.vde.com/etg
- [19] Jäger, Gerd; Weis, Michael: Forschungsförderung Kernenergie 1956 bis 2002. Anschubfinanzierung oder Subvention? atw 49,Jg.(2004) Heft 1, S. 8-10.