

Rainer Bitsch

## Integration von erneuerbaren Energiequellen und dezentralen Erzeugungen in bestehende Elektro-Energiesysteme<sup>1</sup>

### Einleitung

Als Folge von Deregulierung und Liberalisierung des Energiemarktes, Streben nach Umwelt- und Ressourcenschonung sowie Effizienzsteigerung und insbesondere auch unter dem Eindruck zunehmender Problematik einer langfristigen Sicherung ausreichender Energieversorgung vollzieht sich ein Wandel in der Energieversorgung: Aus einer bisher weitgehend zentral geführten Versorgung wird zukünftig durch zahlreichen und vielfältigen dezentralen Zubau eine

zentrale + dezentrale = integrale Versorgung,

die eine besondere Herausforderung hinsichtlich optimaler Systemintegration darstellt (Abb. 1). Trend und Ziel zugleich sind eine integrierte geregelte Energieoptimierung „von unten“ an Stelle einer gesteuerten Verteilung einzelner Energieformen „von oben“.

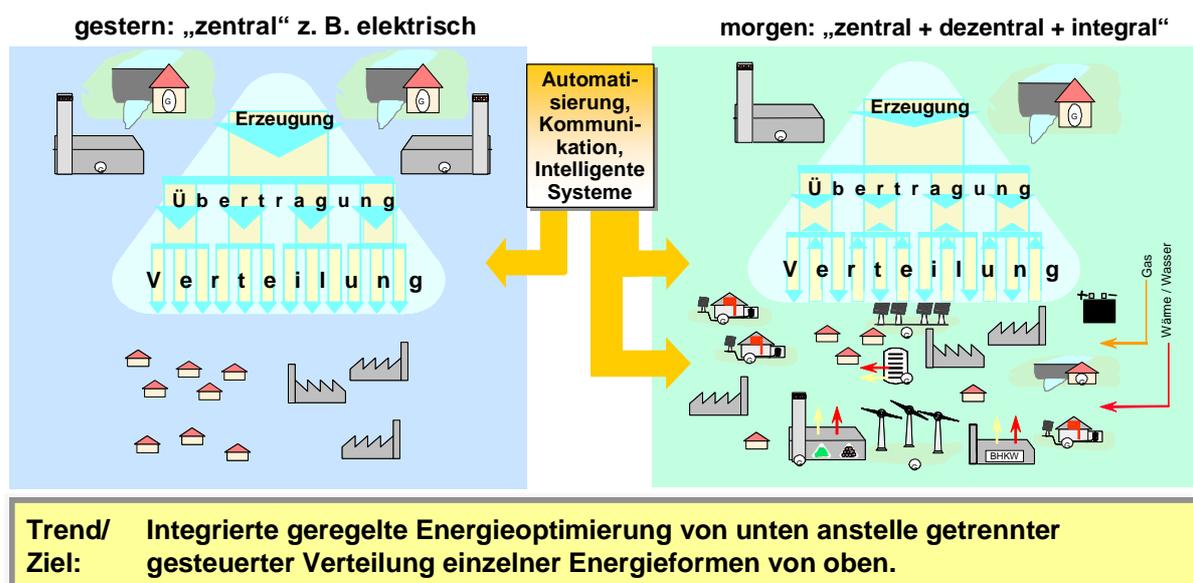


Abb. 1: Wandel in der Energieversorgung

<sup>1</sup> Siehe auch: Sitzungsberichte der Leibniz-Sozietät der Wissenschaften zu Berlin, Band 90 (2007), S. 85 ff.

Zur Realisierung der auf europäischer Ebene formulierten Zielsetzung von rd. 22% regenerativen Anteils am Bruttostromverbrauch bis 2010 sowie genereller Steigerung der Energieeffizienz bzw. einem noch deutlich höheren regenerativen Anteil von vielleicht sogar 60% im Jahre 2050 sind u.a. große Mengen verteilter Kleinerzeugungen mit unterschiedlichsten Charakteristiken im MW- und kW-Bereich in Form von z.B. zig-tausend Windenergie- bzw. Millionen verteilter KWK- oder PV-Anlagen in das Energiesystem zu integrieren. Neben unumgänglichem klassischen Netzausbau und Anpassung des Großkraftwerksparks sind dabei auch innovative Ansätze auf Basis neuer Technologien (Automation, Information, Kommunikation) sowie angepasste Betriebsführungskonzepte und Zuständigkeiten erforderlich, um zu durchgängig technologisch optimierten als auch wirtschaftlich vertretbaren Lösungen zu gelangen [1-3].

### **Intelligente dezentrale Energieversorgungssysteme**

Ausgangspunkt dieser innovativen Ansätze zur technisch/wirtschaftlich optimalen Systemintegration großflächig verteilter dezentraler Energieerzeugungen ist das intelligente dezentrale Energieversorgungssystem. Es besteht aus verschiedenen kleinen Erzeugereinheiten auf regenerativer oder fossiler Basis und unterschiedlich strukturierten industriellen und privaten Verbrauchern sowie auch aus Speichern.

Neben der elektrischen Energie fällt bei Kraft-Wärme-Kopplungen (KWK) auch Wärme an, die den Verbrauchern für Produktionsprozesse bzw. Heizung zugeleitet wird.

Ziel eines ganzheitlichen dezentralen Energieversorgungskonzeptes ist es nun,

- die Energie möglichst dort zu bereitzustellen, wo sie gebraucht wird, bzw. zu verwenden, wo sie bereitgestellt wird,
- die verfügbare Energie – insbesondere dargebotsabhängige regenerative Energie – *der* Last zuzuführen, die im Augenblick des Dargebots den dringendsten Bedarf bzw. die beste Verwendung hat,
- ggf. erforderlichen überregionalen Energieaustausch mit dem Netz zu optimieren und so
- die Versorgung des Gebietes energetisch, ökonomisch und/oder ökologisch nach vorzuziehenden Kriterien zu optimieren.

Dabei wird von einer netztopologisch orientierten Definition des dezentralen Systems und einem zunächst restriktionsfreien Netz – d.h. keine Netzengpässe – ausgegangen.

Voraussetzung für die angestrebte Optimierung ist eine ausreichende Kommunikation zwischen Erzeugungen, Speicher, Verbraucher und Leitstelle sowie ein innovatives Dezentrales Energiemanagementsystem (DEMS) mit Prognose, Einsatzplanung sowie Prozessankopplung und Online-Optimierung. Dadurch wird es ermöglicht, dezentrale Erzeugungen und Lasten in Clustern mit gleichen Einflussgrößen planbar zu machen, im Kurzfrist-Bereich optimiert einzusetzen, Speicher zu bewirtschaften und damit sowohl größere Windenergieeinspeisungen als auch verteilte kleine KWK-Anlagen zu höherer Energieeffizienz und vertragsbasierter Vermarktbarkeit zu führen. Daraus ergibt sich eine Steigerung des energiewirtschaftlichen Nutzens durch intelligentes Zusammenfassen auf Basis beeinflussbarer vertragsfähiger Profile [4-6].

Der Ausgangspunkt für ein Dezentrales Energiemanagementsystem ist die Prognose, die bereits mit dem Wetter als einer wesentlichen Einflussgröße beginnt und die Gesamtheit aller dargebots-

abhängigen Erzeugungen und Lasten ermittelt. Daraus wird eine Einsatzplanung unter Berücksichtigung von Verträgen und Reserven im Viertel-Stunden-Raster abgeleitet, auf deren Basis eine Online-Optimierung mit Zugriff auf das Erzeugungsmanagement und das Lastmanagement den aktuellen Abgleich vornimmt (Abb. 2).

Die aus dem Fahrplan hervorgehenden Sollwerte werden über eine Prozessschnittstelle an die Erzeuger-, Last- und Speicherelemente weitergegeben und die Ist-Werte oder auch Estimationen an die Online-Optimierung zurückgemeldet.

Der Optimierungsprozess für ein derartiges intelligentes dezentrales Energie-versorgungssystem mit Kraft-Wärme-Kopplung und evtl. Rückspeisung verläuft kommunikativ über entsprechende Netze, an die die einzelnen Elemente von Erzeugung, Speicherung und Last aufwand-/nutzengerecht angeschlossen sind. In Frage kommen dabei z.B. LAN/WAN, ISDN, GSM mit Schnittstellen wie z.B. OPC bzw. XML mit Stand- bzw. Wählverbindungen oder auch nur statistischer Erfassung.

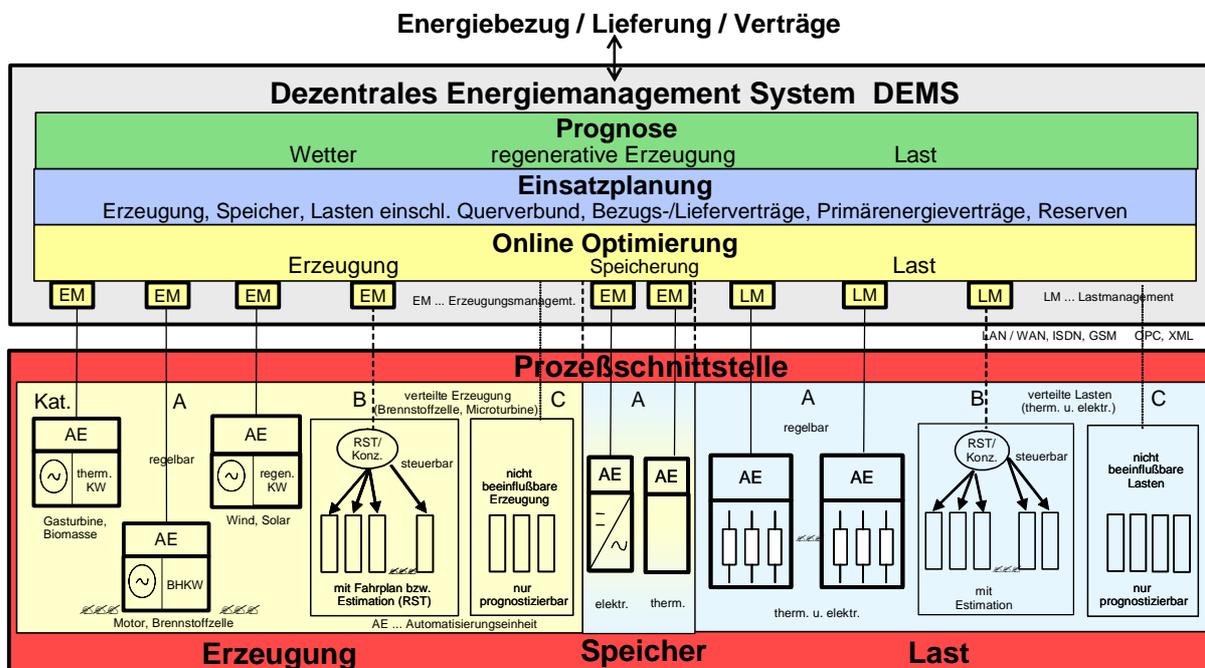


Abb. 2: Intelligentes Dezentrales Energieversorgungssystem mit Kraft-Wärme-Kopplung

Die hinterlegte Modellierung (Abb. 3) umfasst dementsprechend z.B. eine elektrische und eine thermische Sammelschiene, an die die einzelnen Objekte des dezentralen Systems – Erzeugungen, Speicher, Lasten und Verträge ihrer Funktion und Wirkung entsprechend – angebunden sind. Auch unterschiedliche Primärenergieträger können berücksichtigt werden. Nach außen hin erhält das Energiemanagement Vorgaben zu Bezug, Lieferung bzw. entsprechenden Verträgen.

Unabdingbare Voraussetzung für eine Optimierung sind ein klar definierter Optimierungsraum („Randintegral“), ein Optimierungspotenzial – d.h. beeinflussbare Objekte – entsprechende Zuständigkeit und Zugriffsmöglichkeit sowie ein Optimierungsziel und eine Optimierungsstrategie: z.B. ökonomische und/oder ökologische Optimierung durch optimalen Betriebsmittel- bzw. Vertragseinsatz.

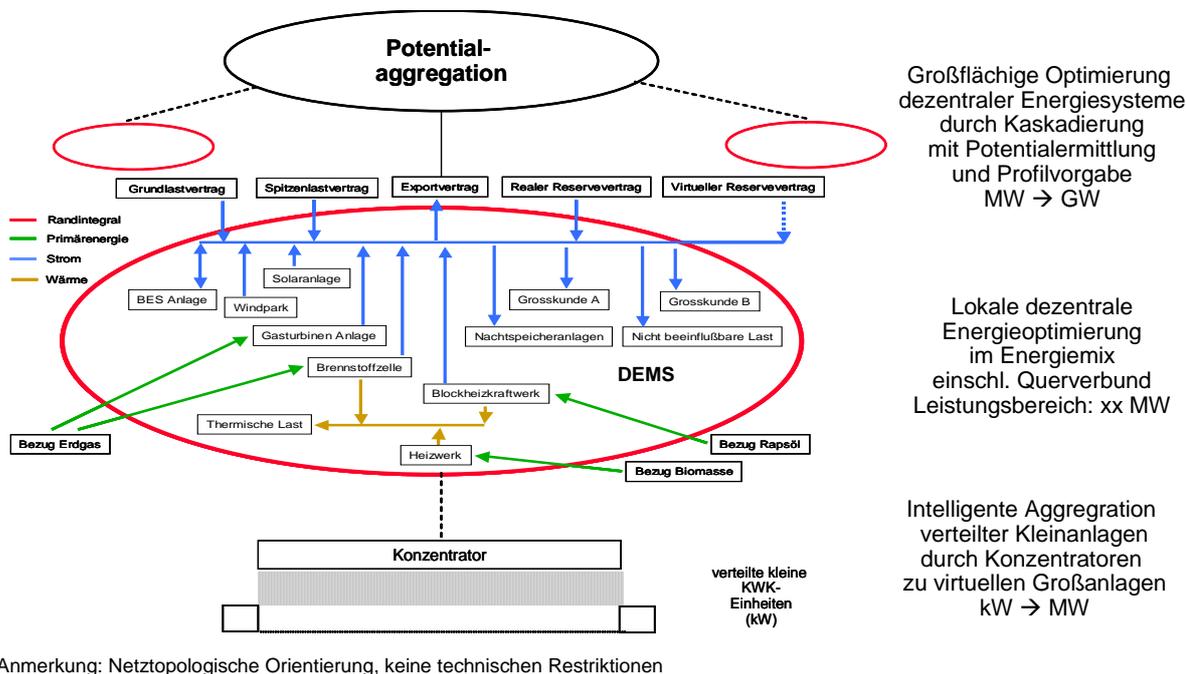


Abb. 3: Großflächige Optimierung dezentraler Energiesysteme

### Virtuelle Großanlagen

Von dem oben beschriebenen dezentralen Konzept mit seinen anwendungsspezifischen Ausprägungen lassen sich auch die besonderen Ausführungen ableiten, die für die Erschließung des liberalisierten Energiemarktes zunehmend an Bedeutung gewinnen.

Wird z.B. ein Mix unterschiedlichster verteilter Erzeugereinheiten (Abb. 2 unten links), die sich in einer Zuständigkeit befinden, in zuvor beschriebener Weise zusammengefasst und durch Funktionen des Bedienens und Beobachtens ergänzt, so ergibt sich ein virtuelles großes Kraftwerk. Dieses bietet dem überlagerten Energiemanagementsystem einer Erzeugungs- bzw. Handelsgesellschaft Tagesprognosen seiner Erzeugung im Verrechnungs-Raster an und bekommt auf dieser Basis von dort nach Abschluss eines Liefervertrages einen entsprechenden Leistungsfahrplan vorgegeben, der durch die Online-Optimierung so exakt wie möglich abgefahren wird. Damit kann dieser verteilte Erzeugungsmix als virtuelle große Erzeugungseinheit mit ergänzendem Kurzfrist-Energieaustausch über den Energiemarkt in vergleichbarer Weise zur allgemeinen Energieversorgung beitragen wie sonstige „klassische“ Kraftwerke.

Reduziert sich der Energiemix auf nur eine Primärenergie, z.B. Wind, so wird aus dem virtuellen großen Kraftwerk eine virtuelle große Windanlage, die ihrerseits je nach Typ und kommunikativer Anbindung aus einem Mix regelbarer, zu- und abschaltbarer sowie nicht beeinflussbarer, d.h. nur prognostizierbarer Windkraftanlagen besteht.

Darüber hinaus können auch kleine verteilte KWK-Anlagen mit elektrischer Rückspeisung zu einer virtuellen großen KWK-Anlage zusammengefasst werden. Bei entsprechender Zugriffsmöglichkeit durch die bisherigen Energieversorger oder auch neue – evtl. konkurrierende –

Energiedienstleister können diese virtuelle Großanlagen auf Basis des prognostizierten Wärmebedarfs und optimierter Lieferplanung vertragsfähige profilbasierte Stromeinspeisung ins Verteilnetz anbieten und zur Optimierung des Energie-Gesamtsystems beitragen. Dabei ist aber z.B. hinsichtlich der Wirkung auf das elektrische Netz entscheidend, welche Geschäftsinteressen die Zugriffsberechtigten verfolgen: Ein Stadtwerk wird eher die Auslastung seines Netzes und das Ausregeln eines Bezugsprofils vom übergeordneten Vorlieferanten im Auge haben, ein unabhängiger Energiedienstleister dagegen mehr die Erlösmöglichkeiten am Strommarkt.

Es kann darüber hinaus analog zu den virtuellen großen Erzeugungsanlagen eine virtuelle große Lastmaschine definiert werden, die durch Bereitstellung einer Aggregation dynamisch regelbarer Lasten auch „Regelleistung“ – allerdings mit umgekehrten Vorzeichen – liefern könnte.

### **Großflächige Optimierung**

Im Hinblick auf eine großflächige Optimierung ist zunächst festzustellen, dass Effizienzsteigerung und damit auch Ressourcenschonung auf allen Ebenen des Energieversorgungssystems erfolgen kann und muss: In Kraftwerken, in den Übertragungs- und Verteilungssystemen sowie vor allem im verbrauchsnahen dezentralen Bereich. Die unumgängliche Koordinierung der Vielzahl vielfältigster dezentraler Elemente kann grundsätzlich zentral und dezentral erfolgen. Im Hinblick auf die mit steigender Zahl der Elemente zunehmenden Datenmengen, die Potenziale der verbrauchsnahen dezentralen Energieeinsatzoptimierung – insbesondere im Bereich der Kraft-Wärme/Kälte-Kopplung – sowie in Erwartung zukünftig marktorientierten Agierens eigenverantwortlicher Energieunternehmer aus dem dezentralen Bereich (Independent Power Producer (IPP)) ist ein konsequent dezentraler Ansatz unter Verzicht auf großräumige Ausgleichseffekte bei fluktuierender Einspeisung nahe liegend. So wird – im Endverbrauchsbereich beginnend – im Sinne einer von unten geregelten integrierten Energieoptimierung nachhaltig zur Steigerung der Energieeffizienz beigetragen.

Die Herausforderung einer großflächigen Optimierung dezentraler Energieversorgungssysteme kann z.B. durch Kaskadierung mit Potenzialermittlung und Profilvergabe realisiert werden (Abb. 3). Dieser Ansatz setzt zunächst einfache Netzstrukturen – z.B. Strahlennetze – bzw. Engpassfreiheit voraus. Falls etwaige Netzrestriktionen – z.B. begrenzte Leitungskapazität – vorhanden sind, könnten diese in den Übergabeverträgen berücksichtigt werden. Bei komplexeren Netzstrukturen – z.B. vermaschten Netzen – werden die optimierten dezentralen Versorgungssysteme direkt an ein Verteilnetzmanagementsystem DMS mit Lastflussanalyse angekoppelt. Auf diese Weise werden dezentral optimierte MW zu dezentral optimierten GW.

In der unterlagerten Ebene, wo zukünftig Tausende verteilter Kleinsterzeuger im kW-Bereich, z.B. KWK- oder PV-Anlagen, in Stadtnetzen installiert werden könnten, erfolgt eine evtl. Einbindung unter Aufwand/Nutzenabwägung und im Hinblick auf das mögliche Datenvolumen sinnvoller Weise über Datenkonzentratoren. In diesen werden die einzelnen Kleinsterzeuger nach betriebsrelevanten Kriterien in Gruppen zusammengefasst und Web-basiert über eine XML-Schnittstelle von einem DEMS und evtl. überlagertem DMS mit mehrstündigen Fahrplanvorgaben versehen. In diesem Falle werden dezentral einsatzoptimierte kW zu dezentral optimierten MW.

Mit diesem Konzept werden Datenumfang und Kommunikationsaufwand unter Wahrung der Optimierungsmöglichkeiten deutlich reduziert und die Dynamik aus wachsendem dezentralem Zubau im Verteilnetz bereits in der untersten Ebene intelligent abgefangen.

## Integration großer Windleistungen

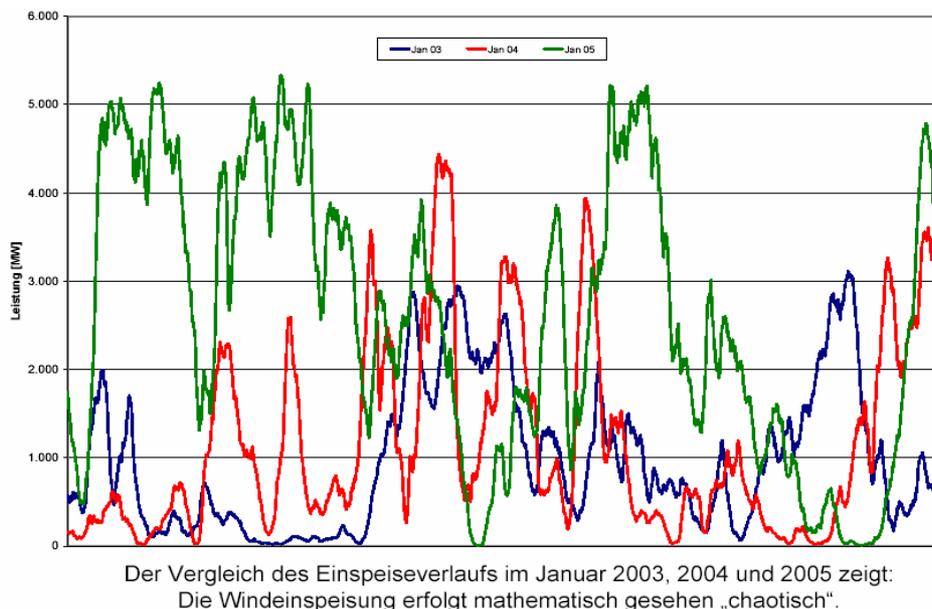
Eine besondere und daher nachfolgend eingehender behandelte Herausforderung ist heutzutage die Netzeinbindung großer Windparks – Onshore und vor allem Offshore – mit installierten Leistungen >100 MW, wo je nach Netzcharakteristiken derartige Maßnahmen zunehmend erforderlich werden – insbesondere bei der geplanten weiteren Entwicklung von derzeit rd. 18.000 MW Onshore (Stand Anfang 2006) auf langfristig rd. 47.000 MW durch vornehmlich Offshore-Zubau. Denn die Integration großer Windleistungen birgt verschiedene Probleme [7-9]:

Generell: Windeinspeisung mathematisch gesehen „chaotisch“ (Bild 4) mit stark schwankender Erzeugung ohne Bezug zur Last sowie Prognose- und Planungsabweichungen.

Bei Starkwind und

- Starklast:
  - Engpassgefahr aufgrund thermischer Überlastung
- Schwachlast:
  - Stabilitätsgefahr wegen fehlender Regelleistung/Ausgleichsenergie,
  - Mangel an Blind- und Kurzschlussleistung sowie
  - Automatische Abschaltung älterer Anlagen bei Sturm.

Zudem liegen die deutschen Erzeugungsschwerpunkte für Windenergie im Norden und Nordosten, die deutschen Lastschwerpunkte jedoch im Süden und Südwesten. Bereits im Jahre 2003 z. B. hat im Netzbereich Vattenfall Europe Transmission die installierte Wind-Leistung die minimale Abnahmeleistung im ostdeutschen Übertragungsnetz überschritten (Abb. 5).



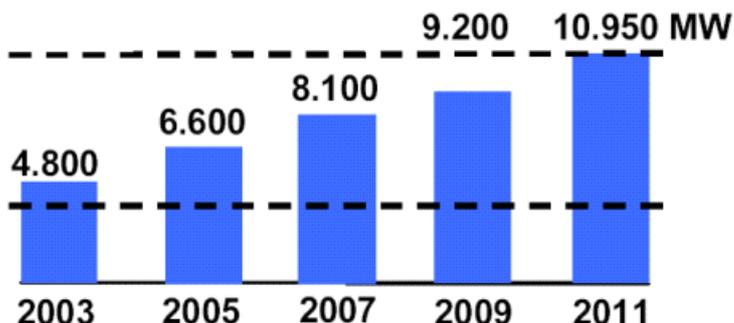
Quelle: VE T 04.2006

Abb. 4: Verlauf der Windleistungseinspeisung bei VE T 2003-2005

Installierte Wind-Leistung in [MW]

Abnahmeleistung maximal (~11 GW)

Abnahmeleistung minimal (~4 GW)

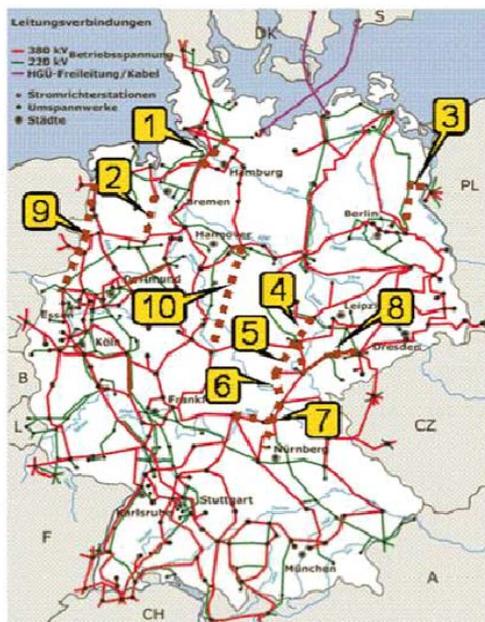


Bereits im Jahr 2003 hat die installierte Wind-Leistung die minimale Abnahmeleistung im ostdeutschen Übertragungsnetz überschritten!

Quelle: Vattenfall Europe Transmission (Prognosewerte jeweils zum Jahresende)

Abb. 5: Lastverhältnisse im VE-T-Netz

Die Folge ist, dass hier und anderenorts in kritischen Starkwind/Schwachlast-Situationen aufgrund der auf deutscher Seite nicht mehr allein beherrschbaren Netzstabilität einige europäische Netznachbarn im UCTE-Verbundsystem zuweilen – entgegen allen internationalen Vereinbarungen – mit deutscher Windleistungseinspeisung „überschwemmt“ werden. Die sich daraus ableitenden Transporterfordernisse lassen sich mit klassischem Netzausbau und ergänzenden Betriebsmitteln wie Blindleistungskompensations-, Speicher- und Regelleistungsanlagen allein nicht bzw. nicht optimal lösen. Daher beschreibt die erste dena-Netzstudie [10] auch nur die Ausbaumaßnahmen bis 2015 (Abb. 6).



- bis zum Jahr 2010: 460 km
- 1) Hamburg/Nord – Dollern 45 km
  - 2) Ganderkesee – Wehrendorf 80 km
  - 3) Neuenhagen – Bertikow/Vierraden 110 km
  - 4) Lauchstädt – Vieselbach 80 km
  - 5) Vieselbach – Altenfeld 80 km
  - 6) Altenfeld – Redwitz 60 km
  - 7) Netzverstärkung Franken
  - 8) Netzverstärkung Thüringen
- bis zum Jahr 2015: zusätzlich 390 km
- 9) Diele – Niederrhein 200 km
  - 10) Wahle – Mecklar 190 km

Identifizierte Maßnahmen dena-Studie bei VE-T \*

\* Zusätzlich nachrichtlich erwähnt:  
Nordleitung Hamburg - Schwerin

Abb. 6: Geplanter Ü-Netzausbau nach dena I bis 2015

Für den weiteren Ausbau sind hier auch neue Konzepte und Technologien für Systemintegration und Betriebsführung gefragt, die in einer Folgestudie „dena II“ bearbeitet werden sollen.

### Veredelungsoptionen und Speicherung zur Erhöhung der Energiesystemkompabilität

Neben verfeinerten Prognosen sind es vor allem durchgängige Kommunikation, verteilte Intelligenz, dezentrales Erzeugungs- bzw. Energiemanagement, virtuelle Großanlagen sowie Reserve- und Risiko-Strategien. Dabei ist eine intelligente Aggregation durch Kaskadierung mit netztopologischer Clusterung unter Berücksichtigung technischer Netzrestriktionen in Verbindung mit Lastflussrechnung/ und -steuerung, umfassendem Energiemanagement einschließlich Blindleistungsführung der geeignete Schritt, um die Energiesystemkompatibilität der Windenergie deutlich zu erhöhen.

Auf dieser Basis bieten sich grundsätzliche Möglichkeiten der Beeinflussung bzw. Produktveredelung der eingespeisten Windleistung nach Anforderungen des Netzes bzw. des Marktes: Spitzenleistungsbegrenzung zur Netzsicherheit, Energieregulierung zur marktkonformen Einspeisung, Leistungsregelung und Regelleistungsbereitstellung (Abb. 7).

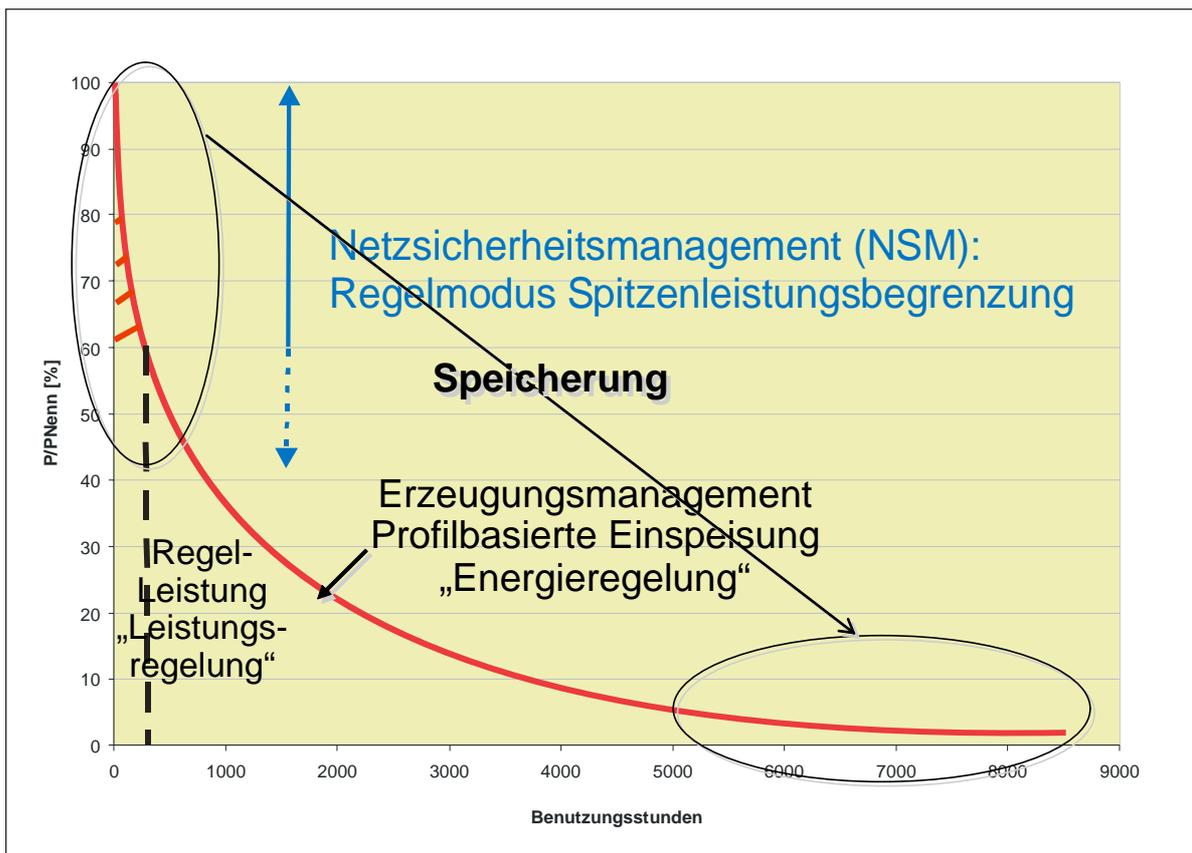
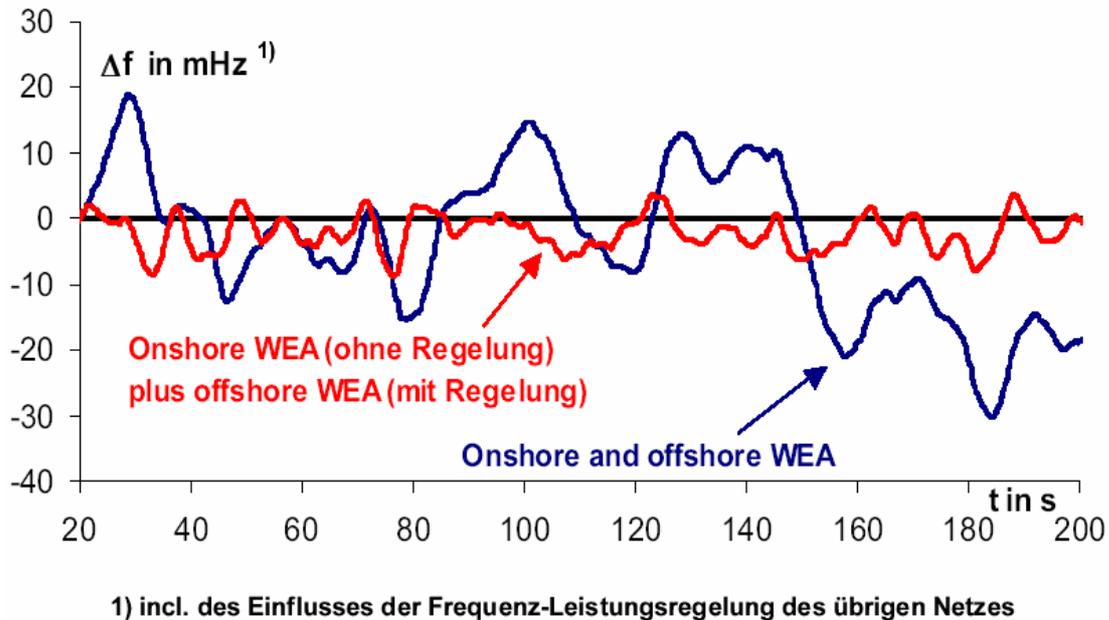


Abb. 7: Geordnete Windleistungsdauerlinie – Beeinflussungsoptionen

Damit können großflächig verteilte Windkraftanlagen profilbasiert einspeisen sowie – mit Reserve-/ Risikostrategien unterlegt – vertragsfähig am Energiemarkt teilnehmen. Das gilt insbesondere, wenn derartige virtuelle große Windenergieanlagen sogar noch Regelleistung bereitstellen,

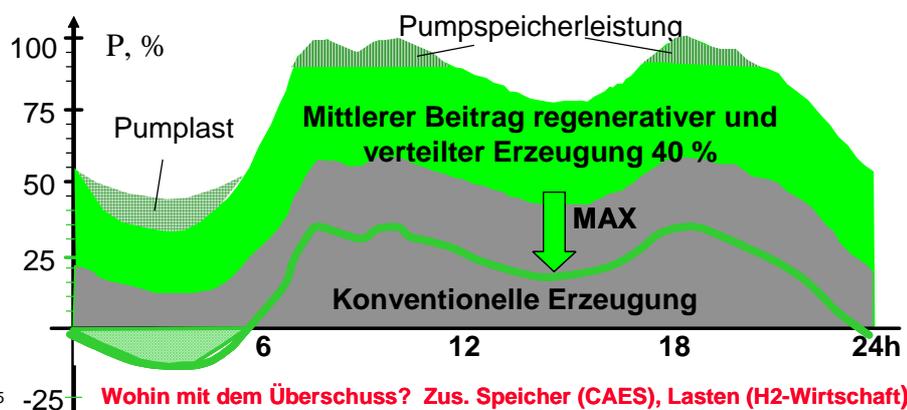
deren stabilisierende Wirkung auf die gesamte Windeinspeisung eines Gebietes anhand der Ergebnisse einer Simulationsrechnung erkennbar ist (Abb. 8).



Quelle: VET, 2003

Abb. 8: Netzdynamik – Einfluss der Windeinspeisung auf die Frequenz

### EU-Ziele für Erzeugung 2010



Quelle: Siemens PTD SE PT 2005

Abb. 9: ...und wir müssen den künftigen Energiemix beherrschen: auch das Management fluktuierender Erzeugung!

Mit diesen Optionen und unterstützt von den derzeitigen und weiterhin zu erwartenden steigenden Energiepreisen erhalte die Windenergie – zumindest teilweise – eine gewisse technologische und ökonomische Nachhaltigkeit, da dieser Anteil differenzierter Stromprodukte, sofern die erzielbaren Erlöse über der EEG-Einspeisevergütung liegen, nicht mehr „umlagebedürftig“ wären. Die Windenergie erführe damit eine nachhaltige Steigerung des energie- und zudem gesamtwirtschaftlichen Nutzens, sofern es die Rahmenbedingungen zukünftig zulassen.

Eine besondere Notwendigkeit besteht aber noch in der Schaffung weiterer Speicherkapazitäten, um den zukünftigen Energiemix zu beherrschen einschließlich des Managements fluktuierender Erzeugungen:

Eine Hochrechnung aller auf EU-Basis für 2010 zu erwartenden Einspeisungen zeigt, dass deren Spitzenbeiträge nicht mehr durch die vorhandenen Pumpspeicherkapazitäten aufgefangen werden können (Abb. 9). Auf die Frage, „Wohin mit dem Überschuss“, werden Druckluft-Speicherkraftwerke (Compressed Air Energy Storage CAES) in adiabater Ausführung oder aber zusätzliche regelbare Lasten durch Elektrolyse mit Umwandlung in Wasserstoff, d.h. der Einstieg in die zukünftige Wasserstoffwirtschaft, diskutiert [11-13].

Für Deutschland wäre dazu die im Zusammenhang mit der dena-Netzstudie bereits angesprochene Windsammelschiene in Norddeutschland (Abb. 10) von ganz besonderer Bedeutung, zumal in dieser Region auch in großem Umfang geeignete geologische Formationen zu finden sind, die die Errichtung von o.g. CEAS ermöglichen.

Hier könnte z.B. die fluktuierende Offshore-Windleistung mit ihrer vollen Dynamik zunächst aufgenommen/gespeichert werden und dann nach Bedarf und Netzverträglichkeit der öffentlichen Versorgung zugeführt werden. Dabei wird der Wirkungsgrad in adiabater Ausführung nach einschlägigen Untersuchungen bei 72% erwartet (Zum Vergleich: Das modernste deutsche Pumpspeicher-Kraftwerk Goldisthal hat 75%), das Investitionsvolumen wird in der Größenordnung eines vergleichbaren Gasturbinen-Kraftwerkes gesehen [11].

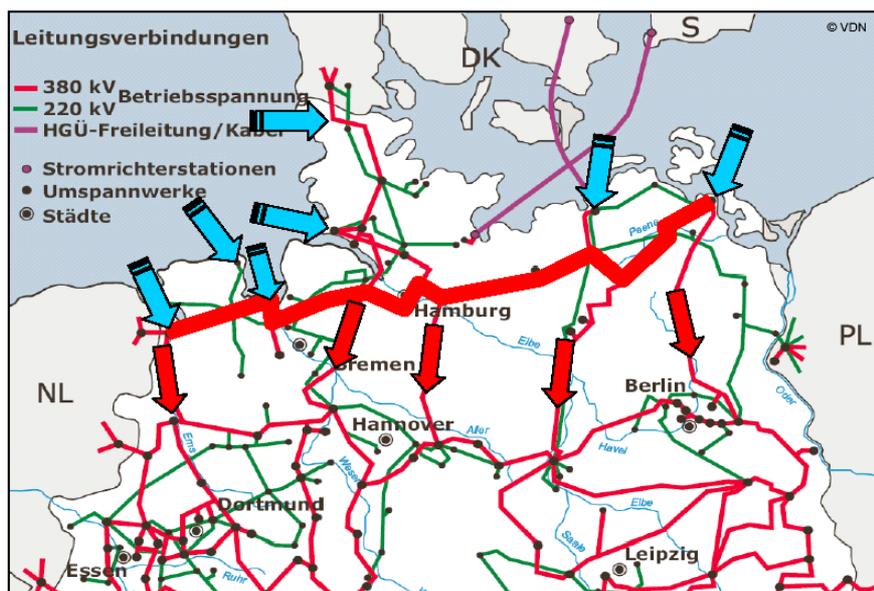


Abb. 10: Geschlossene Windsammelschiene in Norddeutschland

Der Wirkungsgrad einer Hochtemperatur-Elektrolyse kann etwa 80% erreichen (Persönl. Mitteilg. H. Müller-Steinhagen, Uni/DLR Stg., 22.09.06).

Hinsichtlich der Einsatz- bzw. Betriebsstrategie für o.g. Alternativen sollte generell das vorrangige Ziel sein, alle gesichert mögliche Einspeisung geplant ins elektrische Netz zu geben und alle Fluktuation einschl. Überschuss zukünftig nach Umwandlung in einen weiteren Sekundärenergie-trägermarkt – z.B. Wasserstoff – zu leiten, da „Kraftstoff“ für den mobilen Bereich zukünftig ebenfalls einen hohen Bedarf ausweisen wird.

### Marktorientierte Betriebsführung

Als konkrete Umsetzung oben beschriebener Konzepte und Funktionalitäten zeigt sich zunehmend die marktorientierte Betriebsführung dezentral aggregierter und optimierter Elemente innerhalb der existierenden Energieversorgung und zugehöriger Marktmechanismen (Abb. 11).

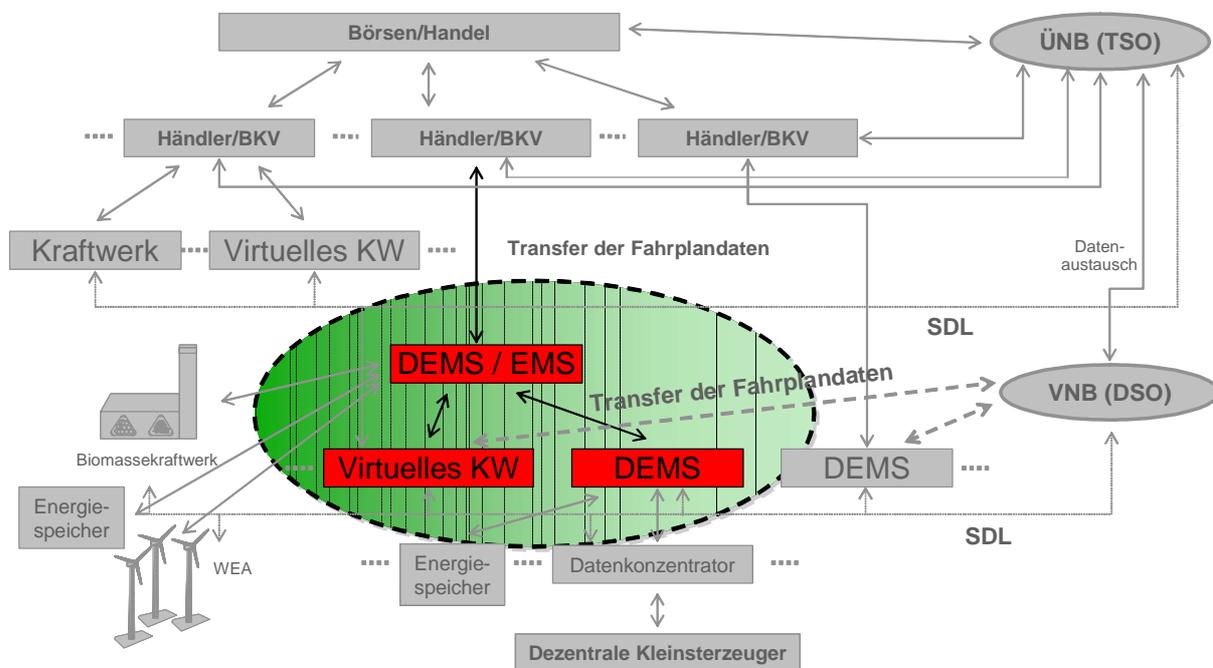


Abb. 11: Marktorientierte Betriebsführung (Szenario- Ausgangsbasis) [12]

Dabei ist ein wesentliches Merkmal der beteiligten Akteure, dass sie eigenverantwortlich und unbeeinflusst von gesetzlich verbrieften Vergütungen aktiv am Energiemarkt teilnehmen und durch differenziert angebotene Stromprodukte mit gesicherter Einspeisung mehr als nur die gesetzliche Einspeisevergütung Erlösen wollen – d. h. es wird die Zeit nach Auslauf des derzeitigen EEG schon teilweise vorweggenommen [12].

Als Akteure gibt es in der vorliegenden beispielhaften Konstellation (Abb. 12) auf der unteren Ebene einen IPP, der nur elektrische Erzeugungselemente und einen Energiespeicher besitzt, Versorger, der elektrische und thermische Erzeugungen hat und damit thermische und elektrische Lasten versorgt.

Darüber liegt in diesem Fall optimierungshierarchisch ein Energiedienstleister, der als Händler

und Bilanzkreisverantwortlicher agieren kann, eigene elektrische Erzeugungen und einen Energiespeicher besitzt sowie auf Basis von Prognosen mit Toleranzen und daraus abgeleiteten Fahrplänen gesicherte Energielieferungen von seinen beiden Partnern bezieht und bestens vermarktet.

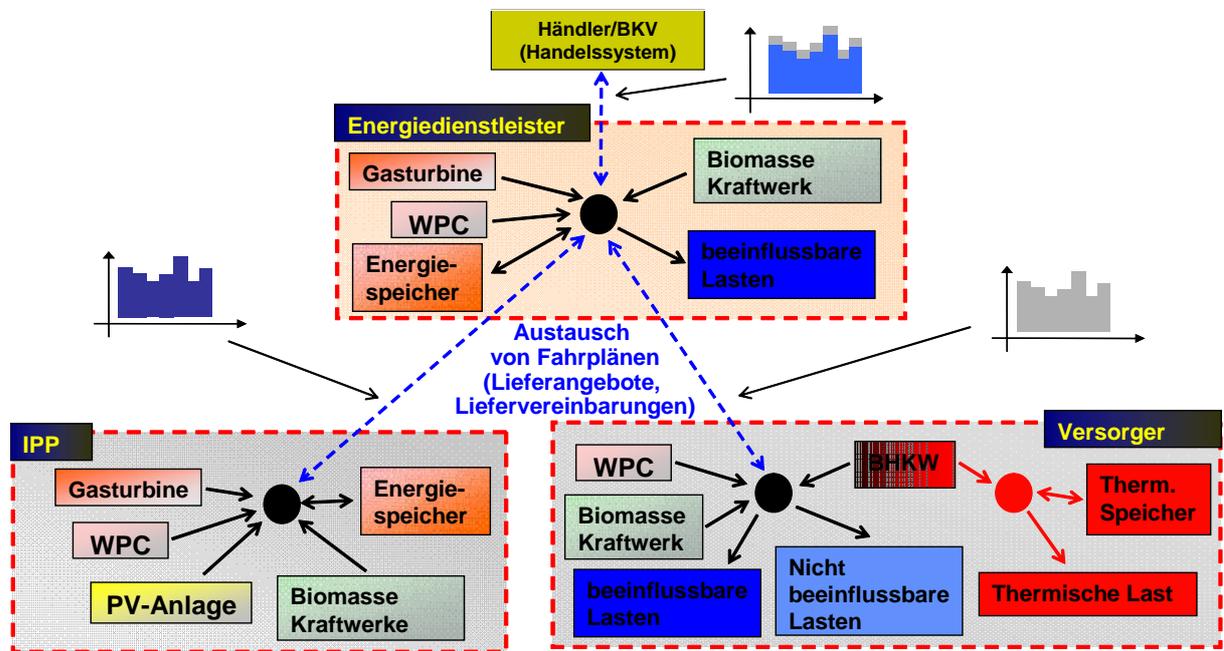


Abb. 12: Mögliche Szenario-Modellierung [12]

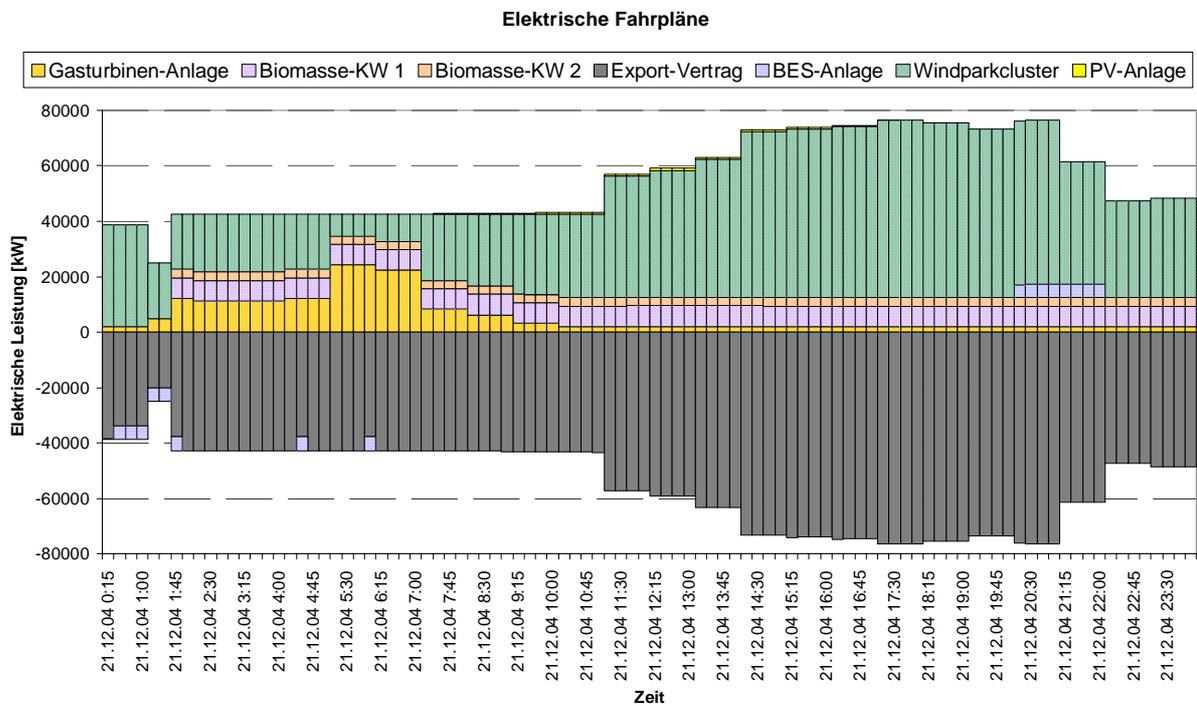


Abb. 13: Elektrische Fahrpläne IPP [12]

Der Fahrplan des hier betrachteten IPP z.B. (Abb. 13) zeigt, wie die veredelungsrelevanten regelbaren Elemente, Gasturbine und Speicher, aus dem vorhandenen Erzeugungsmix dazu eingesetzt werden, insbesondere das stärkere Windaufkommen am Nachmittag durch Regelleistungsvorhaltung zu sichern. Dadurch kann der vereinbarte Fahrplan gesichert an den Energiedienstleister geliefert werden.

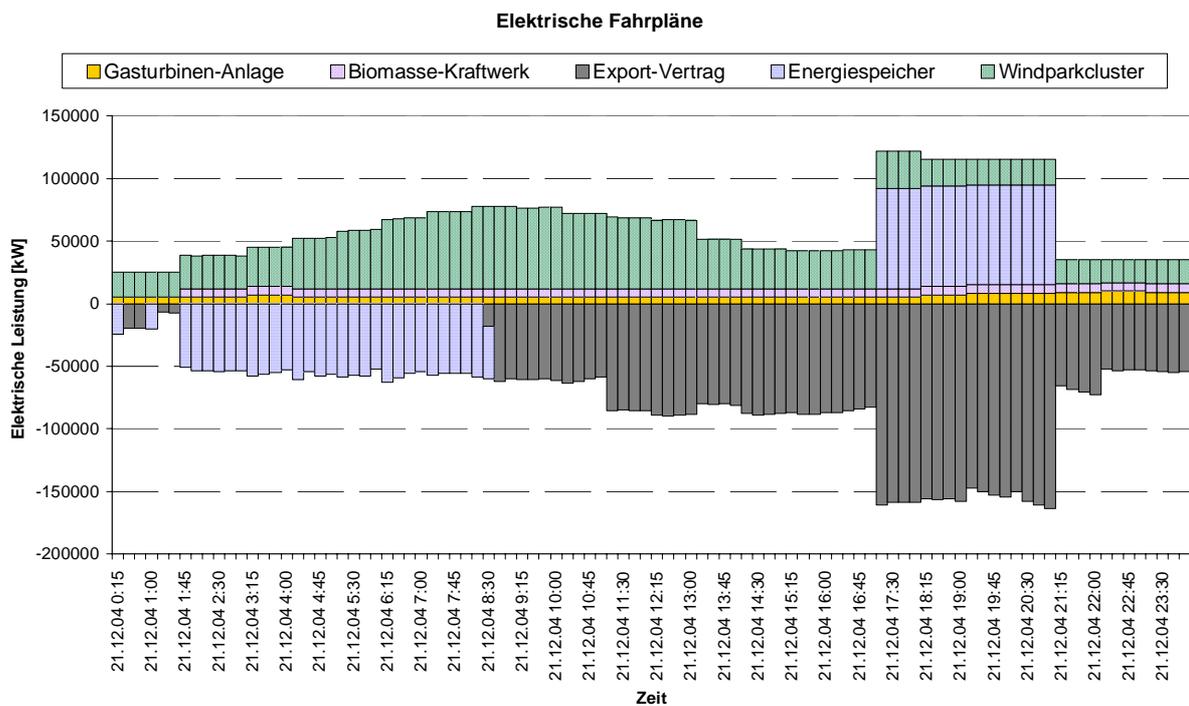


Abb. 14: Elektrische Fahrpläne Energiedienstleister [12]

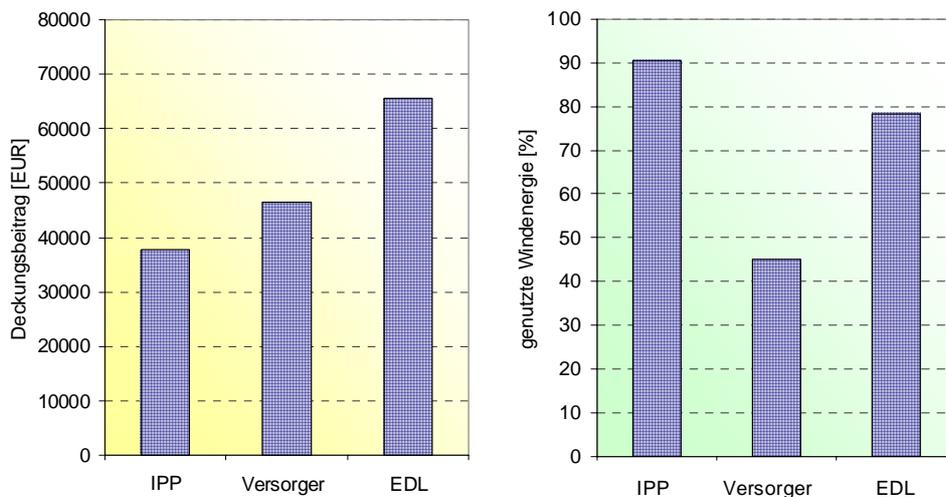


Abb. 15: Deckungsbeiträge und genutzte Windenergie [12]

Beim betrachteten Versorger ergeben sich aufgrund der Lieferverpflichtungen gegenüber seinem eigenen Kundenkreis andere Fahrplanstrukturen, er hat auch noch einen Grundlast-Bezugsvertrag und ist nur während des stärkeren Windaufkommens exportfähig.

Im Falle des Energiedienstleisters (Abb. 14) werden ebenfalls die regelbaren Elemente zur Sicherung und Optimierung seiner Energielieferung eingesetzt, wozu insbesondere der Speicher durch Aufladung in der Niedrigpreisphase und Entladung in der Hochpreisphase beiträgt

Das Ergebnis dieser Modelluntersuchung einzelner Akteure im Energiemarkt zeigt sich in diesem Fall einmal monetär als Deckungsbeitrag, wobei mit höherwertigerer Energiedienstleistung auch die besseren Deckungsbeiträge erzielt werden (Abb. 15).

Zudem erhebt sich im Bereich der erneuerbaren Energiequellen und dezentralen Erzeugungen zugleich auch die Frage, wie viel z.B. des vorhandenen Windenergiedargebots denn bei dieser marktorientierten Betriebsführung mit gesicherter Einspeisung auch genutzt und im Energiemarkt abgesetzt werden konnte: Beim IPP sind es rund 90%; das zeigt zugleich auch, dass der Energie-/Erzeugungsmix für dieses Vorgehen richtig aus gelegt ist. Das gilt mit rd. 80% in etwa auch noch für den Energiedienstleister. Der Versorger dagegen mit rd. 45% derzeitiger Nutzung benötigt zur besseren zukünftigen Nutzung des Windenergiedargebots bei marktorientierter Betriebsführung weitere regelbare Elemente im Sinne eines ausgewogenen Energie-/Erzeugungsmixes.

## **Ausblick**

Mit steigender Zahl großflächig verteilter erneuerbarer Energiequellen und dezentraler Erzeugungen wächst die Herausforderung systemkompatibler Integration in bestehende Elektroenergiesysteme und innovativer Lösungen. Eine ressourcenschonende und effizienzsteigernde Ausgangsbasis werden zunehmend dezentrale Energieversorgungskonzepte sein mit umfassendem dezentralem Energiemanagement auf Basis aufwand-/nutzengerechter Kommunikation und verteilter Intelligenz, die eine verbrauchsnahe Energieeinsatzoptimierung sowie eine Koordination der Vielzahl dezentraler Elemente mit dem zentralen System ermöglichen. Dabei werden durch netztopologische Clusterung und intelligente Aggregation der verteilten Energieeinspeisungen zu virtuellen Großanlagen ein vertragsfähiger Energieaustausch und marktorientierte differenzierte Strom-Produkte mit gesicherter Einspeisung für die „Zeit nach EEG“ ermöglicht.

Ein Netzausbau im Sinne der dena-Netzstudie ist zunächst unumgänglich, um die Energie vor allem von den neuen Offshore-Erzeugungsschwerpunkten im Norden und Nordosten zu den traditionellen Lastschwerpunkten im Süden und Südwesten zu transportieren. Ein darüber hinausgehender Ausbau sollte nach Kriterien der Gesamtwirtschaftlichkeit erfolgen und auch zusätzliche Speicherkapazitäten sowie ihre Wechselwirkung mit dem zukünftigen Kraftwerkspark berücksichtigen. Dabei gilt es zukünftig auch, durch angepasste energieprozeßoptimierte Verantwortlichkeiten und effizienzorientierte Betriebsführung z.B. die unvermeidliche Dynamik im Netz weitgehend dort abzufangen, wo sie entsteht und nicht erst im Übertragungsnetz anzusetzen.

Die entscheidenden Technologien und Konzepte stehen im Grundsatz zur Verfügung. Für einen breiten Einsatz bedürfen Schnittstellen und Kommunikation z.T. noch eingehenderer Normierung.

Darüber hinaus muss auch der gesetzliche Rahmen mit weiteren Novellierungen von EEG, KWKG bzw. EnWG entsprechend angepasst sowie die EU-Harmonisierung fortgesetzt werden. Sodann sind alle beteiligten Partner im Energiesektor aufgerufen, die Technologien und Konzepte

in gegenseitigem Verständnis aufzugreifen und die sich daraus ergebenden Chancen mit gesamtwirtschaftlicher Sicht national und international sinnvoll zu nutzen.

## Literatur

- [1] Aumayr, G., Bitsch, R., Feldmann, W.: Dezentrale Energieversorgungskonzepte optimieren Ressourcen; etz (1999), H. 3-4; S. 20-23
- [2] Bitsch R., Feldmann, W., Aumayr, G.: Virtuelle Kraftwerke – Einbindung dezentraler Erzeugungsanlagen; etz (2002), Jg. 123, H. 9, S. 2-9
- [3] Hoppe Kilpper, M., Bitsch, R.: Integration großer Offshore – Windleistungen in die Energieversorgung; Jahrestagung des Forschungsverbundes Sonnenenergie FSV Tagungsband, Stuttgart 2002
- [4] Bitsch, R.: Integrationskonzepte für regenerative/dezentrale Energie-Einspeisungen; Energietag Brandenburg 2003, BTU Cottbus, Tagungsband
- [5] Bitsch, R., Gjardy, G., Woldt, Th.: Virtuelle große Kraftwerke – eine Möglichkeit zur netzverträglichen Einbindung dezentraler Energieerzeugungen; Forum der Forschung 2004, Jg. 8, H. 17. S. 25-30, BTU Cottbus
- [6] Bitsch, R., Gjardy, G., Woldt, Th.: Bedeutung der dezentralen Stromerzeugung mit Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien und BHKW sowie des Last- und Energiemanagements in der Stromversorgung Deutschlands bis zum Jahr 2020; Kurzgutachten im Auftrag der Deutschen Energie Agentur GmbH, Cottbus 2004
- [7] Bitsch, R., Fünfgeld, C., Schwarz, H.: Auswirkungen des Ausbaus der Windenergienutzung in Brandenburg; Studie des Energieressourcen Instituts e.V. an der BTU Cottbus im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft des Landes Brandenburg 2003
- [8] Bitsch, R.; Gjardy, G.; Woldt, T.: Systemintegration großflächig verteilter dezentraler Energieerzeugungen großer Leistungen; ew Jg.103 (2004) H. 26, S. 42-40
- [9] Bitsch, R.; Gjardy, G.; Woldt, T.: Aspects of Large Scale RES/DG Integration in Existing Energy Supply Systems – considering as example the situation in Germany; International Journal of Distributed Energy Resources, Vol. 2 (2006), Nr. 1, p. 59-81, Kassel
- [10] dena – Netzstudie – Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Berlin 2005
- [11] 5. dena EnergieForum “Druckluftspeicherkraftwerke” 08.09.2005, Berlin
- [12] Gjardy, G.: Beitrag zur zukünftigen marktorientierten Betriebsführung und Systemintegration großflächig verteilter dezentraler Erzeugungen mit besonderer Berücksichtigung der Windenergie (Diss. BTU Cottbus 2006); Shaker Verlag Aachen 2006, ISBN 3-8322-5110-3
- [13] Müller, J.: Windkraft und die regenerative Wasserstoffherzeugung für das Grundlastmanagement; Energietag Brandenburg 2006, BTU Cottbus

[25.11.06]

Anschrift des Autors:

Prof. Dr.-Ing. Rainer Bitsch  
Brandenburgische Technische Universität Cottbus (BTU)  
Centrum für Energietechnologie (CEBra)  
Walter-Plauer-Str. 5  
D – 03046 Cottbus