

Virtuelle Großanlagen – ein Ansatz zur systemkompatiblen Integration erneuerbarer Energiequellen in die Energieversorgung

Rainer Bitsch, Brandenburgische Technische Universität Cottbus

1. Einleitung

Die deutsche Energieversorgung befindet sich seit einigen Jahren im Umbruch: Nach einem „Wandel“ durch Deregulierung und Liberalisierung Mitte der 90er Jahre stehen wir nun durch den schnellen Ausstieg aus der Kernenergie vor einer umfassenderen „Wende“ mit neuen Herausforderungen.

Dabei ist es bisher noch nicht gelungen nach dem erfolgreichen technologischen Anschub – insbesondere bei Wind- und Solar-Energietechnologie – die erforderlichen begleitenden Maßnahmen bei Netzausbau und Speicherung hinreichend zu realisieren. Zudem fehlt es an den energie-wirtschaftlichen und -rechtlichen Rahmenbedingungen, um weitere Optimierungspotenziale mit innovativen Ansätzen aus Intelligenten Netzen / Smart Grids zu ermöglichen.

Wir stoßen daher in verschiedenen Bereichen unserer Energiesysteme zunehmend auf Engpässe und Risiken sowie Probleme in der weiteren Entwicklung.

Es gibt nämlich schon jetzt immer häufiger z. B. im Ostnetz Überlastsituationen, die nur noch unter unzulässiger Beeinträchtigung unserer östlichen und südöstlichen Netznachbarn mit folglich entsprechenden Beschwerden beherrscht werden können.

Der Grund liegt nach einer dena-Verlautbarung von 01.2012 in zu viel Wind- und Solar-Leistungseinspeisung und verzögertem Netzausbau.

Derartige Situationen sind seit mehr als zehn Jahren bekannt und wurden bzw. werden mit zunehmender Erschließung von Erneuerbaren Energiequellen (EEQ) in der Regelzone und Rückstand im Netzausbau immer häufiger.

Deutschland steht also derzeit vor der Frage, wie in Zukunft noch größere Mengen an installierter Leistung von EEQ bei weniger konventioneller KW-Leistung im deutschen Elektro-Energiesystem beherrscht können.

Es besteht somit dringender Handlungsbedarf, über unumgängliche klassische Ausbaumaßnahmen hinaus auch weiterführende Potenziale und Lösungen durch Intelligente Netze / Smart Grids sowie neue Konzepte mit Veredelungs-, Wandlungs-, und Speicher-Optionen in ganzheitlichem und systemverträglichem Ansatz zu nutzen [1].

Der Weg vom Wandel zur Wende von gestern über heute zu morgen sei an Abb. 1 erläutert.

Die Lösungsansätze gehen zurück auf Mitte der 90er Jahre entwickelte dezentrale Energieversorgungskonzepte und ermöglichen diese systemverträgliche Integration noch größerer Mengen dezentraler kleiner Energiewandlungsanlagen mittels durchgängiger Kommunikation und verteilter Intelligenz:

Gestern gab es eine klare Top-Down-Struktur mit vergleichsweise begrenzter Kommunikation; die wurde ausgeregelt von konventionellen Kraftwerken.

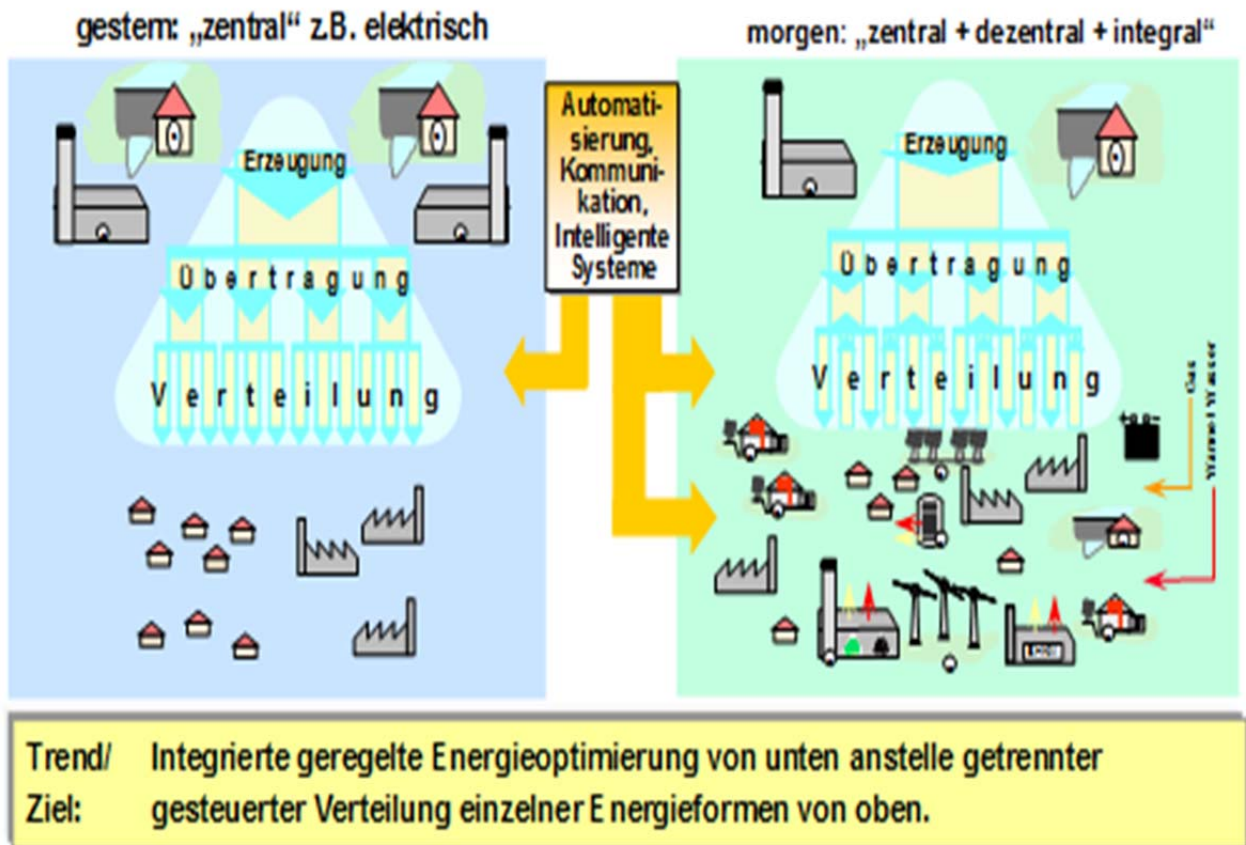


Abbildung 1: Wandel in der Energieversorgung von gestern bis morgen

Heute haben wir schon fast einen Teil von morgen mit 29 GW installierter Windleistung, 25 GW Solar, dazu KWK, Biomasse, kleine Wasserkraft etc. – also bald 60 GW installierter Leistung aus EEQ und zudem aus neuen Standorten bei installierter konventioneller KW-Leistung von 83 GW.

Volatile Last und volatile Erzeugung mit größerer Rückspeisung sind bei „normalen“ Wetterbedingungen noch ausregelbar durch konventionelle Kraftwerke; bei extremen EEQ-Einspeisungen aber nur mit Koordinierung durch Netzsicherheits-Management, oder aber ggf. Notmaßnahmen wie spontane Abschaltung oder Entlastung über Nachbarn s.o.

Morgen wird es deutlich weniger konventionelle KW geben, aber noch mehr verteilte Kleinanlagen sowie EEQ-Parks und viel mehr Kommunikation.

Zu volatiler Last und volatiler Erzeugung kommen vielleicht noch „volatile“ Standorte und auch Wechsel in den Regelzonen durch E-Mobility d. h. mobile Last mit Speichern und erhofftem Optimierungsbeitrag zum Netzbetrieb; d. h. es wird evtl. noch komplexer, wenn sich nicht die H₂-basierte E-Mobilität durchsetzt mit energetischer Entkopplung von Netz und Antriebssystem, sowie vermutlich günstigerer Lösung von der Infrastruktur her.

Die Ausregelung wird erfolgen durch die noch bestehenden konventionellen KWe und kann / muss zusätzlich auch durch Virtuelle Großanlagen, EE-Hybrid-KWe einschließlich marktorientierter Produktveredelung mit Einspeisemanagement effizient unterstützt werden.

Die Konzipierung eines derartigen dezentralen Energiesystems sei beispielhaft an Abb. 2 erläutert.

2. Das intelligente dezentrale Energiesystem

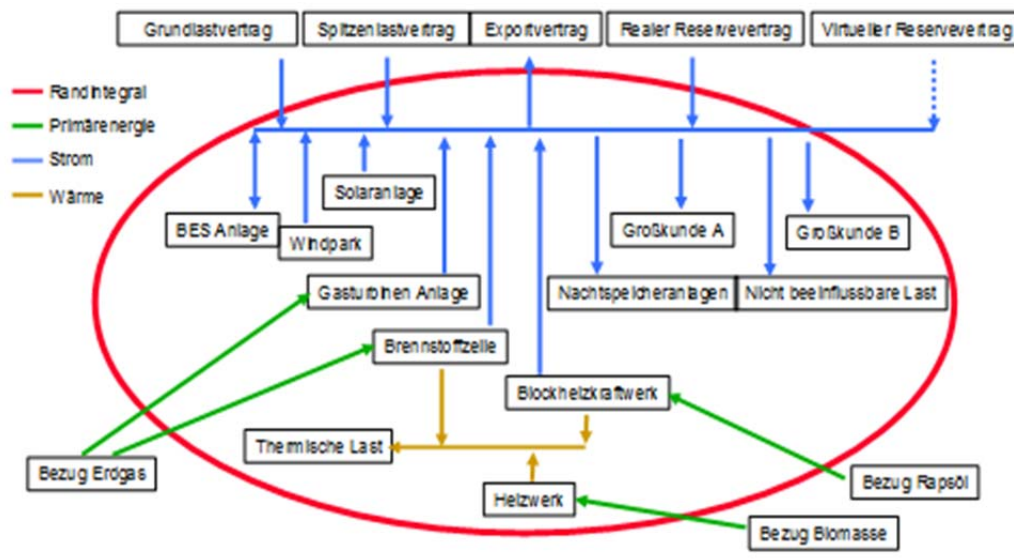


Abbildung 2: Beispielhafte Modellierung eines dezentralen Energiesystems

Zunächst wird ein netztopologisch klar abgegrenzter Raum definiert und eine Modellierung aller involvierten Elemente vorgenommen: Energiewandlungsanlagen, Speicher, Lasten aber auch Verträge zum Energieaustausch und Primärenergiebezug.

Die elektrische und thermische Sammelschiene (blau/beige) sind Netzknoten und zugleich Bilanzierungspunkte.

Hier gilt die Kirchhoff'sche Regel: Summe aller Einspeisungen = Summe aller Lieferungen

Hier kann nun eine Vielzahl von möglichen Kombinationen und Betriebsweisen gefunden und das Kostenminimum ermittelt werden.

Eine wesentliche Voraussetzung für eine betriebsfähige Lösung ist die netztopologische Clusterung des Randintegrals und die technische Restriktionsfreiheit innerhalb des Randintegrals, da z.B. nur ein überlastetes Element ggf. einen optimal geplanten Betrieb verhindern kann.

Für eine großflächige Optimierung (Abb. 3) verschiedener dezentraler Energiesysteme können diese kaskadiert in übergeordneten Ebenen zusammengefasst werden. Auf der Basis von Potenzialangaben mit Bandbreiten für den möglichen Betriebsablauf im bevorstehenden Planungszeitraum – z.B. 24 Stunden – der unterlagerten Ebenen wird eine Potenzialaggregation für den auf der überlagerten Ebene vorgenommen und die verpflichtende Profilvergabe für die unterlagerte Ebene festgelegt. So werden viele kW zu optimierten MW und viele MW zu optimierten GW.

Das intelligente dezentrale Gesamtsystem mit Prognose, optimierter Einsatzplanung und Online-Optimierung sowie Prozessanschluss mit kostenminimaler Kommunikation wird anhand von Abb. 4 erläutert.

Das Dezentrale Energiemanagementsystem DEMS verkörpert die Intelligenz des Gesamtsystems. Es basiert auf Prognosen zunächst des Wetters und davon abgeleitet der dargebotsabhängigen regenerativen Erzeugungen, sowie der Lasten. Davon wird eine optimierte Einsatzplanung über 24 Stunden im ¼ Stundenraster für alle Betriebselemente, Energiebezug, Energielieferung, Verträge und Reserven erstellt.

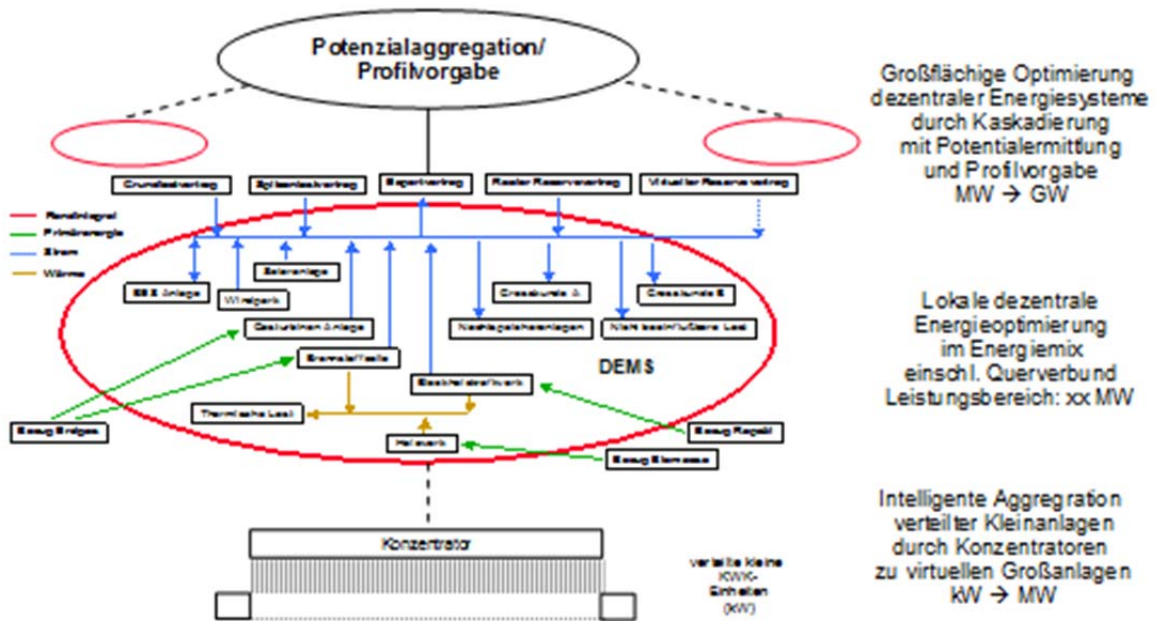


Abbildung 3: Großflächige Optimierung

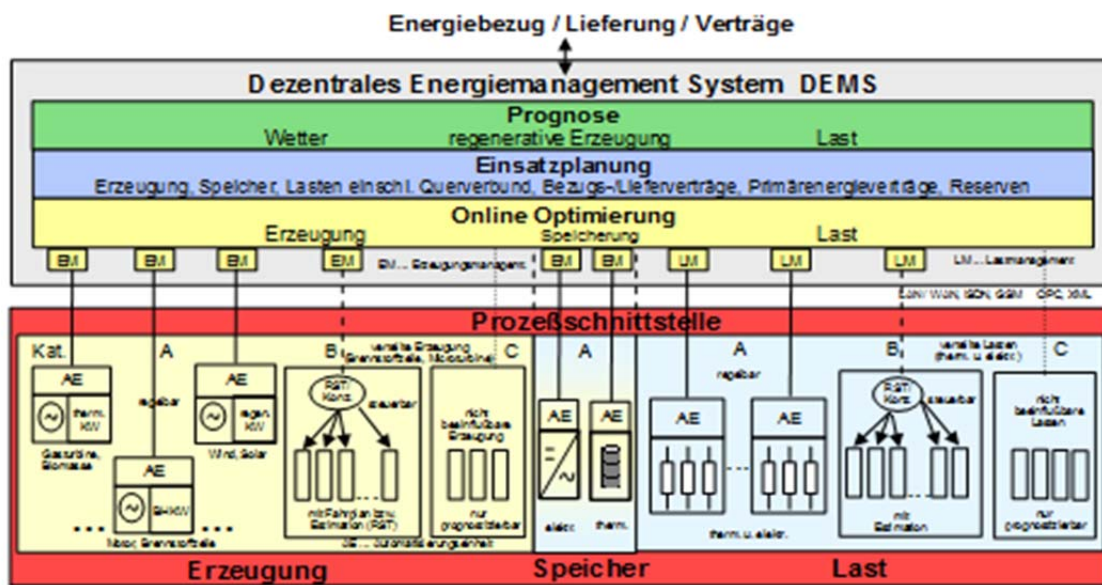


Abbildung 4: Intelligentes Dezentrales Gesamtsystem mit Prozessanschluss

Die natürlichen Schwankungen während der Planungsperiode werden durch eine Online-Optimierung mit Soll- / Ist-Wertaustausch über Last- bzw. Erzeugungsmanager und Standleitungen mit den optimierungsrelevanten Elementen korrigiert und so die geplanten 15 Minuten Zielwerte eingehalten.

Zur Kostenminimierung der Kommunikation werden die einzelnen Elemente je nach Bedeutung und Beitrag zur Optimierung nach A/B/C kategorisiert und mit Standleitung, Wahlleitung oder nur statischer Erfassung innerhalb der Funktionsgruppen Erzeugungen, Speicher und Lasten vorgesehen.

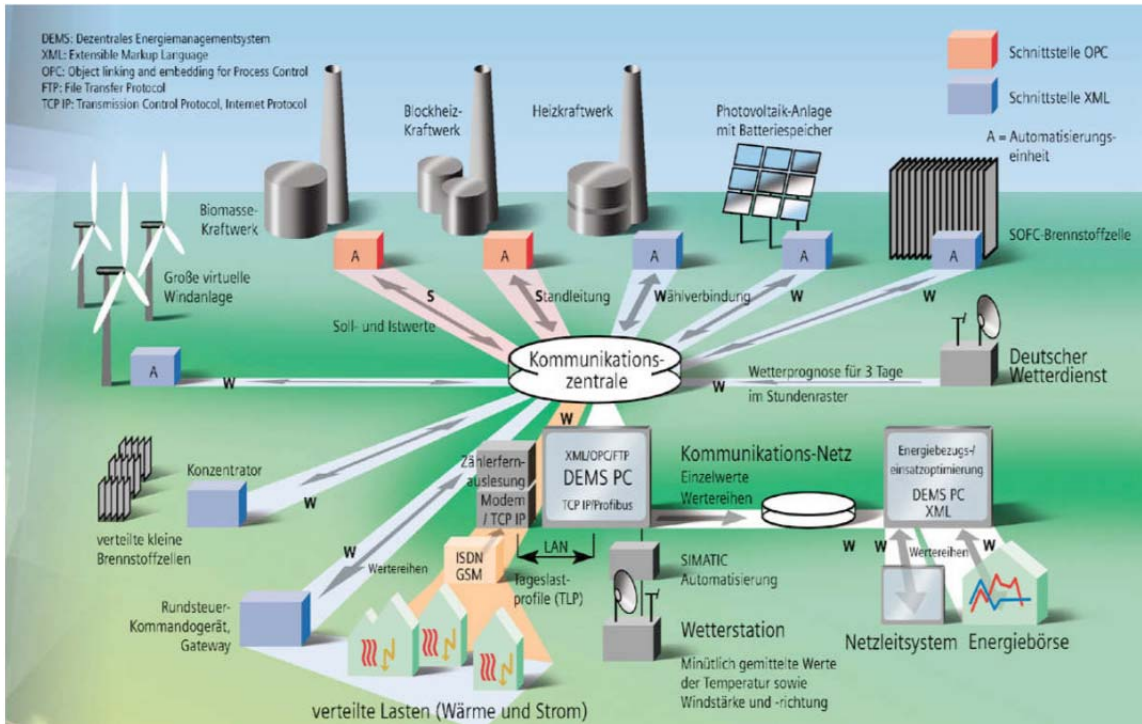


Abbildung 5: Kommunikation und Intelligenz eines Virtuellen großen Kraftwerks

Die Kommunikationsstruktur einer derartigen Großanlage ist mit ihrer Einbindung in die zugehörigen Korrespondenzsysteme wie Netzleitsystem, Energiebörse, Wetterdienst etc. in Abb. 5 dargestellt.

3. Die Virtuelle Großanlage mit Produktveredelung

Aus diesen intelligenten Aggregationen von verteilten realen kleinen Elementen ergeben sich Virtuelle große KWe bzw. Großanlagen allgemein – z. B. Virtuelle große Lastmaschinen –, die in ihrem Verhalten gegenüber dem Netz vergleichbar sind mit konventionellen Kraftwerken / Großanlagen, sofern der verantwortliche Betreiber für eine zuverlässige Planung auch alle betrieblichen Daten zum Bedienen und Beobachten, Monitoring, Diagnose, Service etc. zur Verfügung hat und berücksichtigen kann.

Ein Mangel an Netzdienstleistungen besteht bei EEQ mit leistungselektronischen Elementen im Wandlungsbereich, da im Falle eines Kurzschlusses im Netz nur wenig bzw. keine Kurzschlussleistung zur Begrenzung der Störung bereitgestellt werden kann; bei Altanlagen ist keine Blindleistung zur Spannungsregelung verfügbar.

Die Windenergie hat in Mitteleuropa das größte Potenzial, aber auch die größte Volatilität. Bekanntlich ist die Windleistungseinspeisung mathematisch gesehen chaotisch und trotz aller Fortschritte in den letzten Jahren nur bedingt prognostizierbar.

Das gilt insbesondere für zu erwartende Spitzenwerte und den Zeitpunkt des Auftretens. Das Risiko für den Betrieb einer Regelzone liegt vor allem in der Dynamik der Windleistungseinspeisung mit Änderungsgeschwindigkeiten von bis zu mehreren Hundert MW in 15 Minuten je nach Struktur der Regelzone.

Hier sind also für die Einspeisung im Sinne Systemverträglichkeit sowie Produktveredelung / Marktorientierung Eingriffe möglich bzw. erforderlich.

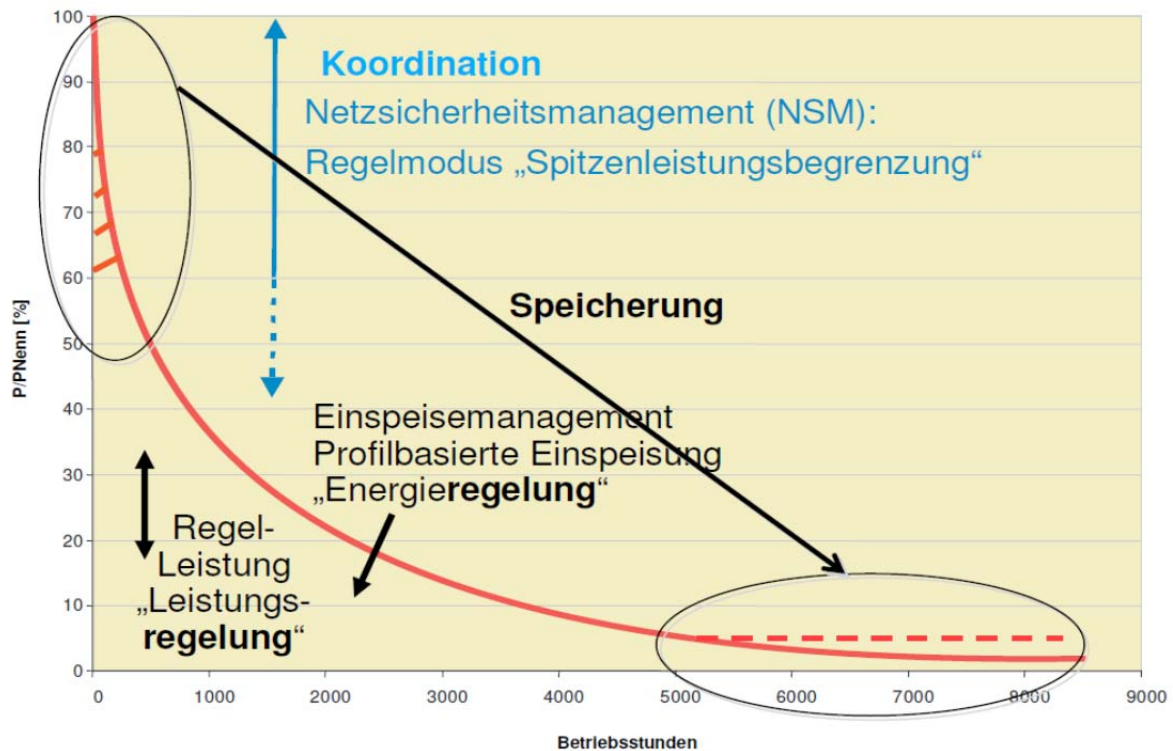


Abbildung 6: Klassische Optionen der Beeinflussung und Veredelung

Die klassischen Möglichkeiten der Veredelung werden anhand von Abb. 6 erläutert.

Die Windleistungsdauerlinie entspricht einer Onshore-Windsituation in Deutschland: Wenige Tage im Jahr mit einer Einspeisung von 100% Nennleistung, aber mehr als 100 Tage im Jahr weniger als 10% Nennleistung.

Spitzenlasten können am Rande ihrer Kapazität betriebene Elemente überlasten und zur Abschaltung durch Einrichtungen führen. Daher ist hier eine Koordination durch Netzsicherheitsmanagement mit Regelmodus „Spitzenleistungsbegrenzung“ üblich.

Falls ausreichende Speicherkapazität und freie Leitungskapazität zum Transport zur Verfügung stehen, kann eine Zwischenspeicherung und Rückspeisung nach Bedarf sinnvoll sein.

Eine konkrete Verbesserung der Systemverträglichkeit einer Windleistungseinspeisung ist die profilbasierte Einspeisung mit 15 Minuten-Raster im Regelmodus Energierreglung – zuweilen mit Anregelung (z.B. 80% in Dänemark) gefahren.

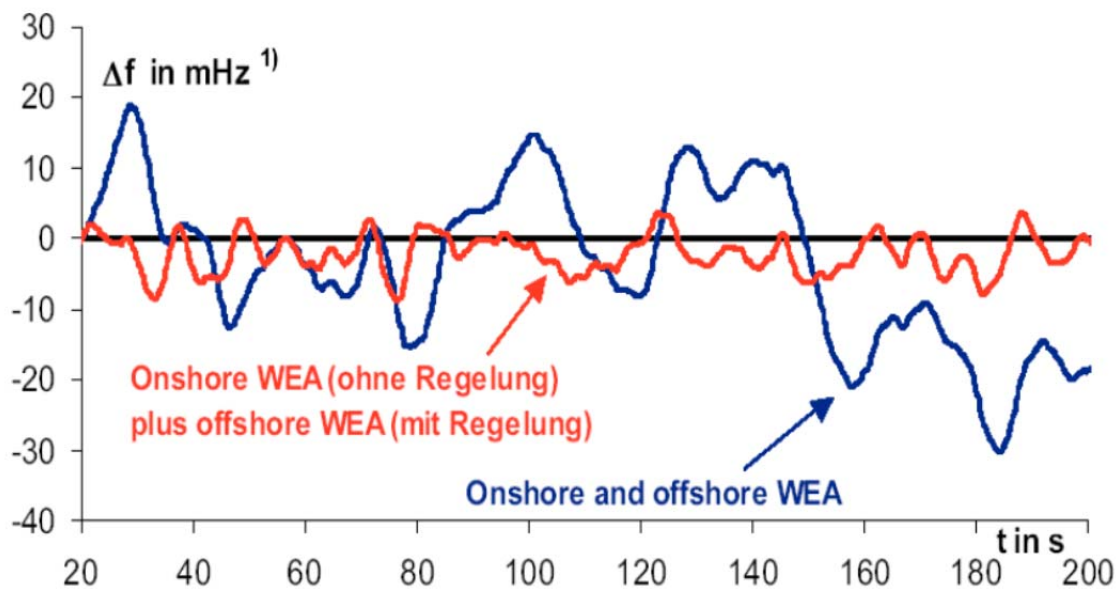
Im Regelmodus Leistungsregelung kann in einem gesicherten Arbeitspunkt mit ausgewählten WEA-Parks im Sinne einer Virtuellen großen Windanlage Regelleistung zur Stabilisierung einer Regelzone beigetragen werden.

Die Erhöhung der Systemstabilität durch Regelung von neuen, zu virtuellen Großanlagen zusammengefassten Windparks veranschaulicht Abb. 7.

Hier sind Ergebnisse einer Untersuchung von damals VET aus dem Jahre 2003 zur Netzdynamik und den Einfluss der Windeinspeisung auf die Frequenz dargestellt.

Der blaue Verlauf gilt für die Gesamtheit aller Onshore und Offshore WEA ohne Regelung und zeigt im dargestellten Zeitraum deutliche Frequenz-Schwankungen um 0 identisch mit 50 Hz.

Der rote Verlauf dagegen beinhaltet nur die Onshore WEA ohne Regelung und die Offshore WEA aber mit Regelung, was zu einer deutlichen Beruhigung und Stabilisierung der Frequenz führt. Daraus ergibt sich also eine überzeugende Darstellung einer möglichen Erhöhung der Systemverträglichkeit bzw. Veredelung des Produktes Windenergie.



1) incl. des Einflusses der Frequenz-Leistungsregelung des übrigen Netzes

Quelle: VET, 2003

Abbildung 7: Netzynamik – Einfluss der Windeinspeisung

Ein noch weitergehender innovativer Lösungsansatz ist ein Erneuerbare Energien-Hybridkraftwerk (EE-HyKW) als besondere Ausprägung einer Virtuellen Großanlage [2] entsprechend Abb. 8.

4. Das Erneuerbare Energien – Hybridkraftwerk (EE-HyKW)

Die Grundstruktur dieses EE-HyKW ist gekennzeichnet durch einen Windpark mit 2000 MW installierter Leistung, dessen WEA in ein privat finanziertes Einsammelnetz einspeisen, das wiederum über ein Umspannwerk direkt an das 400 kV-Übertragungsnetz angeschlossen ist. An die Sammelschiene dieses Umspannwerkes sind zudem eine Elektrolyseanlage und ein GuD-Kraftwerk angeschlossen. Die Elektrolyseanlage wird zur Spitzenleistungsbegrenzung eingesetzt und produziert Wasserstoff. Dieser wird zunächst einem Speicher zugeführt und kann dann dem Wasserstoffmarkt – z.B. für Elektromobilität auf Basis von Wasserstoff – zugeleitet werden oder in begrenztem Umfang dem Erdgas im Erdgasnetz beigemischt und so auch in einem GuD-Kraftwerk heutiger Technik nach Bedarf teilweise rückverstromt werden. Das GuD-KW hat dabei in diesem Modell-HyKW die Aufgabe, die gesicherte Einspeisung geplanter systemverträglicher Lieferungen ergänzend zur direkten Windleistungseinspeisung nachhaltig zu ermöglichen. In dieser Modellrechnung wird jedoch von einem Betrieb des GuD-KW auf Basis von Biomasse / Bioerdgas aus der Region mit Zwischenspeicherung im Netz ausgegangen.

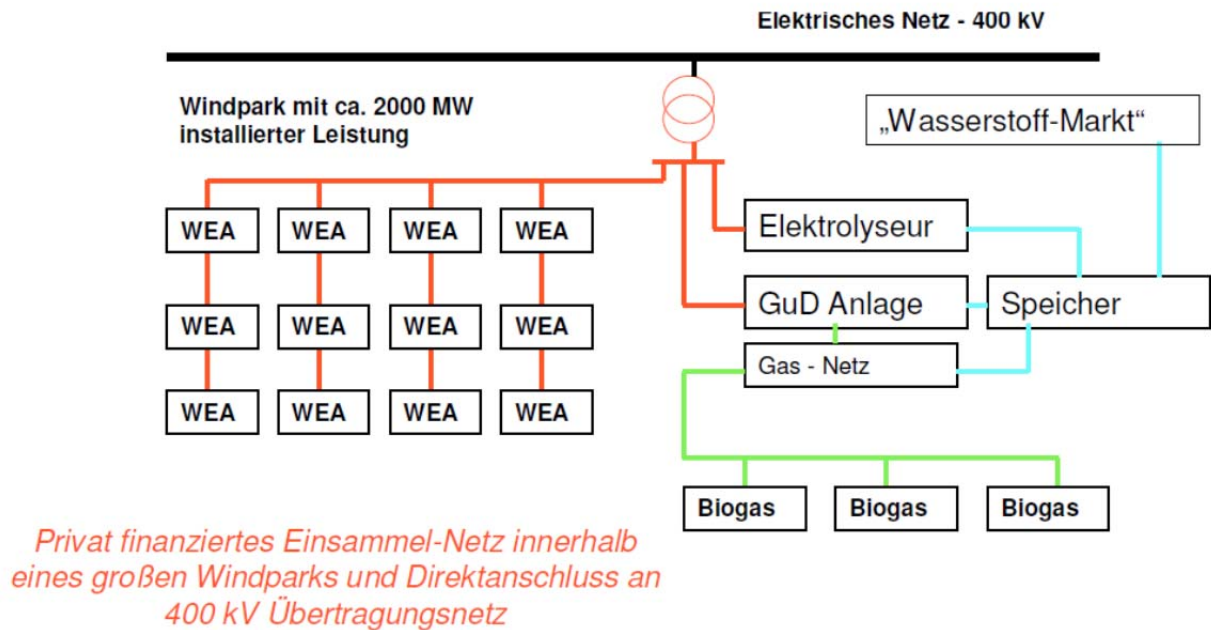


Abbildung 8: Grundstruktur eines EE-HyKW

In Zukunft ist auch der Bau von Wasserstoff-Transportnetzen, sowie die Entwicklung von Wasserstoff-Turbinen denkbar.

Die Energie- / Leistungsbilanz für ein realistisches Regionalmodell im Nordosten Brandenburgs ist in Abb. 9 wiedergegeben:

Die Leistungsdaten sowie die Energiebilanz für einen gesicherten Ganzjahresbetrieb beziehen sich auf konkrete Daten bzw. realistische Annahmen für die Umgebung des 400 kV-Einspeisepunkt Bertikow in der Uckermark. Die geordnete Windleistungsdauerkurve basiert auf Messungen im Zeitraum 02/2005 bis 10/2007. Eine installierte Leistung für Windenergie wird unter Berücksichtigung des theoretisch verfügbaren Restflächenpotenzials für die Region Uckermark-Barnim bis 2020 mit rund 1600 MW prognostiziert [3].

Unter Einbeziehung des erweiterten Umfeldes und in Erwartung von Repowering-Maßnahmen kann bis 2030 auch mit den im Modell angenommenen 2000 MW gerechnet werden.

Diese entsprechend der Windleistungsdauerlinie nur wenige Tage im Jahr auftretende Spitzenleistungseinspeisung von 2000 MW wird nun durch die o.g. Elektrolyseanlage auf 24% der Nennleistung – d. h. 480 MW – begrenzt. Damit werden im Betriebsmodus „Flat Power“, also konstanter Betrieb mit 100% Nennleistung, 62% der Windenergie – d.h. des Integrals unter der Windleistungsdauerlinie – direkt ins Übertragungsnetz eingespeist und 38% durch Elektrolyse mit 1520 MW Nennleistung in Wasserstoff umgewandelt und dem entsprechenden Markt zugeführt.

Die für den konstanten Ganzjahresbetrieb noch benötigten 950 GWh werden in diesem Modell auf Basis von regionaler Biomasse über Biogas und Aufbereitung zu Bioerdgas mit Zwischenspeicherung im Erdgasnetz durch das GuD-KW geplant und gesichert – d.h. systemverträglich – erzeugt.

Beispielhaft für einen integrierten und umfassenden regionalen Ansatz wurde in dieser Modellrechnung im Hinblick auf den üblichen Fruchtwechsels nur $\frac{1}{3}$ der landwirtschaftlichen

Nutzfläche einbezogen, ggf. könnte fehlendes Bioerdgas aber auch durch Zukauf über das Erdgasnetz beschafft werden.

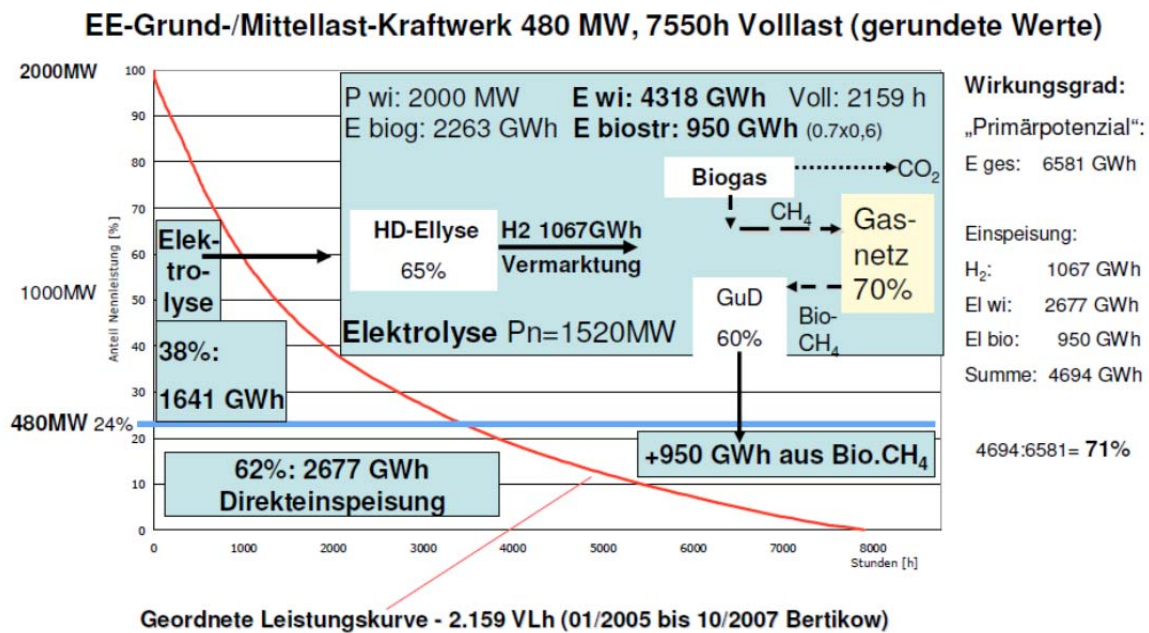


Abbildung 9: Leistungs- / Energiebilanz des Modell-EE-HyKW

Die sich dabei ergebenden unterschiedlichen Betriebsprofile bei verschiedenen Windperioden in den einzelnen Jahreszeiten sind in den Abbildungen 10 und 11 dargestellt.

Die gelb angelegte Fläche veranschaulicht die umfangreiche Spitzenleistungsbegrenzung und den Einsatz der Elektrolyseanlage zur Wasserstoffherzeugung.

Der rote Bereich der Direkteinspeisung unterstreicht den dominierenden Flat Power-Betrieb mit 24% der installierten WEA-Nennleistung. Dagegen ist der grün dargestellte Einsatz des GuD-KW mit Bezug von Bioerdgas aus Gasnetz bei diesen winterlichen Starkwindverhältnissen vergleichsweise gering: Wenig Volllast, mehr Teillast – allerdings auch hier noch von Dynamik geprägt.

Ein deutlich anderes Betriebsprofil ergibt sich bei Schwachwindverhältnissen im Sommer, wie das folgende Abb. 11 zeigt.

Hier ist wegen größerer Teillast- bzw. Flauteperioden die Spitzenleistungsbegrenzung und Leistungszuführung zur Elektrolyse vergleichsweise gering, ebenso auch die Direkteinspeisung ins Übertragungsnetz deutlich weniger als in Starkwindzeiten.

Der Einsatz des GuD-KW ist hier mit Teil- und Volllastbetrieb eher dominierend und garantiert die gesicherte Flat Power-Einspeisung.

Eine andere entscheidende Betriebsweise ist aber auch der verbrauchsorientierte Betrieb, der die Schwankungen über die Jahreszeiten und zudem innerhalb des 24 Stunden-Zyklus berücksichtigt: Tag- vs. Nacht-Verlauf, sowie tagsüber die Verbrauchszunahmen vornehmlich am Morgen und Abend. Dazu gibt die Vereinigung der europäischen Verbundnetzbetreiber UCTE z.B. für Deutschland an jedem dritten Mittwoch eines Monats das entsprechende Verbrauchsprofil heraus.

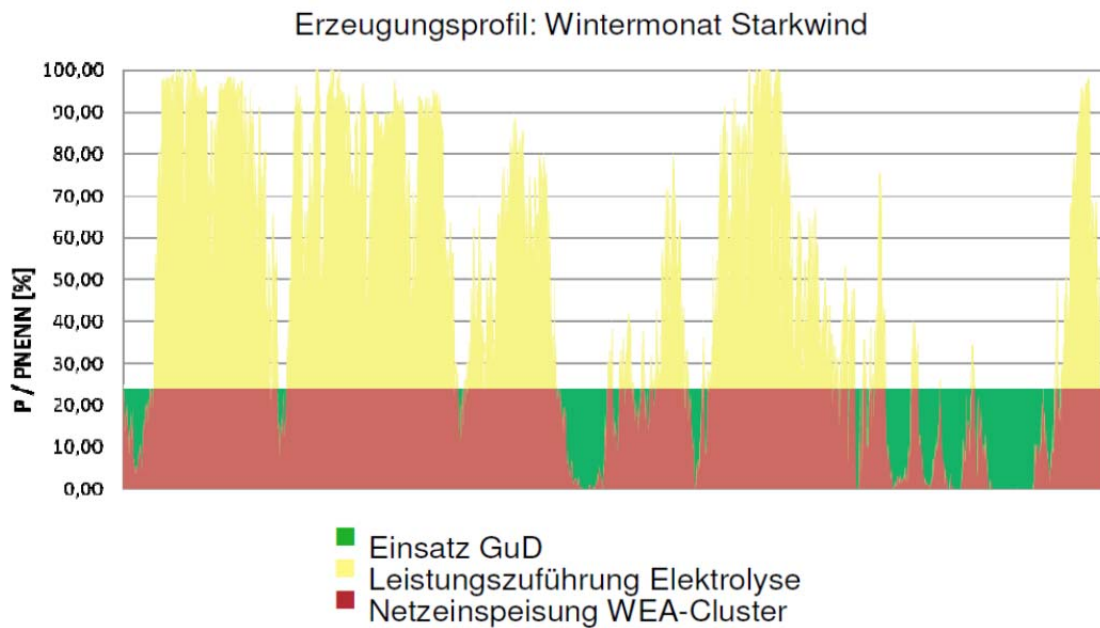


Abbildung 10: Erzeugungprofil für Betrieb mit Nennleistung / Flat Power bei Starkwind im Winter

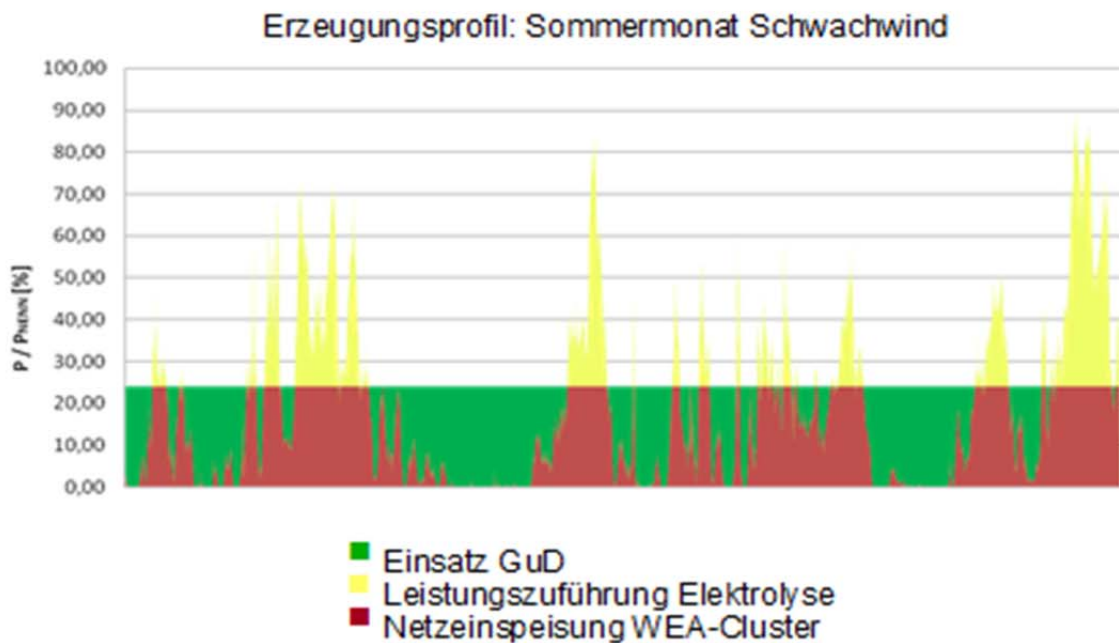


Abbildung 11: Erzeugungprofil für Betrieb mit Nennleistung/Flat Power bei Schwachwind im Sommer

Zur Überprüfung der Betriebsfähigkeit des EE-HyKW auch unter verbraucherorientierten Einspeisebedingungen wurden 24 optimierte Einsatzplanungen auf Basis dieser UCTE-Profile für Deutschland aus den Jahren 2005/06 gerechnet.

Das Ergebnis zeigt, dass diese Grundausslegung richtig ist und die Anforderungen erfüllt; unter Berücksichtigung von Sonn- und Feiertagsverbrauch ist ein Ganzjahresbetrieb möglich bei nur minimaler Abregelung entsprechend Abb. 10: Eine von 24 Planungen am 3. Mittwoch 03.2005.

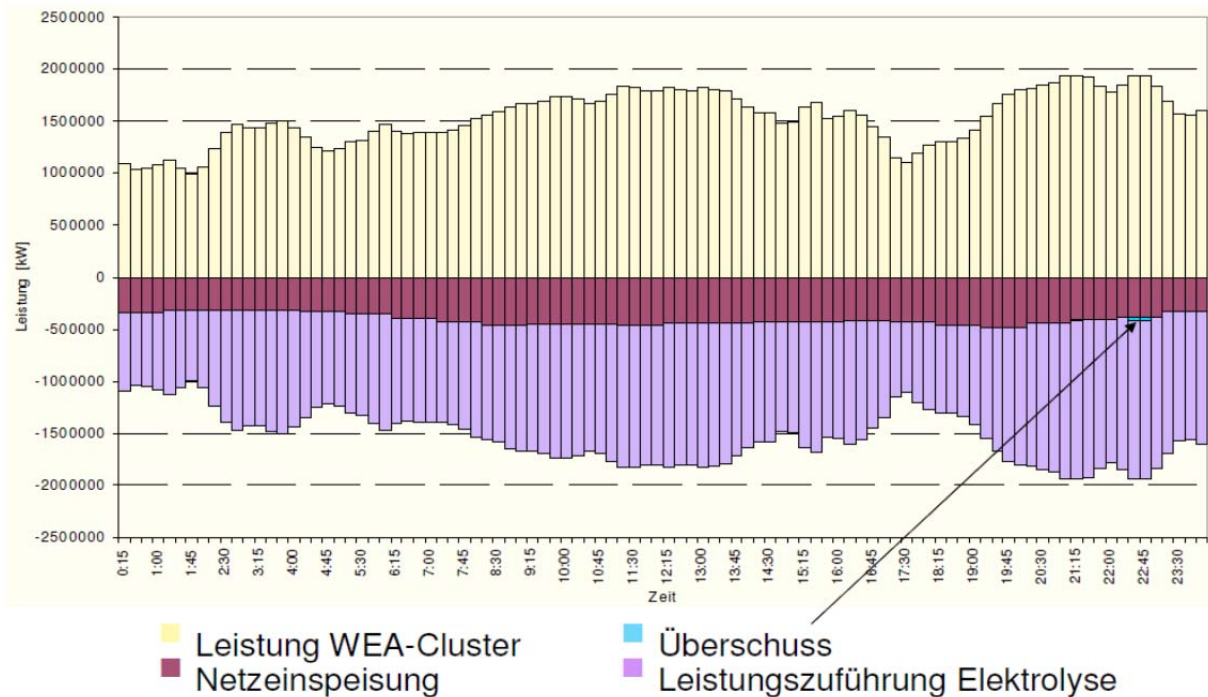


Abbildung 12: Verbrauchsorientierte Einsatzplanung

5. Stand der Technik für EE-HyKW

Abschließend stellt sich die Frage nach dem Stand der Technologien:

- Bei Biogas ist die Gaswäsche, sowie Trennung von CH_4 - CO_2 und damit die Einspeisung von Bio-Erdgas ins Erdgasnetz Stand der Technik, auch H_2 kann begrenzt ins Erdgasnetz mit eingespeist werden.
- Die Elektrolyse auf alkalischer Basis ist mit einem Wirkungsgrad von 65% verfügbar – allerdings nur begrenzt teillastfähig; die Hochtemperatur (HT)-Elektrolyse mit einem erwarteten Wirkungsgrad von ca. 80% und dynamischer Teillastfähigkeit befindet sich in Entwicklung. Sie wird als ideale Last für diese dynamische Einspeisung angesehen.
- GuD-Kraftwerke der 500 MW-Klasse mit 60% Wirkungsgrad im Teillastbereich sind im Netzbetrieb.
- Eine Pilotanlage für den Sabatier-Prozess zur CO_2 -Methanisierung mit H_2 ist in Betrieb, um die Auslegung großer kommerzieller Anlagen zu erproben. Die weitere Entwicklung des deutschen Energieszenarios wird zeigen, wo und inwieweit dieser Prozess sinnvoll zum Einsatz kommen kann.
- Ein EE-HyKW-Pilotprojekt ist als Enertrag-HyKW bei Prenzlau in der Uckermark seit 10.2011 mit 2 BHKW und rund 350 kW elektrisch und thermisch in Betrieb.
- Automatisierungs- und IT-Systeme im Sinne von SPS und Dezentralen Energiemanagementsystemen DEMS sind generell verfügbar, eine projektweise Anpassung ist jedoch erforderlich. DEMS wurde bereits Ende der 90er Jahre in Pilotprojekten und mit kontinuierlicher Weiterentwicklung auch zunehmend im kommerziellen Bereich eingesetzt. Aktuelle Beispiele sind das Pilotprojekt „IRENE“ (Integration regenerativer Energien und Elektromobilität) und „Schwarmstrom“ als kommerzieller Einsatz beim Energiedienstleister Lichtblick.

Die in Abb. 2 dargestellte Modellierung kann funktional und inhaltlich durch Integration weiterer Verbundprozesse und Bilanzierungsknoten projektspezifisch ausgebaut werden: z.B. im Falle des o.g. EE-HyKW (Abb. 8, 9) ggf. die Integration des Prozesses der Methanisierung von abgetrenntem Bio-CO₂ durch H₂ aus der Elektrolyse bei Spitzenleistungsbegrenzung.

6. Stromgestehungskosten und Erwartungen

Die Stromgestehungskosten wurden in der zugrunde liegenden Brandenburger Studie [2] ermittelt, unter der Prämisse einer möglichst vollständigen Nutzung der verfügbaren Windenergie und auf Basis eines Elektrolyse-Wirkungsgrades in 2020 von 65%. Der erzeugte Wasserstoff wurde als Erdgasbeimischung mit seinem thermischen Energieinhalt im Vergleich zum Erdgas und dem Marktpreis von Erdgas bewertet, sowie der regionale Hektarertrag von Silomais in Brandenburg in 2020 mit ca. 35 t Frischmasse pro Jahr angenommen. Damit ergaben sich Stromgestehungskosten von 15,6 ... 16,3 €/kWhel.

Dieses Ergebnis beinhaltet jedoch bereits jetzt erkennbare Verbesserungs- und Effizienzsteigerungspotenziale: Wesentlich ist dabei eine Steigerung des Elektrolyse-Wirkungsgrades auf ca. 80% durch Entwicklung der HT-Elektrolyse, Nutzung der Abwärme des GuD-KW im Gesamtprozess, sowie eine Reduzierung der installierten Leistung der Elektrolyseanlage durch mögliche regelbare Lasten im Eigenbedarf. Weiterhin sind auch die möglichen preislichen Konsequenzen einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft zu betrachten. D.h. also, dass eine umfassende Gesamtoptimierung aller involvierten Prozesse im Sinne eines integrierten regionalen Energiewandlungszentrums, sowie der in Zukunft denkbaren Nutzungsvarianten des Wasserstoffs entsprechend dem heutigen Kenntnis- und Diskussionsstand – ggf. aber auch in einem anderen Energiemix – erforderlich ist. Dabei erscheint eine Annäherung an ca. 10 €/kWhel eventuell nicht unrealistisch.

7. Fazit und Rahmenbedingungen

- EE-HyKWe erlauben gesicherte Einspeisung systemkompatibler Stromprodukte
- EE-HyKWe bedürfen keiner Veredelung durch ÜNB, erhöhen den EEQ-Leistungskredit und senken die EEG-Ausgleichskosten.
- Der Sekundärenergieträger H₂ – mit Beimischung im Gasnetz bzw. in separatem H₂-Markt oder ggf. zur Methanisierung von CO₂ – entlastet das Elektro-Energiesystem bzgl. Ausbau und Betriebsführung, d.h. durch Reduzierung der Auslegungsspitzenwerte und kompensieren der Einspeisedynamik.
- Eine Implementierung dieser Lösungsansätze im gesetzlichen Rahmen mit Vergütungen / Anreizförderungen entsprechend dem Mehrwert gegenüber chaotischer Einspeisung ist erforderlich und gerechtfertigt.

Referenzen

1. Bitsch, R.: Virtuelle Großanlagen und ihre Bedeutung für die Integration von Erneuerbaren Energiequellen und Dezentralen Erzeugungen in bestehende Elektroenergiesysteme; Studie zur Entwicklung integrationsrelevanter Konzepte, Technologien und Rahmenbedingungen im Auftrag des Centrums für Energietechnologie Brandenburg CEBra, 2008

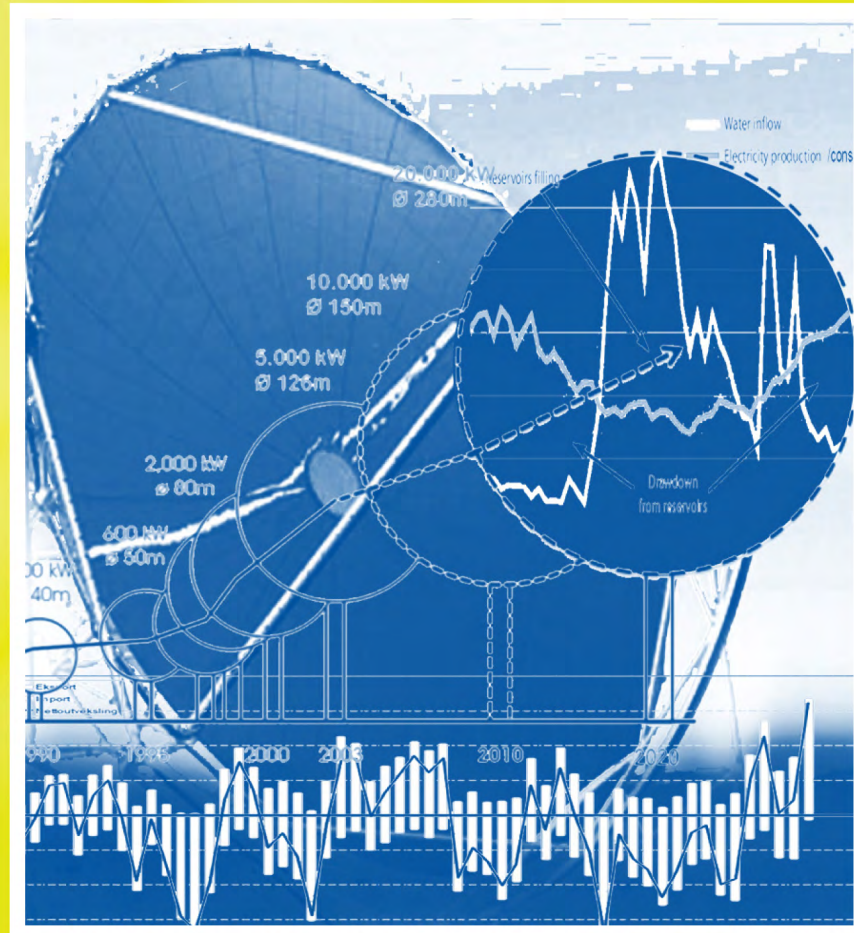
2. Schwarz, H., Bitsch, R., Fichtner, W.:
Netzintegration der Erneuerbaren Energien in Brandenburg. Studie des Centrums für Energietechnologie Brandenburg CEBra im Auftrag des brandenburgischen Wirtschaftsministeriums, Cottbus 2008
3. Schwarz, H., Pfeiffer, K. et. al.:
Fortführung der Studie zur Netzintegration der Erneuerbaren Energien im Land Brandenburg im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburg, Institut für Energietechnik der BTU Cottbus, 2011

Prof. Dr.-Ing. Rainer Bitsch
Brandenburgische Technische Universität Cottbus
CEBra - Centrum für Energietechnologie Brandenburg
Postfach 101344
03013 Cottbus
E-Mail: cebra@tu-cottbus.de
www.tu-cottbus.de/cebra

Arbeitskreis Energie

Exzerpt aus Tagungsband des AKE, DPG-Tagung 2012 Berlin

home: http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/DPG2012-AKE_Berlin/Links_DPG2012.htm



Energiewende

Aspekte, Optionen, Herausforderungen

Vorträge auf der DPG-Frühjahrstagung in Berlin 2012

Herausgegeben von Hardo Bruhns

Energiewende

Aspekte, Optionen, Herausforderungen

Vorträge auf der DPG-Frühjahrstagung

Arbeitskreis Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft

Berlin, 26. bis 28. März 2012

Programmgestaltung und Herausgeber: Hardo Bruhns

September 2012

Frühjahrstagung des Arbeitskreises Energie
in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft
Berlin, 26. bis 28. März 2012

Inhaltsverzeichnis

Einleitung	7
Übersicht über die Fachsitzungen	8
Abstracts aller Vorträge	9
Hauptvorträge:	
<i>Wieviel Kohlenstoff braucht der Mensch?</i> , vorgetragen von H. Pütter	24
<i>Virtuelle Großanlagen – ein Ansatz zur systemkompatiblen Integration erneuerbarer Energiequellen in die Energieversorgung</i> , vorgetragen von R. Bitsch	36
<i>Hydro Electricity and Storage Capabilities in Norway – can they be useful for Europe?</i> , presented by W. Rondeel	49
<i>Die Nutzung der Windenergie und erwartete technologische Entwicklungen der nächsten Jahre</i> , vorgetragen von A. Reuter	60
<i>Enhanced Geothermal Systems (EGS) - Potential and Stimulation Treatments</i> , presented by G. Zimmermann	67
<i>Schiefergas: eine unkonventionelle Ressource für den Energiemix der Zukunft?</i> , vorgetragen von A. Hübner	75
<i>Perspektiven für Solarthermische Kraftwerke im Sonnengürtel</i> , vorgetragen von B. Hoffschmidt	81
<i>Windstrom und Wasserstoff – Eine Alternative</i> , vorgetragen von D. Stolten	94

<i>Die Kosten und Risiken der Energiewende</i> , vorgetragen von M. Frondel.....	112
<i>Challenge Energy Transition: Managing Volatility and Integrating Renewables into the Energy System</i> , presented by H. Gassner	124
<i>Energieszenarien für Deutschland: Stand der Literatur und methodische Auswertung</i> , vorgetragen von J. Hake	132
<i>Wie Fukushima die Energiepolitik und Energieforschung in Deutschland und international verändert</i> , vorgetragen von J. Knebel.....	167
<i>Entscheidungszwänge in der Weltenergieversorgung und Klimapolitik bei hoher Unsicherheit</i> , vorgetragen von C. Ch. von Weizsäcker	179
<i>Future Mobility in Europe</i> , presented by F. X. Söldner	183

Direkter Link zum AKE - Archiv:

<http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/index.htm>

Direkter Link zum AKE - Archiv, Tagung 2012 -Berlin:

http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/DPG2012-AKE_Berlin/Links_DPG2012.htm

Der vorliegende Band fasst schriftliche Ausarbeitungen von Hauptvorträgen der DPG-AKE Tagung des Jahres 2012 in Berlin zusammen. Die Präsentationsfolien der Hauptvorträge können auf der Webseite des Arbeitskreises über:

<http://www.dpg-physik.de/dpg/organisation/fachlich/ake.html>

(von dort gelangt man zum Archiv des AKE) eingesehen werden. Allen Autoren, die zu diesem Sammelband beigetragen haben, sei an dieser Stelle sehr herzlich gedankt.

Düsseldorf, im September 2012

Hardo Bruhns