

Reinhard Mackensen

Herausforderungen und Lösungen für eine regenerative Elektrizitätsversorgung Deutschlands

Erneuerbare Energien und Energieeffizienz
Renewable Energies and Energy Efficiency
Band 19 / Vol. 19

Herausgegeben von / Edited by
Prof. Dr.-Ing. Jürgen Schmid, Universität Kassel

Reinhard Mackensen

Herausforderungen und Lösungen für eine
regenerative Elektrizitätsversorgung Deutschlands

Die vorliegende Arbeit wurde vom Fachbereich Elektrotechnik / Informatik der Universität Kassel als Dissertation zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktors der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.) angenommen.

Erster Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Jürgen Schmid

Zweiter Gutachter: Prof. Dr.-Ing. habil. Zbigniew Antoni Styczynski

Tag der mündlichen Prüfung

14. Juni 2011

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar

Zugl.: Kassel, Univ., Diss. 2011

ISBN print: 978-3-86219-186-4

ISBN online: 978-3-86219-187-1

URN: <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:0002-31879>

© 2011, kassel university press GmbH, Kassel
www.upress.uni-kassel.de

Printed in Germany

Diese Arbeit widme ich meiner Familie, besonders meiner Frau, die mir während der Erstellung den Rücken stärkte, und meinem Sohn, auf dass die getane Arbeit dazu beitragen möge, seine Welt zu erhalten und zu einem Ort zu machen, in dem es sich zu leben lohnt.

Ich bedanke mich bei meinen Betreuern für die Möglichkeit, diese Schrift zu erstellen und für die Arbeit im Bereich der erneuerbaren Energie, die ich in vielen Projekten leisten durfte.

Inhaltsverzeichnis

Einleitung.....	6
1 Potenziale erneuerbarer Energieerzeugung	10
1.1 Stand und Ausbaupotenziale von Windenergie	12
1.2 Stand und Ausbaupotenziale von Photovoltaik	14
1.3 Stand und Ausbaupotenziale der Nutzung von Bioenergie zur Stromgewinnung	16
1.4 Potenziale von Geothermie zur Stromerzeugung	17
1.5 Nutzung von Energiespeichern	18
1.5.1 Pumpspeicherwerke in Deutschland	18
1.5.2 Potenziale adiabater Druckluftspeicher	19
1.5.3 Stromspeicherung mittels Elektrolyse und Methanisierung.	20
1.5.4 Potenziale der Speicherung mittels Elektromobilität	21
1.6 Möglichkeiten zur Verschiebung von Lastspitzen.....	23
1.7 Zusammenfassung	25
2 Anforderungen, Strategien und technische Umsetzung der Integration erneuerbarer Energien.....	28
2.1 Anforderungen an erneuerbare Elektrizitätserzeugung	28
2.2 Anschlussregeln für Windenergieanlagen	33
2.3 Erzeugungsmanagement (ERZMAN/EISMAN) für hohe Windstromeinspeisungen	37
2.4 Rolle von Prognose- und Monitoringsystemen	39
2.4.1 Istwertbestimmung mittels des Hochrechnungsalgorithmus.....	39
2.4.2 Einspeiseprognosen für Windenergie.....	42
2.4.3 Extreme Wetterereignisse in der Prognose	44
2.4.4 Kurzfristprognosen	45
2.4.5 Technische Umsetzung der Prognosen	48
2.5 Koordiniertes Management von Windparks	49
2.5.1 Kontrollstrategien für den Betrieb des WCMS	51
2.5.2 WCMS Feldtest	57
2.5.3 Auswertung der Tests der Betriebsführungsstrategien.....	58

2.6	Das Regenerative KombiKraftwerk.....	62
2.6.1	Darstellung der Idee	62
2.6.2	Abläufe und Softwareumgebung.....	65
2.6.3	Ergebnisse.....	67
2.7	Beispiele für eine regional organisierte regenerative Vollversorgung	73
2.7.1	Regionale Vollversorgung mit erneuerbaren Energien.....	73
2.7.2	Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Beispiel der Inseln Samsø und Utsira	80
2.7.3	Technische Stabilität von Teilnetzen im Inselbetriebs und bei Rekalibrierung mit dem UCTE-Netz	84
2.7.4	Ökonomische Gegenüberstellung verschiedener Einbindungsstrategien von EE in öffentliche Netzstrukturen	86
2.8	Zusammenfassung	87
3	Entwicklung eines Modells zur dynamischen Simulation regenerativer Stromerzeugung in Deutschland	89
3.1	Die Simulationsumgebung - Funktionsweise.....	90
3.1.1	Bausteine der Simulationsumgebung	92
3.1.2	Definition der Gebiete und Energieübertragung	94
3.1.3	Berechnungsablauf	95
3.2	Die Simulationsumgebung - Datenbasis.....	98
3.2.1	Stromverbrauch im Versorgungsgebiet.....	98
3.2.2	Installationszahlen konventioneller Kraftwerke	98
3.2.3	Erneuerbare Energien	99
3.3	Vorstellung der Szenarien.....	101
3.3.1	Szenario 1 – Ausbau 2020	104
3.3.2	Szenario 2 – Ausbau 2020 mit hohem Anteil von Elektromobilität und erweitertem Speichereinsatz.....	107
3.3.3	Szenario 3 - Ausbau 2020 mit hohem Anteil von Elektromobilität, erweitertem Speichereinsatz und Lastmanagement.....	108
3.4	Zusammenfassung	109
4	Zusammenfassung und Ausblick.....	110
	Anhang.....	114
	Verzeichnisse.....	124

Einleitung

Die Bundesrepublik Deutschland ist ein hoch entwickeltes Industrieland, dessen Wirtschaftszweige große Mengen an Energie benötigen. Die Versorgung der Volkswirtschaft mit Elektrizität bildet somit eine der zentralen Säulen, die das Wirtschaftssystem tragen. Die Anforderungen, die an die Elektrizitätswirtschaft gestellt werden, sind dementsprechend hoch. Diese hohe Qualität zu halten, stellt alle Beteiligten vor anspruchsvolle Aufgaben.

Traditionell war die Struktur der deutschen Elektrizitätsversorgung zentralistisch geprägt. Lastzentren wurden Erzeugungseinheiten zugeordnet, die die Versorgung direkt durch Transport- und Verteilnetze sicher stellten. Hohe Transite über lange Strecken waren von vornherein nicht eingeplant. Diese Struktur – zentrale Erzeugung zur Versorgung von klar zu identifizierenden Lastzentren – begann sich über die letzten zwanzig Jahre zu verändern.

Konventionelle Stromerzeugung ist – abgesehen von Wasserkraftwerken – entweder mit der Verbrennung fossiler Treibstoffe und damit mit der Emission von Treibhausgasen oder mit dem Einsatz von Kernenergie und den daraus resultierenden Risiken sowie der Produktion von radioaktiven Abfallprodukten verbunden. In jedem Fall ist die Gewinnung von Elektrizität aus diesen Anlagen mit der Dezimierung endlicher Ressourcen verbunden, die zudem zum Großteil durch Importe gedeckt werden müssen.

Erneuerbare Energien (EE) sind durch ihren nachhaltigen Charakter in der Lage, den Ausstoß von Kohlendioxid bei der Stromerzeugung zu verringern. Der steigende Anteil von EE führte bereits in den Jahren 2006 und 2007 dazu, dass konventionelle Stromerzeugung teils substituiert werden konnte, was zu einer Verminderung des Ausstoßes von 60 bis 70 Mio Tonnen CO₂ führte [ISI2009]. Soll das im aktuellen Energiekonzept [BUND2010] angegebene Ziel, die Verringerung der Treibhausgasproduktion bis zum Jahr 2020 um mindestens 40%, bis zum Jahr 2050 um 80%¹ realisiert werden, ist das Ersetzen der CO₂ produzierenden Stromerzeugung durch regenerative Quellen unumgänglich. Darstellungen der Stromwirtschaft, dies sei ebenso mit der Abscheidung und anschließender Endlagerung der Treibhausgase erreichbar, erinnert an die Endlagerdiskussion im Bereich der Kernenergie und erscheint, betrachtet man die technischen Randbedingungen, wenig realistisch.

Die Idee, elektrische Energie mittels Anlagen zu erzeugen, die nicht auf die Zufuhr von fossilen oder nuklearen Brennstoffen angewiesen sind, sondern erneuerbare Ressourcen wie Wind- oder Solarenergie nutzen, führte in Kombination mit der lenkenden Wirkung des Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) mit den darin garantierten Einspeisetarifen zu einem drastischen Anstieg der dezentralen Erzeugung. Die

¹ Bezogen auf den Basiswert CO₂-Ausstoß von 1990

Stromproduktion aus Windenergieanlagen findet damit mehr und mehr abseits der Lastzentren statt. Zusätzlich ergeben sich im süddeutschen Raum hohe Einspeisungen aus Photovoltaik. Diese dezentrale Erzeugung ist - im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken mit planbaren Abgaben - abhängig vom Angebot fluktuierender Größen wie Windgeschwindigkeiten oder Sonneneinstrahlung.

Zu Beginn des Ausbaus der dezentralen, erneuerbaren Erzeugung um das Jahr 1990 wurden Einspeisungen aus EE noch als negative Last definiert. Die Auswirkung konnte wegen der geringen installierten Leistung vernachlässigt werden. Dieser Zustand änderte sich mit der Zeit merklich, die Dezentralität der Erzeugung begann Auswirkungen auf den Betrieb der elektrischen Netze zu zeigen. Da der Netzbetrieb von Transport- und Verteilnetz in Deutschland traditionell getrennt ist und die EE-Erzeugung größtenteils auf Verteilnetzebene stattfindet, traten nun merkliche Effekte wie Rückspeisungen ins Transportnetz auf. In der Vergangenheit wurden Lösungsansätze für das Problem der Quantifizierung aktueller und zukünftiger Einspeisungen aus erneuerbaren Quellen erarbeitet [Rohr2003, Ernst2003]. Diese Lösungen bildeten die Grundlage zur Erstellung wichtiger Hilfsmittel zur Planung des Netzbetriebs und damit zu einem vertretbaren Einsatz von Ausgleichsenergie.

Zur Vermeidung einer möglichen Klimakatastrophe und der damit verbundenen notwendigen Vermeidung von Treibhausgasen bei der Stromerzeugung auf nationaler und internationaler Ebene ist eine deutliche Erhöhung der EE-Erzeugungskapazitäten geboten. Deutschlandweit wird dies zu einem Anstieg des Anteils der EE bei der Stromerzeugung von derzeit 16% zu geplanten 35% im Jahr 2020 und zu weiteren kontinuierlichen Steigerungen führen [BUND2010]. Das Ziel, die regenerative Stromproduktion binnen zehn Jahren mehr als zu verdoppeln, stellt hohe Anforderungen hinsichtlich gesicherter Leistung an die erneuerbaren Energien.

Ziel dieser Arbeit ist es, Wege zur Verbesserung der Integration fluktuierender erneuerbarer Energieerzeuger in die elektrische Versorgungslandschaft Deutschlands aufzuzeigen und Lösungsvorschläge auszuarbeiten. Im ersten Schritt werden die Randbedingungen näher definiert. Hierzu werden Ausbaupotenziale betrachtet, die die einzelnen Quellen bieten. Weiterhin werden Möglichkeiten der Speicherung von elektrischer Energie sowie zum Lastmanagement als ergänzende Maßnahmen analysiert. Im Hauptteil werden verschiedene Systeme zur Bündelung regenerativer Erzeugung und Kombination mit Speichern, Kogeneration von fluktuierenden sowie regelbaren Anlagen sowie die Nutzung von Lastmanagement betrachtet. Hier werden die Systeme im Hinblick auf die Anforderungen der Elektrizitätswirtschaft untersucht.

Die in dieser Arbeit dargestellten Maßnahmen und Lösungsansätze sollen dazu dienen, erneuerbare Energien besser in die deutsche Versorgungslandschaft zu integrieren. Der Weg in eine regenerative Zukunft wird Schritt für Schritt vor sich gehen. Bereits heute existieren Bestrebungen einzelner Kommunen, Landkreise oder größerer Gebiete, den Anteil von nachhaltiger Stromerzeugung zu erhöhen. Die dabei angestrebten Vorteile sind wachsende Unabhängigkeit einerseits von Energieimporten, andererseits von großen Energieproduzenten sowie eine Möglichkeit, lokale Arbeitsplätze zu schaffen. Als wichtiger Nebeneffekt wird durch den nachhaltigen Einsatz regenerativer Erzeugung CO₂ aus konventioneller Energiepro-

duktion vermieden. Kombinationen verschiedener regenerativer Erzeuger werden durch die Nutzung der unterschiedlichen Eigenschaften der einzelnen Erzeugungsarten in der Zukunft in der Lage sein, Versorgungsaufgaben sicher und flächendeckend zu übernehmen.

Im ersten Teil dieser Arbeit werden aktuelle Ausbaustände und Potenziale erneuerbarer Energieerzeugung dargestellt. Weiterhin werden mögliche Maßnahmen zur Verstetigung wie Energiespeicherung und Lastmanagement beleuchtet. Der zweite Teil dokumentiert verschiedene Forschungsprojekte, die sich mit der Verbesserung der Integration erneuerbarer Energien befassen. Im dritten Teil wird ein Modell zur Betrachtung verschiedener Szenarien, die die angewandten Techniken und festgestellte Potenziale verwenden, entwickelt.

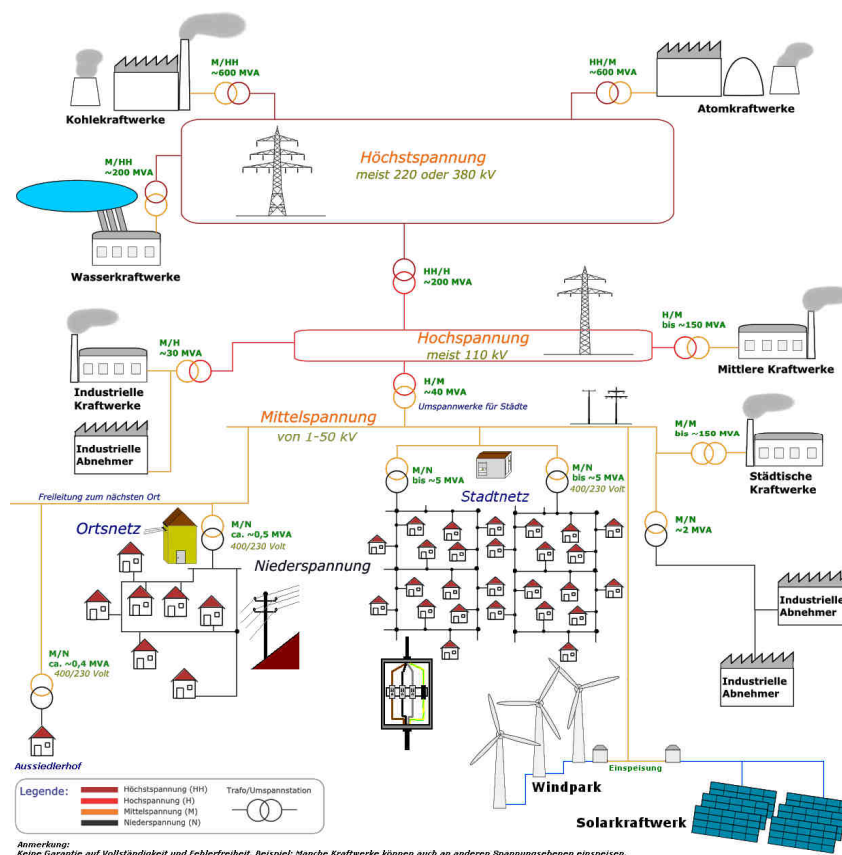


Abbildung 1 Aufbau des elektrischen Energieversorgungssystems [RIEPL2007]

Das Gesamtsystem der Elektrizitätsversorgung setzt sich aus vielen Subsystemen mit einzelnen Problemstellungen zusammen, die verschiedene Interessengruppen betreffen. Der Ausbau der erneuerbaren Energieträger ist damit eine anspruchsvolle Aufgabe, der nur in einem langfristig angelegten Kontext begegnet werden kann. Denkt man an eine Vollversorgung eines Landes mit regenerativ erzeugter Energie, stellen sich verschiedene zentrale Fragen.

Reichen die technisch erschließbaren Potenziale erneuerbar erzeugter Energie aus, um die gesicherte elektrische Leistung jederzeit zu decken? Die beiden zentralen Begriffe, die in dieser Frage stecken sind erschließbar und jederzeit. Die im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Szenarien stellen die Potenziale von verschiedenen EE zusammen, die bei mittel- bis langfristiger Betrachtung realistisch erscheinen. Eine weitere wichtige Randbedingung ist, dass die Versorgung mit Elektrizität unterbrechungsfrei stattfindet. Daher gilt es, die Szenarien derart zu prüfen, dass lange Zeiten geringen Ertrags wetterabhängiger Erzeuger wie Wind- und Photovoltaikanlagen vom System ausgeglichen werden können.

Das elektrische Energieversorgungssystem, wie es über die vergangenen sechs Dekaden entstanden ist, wird von Großkraftwerken in Form von Kohle- und Kernkraftwerken geprägt. Die Auslegung des Systems auf die Deckung der Maximallast bedingt eine Vorhaltung von Reserven zur Deckung bei unvorhergesehenen Spitzenverbräuchen oder Kraftwerksausfällen sowie den Einsatz von Regelkraftwerken.

Die Energieflüsse in diesem System gehen von den Erzeugern zu den Verbrauchern (schwarze Pfeile von oben nach unten). Wächst der Anteil der dezentralen erneuerbaren Erzeugung, werden zwei Problembereiche deutlich. Erstens handelt es sich bei der Einspeisung zum Großteil um Windstrom, dessen Erzeugungsleistung wetterbedingt schwankt, zweitens finden diese Einspeisungen nur teilweise in den Transportnetzen statt. Windparks und in höherem Maße noch Photovoltaikanlagen speisen den erzeugten Strom mehrheitlich im Niederspannungsnetz oder Verteilnetz ein. Es entstehen somit Energieflüsse in umgekehrter Richtung. Verschärfend kommt hinzu, dass die Einspeisung großer Mengen Windstroms in strukturschwachen Gegenden oder in Zukunft durch Windparks auf See stattfindet. Übertragungen großer Mengen von Energie über weite Strecken sind die Folge. Hier stellt sich die Frage, ob die Erzeuger erneuerbarer Energien technisch in der Lage sind, die Versorgung aufrecht zu erhalten. Ferner ist zu prüfen, ob neben der Bereitstellung von Wirk- und Blindleistung netzstützende Maßnahmen wie das Durchfahren von Fehlerfällen mit nachfolgendem Netzwiederaufbau oder die Bereitstellung von Regelenergie durch EE geleistet werden können.

Die dritte Fragestellung betrifft die Energieübertragungen via Transportnetz und den Austausch im europäischen Verbundnetz. Ebenfalls müssen die Anforderungen an den existierenden Kraftwerkspark untersucht werden, wenn der Anteil fluktuierender Einspeisung steigt. Wie eingangs dargestellt, bieten sich zu der Umstellung keine Alternativen, sofern die im aktuellen Koalitionsvertrag definierten Langfristziele hinsichtlich der Einsparung von CO₂ ernsthaft umgesetzt werden sollen.

Die dargestellten Ergebnisse mögen dazu dienen, die Entwicklung auf dem Gebiet der Integration erneuerbarer Energieerzeuger zu unterstützen und, sofern möglich, zu beschleunigen.

1 Potenziale erneuerbarer Energieerzeugung

Die Entwicklung auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien hat über die letzten Jahre stark an Geschwindigkeit zugenommen. So wurden beispielsweise die Erwartungen auf dem Sektor der Windenergie für den Onshore-Bereich mit 26 GW installierter Erzeugungsleistung für 2010 bereits erreicht. [DENA2005]. Dagegen verzögert sich der Ausbau auf See aus technischen und regulatorischen Gründen. Andere Erzeugungsarten, denen in den letzten Jahren hohe Potenziale zugeordnet wurden, entwickelten sich zuerst weniger stark als erwartet, um dann, wie am Beispiel der Photovoltaik zu sehen, sprunghaft anzusteigen. Mit wachsender Erzeugungskapazität steigen die Anforderungen an die Integration. So müssen Wege gefunden werden, die eine Annäherung von Erzeugung und Bedarf erlauben.

Im Jahr 2009 wurde rund 16,1% des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Quellen gedeckt. Die Anteile der einzelnen Erzeugungsarten sind in der folgenden Abbildung dargestellt.

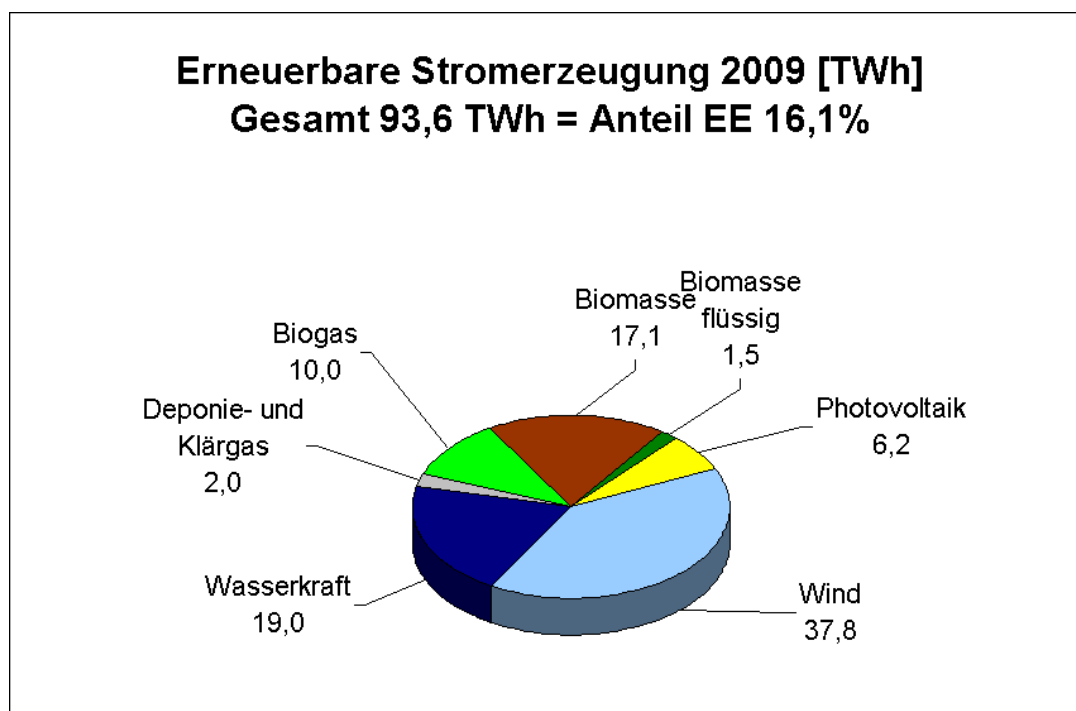


Abbildung 2 Erneuerbare Stromerzeugung 2009

Ziel der Bundesregierung ist eine Erhöhung des Anteils auf 38,6% bis zum Jahr 2020 sowie darüber hinaus eine kontinuierliche Steigerung bis hin zu 80% im Jahr 2050[BUND2010]. Damit einher gehen der bedarfsgerechte Ausbau der elektrischen Netze unter Berücksichtigung von Wirtschaftlichkeits-, Umwelt- und Versorgungssicherheitsaspekten sowie der Ausstieg aus der Kernenergie. Ferner wurde im aktuellen Energiekonzept bis 2050 eine Reduzierung des CO₂-Ausstoßes um mindestens 80% gegenüber dem Wert von 1990 festgelegt. Da Industrieprozesse wie z.B.

die Zementherstellung nicht ohne die Erzeugung von Treibhausgasen realisierbar sind und die Abscheidung von CO₂ mit anschließender Endlagerung einerseits noch nicht großtechnisch erprobt ist, andererseits Restrisiken beinhaltet, bleibt als realistische Möglichkeit nur der Umbau der Energieversorgungsstrukturen hin zu einer CO₂ freien Produktionsweise.

Eine Möglichkeit, erneuerbare Energieerzeugung in großem Maß zu integrieren und dabei Aspekte des Netzbetriebs nicht außer Acht zu lassen, ist die Aggregation zu kombinierten Erzeugungseinheiten. Diese virtuellen Kraftwerke auf Basis regenerativer Energien tragen durch ihre Eigenschaften dazu bei, die Energielandschaft zu verändern und lassen es zu, Wertschöpfungsketten aufzubauen, die nur noch in geringem Maße auf den Import von Primärenergieträgern angewiesen sind. Durch die Nutzung regenerativer Komponenten ist es möglich, die Verursachung von Treibhausgasen zu vermeiden. Virtuelle Regenerativkraftwerke werden sich neben regenerativen Erzeugern aus Speicherkomponenten sowie weiteren Maßnahmen wie Lastmanagement zusammen setzen. Insgesamt gilt es, sowohl Stromverbrauch als auch –produktion zu flexibilisieren und zur Deckung zu bringen.

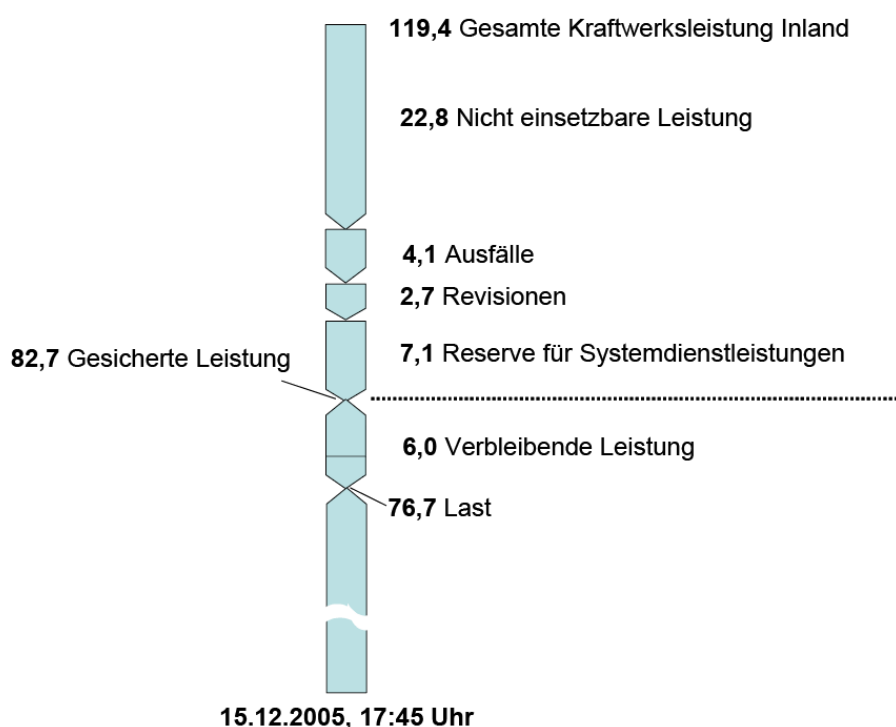
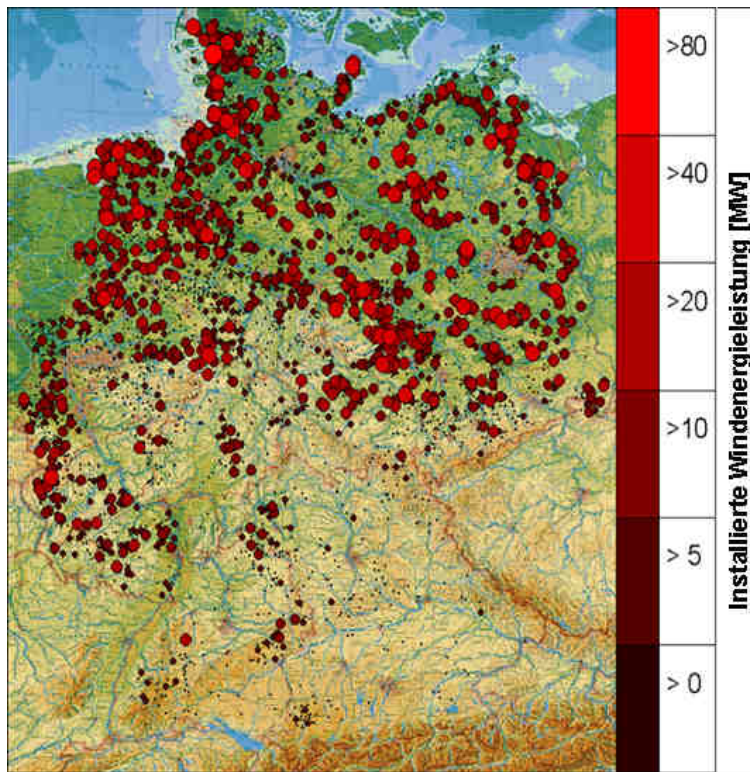


Abbildung 3 Gesicherte Leistung [GW] zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2005 [CONSENTEC2008]

Nach [CONSENTEC2008] betrug die gesicherte Leistung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast im Jahr 2005 82,7 GW. Hinzu kommen 7,1 GW für Systemdienstleistungen sowie 6,8 GW Kapazität für Ausfälle und Revisionen. Die nicht einsetzbare Leistung von 22,8 GW wurde durch Umwelteinflüsse beispielsweise bei Wasserkraftwerken und Windenergie hervorgerufen.

1.1 Stand und Ausbaupotenziale von Windenergie

Die Nutzung der Windenergie stellt in Deutschland, wie auch weltweit, die am stärksten wachsende Art der regenerativen Energien dar. So deckten Windenergieanlagen (WEA) im Jahr 2009 mit einer Jahresproduktion von 37,8 TWh etwa 6,5% des Bedarfs an Elektrizität [WER09].



Der Zuwachs der vergangenen Jahre zeigt einen deutlichen Anstieg der Installationszahlen [IWES/REIS2010]. Die Verteilung der Leistungen ist nebenstehender Abbildung zu entnehmen. Es ist deutlich, dass hohe Kapazitäten in den nördlichen und östlichen Teilen Deutschlands aufgebaut wurden.

Die Verteilung der Leistungen ist nebenstehender Abbildung zu entnehmen. Es ist deutlich, dass hohe Kapazitäten in den nördlichen und östlichen Teilen Deutschlands aufgebaut wurden.

Abbildung 4 Verteilung der installierten Windenergiekapazität in Deutschland 2008 [WER08]

Der steigende Ausbau der Windenergie in Deutschland, wie in nebenstehender Abbildung zu sehen, führt zu einer absoluten Zahl von 25,5 GW Nennleistung in 2009. Ein weiterer Anstieg ist durch Installationen vor Nord- und Ostseeküste, im Onshorebereich vor Allem durch Repoweringmaßnahmen windreicher Standorte zu erwarten.

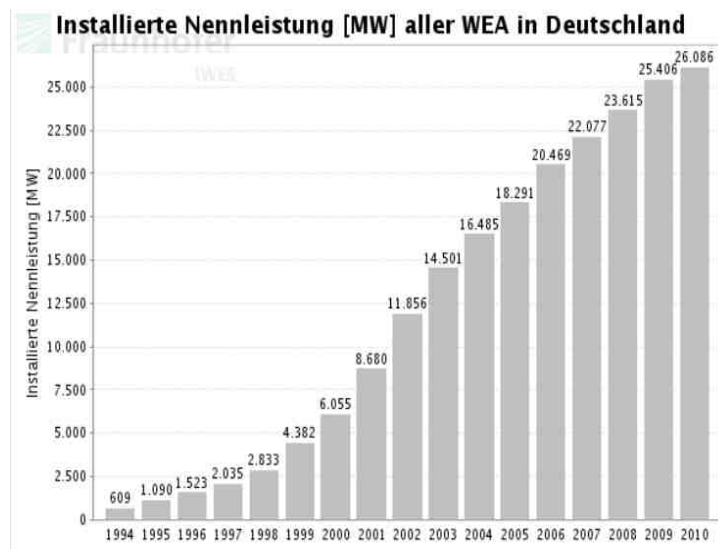


Abbildung 5 Ausbau Windenergie in Deutschland [Reisi09]

Der in verschiedenen Studien erwartete Ausbau der Windenergie auf See verzögert sich aus technischen und organisatorischen Gründen. Ein Ausbau auf 10 GW bis zum Jahr 2015 wird jedoch als realistisch angesehen [DENA-NETZ 2005]. So wurden für die Gebiete vor der Nordseeküste bereits Genehmigungen für den Aufbau von 12-15GW erteilt, weitere 18 GW befinden sich im Genehmigungsverfahren.

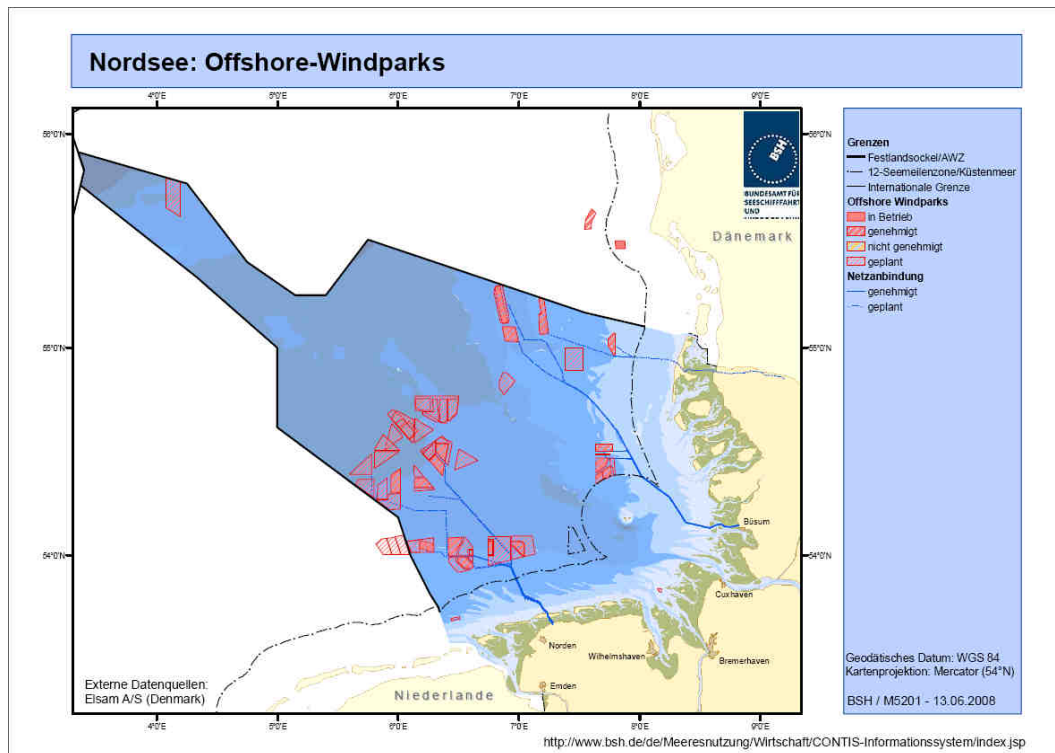


Abbildung 6 Vorranggebiete für den Aufbau von Windenergie in der Nordsee [BSH2010]

Hinzu kommen etwa 1,2 GW in bereits genehmigten Parks in der Ostsee sowie 1,5 GW im Genehmigungsverfahren [WERO2009].

Im Gegensatz zu Anlagen im Binnenland mit durchschnittlich etwa 2000 Volllaststunden, lassen die auf See vorherrschenden Windbedingungen eine Volllaststundenzahl² von etwa 4000 pro Jahr erwarten. Die so erzeugten 40-80 TWh würde den Anteil der Windenergie im deutschen Strommix mehr als verdoppeln.

In verschiedenen Studien wurde das Ausbaupotenzial der Windenergie untersucht. In der nachfolgenden Abbildung sind die Ergebnisse unterschiedlicher Szenarien dargestellt. Dabei sind die Zahlen für 2008 dem aktuellen Ausbaustand [Reisi09] entnommen. Die Szenarien der weiteren Ausbaustufen „DEWI“ und „dena Fachbeirat“ entstammen [DENA08]. Die zwei Szenarien „EWI-KV“ und „EWI-EE“ stellen den Ausbau unter einerseits eher pessimistischen und andererseits unter optimistischen Annahmen für den Ausbau von EE dar [EWI07]. Zur Information wurde ein Mittelwert der vier Szenarien gebildet.

² Volllaststunden = Erbrachte Gesamtenergie geteilt durch 8760 Stunden pro Jahr

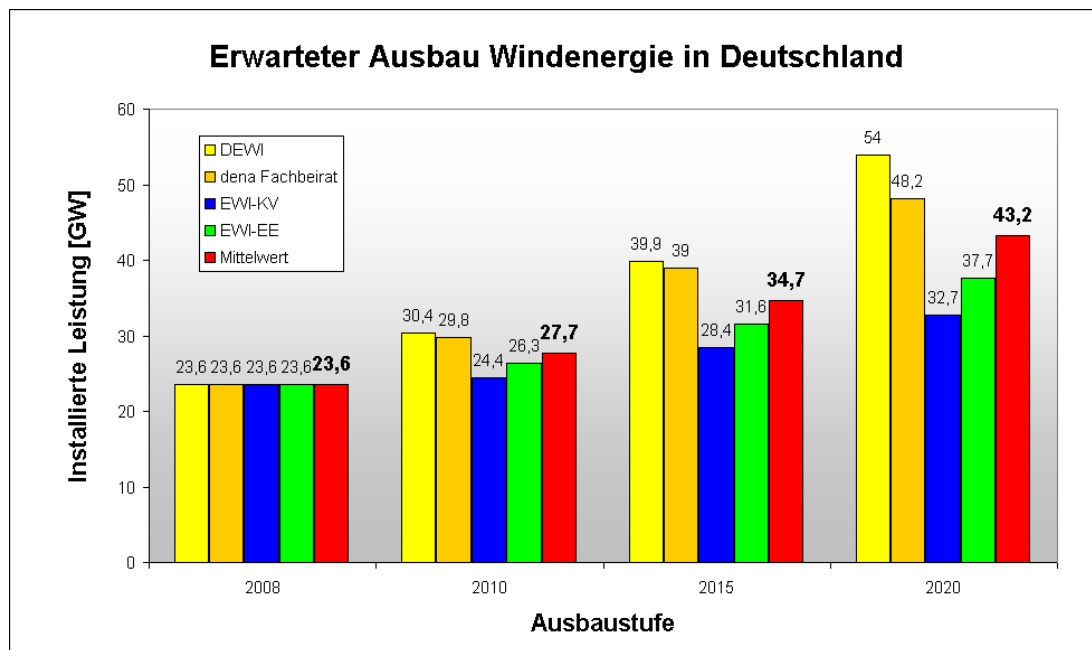
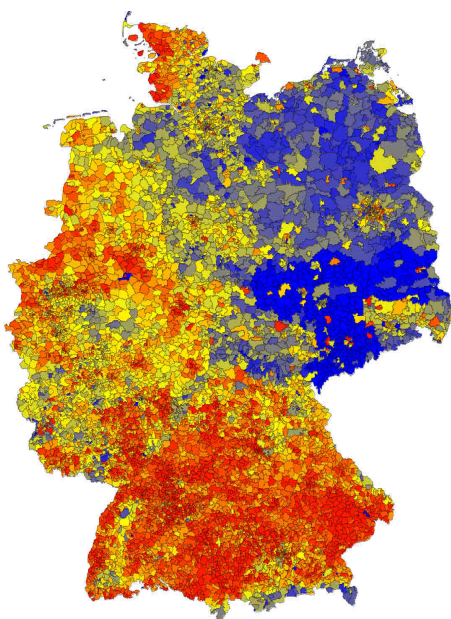


Abbildung 7 Erwarteter Ausbau der Windenergie in Deutschland, verschiedene Szenarien

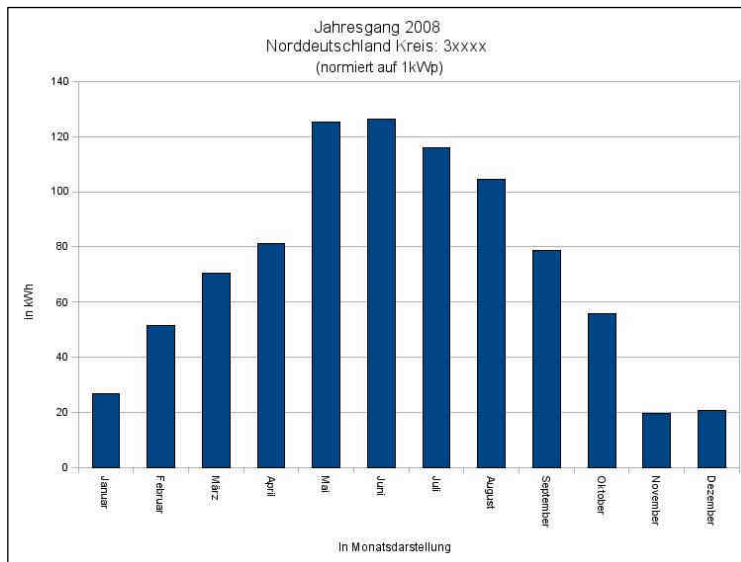
Laut der Szenarien wird die installierte Kapazität von Windenergie zwischen etwa 30 und 50 GW liegen, wobei Land- und Seennutzung gemeinsam betrachtet sind. Ein Anstieg auf 40 GW bis zum Jahr 2020 erscheint unter der Voraussetzung, dass die Installationszahlen auf See den heutigen Erwartungen entsprechen, realistisch. Für das Jahr 2050 wird ein Szenario mit 60 GW installierter Kapazität an Land und 30 GW auf See angenommen.

1.2 Stand und Ausbaupotenziale von Photovoltaik



Die Nutzung der Photovoltaik zur Stromerzeugung führte in den letzten Jahren zu einer installierten Gesamtkapazität von über 10 GWp [BSW09] bei gleichzeitig sinkenden Preisen für Solarmodule. Im Jahr 2009 deckte die Photovoltaik damit 6,2 TWh des Verbrauchs.

Abbildung 8 Verteilung der installierten PV Einspeiseleistung [SOLAR09]



Zeitlich aufgelöste Einspeisungen sind aufgrund von statistischen Strahlungsdaten sowie gemessenen Lastgängen gut einschätzbar. Die Verteilung über die Monate eines Jahres kann ebenfalls relativ gut estimiert werden. In Abbildung 9 ist der Jahresgang der Einspeisung einer Anlage in 2008 dargestellt.

Abbildung 9 Jahresgang Einspeisung aus Photovoltaik [BETR09]

Die installierten Kapazitäten in Deutschland sowie die eingespeiste Energie sind in der folgenden Abbildung dargestellt. Ebenfalls deutlich werden hier die aus der Großserienproduktion folgenden sinkenden Modulpreise.

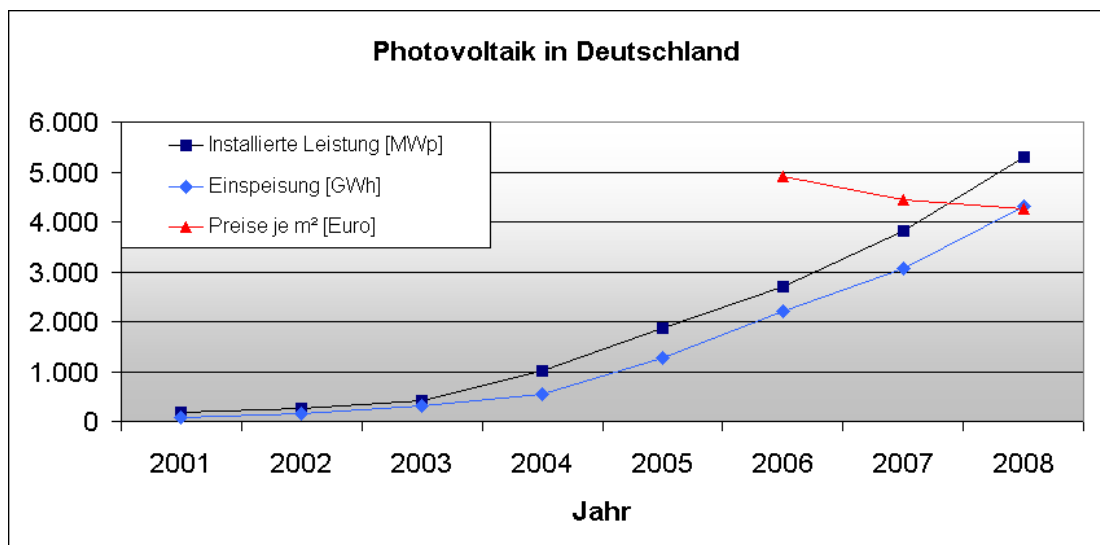


Abbildung 10 Photovoltaik in Deutschland, installierte Leistungen, eingespeiste Energie und durchschnittliche Modulpreise der vergangenen Jahre [BSW09]

Tabelle 1 Photovoltaik in Deutschland, eigene Einschätzung

Jahr	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2020	2050
Installierte Leistung [MWp]	178	258	408	1.008	1.858	2.708	3.808	5.308	45.000	72.000
Einspeisung [GWh]	76	162	313	557	1.282	2.220	3.075	4.300	36.000	57.600
Rechnerische Volllaststunden	427	628	767	553	690	820	808	810	800	800
Wirkungsgrad [W/m²]	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Rechnerische Fläche [km²]	2	3	4	10	19	27	38	53	450	720
Anteil an der Gesamtfläche [%]	0,05	0,07	0,11	0,28	0,52	0,75	1,06	1,47	12,50	20,00

Die Einspeisungen der letzten Jahre lassen auf eine Volllaststundenzahl von etwa 800 h/a bei einer durchschnittlichen Wandlung von 100 W/m² schließen. Prognosen für die Zukunft der Photovoltaik unterliegen mehreren Randbedingungen. Das Po-

tenzial hängt ab von der nutzbaren Fläche. Hier gehen die Annahmen von 1.000 bis 5.000 km² aus. Die in Tabelle 1 dargestellte Abschätzung geht von einer nutzbaren Fläche von 3600 km² aus. Entwickelt sich die Photovoltaik entsprechend der letzten Jahre weiter, können im Jahr 2020 ein Anteil von 12,5% und im Jahr 2050 von 20% der Flächen zur Verfügung stehen, was etwa einer Steigerung um das 8,5 bzw. 13,5 fache entspricht.

Angesichts der hohen Installationszahlen im letzten Jahr von gesamt über 10 GWp erscheinen, trotz der sinkenden Einspeisevergütung im EEG, 45GWp für das Jahr 2020 realistisch.

1.3 Stand und Ausbaupotenziale der Nutzung von Bioenergie zur Stromgewinnung

Im Jahr 2008 wurden etwa 17 TWh Elektrizität aus biogenen nachwachsenden Rohstoffen erzeugt. Hinzu kommen 2 TWh aus Deponie- und Klärgas[BMU2009] sowie 7 TWh aus biogenen Reststoffen.

Die Erzeugung von Strom aus nachwachsenden Rohstoffen steht in direkter Konkurrenz zu Nahrungsmittelproduktion und Herstellung von Biokraftstoffen. Langfristig geht [BMULeit2009] von einer maximal nutzbaren Anbaufläche für nachwachsende Rohstoffe von 4,2 Mio Hektar aus. Aus Gründen der Nachhaltigkeit im globalen Maßstab wird für Zukunftsszenarien von einem Import von Nutzpflanzen oder deren Produkten abgesehen. Die energetische Nutzung teilt sich in die Anteile für Stromerzeugung, Wärme und Kraftstoffe.

Tabelle 2 Energie je Sparte in TWh

	2008	2020	2050
Strom	17	46	53
Wärme	94	124	139
Kraftstoff	43	77	83
Gesamt	154	247	275

Bei einer langfristigen Nutzung von ca. 20% der Anbauflächen für die Stromerzeugung ergeben sich unter der Voraussetzung von Ertrags- sowie Effizienzsteigerungen bei der Energiewandlung für zukünftige Szenarien 53 TWh erzeugte elektrische Energie pro Jahr.

Eine weitere Verschiebung von der Nutzung der Kraftstoffe zugunsten der Stromerzeugung wird nicht in Betracht gezogen, da Transport basierend auf nachwachsenden Rohstoffen den Import von fossilen Energieträgern ersetzen kann.

Ausgehend von einer gleichbleibenden Erzeugung aus Deponie- und Klärgas sowie sonstigen Reststoffen von ca. 7 TWh pro Jahr ergibt sich eine maximal nutzbare Strommenge von etwa 60 TWh.

1.4 Potenziale von Geothermie zur Stromerzeugung

Der Ausbau der Geothermie in Deutschland beschränkt sich bislang auf drei Anlagen in Süddeutschland. Im Jahr 2008 wurden mit diesen Anlagen 0,02 TWh Elektrizität erzeugt [BMU2009].

Die zukünftig erschließbaren Potenziale werden in verschiedenen Quellen sehr unterschiedlich beziffert. So geht [BMULeit2008] von einer möglichen Stromproduktion in 2050 von rund 36 TWh aus.

Basierend auf der Erfassung der geologischen Störungszonen in Deutschland stellt [Paschen2003] die Gesamterzeugungspotenziale wie folgt auf.

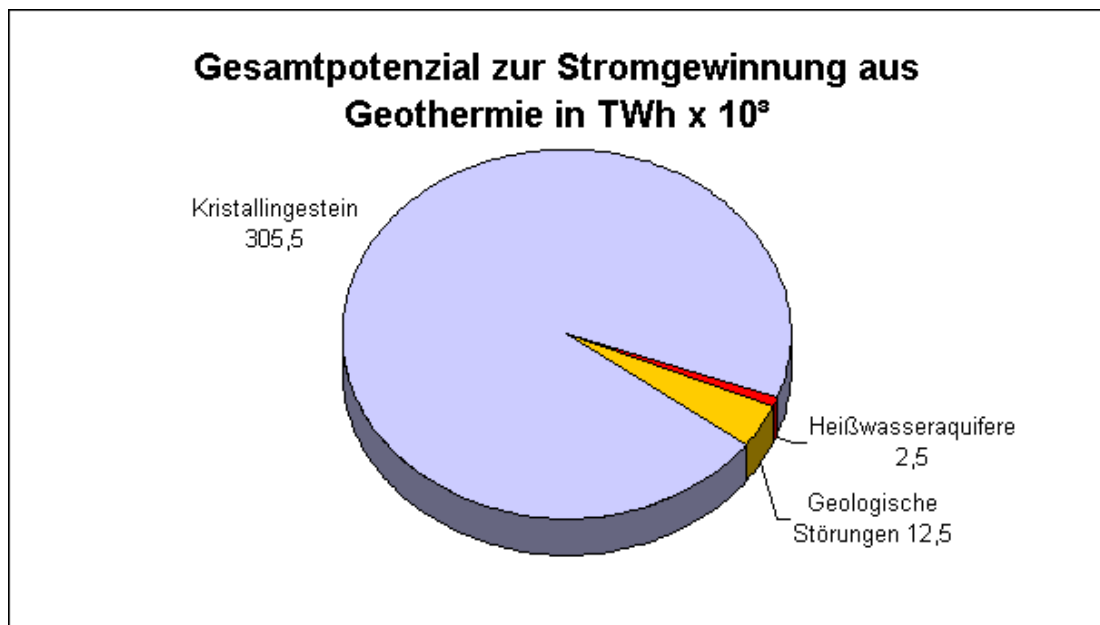


Abbildung 11 Potenziale von Geothermie

Unterschieden werden dabei die drei Vorkommensarten Heißwasseraquifere, geologische Störungen und Potenziale in kristallinem Gestein, wobei die Erschließung der Potenziale der Heißwasseraquifere am leichtesten, die der kristallinen Gesteine am schwierigsten ist. Insgesamt wurden nur Potenziale berücksichtigt, die mit Bohrungen bis zu 7 Kilometern Tiefe eine Temperatur von 100° Celsius erwarten lassen.

Das Gesamtpotenzial von über 320.000 TWh lässt eine nachhaltige jährliche Nutzung von etwa 300 TWh erwarten.

1.5 Nutzung von Energiespeichern

In den nächsten Jahren wird der Anteil von erneuerbar erzeugtem Strom signifikant steigen. Da, wie bereits beschrieben, diese Erzeugung nur teilweise verbrauchernah und mit dem Verbrauch koordiniert erfolgt, ist die Speicherung der Energie zu Ausgleichszwecken unabdingbar. Für die Zukunft ergeben sich einerseits großtechnische Speichermöglichkeiten wie bereits gebräuchlichen Pumpspeicherwerken (PSW) oder in Entwicklung befindlichen adiabaten Druckluftspeichern, andererseits werden neue Wege wie die Speicherung in Elektrofahrzeugen oder einer Umwandlung in Methangas mit anschließender Rückverstromung aufgezeigt.

1.5.1 Pumpspeicherwerke in Deutschland

In Deutschland sind Pumpspeicherwerke mit einer Gesamtleistung von 6,6 GW (Turbine) und 6,2 GW (Pumpe) in Betrieb. Die gesamte Speicherkapazität aller PSW beträgt 175 GWh, die nutzbaren Nennleistungen reichen dabei von einigen kW bis in den Gigawattbereich.

Tabelle 3 Pumpspeicherwerke in Deutschland, Quelle FhG-IWES

Pumpspeicherkraftwerk	PTur [MW]	Ppump [MW]	hf [m]	VOB [Mio.m3]	Speicher [MWh]	Volllaststunden	Bundesland
Schwarzenbachwerk	45,0	18,0	368,0	14,3	14.330,0	318,4	Baden-Württemberg
Leitzachwerk 2	49,2	38,0	127,0	2,1	726,8	14,8	Bayern
Leitzachwerk 1	51,0	40,0	128,0	2,1	732,5	14,4	Bayern
Hohenwarte I	62,8	34,0	56,5	182,0	28.021,2	446,2	Thüringen
Glems	90,0	68,0	292,0	0,9	716,1	8,0	Baden-Württemberg
Wendefurth	80,0	72,0	125,6	1,8	616,1	7,7	Sachsen-Anhalt
Bleiloch	80,0	32,0	49,4	215,0	28.942,2	361,8	Thüringen
Rabenleite (Reisach)	100,0	84,0	188,0	1,5	768,5	7,7	Bayern
Häusern	144,0	104,0	205,0	108,0	60.331,5	419,0	Baden-Württemberg
Geesthacht	105,0	96,0	83,0	3,3	746,4	7,1	Schleswig-Holstein
Niederwartha	120,0	117,6	142,5	2,0	768,9	6,4	Sachsen
Waldeck 1	140,0	96,0	296,0	0,8	613,0	4,4	Hessen
Rönkhausen	140,0	140,0	266,0	1,0	724,9	5,2	Nordrhein-Westfalen
Koepchenwerk Herdecke	150,0	150,0	165,0	1,5	687,9	4,6	Nordrhein-Westfalen
Waldshut	176,0	80,0	160,0	1,4	588,6	3,3	Baden-Württemberg
Happurg	160,0	126,0	211,9	1,8	1.039,4	6,5	Bayern
Langenprozelten	168,4	154,0	310,4	1,6	1.323,7	7,9	Bayern
Witznau	220,0	128,0	250,0	1,3	885,6	4,0	Baden-Württemberg
Erzhausen	220,0	230,0	293,0	1,6	1.250,3	5,7	Niedersachsen
Säckingen	353,0	301,0	413,0	2,0	2.250,9	6,4	Baden-Württemberg
Hohenwarte II	320,0	310,0	303,8	3,3	2.731,9	8,5	Thüringen
Waldeck 2	440,0	476,0	329,0	4,4	3.944,7	9,0	Hessen
Wehr	992,0	1.000,0	626,0	4,4	7.505,7	7,6	Baden-Württemberg
Goldisthal	1.060,0	1.140,0	302,0	12,2	10.040,0	9,5	Thüringen
Markersbach	1.150,0	1.150,0	288,3	6,5	5.075,1	4,4	Sachsen
Summe	6.616,4	6.184,6	5.979,4	576,6	175.361,8	1.698,3	

Um eine Kopplung mit Erzeugung aus Windenergie ohne eine hohe Belastung der Übertragungsnetze zu ermöglichen, ist eine räumliche Nähe notwendig. Etwa 60 Prozent der PSW mit einer Speicherkapazität von rund 84 GWh liegen nördlich des Mains. Weiterhin stehen Standorte in konventioneller Bauweise in Thüringen, Bayern oder Baden Württemberg zur Verfügung. Weitere Anwendungen wäre die Nutzung von stillgelegten Bergwerken als Kavernenkraftwerke. Insgesamt dürfte das Potenzial an Pumpspeicherleistung 10 GW jedoch nicht übersteigen.

1.5.2 Potenziale adiabater Druckluftspeicher

Eingehende Untersuchungen zu den Potenzialen adiabater Druckluftspeicher prognostizieren einen Wirkungsgrad von 70% [Ehlers06]. Die gesamte Speicherkapazität in der Norddeutschen Tiefebene wird mit 0,8 bis 2,5 TWh angegeben [Ehlers206]. Die Einführung des Integrationsbonus würde für die Erschließung weiterer Druckluftspeicher-Kraftwerke einen entscheidenden Anstoß geben.

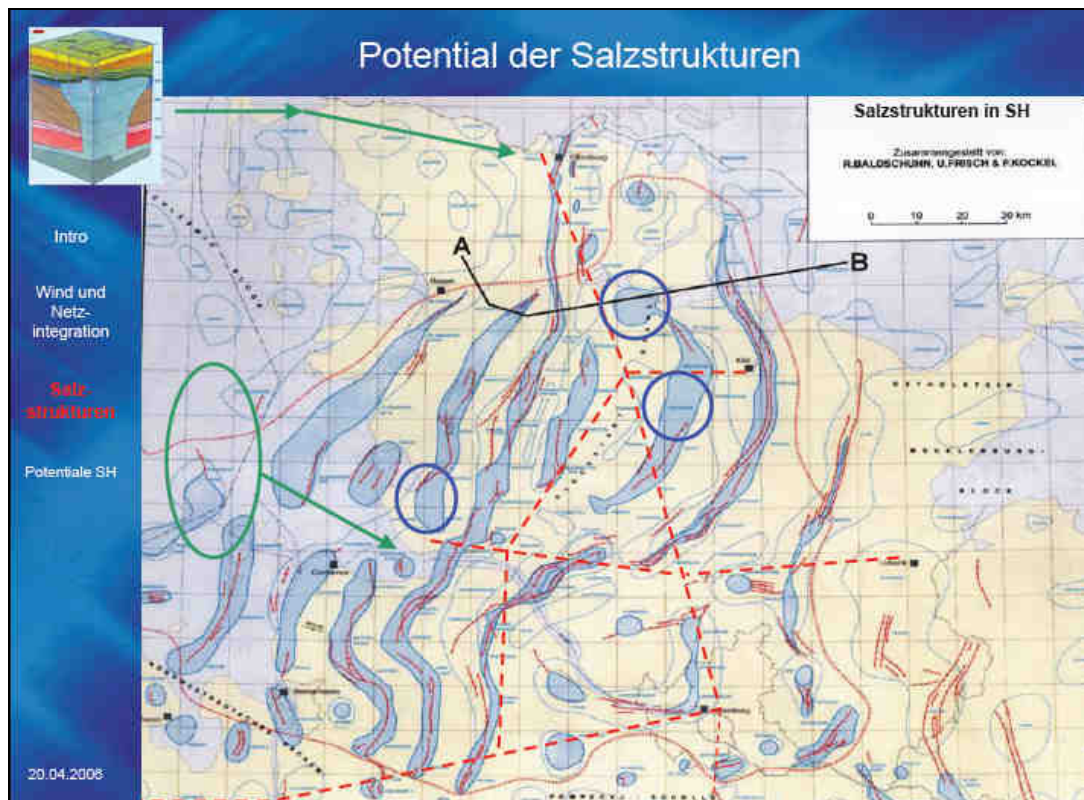


Abbildung 12 Speicherpotenziale für Druckluftspeicher – Salzstrukturen in Schleswig-Holstein [Ehlers06]

Der Einsatz von Energiespeichern kann dazu dienen, Fluktuationen von Windeinspeisung zu verstetigen. Um beispielsweise ein System aufzubauen, das einen Windpark mit 2170 Volllaststunden derart erweitert, dass diese auf 4000 erhöht werden, muss ungefähr 30% der erzeugten Energie gespeichert werden. Die maximale Windeinspeisung wird dazu auf 40% begrenzt. Mit Leistungen oberhalb dieser Grenze könnte das Speicherkraftwerk befüllt werden. Zu Zeiten von Schwachwind wird die Energie aus dem Speicher rückverstromt.

Um die überschüssige Energie eines Windparks von 62 MW zu speichern, sind, einen Wirkungsgrad von 0,7 vorausgesetzt, Speicherkapazitäten von 2000 MWh sowie eine Erzeugungskapazität von 20 MW Peak notwendig. Im Vergleich dazu weist das CAES³-Kraftwerk Huntorf, das von E.ON zur Veredelung von

³ CAES Compressed Air Energy Storage

Grundlaststrom zu Spitzenlaststrom betrieben wird, eine Nennleistung von 290 MW über 2 Stunden auf.

Hochgerechnet auf die Situation der Norddeutschen Tiefebene mit einer installierten Windleistung von ungefähr 3000 MW bedeutet dies einen Bedarf von etwa 0,1 TWh Speicherkapazität sowie einer installierten Einspeiseleistung der Kraftwerke von insgesamt ca. 1 GW.

1.5.3 Stromspeicherung mittels Elektrolyse und Methanisierung

Strom aus erneuerbaren Quellen in Wasserstoff zu verwandeln und diesen wieder zu verstromen, hat den Nachteil geringer Wirkungsgrade um 20% [IFEU2009]. Eine weitere Möglichkeit, Energie aus fluktuierenden Quellen zu speichern, ist die in [STERNER2009] dargestellte Überführung von Strom mittels eines chemischen Umsetzungsprozesses in Methan, das ins Erdgasnetz eingespeist werden kann.

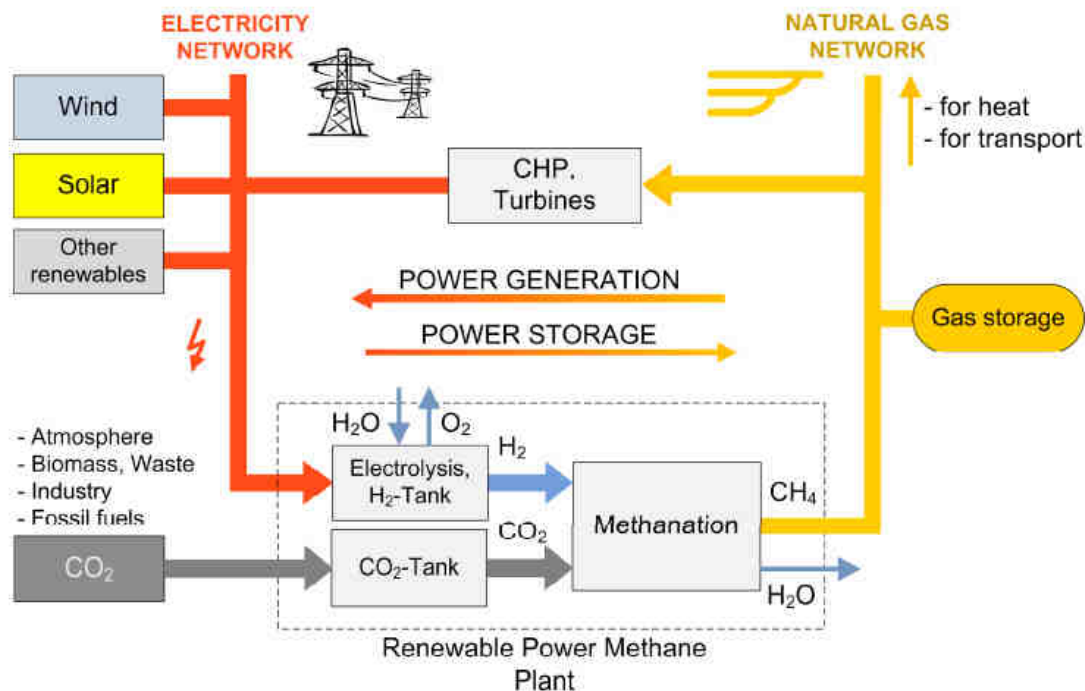


Abbildung 13 Methanisierung von Windstrom [STERNER2009]

Bei diesem Verfahren liegen die Wirkungsgrade jedoch nur bei 60% im ersten Schritt und bei 36% für den gesamten Prozess. Da die Verluste bei einer Rückverstromung derart hoch sind, ist das System eher dafür geeignet, Lastspitzen abzudecken oder Versorgungsengpässe zu überbrücken.

1.5.4 Potenziale der Speicherung mittels Elektromobilität

Elektromobilität steckt in Deutschland noch in den Kinderschuhen. Ein großflächiger Einsatz findet bislang nicht statt. Durch die weiter schreitende Effizienz der Antriebs- und Speichertechnik auf dem Sektor des elektrischen Individualverkehrs beginnen sich jedoch Initiativen zu bilden, solche Szenarien umzusetzen.

In Deutschland sind über 46 Millionen Kraftfahrzeuge zugelassen [BMV06]. Verschiedene Studien und Szenarien räumen der Elektromobilität ein beträchtliches Potenzial hinsichtlich der Akzeptanz in der Bevölkerung ein. Den Anfang wird die Nutzung auf kurzen, innerstädtischen Distanzen und die Substituierung von Klein- oder Zweitwagen bilden. So können zum Beispiel Pendler- oder gewerbliche Versorgungsfahrten, die zeitlich gut einzuschätzen sind, in Zukunft mit Elektrofahrzeugen bewältigt werden.

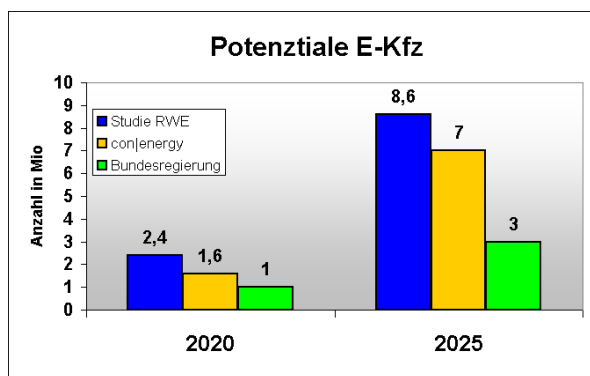


Abbildung 14 Potenziale E-Kfz [CON09]

Laut [EON-EMOB09] liegt die Zahl der substituierten Fahrzeuge bei 800.000 bis 8,4 Millionen. Dies entspricht einer Substituierungsrate von 2 bis 18 Prozent. In der Studie werden verschiedene Nutzungsklassen definiert. So werden private und geschäftliche sowie Pendlerfahrten unterschiedlich behandelt. Der nationale Entwicklungsplan der Bundesregierung hinsichtlich Elektromobilität unterstellt ein Aufkommen von einer Million Fahrzeugen für das Jahr 2020 [NATEKFZ2010]. Eine Substituierung von 5% bis zum Jahr 2020 - also etwa 2,3 Mio Fahrzeuge - unterstellt, ergibt sich ein zusätzlich anfallender Verbrauch von 7,1 TWh pro Jahr.

Tabelle 4 Verbrauch und Nutzungsdauer von E-Kfz [EONMOB09, eigene Berechnung]

Nutzungsklasse	Anzahl gesamt [Mio Fhgz]	Subst.	Fahrleistung je PKW [km/a] (*)	Verbrauch [TWh] (**)	Nutzungsdauer [h/a] (***)
Geschäftlich	4,9	8,3%	22.495	1,8	450
Pendler bis 10 km	7,4	2,8%	6.816	0,3	140
Pendler 10 - 25 km	7	8,3%	11.669	1,3	230
Pendler 25 - 50 km	2,9	13,8%	20.235	1,6	400
Pendler über 50 km	1,2	8,3%	30.742	0,6	610
Privat	22,8	2,8%	11.213	1,4	220
Summe	46,2	5,0%		7,1	
incl. Fremdnutzung(*) bei 20 kWh / 100 km (**) bei 50 kmh durchschnittl. (***)					

Die Elektrofahrzeuge werden flächig über das gesamte Bundesgebiet verteilt sein. Nimmt man die reine Nutzungsdauer und die Zeit, die zum Laden des Energiespeichers benötigt wird, bleibt eine Restzeit, zu der das Fahrzeug ungenutzt ist.

Können über geeignete Anreize mittels der am Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) entwickelten BEMI-Schnittstelle⁴ diese Fahrzeuge als Stromspeicher verwendet werden, stünde bei einer unterstellten Verfügbarkeit von 30% der Stillstandszeiten ein Speichervolumen von etwa 15 TWh zur Verfügung.

Tabelle 5 Nutzbares Speichervolumen aus E-Kfz. [EONMOB09, eigene Berechnung]

Nutzungsklasse	Leistung der Ladevorrichtung [kW]	Gesamtdauer Ladevorgänge [h/a]	Gesamtnutzungszeit [h/a]	Verfügung [h/a](**)	Speichervermögen [TWh]
Geschäftlich	15	300	750	2391	7
Pendler bis 10 km	3	450	590	2439	1
Pendler 10 - 25 km	3	780	1010	2313	2
Pendler 25 - 50 km	5	810	1210	2253	2
Pendler über 50 km	5	1230	1840	2064	1
Privat	3	750	970	2325	2
Summe					15
bei einer Verfügbarkeit von 30% (**)					

Bei einer Verfügbarkeit von 50% der Stillstandszeiten belief sich das Speichervolumen auf etwa 25 TWh.

Würden im Jahr 2050 20% aller Fahrzeuge elektrisch betrieben, belief sich die benötigte Energiemenge pro Jahr auf 28,3 TWh, das zur Verfügung stehende Speichervolumen auf etwa 100 TWh.

Weitere Speicherarten, wie Schwungräder oder Redux-Flow Batterien werden an dieser Stelle nicht betrachtet.

⁴ BEMI – Bidirectional Energy Management Interface [BEMI06]

1.6 Möglichkeiten zur Verschiebung von Lastspitzen

Neben der Speicherung von Energie zur Vergleichmäßigung des Angebots ist eine Regelung auf der Bedarfsseite möglich. Das Last- oder Demandsidemanagement (DMS) identifiziert Lastbereiche, die zeitlich variabel abgerufen werden können. Das hierbei verfügbare Potenzial teilt sich in die Bereiche der privaten Haushalte, Gewerbe und Dienstleistungen und Großindustrie.

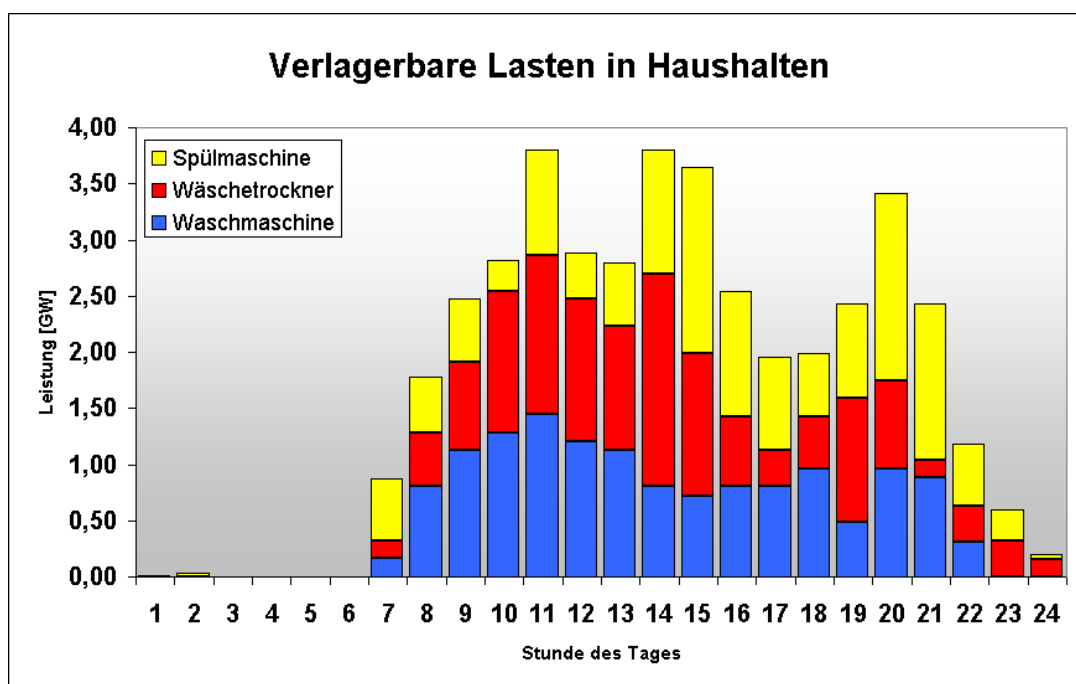


Abbildung 15 Verlagerbare Lasten in Privathaushalten [BEMI06]

Energieintensive Abläufe in Haushalten wie waschen, trocknen, spülen oder Kühl- und Gefrieranwendungen bieten ein verschiebbares Potenzial von etwa 32,7 TWh pro Jahr. Vorausgesetzt einer regelbaren Leistung je Haushalt von 67 W im Sommer und 105 W im Winter und unter Nutzung von 39 Millionen Haushalten, ergibt sich eine potenziell regelbare Leistung von 2,6 bzw. 4,1 GW. Darüber hinaus können Wärmepumpen einen weiteren Anteil steuerbarer Verbraucher beisteuern. Da die Prozesse aus privaten Haushalten dem ins tägliche Leben einzuordnen sind, wird für die maximale Verschiebungszeit 12 Stunden angenommen.

Ebenso wie die Nutzung der E-Kfz als Energiespeicher, verteilt sich die Anwendung hier auf eine Vielzahl von einzelnen Instanzen. Diese hohe Zahl von zentralen Steuermechanismen zu regeln, erscheint nicht sinnvoll. Für diese Zwecke wurde das Bidirektionale Energiemanagementsystem (BEMI) entwickelt. Das BEMI nutzt variable Stromtarife, um Impulse zu Lastverschiebungen zu geben. Ein flächendeckender Einsatz setzt jedoch die Einführung solcher variabler Tarife voraus.

Im Gewerbe und Dienstleistungssektor stehen hauptsächlich die Bereiche Kühlung sowie Klimatisierung und Lüftung als Potenziale für das Lastmanagement zur Verfügung. Das Angebot ist dabei stark von den umgebenden Temperaturen abhängig.

Tabelle 6 Energiebedarf Gewerbe und Dienstleistung

	Energiebedarf [TWh]		Leistungsaufnahme [GW]	
	Sommer	Winter	Sommer	Winter
Prozesskälte im Lebensmittelhandel	9,8	9,8	1,1	1,1
Lüftung und Klimatisierung	13,3	9,2	1,5	1,1
Gesamt	23,1	19,0	2,6	2,2

Eine Ausnutzung des Potenzials ist aufgrund der hohen Anforderungen an die betrieblichen Abläufe der Prozesskälte sowie eine signifikante Einbuße von Arbeitsatmosphärenqualität bei Manipulierung der Lüftungs- und Klimatisierungsprozesse nur begrenzt möglich.

Der Anteil der Großindustrie am Stromverbrauch betrug im Jahr 2002 rund 216,2 TWh, wobei die chemische Industrie mit 49,6 TWh den größten Verbraucher darstellte. Betrachtet man ausschließlich größere stromintensive Prozesse, deren verlagerbares Potenzial über die Mindestlosgröße von Regelenergie hinaus geht, beträgt die nutzbare Energie etwa 27% oder 58,5 TWh des Gesamtverbrauchs [KLOBASA2006]. Die Dauer, für die Energie aus der Rückstellung solcher Prozesse zur Verfügung gestellt werden kann, hängt vom jeweiligen Verfahren ab. So können zum Beispiel bei der Aluminiumherstellung Prozesse bis zu vier Stunden verschoben werden.

Insgesamt ergibt sich für das Demandsidemanagement pro Jahr ein Gesamtpotenzial von 32,7 TWh und 2,6 GW Spitzenleistung für alle deutschen Haushalte, keine signifikanten Potenziale aus Dienstleistung und Gewerbe sowie von 60 TWh für industrielle Prozesse bei einer durchschnittlichen Spitzenleistung von 6 GW. Zeithorizont für Verschiebung von Lasten sind maximal vier bis zwölf Stunden.

1.7 Zusammenfassung

Der erste Teil betrachtet die Potenziale von erneuerbarer Erzeugung und integrativer Maßnahmen wie Möglichkeiten zur Speicherung oder zum Lastmanagement.

Zusammengefasst ergeben sich für die regenerativen Erzeugungsarten für das Jahr 2020 bzw. 2050 Potenziale wie in der folgenden Tabelle dargestellt. An den vergangenen Entwicklungen ist erkennbar, dass ein Großteil der Erzeugung von der Windenergie erbracht wird.

Tabelle 7 Potenziale regenerativer Erzeugung

	2020		2050	
	Installierte Leistung [GW]	Verfügbare Energie [TWh]	Installierte Leistung [GW]	Verfügbare Energie [TWh]
Wind onshore	30	60	60	150
Wind offshore	10	40	30	120
PV	18	14	70	56
Biogas	7	46	9	60
Geothermie	5	35	43	300
Summe	70	195	212	686

Ausgehend von einem Energiebedarf, der 600 TWh nicht übersteigt - aufgrund von Effizienzsteigerungen sollte der zu erwartende Bedarf weit unter diesem Wert liegen – plus einem Zusatz von bis zu 10 TWh pro Jahr für die Nutzung von Elektromobilität scheint eine Deckung des Energiebedarfs ohne Probleme möglich. Da es sich bei den Erzeugern Wind und Photovoltaik jedoch um volatil einspeisende Erzeuger handelt, sind weitere Maßnahmen nötig, um eine vollständige Versorgung zu gewährleisten. Hierfür müssen Speicherpotenziale und Möglichkeiten zum Lastmanagement erschlossen werden, wie in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 8 Potenziale von Speichertechniken und Lastmanagement

	2020		2050	
	Installierte Leistung [GW]	Verfügbare Energie [TWh]	Installierte Leistung [GW]	Verfügbare Energie [TWh]
Pumpspeicher	7,5	0,18	10	0,23
Druckluftspeicher	2,5	0,25	25	2,50
Elektromobilität	12,5	15	50	100
Demand-side-management	0,9	9,30	8,6	92,7
Summe	23,4	24,73	93,6	195,43

Die zukünftig erschließbaren Potenziale für Druckluftspeicher, Elektromobilität sowie Demand-side Management erfordern hohe Investitionen und damit langfristige Sicherheiten. In der nahen Zukunft sind diese Potenziale nur unter höchsten Anstrengungen erschließbar. Daher müssen hohe Energiemengen weiterhin über die Transportsnetze zu den Verbrauchern geführt werden.

Die Entwicklung der Windparks auf See verändert die Art der Einspeisung aus Windenergie erheblich. So sind die Erzeugungskapazitäten derzeit weit über Nord-West- und Ostdeutschland verteilt und so einer Variation von Wettersituationen ausgesetzt. Aus dieser Verteilung resultiert eine statistische Vergleichmäßigung der Einspeisung, die genaue Prognosen der zu erwartenden Netzsituation zulässt. Der massive Ausbau der Offshorewindparks jedoch konzentriert hohe Erzeugungskapazitäten an einzelnen Punkten, die aufgrund ähnlicher Wetterbedingungen ähnliche Einspeisecharakteristiken aufweisen. Die Abweichungen zwischen Prognose und realer Einspeisung werden daher in Zukunft größer werden, ebenso wie die daraus resultierenden Effekte auf die Netzbetriebsführung.

Da die Erschließung der Speicherpotenziale für Druckluftspeicher, als Möglichkeit den Offshorestrom erzeugungsnah zu speichern, wie auch Elektromobilität zur Speicherung oder großflächig eingesetztes Demandsidemanagement kurzfristig nicht zur Verfügung stehen, müssen Transportkapazitäten aufgebaut werden. Ebenso wie die DENA-Netzstudie [DENA06] kommt eine Studie, die von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern durchgeführt wurde, zu dem Ergebnis, dass ein weiterer Ausbau der elektrischen Netze dringend erforderlich ist. Laut [STROM08] stellt sich die Netzsituation in den nächsten Jahren als wie folgt dar:

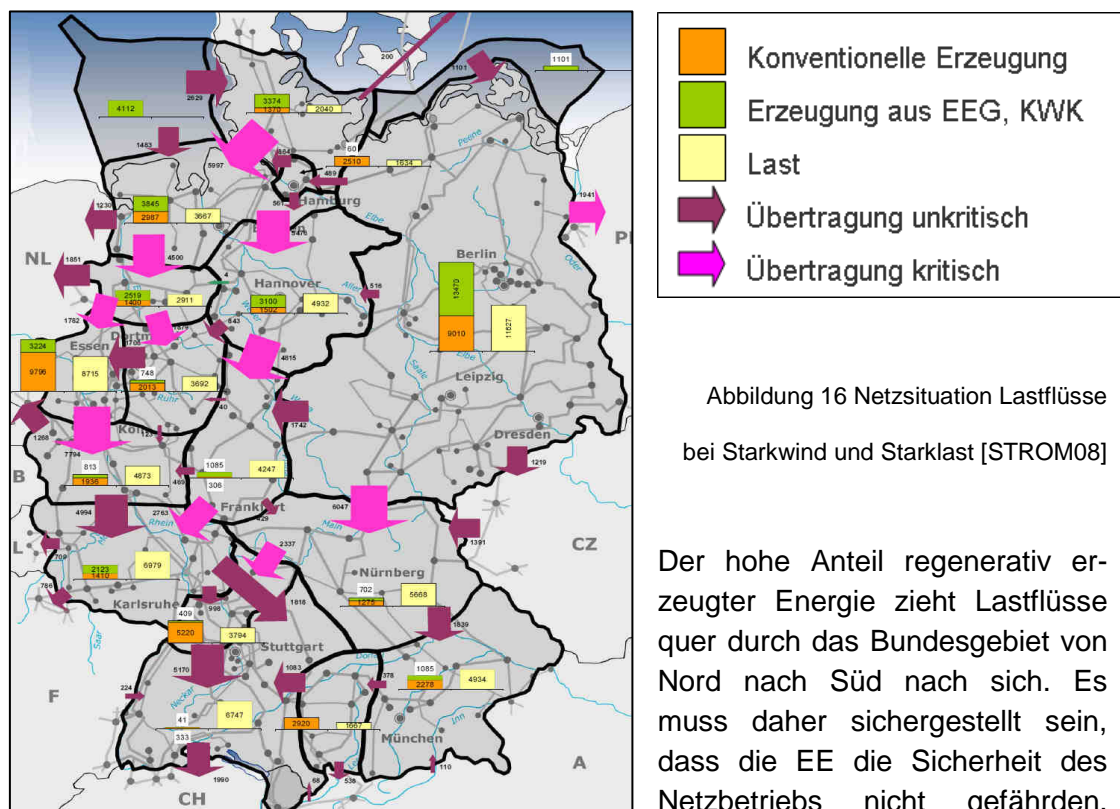


Abbildung 16 Netzsituation Lastflüsse
bei Starkwind und Starklast [STROM08]

Der hohe Anteil regenerativ erzeugter Energie zieht Lastflüsse quer durch das Bundesgebiet von Nord nach Süd nach sich. Es muss daher sichergestellt sein, dass die EE die Sicherheit des Netzbetriebs nicht gefährden.

Weiterhin müssen alle Möglichkeiten genutzt werden, den Betrieb des Energieversorgungssystems zu unterstützen und konventionelle Erzeuger so zu regeln, dass ein Maximum an erneuerbarer Energie in die Versorgungsstrukturen aufgenommen werden kann.

Laut einer Einschätzung, die sich auf Branchenprognosen der Produzenten von EE-Anlagen stützt, können die Erneuerbaren im Jahr 2020 sogar einen Anteil von 47%, also rund 280 TWh am Bruttostromverbrauch, stellen.

In der folgenden Abbildung sind die Anteile der Bruttostromerzeugung im Jahr 2009 nach Energieträgern dargestellt. Erkennbar ist, dass ein Anteil von etwa 480 TWh pro Jahr auf fossile Träger und Kernenergie entfällt.

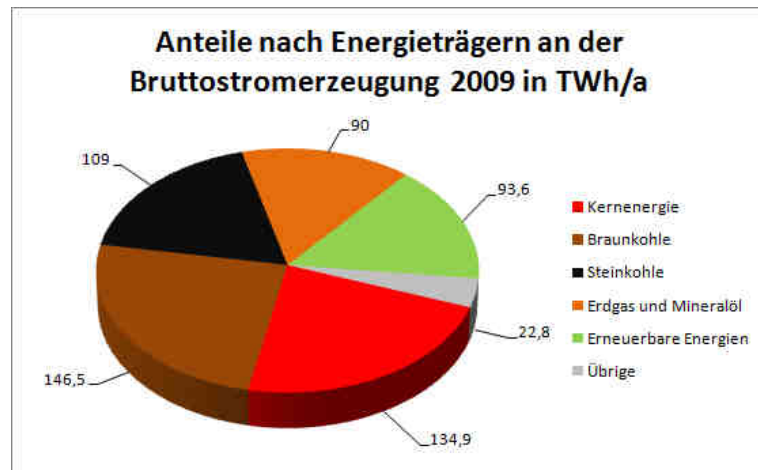


Abbildung 17 Anteile an der Bruttostromerzeugung 2009 in TWh nach Energieträgern [BDEW2010]

Setzen sich die Entwicklungen im Bereich der erneuerbaren Energie in dem eingeschätzten Maße fort, ist die Substitution der Kernenergie bis zum Jahr 2020 realisierbar, ohne dass es notwendig ist, zusätzliche Kapazitäten im Bereich der Kohlekraftwerke zu schaffen.

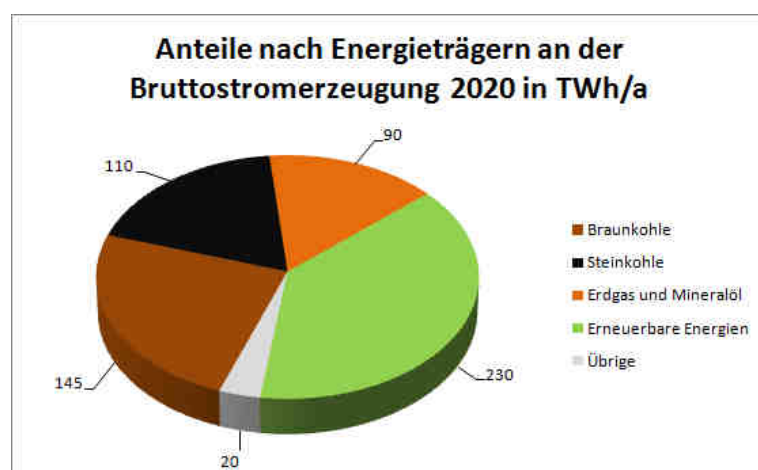


Abbildung 18 Anteile an der Bruttostromerzeugung 2020 in TWh nach Energieträgern

2 Anforderungen, Strategien und technische Umsetzung der Integration erneuerbarer Energien

Der großräumige Einsatz von verteilter Erzeugung regenerativer Energien stellt die an diesem Prozess Beteiligten vor die Aufgabe, einen Weg zu finden, der gesetzlich zugesicherten Anschlussgarantie gerecht zu werden und gleichzeitig den sicheren Betrieb der elektrischen Netze zu gewährleisten. Die Volatilität der Einspeisung von Erzeugern wie Windenergie- oder Photovoltaikanlagen erfordert andere Ansätze als der Betrieb von regelbaren Kraftwerken, die mit fossilen Brennstoffen betrieben werden.

Aus dem Zusammenspiel verschiedener Erzeugungsarten mit unterschiedlicher Charakteristik ergeben sich vielversprechende Möglichkeiten, den Einsatz der EE optimal auszunutzen. In Verbindung mit elektrischen Speichern kann Energie von Zeiten mit hoher Produktion und geringer Nachfrage zu Zeiten zur Verfügung gestellt werden, in denen die Produktion nicht in der Lage ist, den Bedarf zu decken. Weitere Möglichkeiten ergeben sich durch den Einsatz der im ersten Teil beschriebenen Lastmanagementverfahren. Ein Netzausbau ist aufgrund der ungleichmäßigen Verteilung der Produktion und der Distanz zu den Lastzentren dennoch nicht zu vermeiden.

Im folgenden Abschnitt werden Strategien zur Integration hoher Einspeisungen aus EE beschrieben. Die dargestellten Ansätze sind Ergebnisse verschiedener Forschungsprojekte und Studien, die am ISET in Kooperation mit Industriepartnern entstanden.

2.1 Anforderungen an erneuerbare Elektrizitätserzeugung

Wie im ersten Teil erläutert, ist die erneuerbare Erzeugung durchaus in der Lage, den Gesamtbedarf an Elektrizität zu decken. Es wurde aber auch gezeigt, dass sich der Prozess, der zu einer möglichen Vollversorgung führt, über einen langen Zeitraum erstreckt und damit die EE nach und nach die Rolle der konventionellen Erzeuger übernehmen müssen.

Vollversorgung mit erneuerbaren Energien bedeutet auch, dass einer fluktuierenden Erzeugung eine fluktuierende Last gegenüber steht. Dies erfordert einen raumzeitlichen Ausgleich, der durch eine Überdimensionierung auf Erzeugungsseite, um Lastspitzen durch gleichzeitige Produktion abdecken zu können, nicht vermieden werden kann. Durch derartige Maßnahmen kann es zu Zeiten von Schwachlast und hohen Einspeisungen zu nicht gewünschten Abregelungen von EE oder zu hohen Transporten - mit dem entsprechend notwendigen Netzausbau – kommen.

Nach dem EEG ist der Netzbetreiber verpflichtet, Strom aus erneuerbaren Quellen vorrangig abzunehmen und die Netzstrukturen derart zu verstärken, dass die Aufnahme möglich ist. Weiterhin besagt das Gesetz, dass die Anschlussverpflichtung auch dann besteht, wenn die Netze zu 100% mit der Einspeisung aus Erzeugern nach EEG ausgelastet sind. Ausnahme bilden hier Anlagen, die bei bestimmten Netzsituationen nicht in der Lage sind, die Abgabeleistung zu reduzieren.

Wie in Abbildung 25 zu sehen, bewegt sich die Produktion eines Windparks nur zu wenigen Stunden des Jahres in Bereichen von über 80% der installierten Leistung. Wird die maximal in die elektrischen Netze integrierbare Einspeiseleistung über die Nennleistung der Anlagen bestimmt ohne der Tatsache Rechnung zu tragen, dass die Anlagen nur zu einem geringen Anteil des Jahres diese hohen Leistungen ins Netz einspeisen, bedeutet dies, dass über lange Zeiträume weniger Energie ins Stromnetz fließt, als maximal möglich.

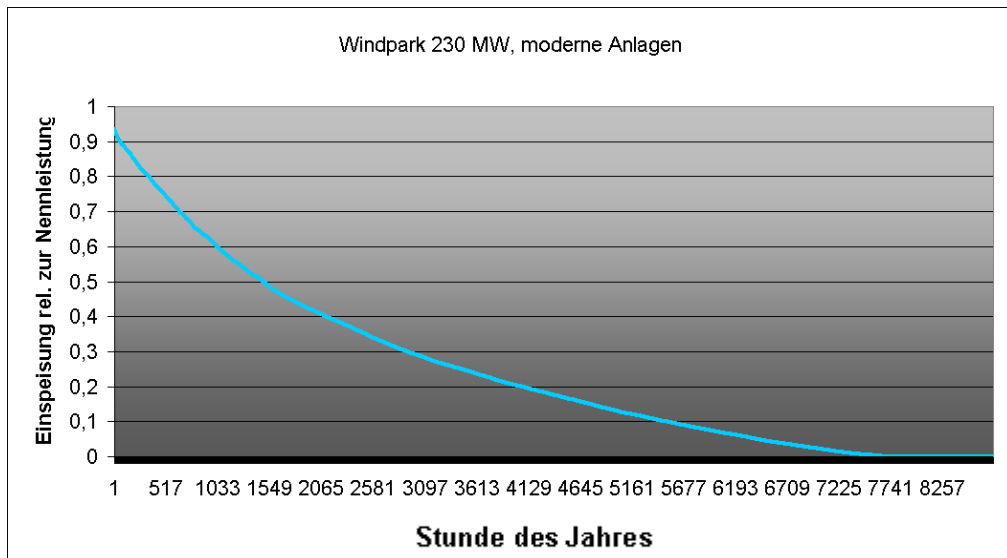


Abbildung 19 Leistungsdauerlinie eines Windparks

Im Erfahrungsbericht 2007 zum EEG [EEG ERF 2007] wird fest gestellt: „Aus Gründen der Versorgungs- und Netzsicherheit müssen Windenergieanlagen zunehmend Systemdienstleistungen übernehmen, die bisher durch den konventionellen Kraftwerkspark sichergestellt werden...“. Ergänzende Techniken wie Speichertechnologien und Lastmanagement werden als notwendig erachtet. Deutlich wird darauf hingewiesen: „Das Einspeisemanagement ersetzt nicht die Verpflichtung der Netzbetreiber zum unverzüglichen Netzausbau nach § 4 Abs. 3 EEG.“.

Die Organisation der Systemdienstleistungen obliegt den Übertragungsnetzbetreibern. Diese Leistungen bilden eine der zentralen Aufgabenstellungen des Netzbetriebs. Neben der prinzipiellen Bereitstellung der gesicherten Leistung wie im ersten Kapitel beschrieben, gliedern sich die Systemdienstleistungen Frequenzhaltung, Spannungsregelung und Schwarzstartfähigkeit sowie der Betriebsführung der elektrischen Netze. Den Zugang bzw. den Anschluss von Energieerzeugern an das Übertragungsnetz regelt der Transmissioncode [TRCODE07].

Netzanschluss und -betrieb

Die Betriebsführung, als zentrale Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber, umfasst alle Maßnahmen zur Netzüberwachung und zur Sicherstellung der Netzsicherheit. Hierzu zählen die Umsetzung von Spannungs-Blindleistungs- sowie Leistungs-Frequenzregelung. Für den sicheren Betrieb der Netze hinsichtlich wetterabhängiger Erzeuger wie Windenergie- und Photovoltaikanlagen sind verlässliche Einspeiseprognosen unerlässlich. Die Regeln für den Anschluss von Windenergieanlagen werden von verschiedenen Regelwerken definiert. Für den Bereich des Netzgebiets der E.ON Netz GmbH beispielsweise wird der Anschluss ans Hoch- und Höchstspannungsnetz über [ENE2006] geregelt. Den Zugang zu den Verteilnetzen regelt der Distributioncode [DISTR2007].

Frequenzhaltung und Bereitstellung von Regelennergie

Das elektrische Wechselstromnetz als komplexes, nichtlineares System wird durch die Randbedingung charakterisiert, dass zu jedem Zeitpunkt Verbrauch und Erzeugung im Gleichgewicht stehen müssen. Wird dieses Gleichgewicht gestört, schlägt sich das unmittelbar in einer Änderung der Netzfrequenz nieder. Diesen Schwankungen wird mit dem Einsatz von Regelennergie entgegengewirkt. Über einen Ausschreibungsmechanismus werden Betreiber von Kraftwerken vertraglich zur bedarfsweisen Bereitstellung von Regelennergie verpflichtet. Die abgerufene Leistung kann dabei positiv wie negativ sein. Je nach Dauer der Maßnahme wird in Primär- und Sekundärregelung sowie Minuten und Stundenreserve unterschieden.

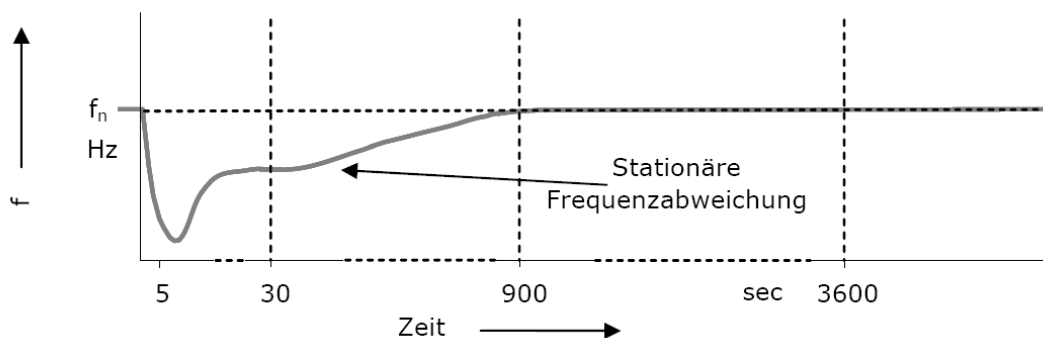


Abbildung 20 Frequenzverlauf nach Ausfall eines Kraftwerks [Al-Awaad09]

Wie im ersten Abschnitt dargestellt, wächst der Anteil an verteilter erneuerbarer Erzeugung an der Gesamtstromerzeugung rapide. Einschätzungen, wie sie in Studien wie der DENA Netzstudie [DENA-NETZ 2005] für die folgenden Jahre getroffen wurden, wurden bereits nach kurzer Zeit übertroffen. Mit der wachsenden Zahl dieser Erzeuger wächst die Notwendigkeit, Mechanismen hinsichtlich der Bereitstellung von Regelennergie zur Verfügung zu stellen.

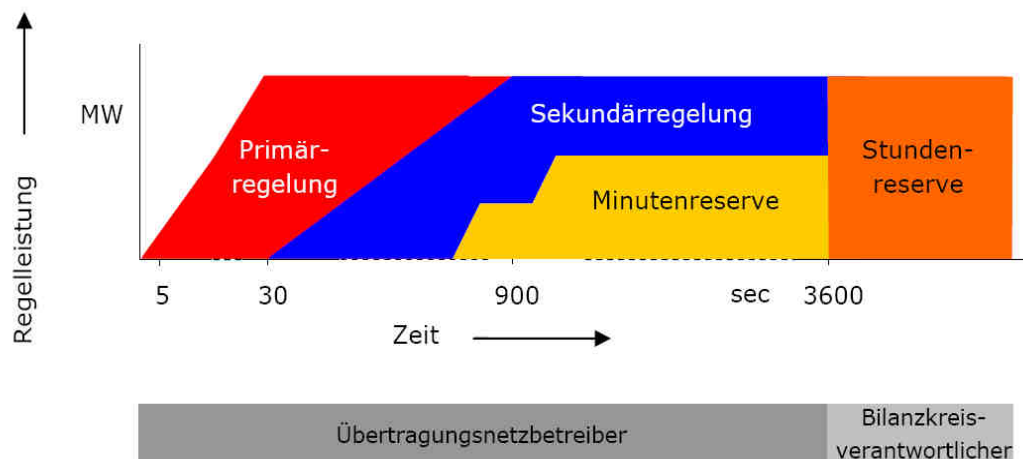


Abbildung 21 Einsatz von Regellenergie [Al-Awaad09]

Die Bereitstellung von Regelleistung zur Frequenzhaltung, wie in der Abbildung oben zu sehen, ist im Prinzip durch erneuerbare Erzeuger möglich. Jedoch können Anlagen, die von Wettereinflüssen abhängig sind, keine Garantien für deren Erbringung bieten. Da die Windenergie den derzeit größten Anteil der regenerativen Nutzung ausmacht wird im folgenden Abschnitt schwerpunktmäßig auf Windenergieanlagen eingegangen.

Zwar sind moderne Windenergieanlagen fähig, in Sekunden die eingespeiste Leistung zu variieren und damit technisch in der Lage, Regelleistung bereit zu stellen, jedoch sind langfristige Prognosen, die über einen Zeitraum von Tagen hinausgehen, für diesen Zweck nicht verfügbar.

Die Beschaffung von Regelleistung findet in unterschiedlichen Zeithorizonten statt. So wird Minutenreserve an jedem Arbeitstag für den darauf folgenden ausgeschrieben. Damit ist die Erbringung der Minutenreserve von Systemen mit einem hohen Anteil von EE, eine entsprechende Präqualifikation vorausgesetzt, prinzipiell möglich. Primär- und Sekundärregelleistung jedoch werden monatlich ausgeschrieben. Damit ist der Einsatz von fluktuierenden EE wie Wind und Photovoltaik nahezu ausgeschlossen.

Eine Möglichkeit wäre, die Ausschreibungsverfahren der Minutenreserve auch bei der Primär und Sekundärreserve täglich für den Folgetag anzuwenden. Ein weiterer Ansatz ist das Pooling erneuerbarer Erzeuger in virtuellen Kraftwerken. Auch aus markttechnischer Sicht scheint es sinnvoll die Gruppe der Anbieter von Primär- und Sekundärregelleistung zu vergrößern.

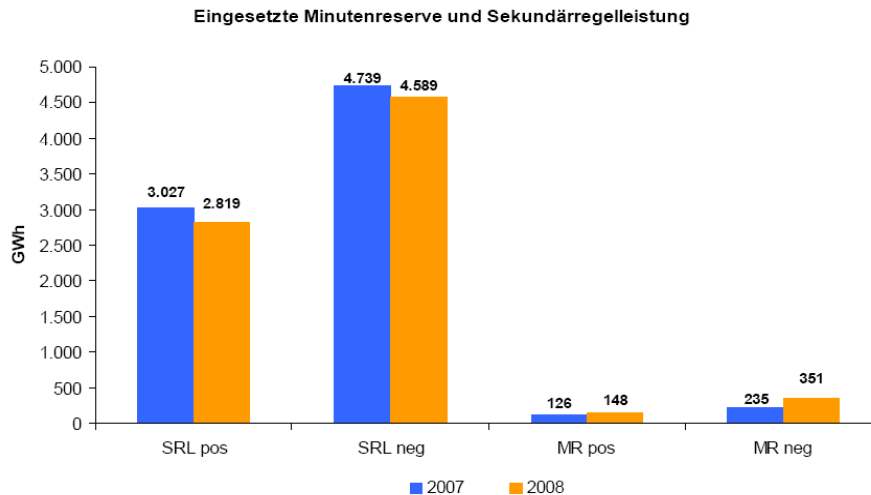


Abbildung 22 Einsatz von Regelenergie 2007/2008 [BNA2009]

Spannungshaltung

Schwankungen auf der Lastseite wirken sich in Netzknoten auf die anliegende Spannung aus. Dem Netzbetreiber obliegt es, diese Schwankungen innerhalb eines bestimmten Bandes zu halten. Beeinflusst werden kann dies durch die Bereitstellung von Blindleistung aus Generatoren oder Kompensationseinrichtungen. Idealerweise sind Energieerzeuger in der Lage, Blindleistung zur Verfügung zu stellen. Die Erzeugung von Blindleistung in konventionellen Kraftwerken muss bei steigendem Anteil erneuerbarer Erzeugung entweder durch Kompensationselemente übernommen oder durch EE geleistet werden.

Versorgungswiederaufnahme (Schwarzstartfähigkeit)

Treten während des Netzbetriebs großflächige Störungen auf, muss der Netzbetreiber Maßnahmen ergreifen, um die Versorgungseinrichtungen zu schützen. Dies kann sich in Lastabwürfen äußern. Auch kann es geschehen, dass sich einzelne Gebiete vom Hauptsystem abtrennen. Im Extremfall kann die Versorgung insgesamt zusammenbrechen. Für diese Störfälle muss der ÜNB sicherstellen, dass einerseits die Inselnetze weiterhin betrieben werden können, andererseits im Extremfall die Versorgung wieder aufgenommen werden kann. Bei einem fortschreitenden Ausbau der EE ist sicherzustellen, dass die Erzeuger im Störfall das Netz stützen oder nach einem Zusammenbruch in der Lage sind, das System wieder aufzubauen.

Um weitere erneuerbare Energieerzeuger als Ersatz für die konventionelle Erzeugung in die elektrischen Systeme zu integrieren, müssen Strategien gefunden werden, damit die oben genannten Systemdienstleistungen von EE übernommen werden können. Zudem muss die Verträglichkeit der Anlagen mit dem elektrischen System gewährleistet sein.

2.2 Anschlussregeln für Windenergieanlagen

Der Anschluss von Energieerzeugungsanlagen an die elektrischen Versorgungssysteme ist gemeinhin in den Netzanschlussbedingungen geregelt [z.B. ENE2006]. Die hier aufgestellten Regeln gelten in erster Linie für konventionelle Erzeugung, für erneuerbare Einheiten definiert das Regelwerk vereinfachte Bedingungen. Es ist nur die Wirkleistungsabgabe im Fall von Frequenzabweichungen geregelt, nicht aber die Reaktionszeit im Falle eines Netzfehlers. Die Bedingungen wurden definiert, um Windparks in der Vergangenheit vor Schäden, die aus Extremsituationen im Netz resultieren, zu schützen. Es wurde daher in der Vergangenheit von WEA im Falle einer Störung gefordert, sich vom Netz zu trennen. Bei einer Erzeugungsleistung von deutschlandweit 25 GW, der eine Spitzenlast von etwa 80 GW gegenübersteht, führt ein solches Verhalten jedoch zu einer Verschärfung des Problems bis hin zur Gefährdung der Systemstabilität. Aus diesem Grund definieren die meisten Grid Codes das Verhalten von WEA beim Durchfahren von Spannungseinbrüchen bis hin zur Nullspannung.

Auch eine Bereitstellung von Blindleistung zur Spannungshaltung kann von modernen Anlagen geleistet werden. Derzeit existiert kein expliziter Markt für Blindleistung. Der Übertragungsnetzbetreiber kann Kraftwerksbetreiber auffordern, Blindleistung bereit zu stellen, der Bezug wird bilateral ausgehandelt. Grundlage für die Feststellung des Blindleistungsbedarfs sind kontinuierlich geführte Leistungsflussberechnungen.

Die derzeit vorherrschenden Generatorbauformen in Neuanlagen sind der doppelt gespeiste Asynchrongenerator (Nr. 1 in der folgenden Abbildung) und der Synchrongenerator mit Vollumrichter (Nr. 2).

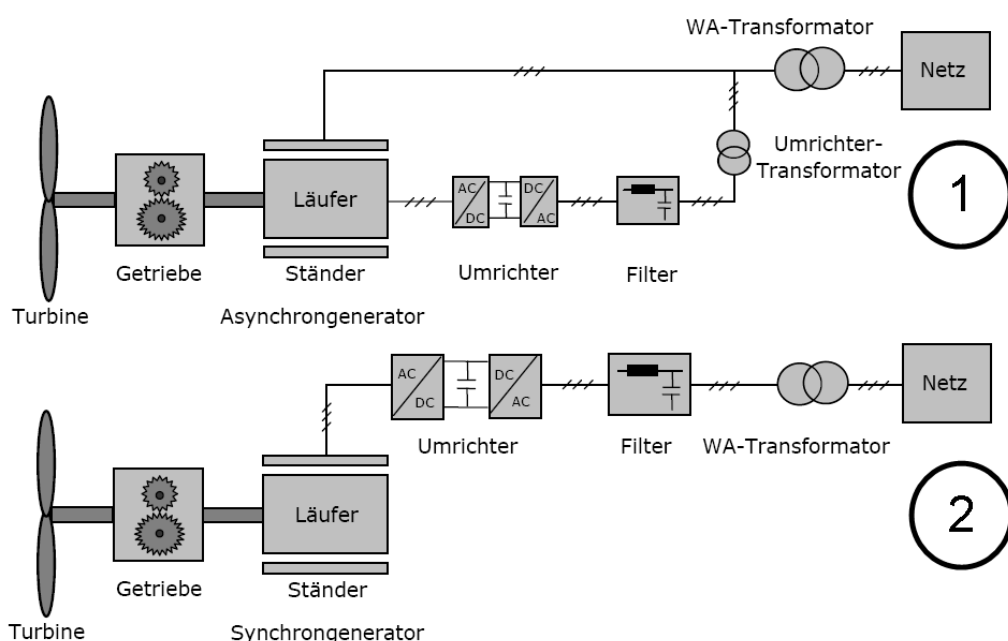


Abbildung 23 Bauformen WEA-Generatoren [Al-Awaad09]

Gemein haben beide Anlagentypen, dass zwei getrennte und weitgehend entkoppelte Regelkreise für Wirk- und Blindleistung vorhanden sind. Laut Herstellerangaben sind die aktuell verwendeten Bautypen in der Lage Leistungs-Frequenz- oder Blindleistungsmanagement zur Verfügung zu stellen. Die Erzeugung von Blindstrom kann dabei durch Statcoms (Static Compensators) erfolgen [ENERCON2008]. Die Anlagen können damit Blindstrom auch bei 0 kW Wirkleistung erzeugen. Auch das Verhalten der Anlagen beim Durchfahren des Fehlerfalls kann laut Herstellerangabe frei konfiguriert werden.

In Ländern wie Irland unterliegen auch erneuerbare Erzeuger den enger gefassten Bedingungen, wie sie auch für normale Erzeuger gelten. So sind klare Anforderungen für das Verhalten beim Durchfahren einer Netzfehlersituation (Fault Ride Through) und Mechanismen zum Verhalten im Falle einer Frequenzabweichung im Netz definiert.

Moderne Erzeuger wie Windparks sind durchaus in der Lage diese Bedingungen zu erfüllen [ENERCON2008]. Das Einhalten dieser Bedingungen ist eine wichtige Voraussetzung, erneuerbare Erzeugung nachhaltig in die Energieversorgungsstruktur einzubinden.

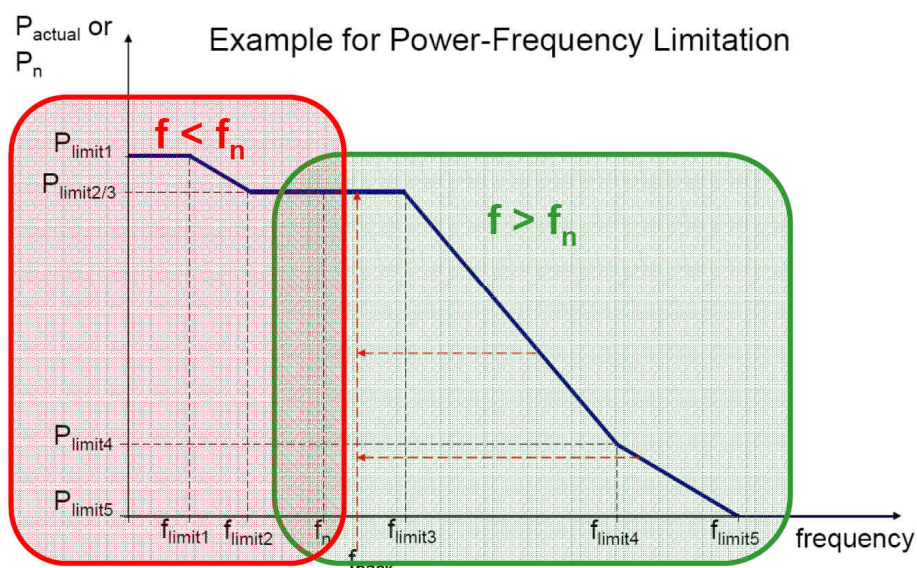


Abbildung 24 Verhalten einer WEA bei Überfrequenz [ENERCON2009]

In der Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen [SDLWindV2009], sowie in der Handlungsempfehlung zu der Verordnung der E.ON Mitte AG [EON2010b] wurden verpflichtende Maßnahmen zur Anbindung von neu zu errichtenden Windenergieanlagen definiert, ebenso wie ergänzende Maßnahmen zur Ausstattung von bestehenden Erzeugungsanlagen. Diese Maßnahmen werden von den entsprechenden Netzbetreibern an die Betreiber von Erzeugungsanlagen weiter gegeben.

In der nachstehenden Abbildung sind die nachzurüstenden Elemente in rot eingezeichnet.

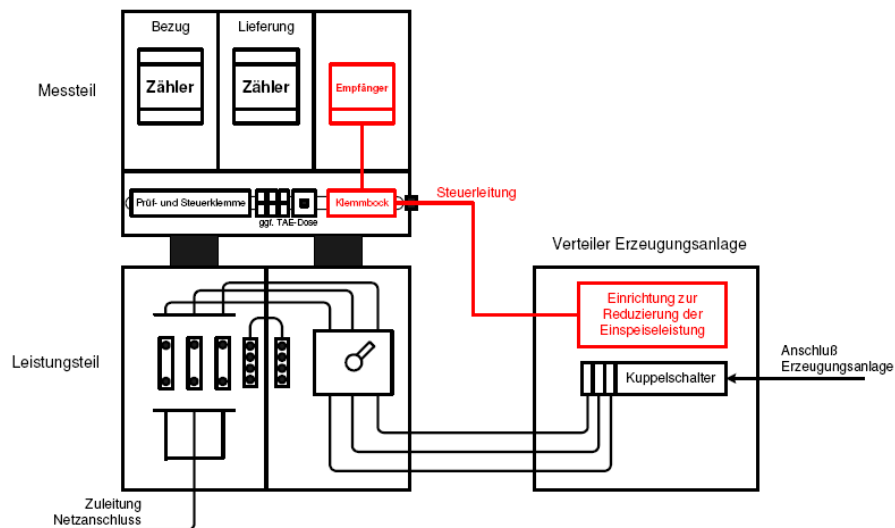


Abbildung 25 Vorsehen von Schaltanlagen bei WEA ab 100 kW [EON2010a]

Die regelbare Blindleistungsabgabe moderner Windparks zu Zwecken der Netzstützung, wie in der Verordnung zu Systemdienstleistung gefordert, ist ebenfalls technisch machbar. Eine Variante zur Bereitstellung ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

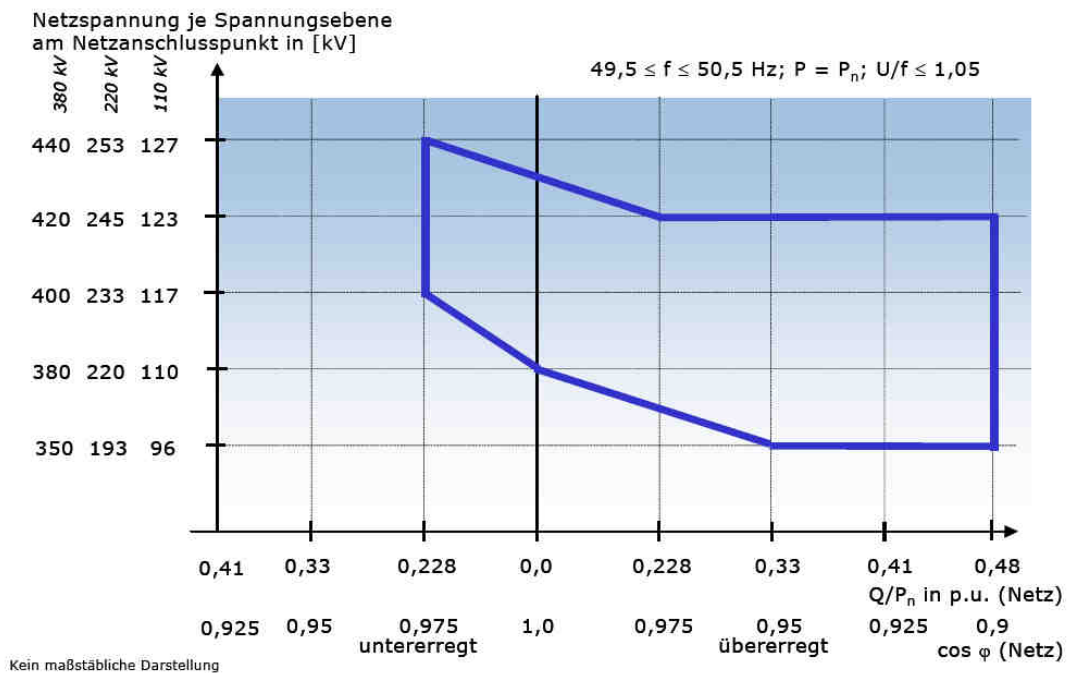


Abbildung 26 Anforderungen an die Bereitstellung von Blindleistung [VDN2007]

In der Abbildung ist der erforderliche Stellbereich für die Blindleistung bei Nenneinspeisung in Abhängigkeit der Netzfrequenz dargestellt. Die genaue Form des Stellbereichs wird vom Transmissionscode [VDN2007] geregelt.

Für den Fall, dass die Windenergieanlagen allein nicht in der Lage sind, die Anforderungen hinsichtlich Blindleistung zu erfüllen, gibt es weiterhin die Möglichkeit, die Windparks mit Kompensationseinheiten wie Statcoms⁵ auszurüsten.

Ebenfalls werden in der Verordnung Anforderungen an das Verhalten im Falle eines Netzfehlers gestellt.

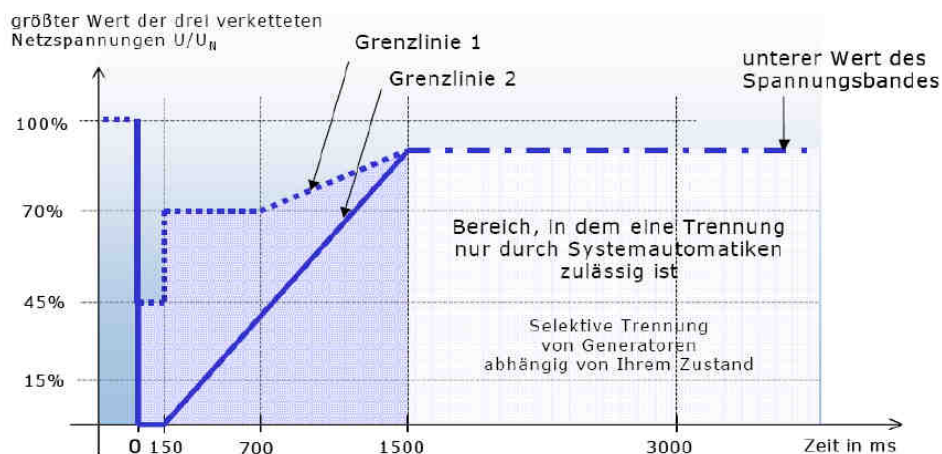


Abbildung 27 Verhalten im Fehlerfall [VDN2007]

Nach dem Diagramm ist eine Trennung einer Erzeugungsanlage vom Netz bei Verhältnissen oberhalb der Grenzlinie 1 nicht zulässig. Sinkt der Wert der Netzspannung innerhalb 150 ms unter einen Wert von 45% ist eine kurzzeitige Trennung der Erzeugungsanlage (KTE) möglich, sofern der einzelne Generator instabil wird. Jedoch muss der Resynchronisierungsprozess binnen 2 Sekunden stattfinden. Hier hat die Abgabeleistung mit einem Gradienten von 10% der Generatornennleistung auf den ursprünglichen Wert zu steigen.

Eine Trennung bei Verhältnissen, die unterhalb der Grenzlinie 2 liegen, ist immer möglich, in diesem Fall kann auch der Prozess der Resynchronisierung in weiter gefassten Grenzen erfolgen.

⁵ STATCOM: Static Synchronous Compensator, Phasenverschobener Stromrichter im Pulsbetrieb zur Erzeugung von Blindströmen http://de.wikipedia.org/wiki/Static_Synchronous_Compensator

2.3 Erzeugungsmanagement (ERZMAN/EISMAN⁶) für hohe Windstromeinspeisungen

Netzbetreiber sind verpflichtet, EE-Anlagen an die öffentliche Stromversorgung anzuschließen, die produzierte Energie abzunehmen und, sofern erforderlich, die Netzkapazitäten zu erhöhen.

In manchen Küstenstandorten wurden bereits große Windparks installiert, die – bei maximaler Einspeisung in Summe - bereits Leistungen erreichen, welche für einen sicheren Netzbetrieb nicht mehr verträglich sein können. Die Übertragungsnetzbetreiber sind zum Netzausbau verpflichtet. Dieser Ausbau dauert aus verschiedenen Gründen, z.B. langwieriger Genehmigungsverfahren oder örtlichen Widerständen, Jahre. Um weitere Windparks an das Übertragungsnetz anschließen zu können, wird den Betreibern zur Auflage gemacht, zu Zeiten hohen Windstromaufkommens Erzeugungsmanagement (ERZMAN) zuzulassen. Dieses Verfahren bildet eine simple Kontrollstrategie für fluktuierende dezentrale Erzeuger.

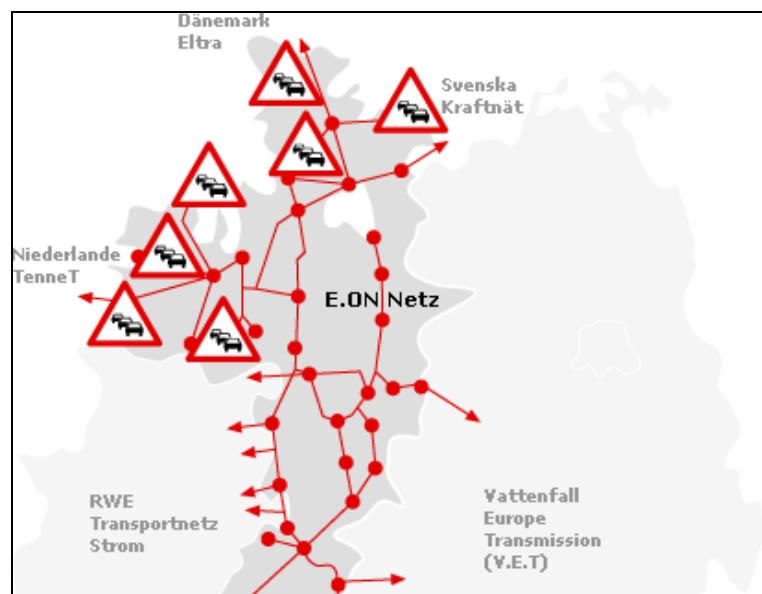


Abbildung 28 Kritische Punkte des elektrischen Systems Quelle E.ON Netz

Anzahl und Höhe der ERZMAN Einsätze richten sich nach dem aktuellen Netzzustand. Ein Schwellwert definiert einen Netzzustand, bei dem bei einem (n-1) Ereignis kritische Belastungen auftreten. Wird dieser Wert überschritten, so ist das ERZMAN anzuwenden, damit im Falle eines (n-1) Ereignisses keine Folgeauslösungen oder zu hohe thermische Belastungen in den Netzen auftreten.

⁶ Erzman = Erzeugungsmanagement, Eisman = Einspeisemanagment

In der Praxis wurden in den vergangenen Jahren regionenweise Limitierungen der Einspeisung auf 60, 30 oder 0 Prozent der installierten Leistung vorgenommen. Seit 2010 können die Windparks individuell gesteuert werden. Auch unterliegen die Steuerbefehle nicht mehr den genannten Stufen. Eine ungeklärte Frage ist, inwiefern der Übertragungsnetzbetreiber Kenntnis von den Aktivitäten erhält. Hier besteht die Gefahr, dass Regelungsmaßnahmen wie das herunterfahren von Kraftwerken durchgeführt werden, obwohl bereits Abgaben von Windparks limitiert wurden.

Die nachstehende Abbildung zeigt das Verhalten eines Windparks (58) im Vergleich zu einem ungesteuerten Referenzwindpark (13). Im Windpark Nr. 58 sind WEA installiert, die ERZMAN-fähig sind, und solche, die nicht gesteuert werden können. Die dunkelblaue Linie gibt dabei die berechnete Gesamtwirkleistung, die hellblaue den ERZMAN-Anteil und die rote die Einspeisung des Referenzwindparks an. Das Steuersignal ist grün dargestellt.

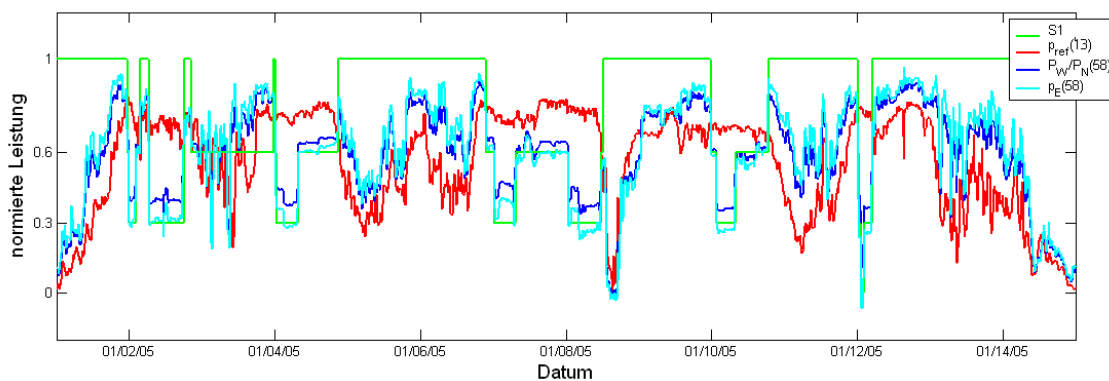


Abbildung 29 ERZMAN Einsätze in einem Windpark

Die Berücksichtigung bei der Integration in die elektrischen Netze zur Kapazitätsplanung erfolgt über eine zweistufige Berechnung der Einspeiseleistung mittels des Hochrechnungsalgorithmus [ROHR03]. In der ersten Stufe werden die Einspeisungen der ungestörten Parks berechnet, im Zweiten werden die Erzman Leistungen hinzuaddiert.

Das Erzeugungsmanagement stellt eine einfache Methode dar, die technische Integration fluktuierender Einspeisung sicherzustellen. Nachteil ist hier, dass Energie ungenutzt verloren geht. Seit Anfang des Jahres 2009 erhalten Windparkbetreiber auch eine Vergütung für Energie, die aufgrund von ERZMAN-Einsätzen nicht eingespeist werden kann. Das System ist damit nur als Notlösung zur Integration zu betrachten, da durch die Einsätze kostenlos produzierte Energie verloren geht, die den Verbrauchern über Umwege trotzdem in Rechnung gestellt werden.

2.4 Rolle von Prognose- und Monitoringsystemen

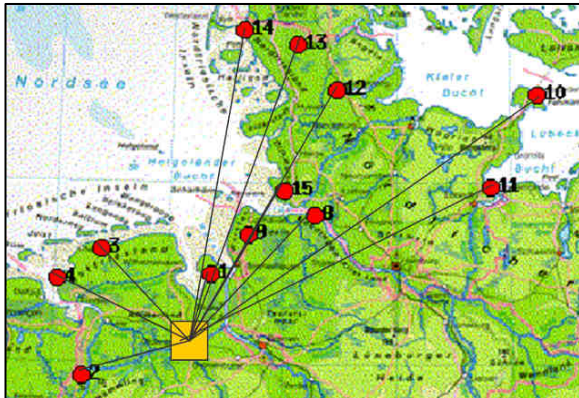
Strategien zur Integration von erneuerbarer Erzeugung erfordern zur Berechnung der zu erwartenden Einspeisung eine möglichst genaue Bestimmung des aktuellen Zustands einerseits und der Einschätzung der in Zukunft erzeugten Energie andererseits. Die Prognosen gliedern sich dabei in verschiedene Arten, die sich am Anwendungszweck orientieren.

Folgetagsprognosen werden von den Übertragungsnetzbetreibern zur Regelleistungsbeschaffung sowie für die Planung von Stromhandel für den Folgetag verwendet. Zum Netzbetrieb und Engpassmanagement sowie zum untertägigen Handel finden Kurzfristprognosen, die auf Wetterprognosen und gemessenen Einspeiseleistungen und/oder Windmessungen der nahen Vergangenheit basieren, Verwendung.

Die am IWES entwickelten Prognosesysteme für Windstromeinspeisung WPMS (Wind Power Management System) werden laufend an die sich ändernden Anforderungen angepasst.

2.4.1 Istwertbestimmung mittels des Hochrechnungsalgorithmus

Die Ermittlung der aktuellen Erzeugung erfolgt mittels eines Hochrechnungsverfahrens, das bereits ausführlich in der Literatur beschrieben wurde [Rohrig 2003]. Hier-



bei werden alle installierten Windparks in Flächen in einem 10 mal 10 Kilometer messenden Raster zusammengefasst. Die Berechnung der aktuellen Einspeisung je Planfläche wird über Wichtungsfaktoren, die die Entfernung der Referenzmessungen sowie weitere Parameter berücksichtigen, durchgeführt.

Abbildung 30 Hochrechnung der aktuellen Einspeisung aus WEA

Die Ermittlung der Gesamteinspeisung ist somit abhängig von wenigen repräsentativen Messungen. Werden nun einzelne Parks in ihrer Leistung beschränkt, sei es, dass aus Gründen der Netzsicherheit mittels Erzeugungsmanagement die maximale Einspeiseleistung eingeschränkt wird, sei es, dass wegen der nach der Neunovellierung des [EEG2009] möglichen Direktvermarktung die erzeugte Energie ganz oder teilweise aus der EEG Vergütung genommen wird, müssen diese Beschränkungen in die Berechnung der aktuellen Einspeisung einfließen.

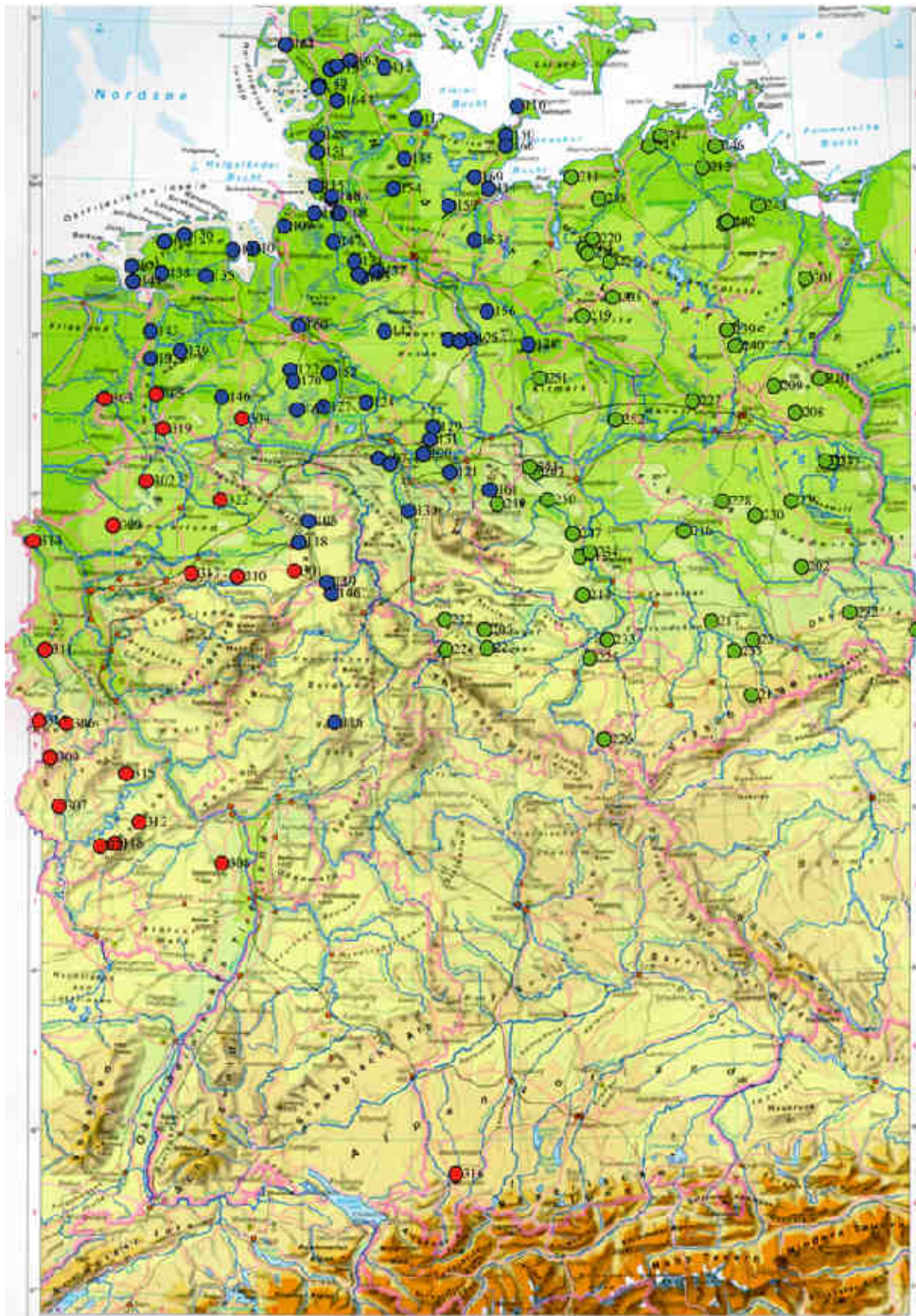


Abbildung 31 Referenzmessungen für die Hochrechnung in den Regelzonen der Transportnetzbetreiber Amprion, TenneT und 50Hertz

In der Abbildung oben sind die Referenzstandorte für die Regelzonen der drei Übertragungsnetzbetreiber Amprion, TenneT und 50Hertz abgebildet. Die Standortwahl erfolgt dabei aufgrund der Repräsentativität der Messungen bezogen auf die umliegenden Windparks.

In der Praxis werden für die Hochrechnung Parameterdatensätze an die Übertragungsnetzbetreiber ausgeliefert. Diese beschreiben die Referenzmessungen sowie die Installationen für Windenergie in den über Deutschland verteilten Planflächen. Eine Aktualisierung erfolgt monatlich. Anlagen, deren Einspeisung direkt über eine Handelsplattform vermarktet wird, werden aus dem EEG-Datensatz entfernt und in einen zweiten Direktvermarkter-Datensatz aufgenommen. Somit existieren drei Datensätze, wie in folgender Abbildung dargestellt.

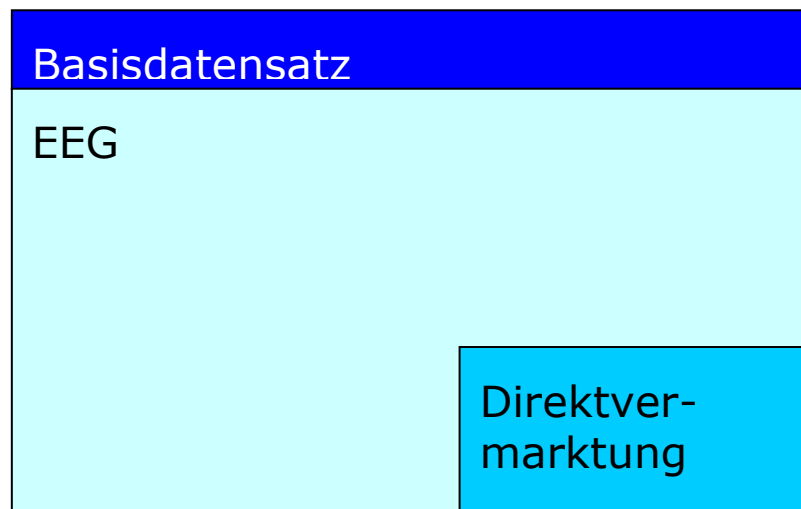


Abbildung 32 Parameter für den Hochrechnungsalgorithmus nach Vermarktungsansatz

Der Basisdatensatz ergibt sich aus der Summe von EEG und Direktvermarktung. Da die Entscheidung, welche Anlagen ganz oder anteilig direkt vermarktet werden, für den jeweiligen Folgemonat getroffen wird, wie im EEG festgelegt, ist die monatliche Aktualisierung der Parametersätze ausreichend.

Eine nachträgliche Auswertung der Güte der Hochrechnung gegenüber Zählerwerten ergab, dass die Verläufe eine hohe Korrelation aufweisen, jedoch punktuell hohe Abweichungen auftreten können. In Zukunft werden daher Messungen der momentanen Einspeisung von WEA zunehmen. Diese Messungen sollen verwendet werden, um die gesamte Istwertbestimmung zu verbessern.

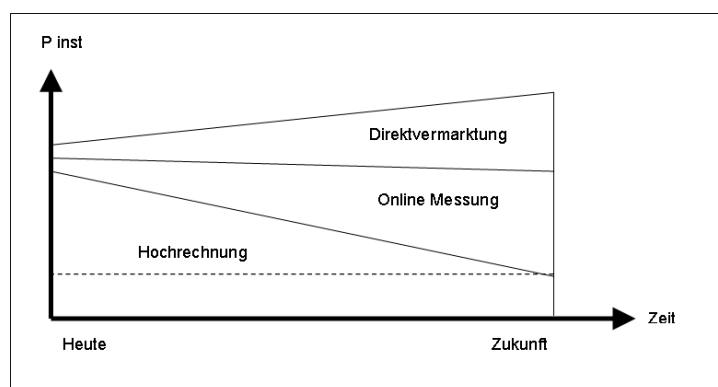


Abbildung 33 Prinzipielle Situation der Istwertbestimmung heute und in der mittelfristigen Zukunft

Eine weitere Anforderung an die Istwertbestimmung stellt das Erzeugungsmanagement dar. Hier wird die Produktion der Windenergieanlagen gedrosselt, so dass kein direkter Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und Einspeiseleistung mehr vorhanden ist.

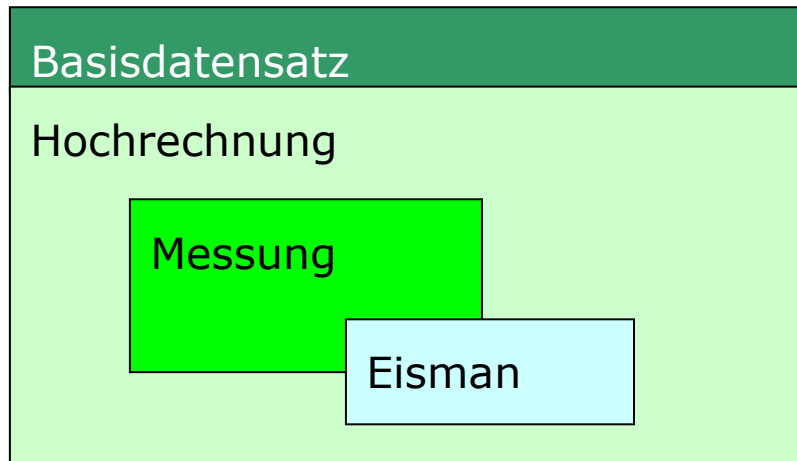


Abbildung 34 Parameter für den Hochrechnungsalgorithmus nach Integrationskontext

Da Erzeugungsmanagement aus der aktuellen Netzsituation folgt und damit eine kurzfristige Maßnahme darstellt, die sich nicht im Vormonat planen lässt, muss die Möglichkeit geschaffen werden, korrigierend in die Istwertbestimmung einzugreifen. Auch bilden Messungen, im Fall von Ausfällen, Fehlerquellen für die Istwertbestimmung, die durch eine instantane Modifikation der Hochrechnungsparameter ausgeglichen werden können. Entsprechende Konzepte befinden sich momentan in der Umsetzung.

2.4.2 Einspeiseprognosen für Windenergie

Das Prinzip der Hochrechnung wird auch für die Berechnung der Einspeiseprognosen verwendet. Hier werden für die Referenzstandorte Leistungsprognosen aufgrund von Wetterprognosen unter Verwendung statistischer Verfahren, wie zum Beispiel neuronaler Netze, erzeugt. Diese Prognosen werden als Eingangsparameter für den oben beschriebenen Hochrechnungsalgorithmus verwendet.

Die Einspeisung einer einzelnen WEA vorherzusagen ist ungleich schwieriger als die eines Windparks. Durch den sogenannten Ausgleichseffekt mitteln sich Schwankungen von Einzelprognosen gegenüber der tatsächlichen Einspeisung aus. Aus diesem Grund steigt die Prognosegüte mit der Größe und der Verteilung des betrachteten Gebiets. In kleineren Regionen wie Inselformen oder lokal angesiedelten Kraftwerken, die ausschließlich auf regenerativer Erzeugung beruhen, haben regelbare Energieerzeuger die Aufgabe, den Fehler, der bei der Bestimmung von Einspeisungen fluktuierender Erzeuger entsteht, auszugleichen.

Softwaresysteme, die diese Technik nutzen, sind seit Jahren bei den Übertragungsnetzbetreibern im Einsatz. Mittels der so prognostizierten Einspeisungen ist es möglich, den Einsatz von Regelernergie zu senken.

Im Bericht zur „Entwicklung eines Rechenmodells zur Windleistungsprognose für das Gebiet des deutschen Verbundnetzes“ [Prognose2006] sind die Prognosegüten für verschiedene Horizonte dargestellt⁷.

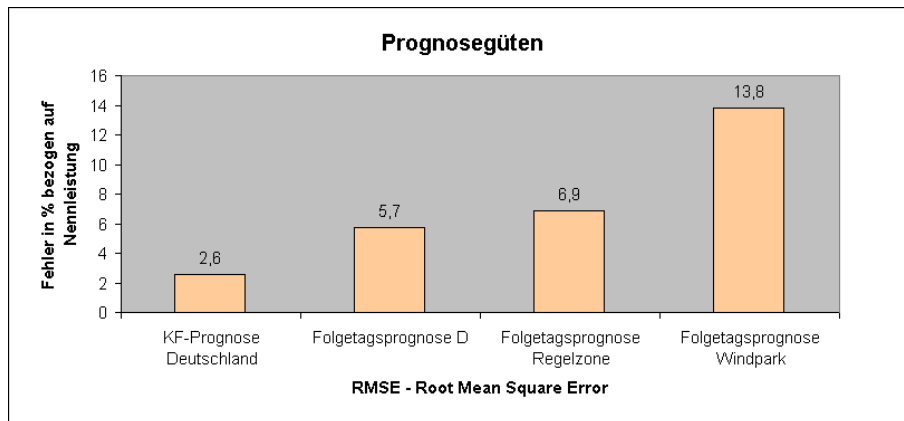


Abbildung 35 Prognosegüten Kurzfrist und Folgetagsprognosen [Prognose 2006]

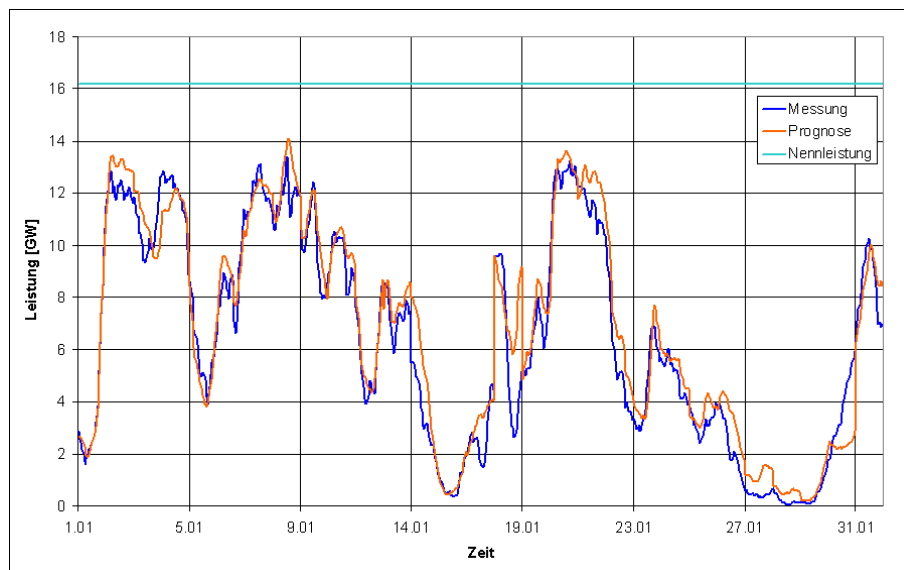


Abbildung 36 Vergleich Folgetagsprognose - Messung [Prognose 2006]

⁷ KF-Prognose: 2-4 Stundenprognose basierend auf Wetterprognosen und gemessenen Leistungsdaten

Folgetagsprognose – D: Prognose für den Folgetag bezogen auf ganz Deutschland

Folgetagsprognose – Regelzone: Prognose für den Folgetag bezogen auf die Regelzone eines ÜNB

Folgetagsprognose – Windpark: Prognose für einen Windpark

Der normierte Root Mean Square Error (NRMSE), ein Maß für die Güte der Prognose, ergibt sich hierbei als Wurzel aus dem Quadrat der mittleren Fehler in Prozent. Wie in der nächsten Abbildung zu sehen, streuen die Werte der Prognose bei dieser Auswertung punktuell bis zu 40% der installierten Leistung.

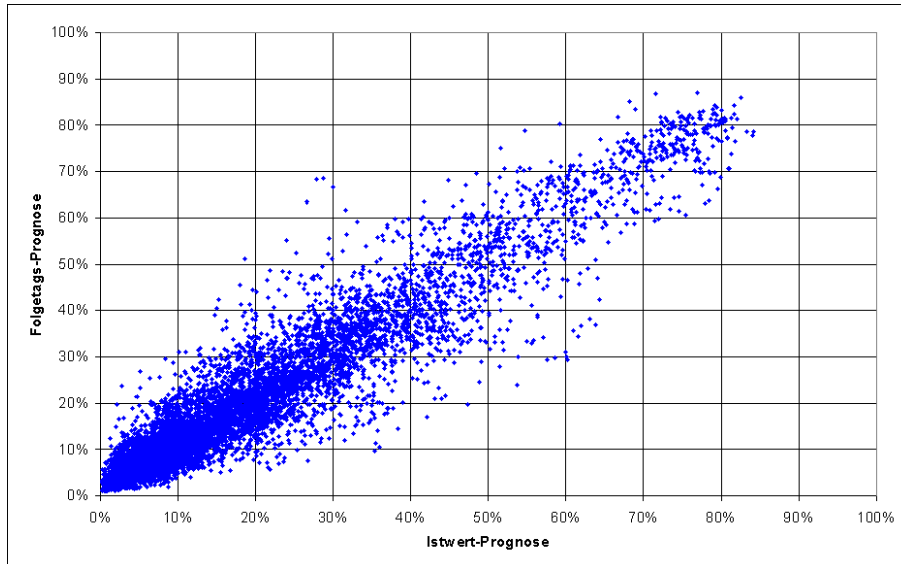


Abbildung 37 Streuung von Prognosefehlern [Prognose 2]

Die in der Abbildung dargestellte Verteilung bezieht sich auf die Folgetagsprognose für ganz Deutschland. Die signifikante Abnahme der Prognosefehler in den letzten Jahren auf einen Wert von 4,5% NRMSE bezogen auf ganz Deutschland und ein Jahr Auswertung ist einerseits auf die Verbesserung der Prognosemodelle zurückzuführen, andererseits ermöglicht die räumliche Verteilung der Windenergie über ganz Deutschland ein Sinken des Fehlers über Vergleichmäßigungseffekte.

2.4.3 Extreme Wetterereignisse in der Prognose

Eine Herausforderung bei der Prognose von Windstromeinspeisungen ist die Detektion von sogenannten Flanken. Zieht eine Windfront über das betrachtete Gebiet, so kommt es zu einem teils sprunghaften Anstieg der eingespeisten Energie. Der kritische Punkt hierbei ist die Lage und der Eintrittszeitpunkt der Windprognose. Verschieben sich einer oder beide dieser Randbedingungen, resultieren daraus hohe Prognosefehler.

Ein weiterer Punkt ist die schwer vorhersagbare Abschaltung der Anlagen bei hohen Windgeschwindigkeiten. Solche Extremereignisse haben eine hohe Auswirkung auf die Prognosefehler und auf den Betrag der eingespeisten Energie. In der folgenden Abbildung ist eine solche Situation dargestellt. Beim Extremereignis Kyrill am 18. Januar 2007 schalteten Windenergieanlagen mit einer Gesamterzeugungsleistung von etwa 5 GW ab. Der sichere Netzbetrieb war in dieser Situation nicht gefährdet, da die Netzbetreiber im Vorfeld durch den Deutschen Wetterdienst gewarnt wurden. Auch erstreckte sich der Abfall über einen Zeitraum von acht Stunden.

Wie im ersten Abschnitt der Arbeit zu sehen, liegen die größten Potenziale der erneuerbaren Energien weiterhin bei der Windenergie. Der weitere Ausbau wird zu einem großen Teil vor den deutschen Küsten stattfinden. Erste Offshoreprojekte sind bereits realisiert, für die Zukunft unterstellen alle Szenarien einen rapiden Anstieg der Erzeugungsleistung in Nord- und Ostsee.

Wind power during a storm front

Wind-Gradual Reduction of Generation, Loss of Conventional Generation is instant

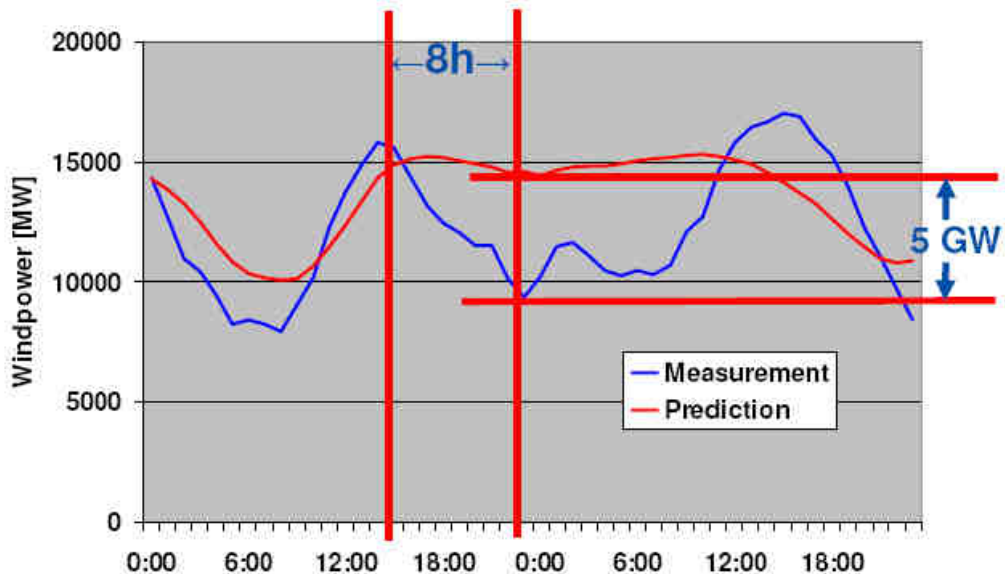


Abbildung 38 Abfall der Windenergieeinspeisung beim Extremereignis Kyrill [RWE2009]

Die Standorte auf See weisen eine hohe Volllaststundenzahl auf, Schätzungen gehen von etwa 4000 Stunden pro Jahr aus. Im Gegensatz zur großräumig verteilten Erzeugungskapazität der Windenergie an Land, handelt es sich bei Offshorewindparks um hohe Erzeugungskapazitäten, die punktuell konzentriert sind. Diese „dezentrale Zentralität“ wird hohe Auswirkungen auf Einspeiseprognosefehler durch Fehler in der Windvorhersage oder durch Sturmabschaltungen haben. Es ist daher davon auszugehen, dass durch diesen Effekt die Prognosefehler auf Gesamtdeutschland bezogen in den nächsten Jahren steigen werden, einer Entwicklung, der mit konzentrierten Forschungsaktivitäten entgegen gewirkt werden muss.

2.4.4 Kurzfristprognosen

Die Kurzfristprognose zielt auf den Zeitbereich von bis zu acht Stunden in der nahen Zukunft. Hierfür werden einerseits kurzfristiger verfügbare Wettermodelle wie das CosmoDE Modell des Deutschen Wetterdienstes verwendet, andererseits werden weitere Informationen wie an den Referenzstandorten gemessene Leistungen oder Windgeschwindigkeiten und -richtungen, die an verschiedenen Standorten gemessen werden, verwendet.

Die Kurzfristprognose wird, wie die Folgetagsprognose, mittels angelernter neuronaler Netze berechnet. Um die Prognose der Realität möglichst anzunähern, wird dem neuronalen Netz der Verlauf der gemessenen Werte für die nahe Vergangenheit zur Verfügung gestellt. Gemessenen Windgeschwindigkeiten sowie Leistungen werden über einen Zeitraum von drei Stunden aufgezeichnet und bei der Berechnung verwendet.

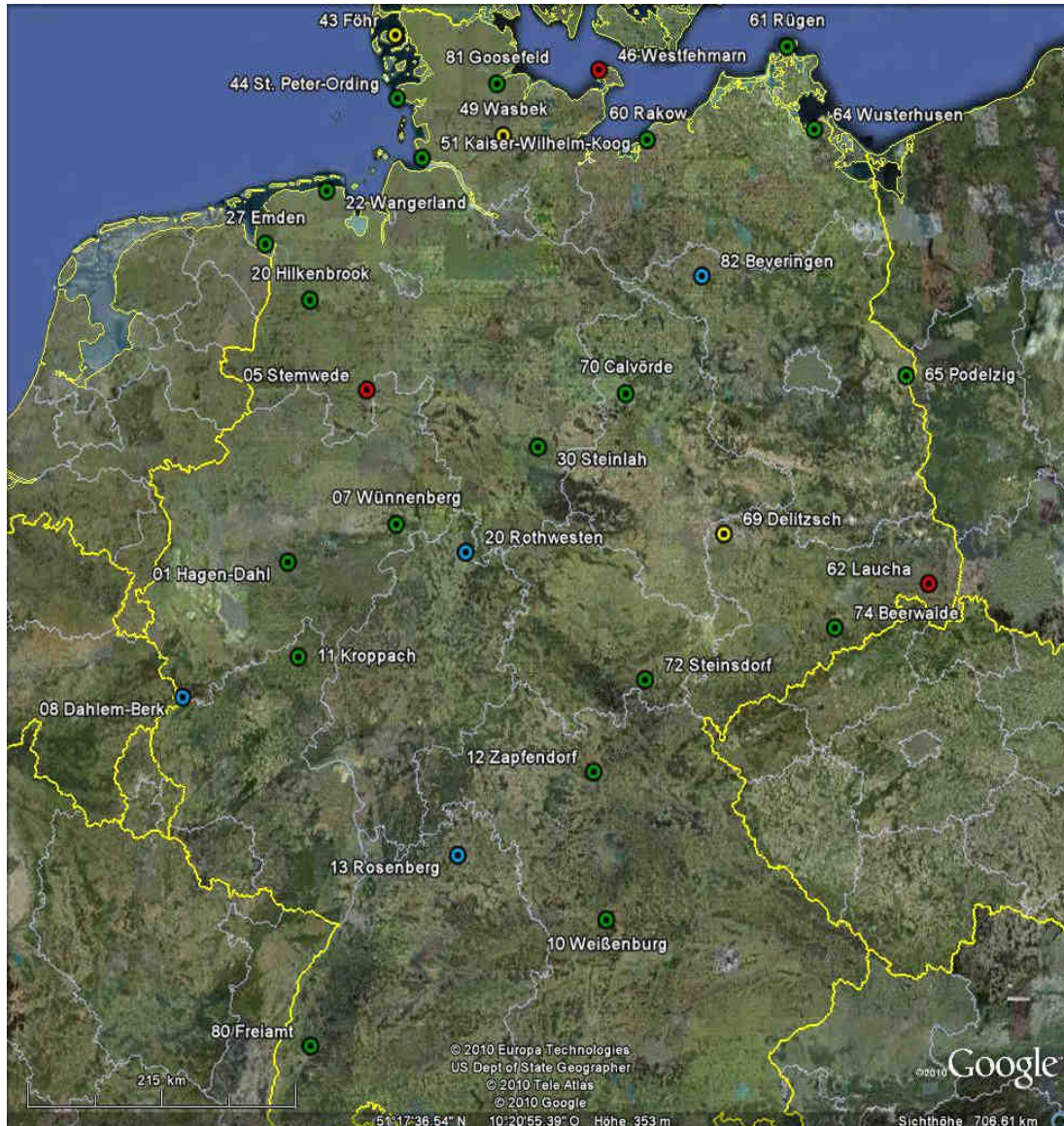


Abbildung 39 Standorte von Windmessungen zur Berechnung der Kurzfristprognose (Quelle Google Earth)

Durch Verwendung verschiedener Kombinationen der zur Verfügung stehenden Daten wird erreicht, dass das System robust gegenüber Ausfällen einzelner Messungen ist. So sind vier verschiedenen Prognosen möglich. Diese basieren auf den Daten

1. Wetterprognose (NWP), Leistungsmessung(Power), Windmessung(Wind)
2. Wetterprognose (NWP), Windmessung(Wind)
3. Wetterprognose (NWP), Leistungsmessung(Power)
4. Wetterprognose (NWP)

In der folgenden Abbildung ist das Prinzip der Kurzfristprognose dargestellt.

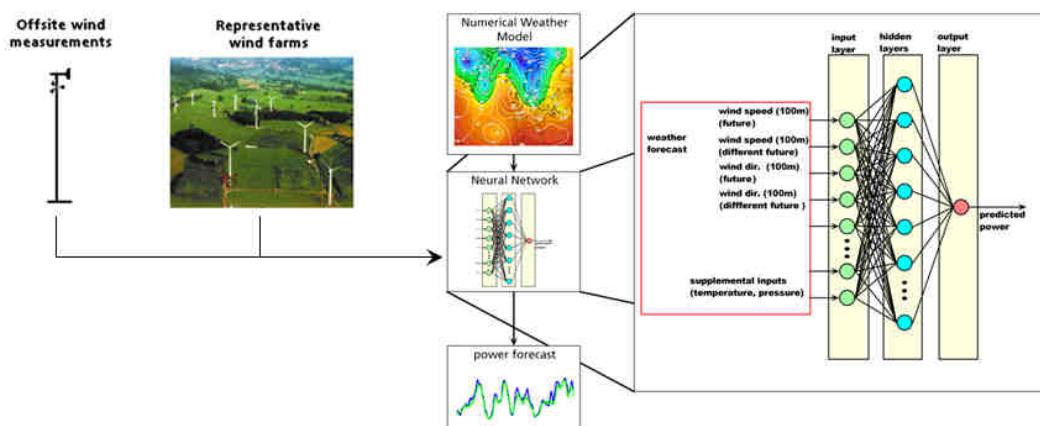


Abbildung 40 Funktionsweise der Kurzfristprognose [WESSEL2009]

In der folgenden Abbildung sind die Prognosegüten der einzelnen Prognosekombinationen dargestellt. Die Auswertungen beziehen sich auf den Vergleich mit im Nachhinein aufgezeichneten Zählerdaten für ganz Deutschland und ein Jahr Auswertungszeitraum.

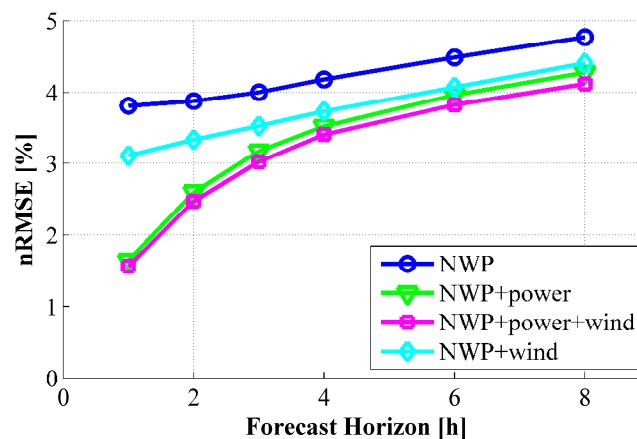


Abbildung 41 Güte der Kurzfristprognose unter Verwendung unterschiedlicher Eingangsdaten [WESSEL2009]

Die hier dargestellte geringe durchschnittliche Verbesserung der Prognosen mit Wind- und Leistungsmessungen gegenüber der ohne Windmessung zeigt nicht die hohen Verbesserungen in Einzelsituationen. Zu Zeiten mit hohen Windgeschwindigkeiten liefern die Windmessungen notwendigen Input zur Minimierung von Fehlern.

2.4.5 Technische Umsetzung der Prognosen

Das Prognosesystem kann auf verschiedene Arten in die Umgebung von Kunden wie Übertragungsnetzbetreibern oder Windparkbetreibern integriert werden. Das System kann so angepasst werden, dass es entweder als eigenständige Komponente auf einem Server betrieben wird, oder die Hochrechnungs- und Prognosefunktionalität werden beim Kunden direkt in die IT-Infrastruktur implementiert.

2.5 Koordiniertes Management von Windparks

Je mehr erneuerbare Energieerzeuger in die elektrischen Versorgungssysteme integriert werden, desto größer sind die Auswirkungen auf das Verteil- und Übertragungsnetz. Aufgrund der Vorrangregelung nach EEG wird die Energieerzeugung von konventionellen Kraftwerken bei hohen Einspeisungen aus EE zukünftig stark oder auch ganz eingeschränkt werden müssen. Zu diesen Zeiten müssen die Windparks die sonst von diesen Kraftwerken erbrachten Systemdienstleistungen, wie Bereitstellung von Regelreserven und Blindleistung zur Netzstützung, erbringen. Ebenso ist eine Zunahme von kritischen Netzsituationen aufgrund der hohen installierten Leistung möglich.

Die Aufgabe ist es nun, neue Lösungen und Strategien zu entwickeln, die durch Aggregation von Windparks zu größeren Einheiten eine bessere Integration der Ressource Wind ermöglichen. Diese Einheiten, Windpark-Cluster genannt, sollen kraftwerksähnliche Eigenschaften aufweisen und so in der Lage sein, konventionelle Erzeugung zu ersetzen.

Das Windpark Cluster Management System(WCMS) stellt die Erzeugung von mehreren Anlagen in einen Kontext, der Eigenschaften von konventionellen Kraftwerken aufweist. Dabei werden Parks mit verschiedenartiger Charakteristik zu einem Gesamtsystem zusammengefasst. Als Stellgrößen von außen werden Vorgaben zur Wirk- und Blindleistungsregelung getroffen. Das System reagiert auf diese Stellgrößen und liefert Feedback, ob die Vorgaben eingehalten werden können.

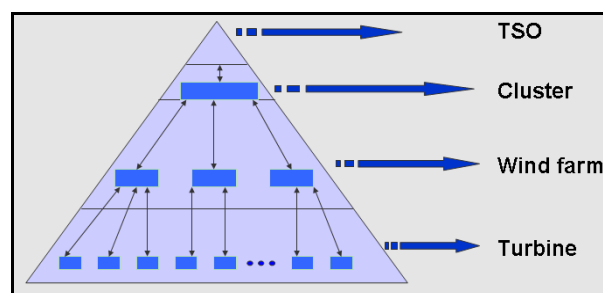


Abbildung 42 WCMS – Schematischer Aufbau des WCM

Da es bei der Errichtung von Windparks auf See zu Verzögerungen kam, war es während der Laufzeit des Projekts nicht möglich Feldtests mit realen Offshore-Parks durchzuführen. Als Alternative wurden zwei Standorte an Land gewählt. Die ersten Tests wurden im Versorgungsgebiet der E.ON Netz durchgeführt. Hier ergab sich die Besonderheit, dass die betrachteten Windparks im Verteilnetz liegen, welches mittels mehrerer Übergabepunkte an das Übertragungsnetz angeschlossen ist.

Die Vermaschung im Verteilnetz bewirkt, dass sich die Auswirkung der Erzeugung auf mehrere Übergabepunkte verteilt. Die Übergabepunkte ins Transportnetz entsprechen den verschiedenen Clustern.

Das System wurde als verteilte Applikation realisiert, die Messdaten der beteiligten Windparks aufnimmt und Leistungsprognosen erstellt. Aus diesen Einzelprognosen werden Clusterprognosen generiert und die Regelstrategien angewendet.

Im laufenden Betrieb des WCMS ergehen Steueranweisungen an den Cluster. Die einzelnen Windparks werden vom System so gesteuert, dass die Anweisungen an den Cluster eingehalten werden. In der nachstehenden Grafik wird ein aus vier Parks bestehender Cluster einer Leistungsbegrenzung von 90 MW unterzogen. Die Windparks des Clusters werden dann, je nach Steuerfähigkeit, so geregelt, dass das gewünschte Ergebnis eintritt.

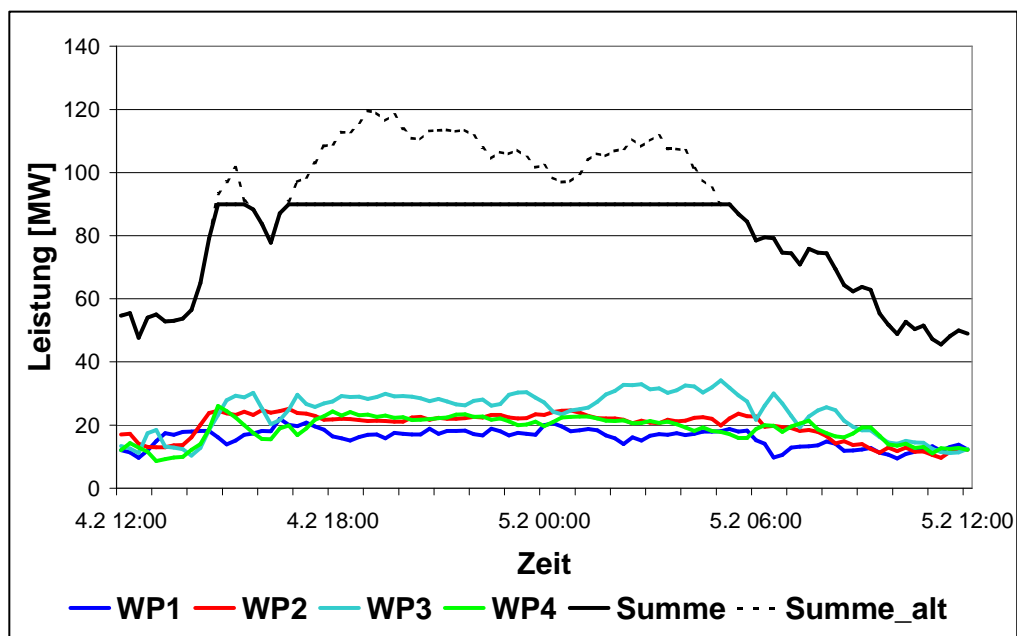


Abbildung 43 Steuerung eines Clusters mit vier Windparks

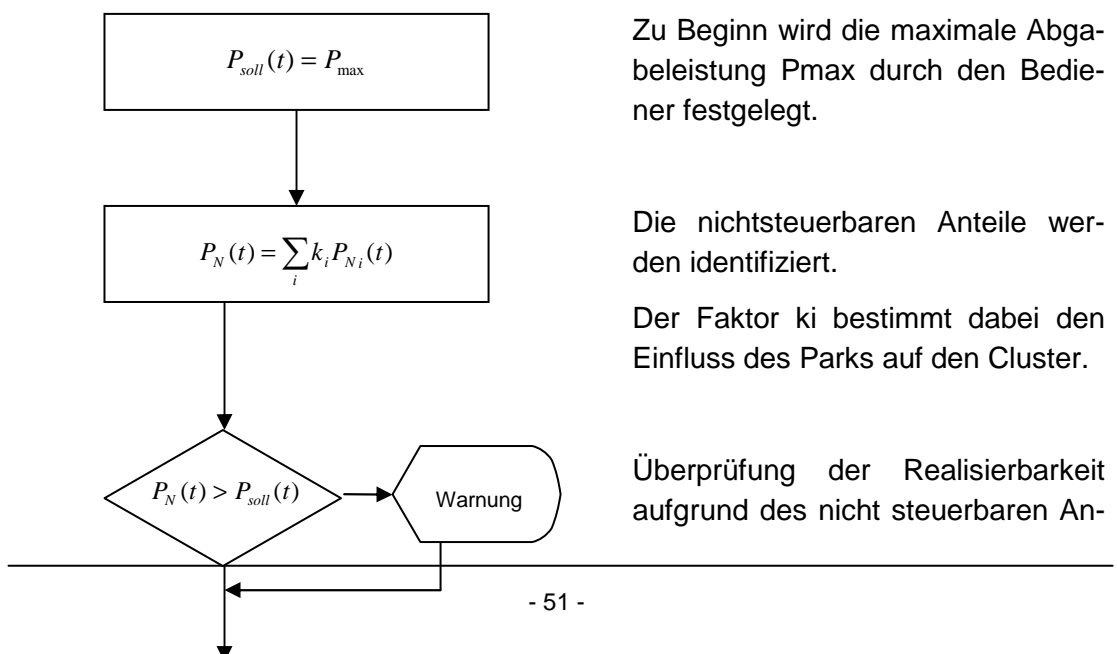
2.5.1 Kontrollstrategien für den Betrieb des WCMS

Im Folgenden werden die Regelungsstrategien des Windfarm Cluster Management Systems ausführlich dargestellt. Die verwendeten Größen sind zum Zeitpunkt t:

$P_{Ni}(t)$	Leistung eines Windparks, nicht steuerbar
$P_{Si}(t)$	Leistung eines Windparks, steuerbar
$P_N(t)$	Leistung eines Clusters, nicht steuerbar
$P_S(t)$	Leistung eines Clusters, steuerbar
$P_{soll}(t)$	Leistungsvorgabe für einen Cluster
$P_{eff}(t)$	Gesamtleistung eines Clusters
$P_{max}(t)$	Maximalleistungsbegrenzung für einen Cluster
$P(t)$	Prognostizierte Leistung eines Clusters
$P_o(t)$	Obergrenze des Toleranzintervalls der prognostizierten Leistung
$P_U(t)$	Untergrenze des Toleranzintervalls der prognostizierten Leistung

Maximalleistungsbegrenzung

In der folgenden Abbildung ist die Funktionsweise der Maximalleistungsbegrenzung dargestellt. Die Berechnungen werden für die Zukunft für jeden Zeitpunkt t durchgeführt. Um Prognoseungenauigkeiten zu berücksichtigen, werden als Bezugsgröße die oberen Toleranzintervallgrenzen verwendet. Dieses Intervall umschließt die Einspeiseprognose und stellt so sicher, dass diese mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit eintritt.



teils. Ist dieser Anteil zu hoch, wird eine Warnung ausgegeben.

$$P_S(t) = P_{soll}(t) - P_N(t) > 0$$

$$P_{eff}(t) = P_S(t) + P_N(t)$$

Berechnung der effektiven Clusterleistung und der Steueranweisungen. Der steuerbare Anteil wird auf null gesetzt.

Abbildung 44 WCMS - Ablauf Maximalleistungsvorgabe

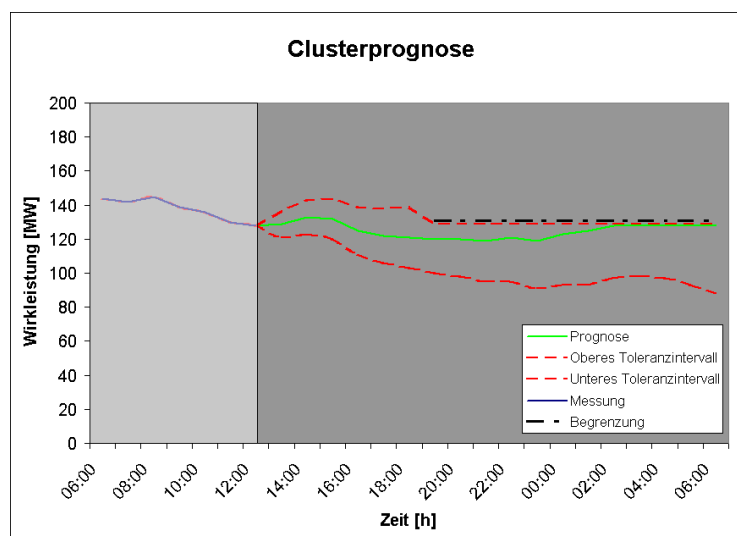


Abbildung 45 WCMS – Maximalleistungsbegrenzung

Der Betrag der Einspeisung der Wirkleistung ist so maximal der des eingestellten Wertes, in vielen Fällen jedoch niedriger, da bei der Berechnung davon ausgegangen wird, dass von den unregelten Parks Einspeisungen bis hin zur Höhe der oberen Toleranzintervallgrenze vorgenommen werden können.

Sollwertvorgabe/Fahrplanteue

Eine ähnliche Berechnung wird im Fall eines Sollwerts oder eines Fahrplans durchgeführt. Hier wird durch den Bediener ein konstanter oder zeitlich variabler Wert angegeben, den der Cluster einhalten soll.

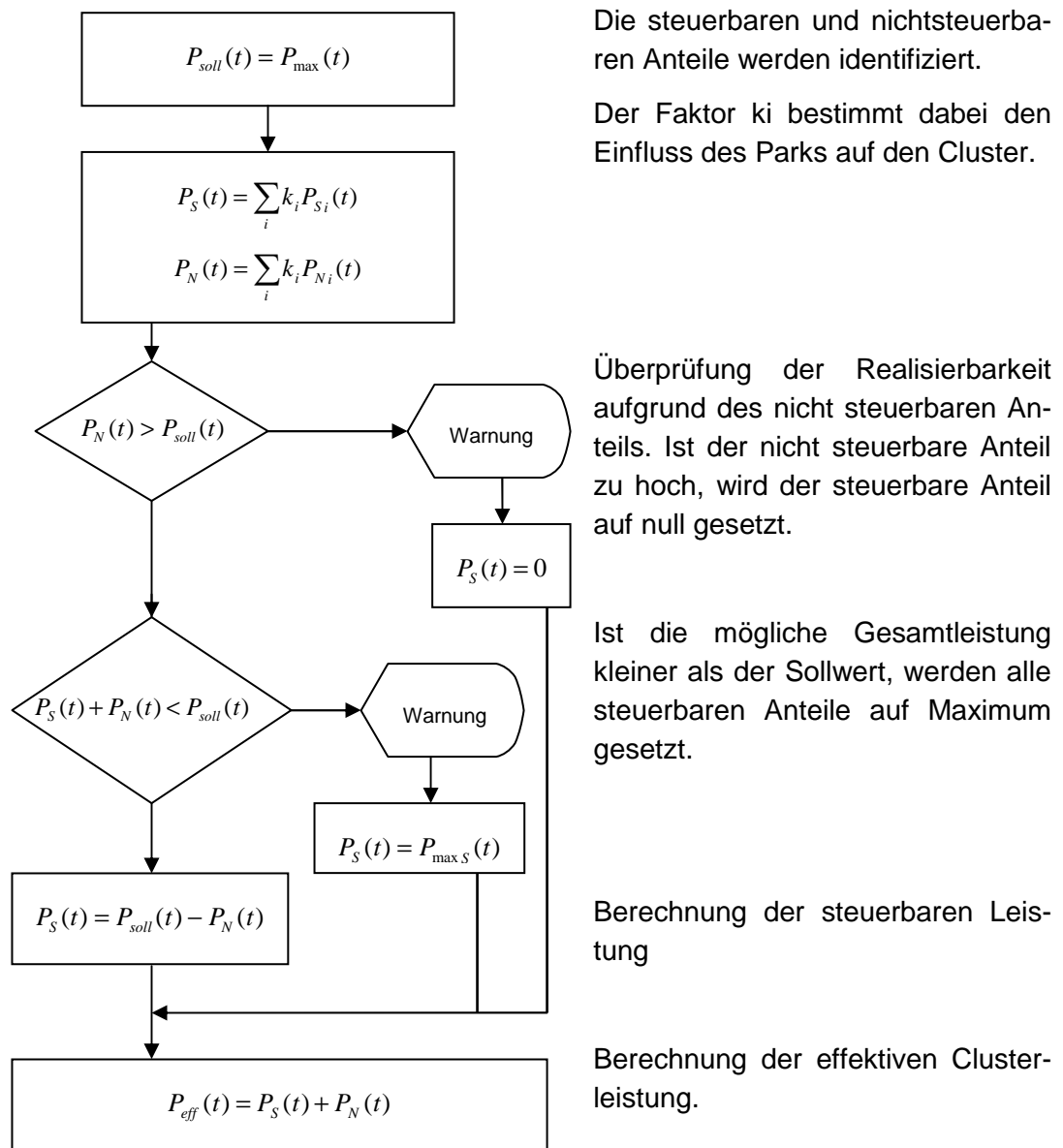


Abbildung 46 WCMS - Ablauf variable Maximalleistungsvorgabe/Fahrplantreue

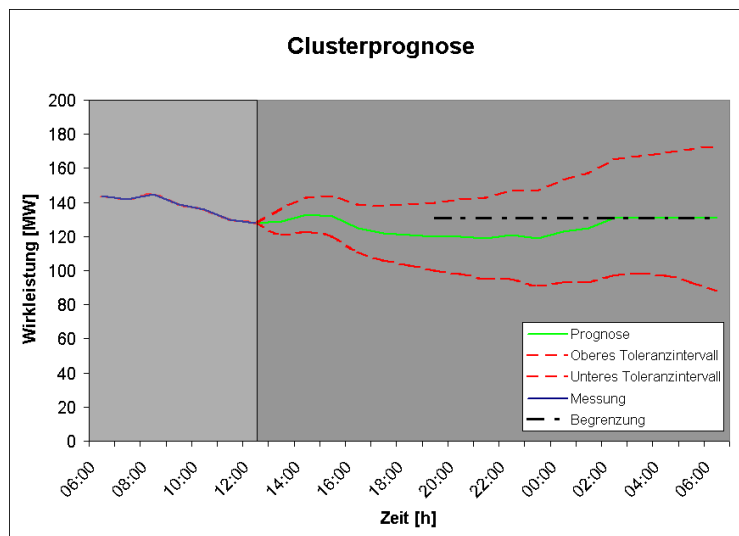


Abbildung 47 WCMS – Sollwertvorgabe

Bereitstellung von Regellenergie (negativ)

Auch die Bereitstellung von Regellenergie basiert auf der zeitlich variablen Einstellung von Sollwerten. Diese Sollwerte sind derart zu gestalten, dass die Regellenergie - Positive wie Negative – in jedem Fall abgerufen werden kann. Daher wird als Bezugswert die untere Schwelle des unteren Toleranzintervalls verwendet.

Im Fall von negativer Regelleistung kann so viel Energie angeboten werden wie mit einer gewissen Sicherheit zu prognostizieren ist. Anders gesagt, das Angebot von negativer Regelleistung von der Höhe des unteren Toleranzintervalls gibt nur eine so große Sicherheit wie das Toleranzintervall selbst. In diesem Fall muss die tatsächliche Energieproduktion genau überwacht werden und im Falle eines Abrufs und einer gleichzeitigen Unterdeckung Energie zugekauft werden.

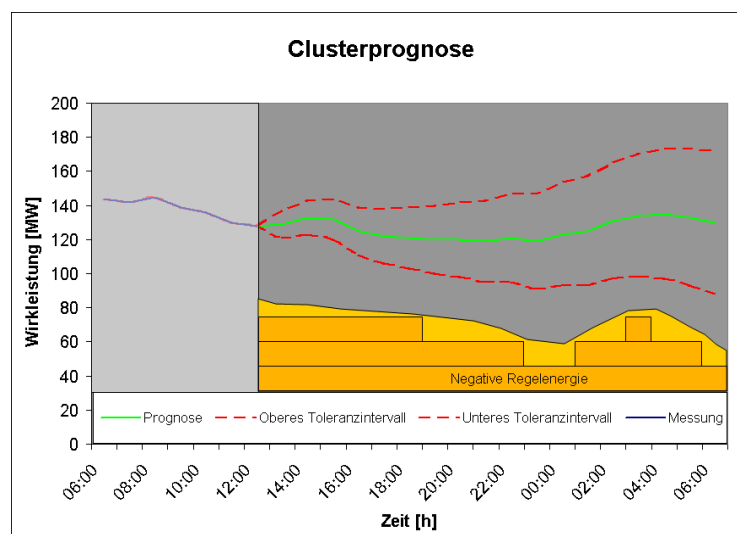


Abbildung 48 WCMS - Negative Reserveenergie

In der Abbildung ist die negative Regelleistung, also die Leistung, die der Cluster zu reduzieren in der Lage ist, als orange unterlegte Fläche zu sehen. Regelleistung kann unter Beachtung der Regeln für den Regelenenergiemarkt hinsichtlich Höhe und Dauer angeboten werden.

Die Höhe der möglichen Regelleistungen hängt von der Prognose und vom nicht regelbaren Anteil der Clusterproduktion sowie den Präqualifikationsregeln, die Blockgrößen und -längen regeln, ab.

Bereitstellung von Regelenenergie (positiv)

Bestimmung der möglichen Regelenenergie aufgrund Wetterprognosen.

Für jeden Zeitpunkt t wird die regelbare Leistung bestimmt.

Ist die regelbare Leistung geringer als für die angebotene Regelenenergie notwendig, wird eine Warnung ausgegeben.

Die Gesamtleistung berechnet sich aus regelbarer und nicht regelbarer Leistung.

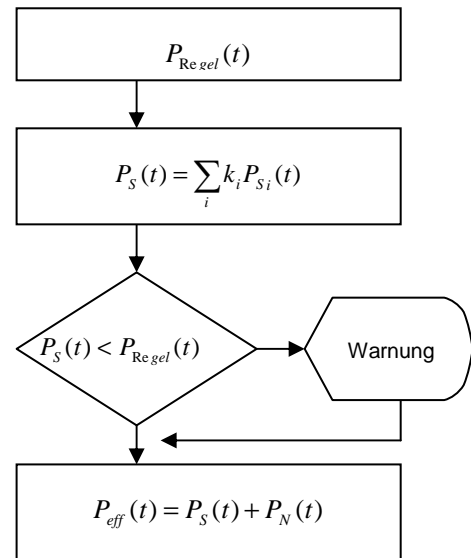


Abbildung 49 WCMS - Ablauf Regelenenergiebereitstellung

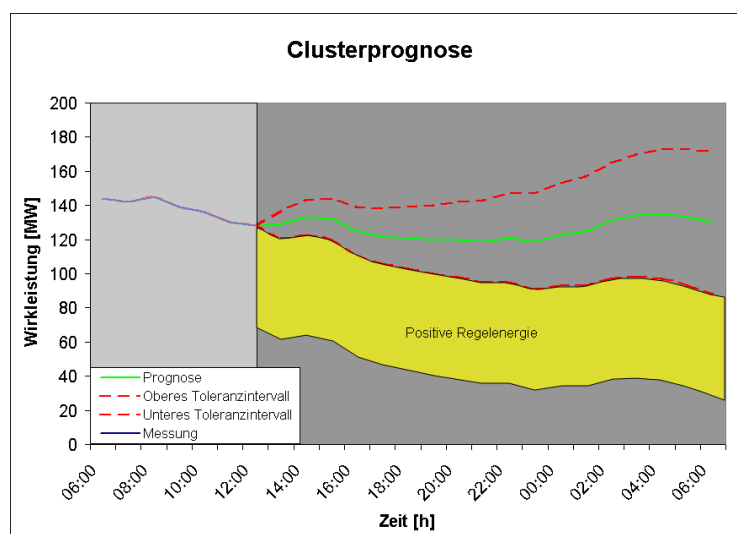


Abbildung 50 WCMS - Positive Regelenenergie

Die Größe der positiven Regelleistung richtet sich – neben den Randbedingungen der Qualifikation - nach der Höhe der sicher zu produzierenden Energie, also nach dem unteren Toleranzintervall. Anteile von nicht regelbarer Energieerzeugung im Cluster mindern die Höhe der positiven Regelleistung zusätzlich. Es gilt zu jeden Zeitpunkt t :

$$P_{eff}(t) = P_S(t) + P_N(t)$$

$$P_{eff}(t) + P_{Regel}(t) \leq P_U(t)$$

Gradientenminimierung

Um sprunghafte Änderungen der Leistungsabgabe zu verhindern, können die Gradienten – der Anstieg oder der Abfall der Leistung von einem Zeitschritt zum Nächsten – begrenzt werden.

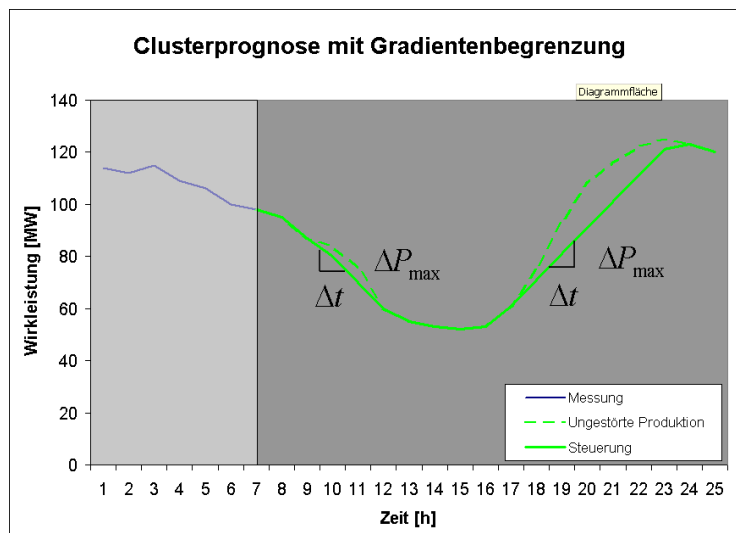


Abbildung 51 WCMS - Gradientenminimierung

Um Gradienten zu vermeiden, wird für den Zeitraum der Prognose ein Fahrplan errechnet, der Leistungssprünge über der vom Bediener angegebenen Schwelle nicht zulässt. Die weitere Vorgehensweise entspricht dann der der zeitlich variablen Sollwertvorgabe.

2.5.2 WCMS Feldtest

Das System wurde in Niedersachsen nahe Lehrte getestet. Die Tests wurden an einem Windpark mit einer Nennleistung von 60 MW am Netzknoten Mainsche / Pennigsehl umgesetzt, der über das 110 kV Netz mit den Höchstspannungsknoten Wechold, Sottrum und Lehrte verbunden ist.

Die drei Höchstspannungsknoten bilden die möglichen Cluster. Der Einfluss des Netzknotens Mainsche / Pennigsehl auf diese drei Höchstspannungsknoten wurde von E.ON berechnet und ist laut folgender Tabelle unterschiedlich

Tabelle 9 Einfluss des Netzknotens Mainsche/Pennigsehl auf die Höchstspannungsknoten

Cluster	Aufteilungsfaktoren von Mainsche / Pennigsehl
Wechold	56,22 %
Sottrum	12,11 %
Lehrte	12,38 %

Da der Einfluss des Windparks, wie in der Tabelle ersichtlich, auf den Knoten Wechold am größten ist, wurde ausschließlich dieser Knoten - in der Abbildung unten Cluster A genannt - in den folgenden Analysen betrachtet.

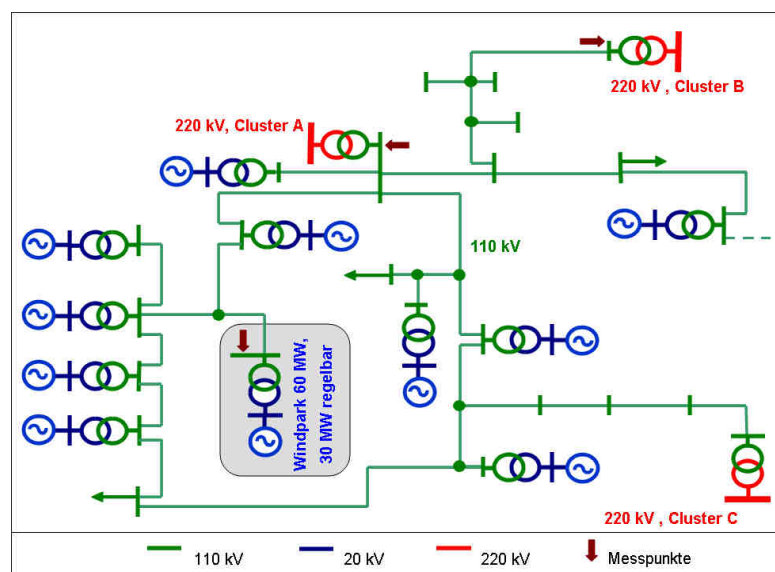


Abbildung 52 WCMS - Anschluss über vermaschtes Netz

2.5.3 Auswertung der Tests der Betriebsführungsstrategien

Die Tests wurden unter der Randbedingung des vermaschten Netzes durchgeführt und ausgewertet. Es wurden drei Cluster A, B und C definiert. Die Cluster entsprechen Umspannpunkten an der Grenze von 110 kV und 220 kV Netz.

Die Tests decken die Steuerung von Wirk- und Blindleistung ab. Für die Wirkleistungssteuerung existieren verschiedene Zielsetzungen wie die Begrenzung der Leistung auf einen Maximalwert, die Einhaltung eines Fahrplans, die Vermeidung zu hoher Gradienten und die Bereithaltung von Regelreserven. Die Cluster umfassen steuerbare und nicht steuerbare Parks. Der Algorithmus gibt die Regelungsanweisungen für die steuerbaren Anteile einmal pro Minute.

Bei den Tests wurde ein Windpark aktiv gesteuert. Von den dort installierten 60 MW konnten 30 MW geregelt werden.

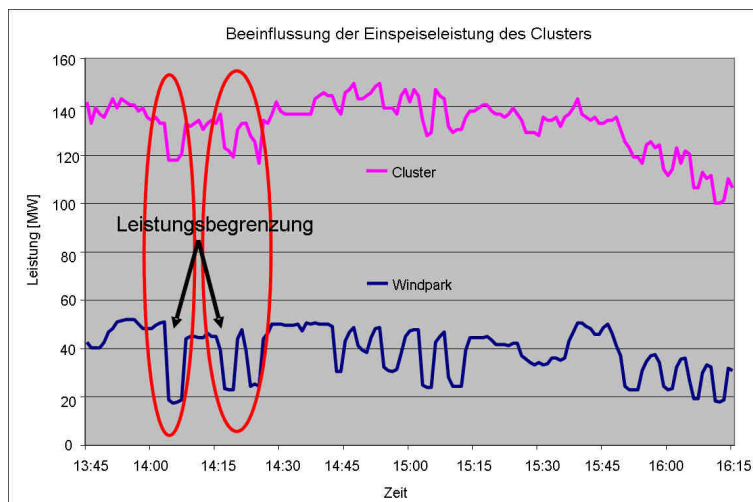


Abbildung 53 WCMS - Maximalleistungsbegrenzung

Der Test der Maximalleistungsbegrenzung zeigt, dass bei Absenkung der Windparkleistung ein deutlicher Effekt auf die Wirkleistungsabgabe des Clusters zu bemerken ist. Ebenso ist es möglich, dem Cluster einen Sollwert oder Fahrplan zu übermitteln und diesen über einen längeren Zeitraum einzuhalten.

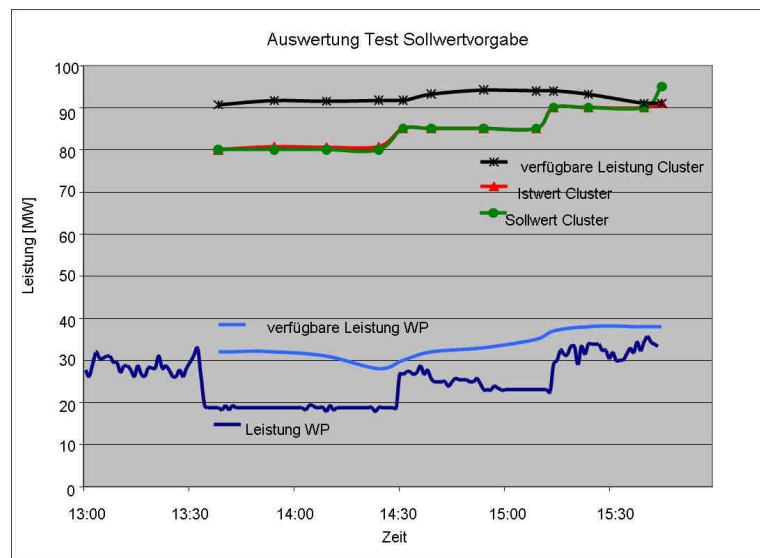


Abbildung 54 WCMS - Sollwertvorgaben

Wie in dieser und der folgenden Auswertung zu sehen, ist das WCMS der Lage, Sollwerte und Fahrpläne einzuhalten.

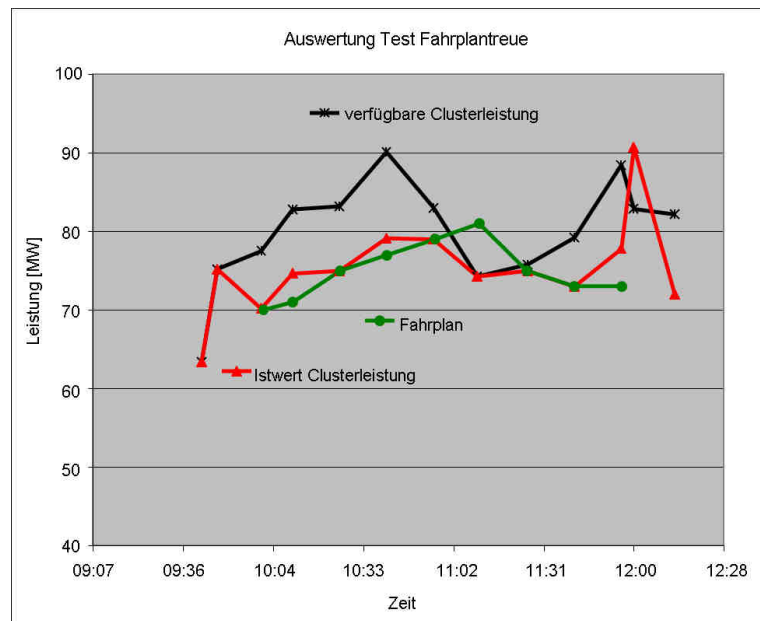


Abbildung 55 WCMS – Fahrplantreue

Moderne Windparks sind in der Lage auf Anforderung Blindleistung zu erzeugen. Bei den meisten Turbinentypen ist die Größe des Blindleistungsstellbereichs abhängig von der erzeugten Wirkleistung.



Abbildung 56 Blindleistung am Windpark [Mvar]

Die Blindleistungsabgabe des Windparks wurde bei diesem Test in Abstufungen von -15 Mvar auf +7 Mvar geregelt.

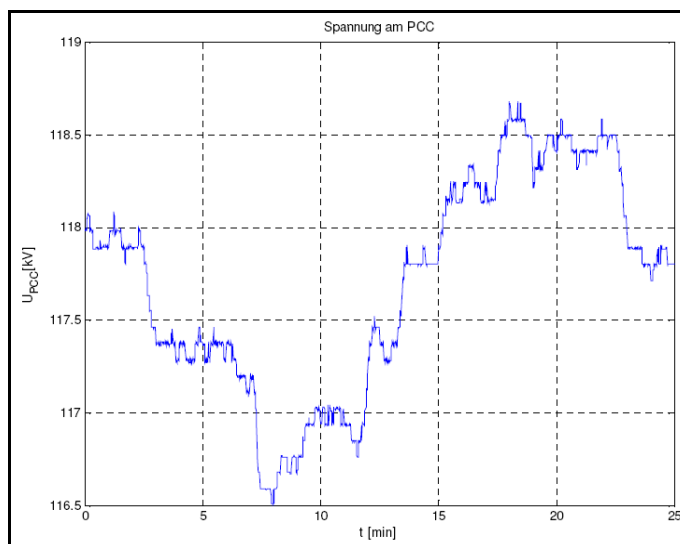


Abbildung 57 Spannung am Windpark [kV]

Im Rahmen der Tests wurde geprüft, ob der Windpark die Steuerungsanforderungen hinsichtlich Blindleistung umsetzen kann. In den folgenden Abbildungen ist zu sehen, welche Auswirkungen dies auf die Spannung an den verschiedenen Umspannwerken hat.

Der Blindleistungshub von 22 Mvar bewirkt einen lokalen Spannungsanstieg von 2 kV. Der Effekt setzt sich bis zum Höchstspannungsknoten fort.

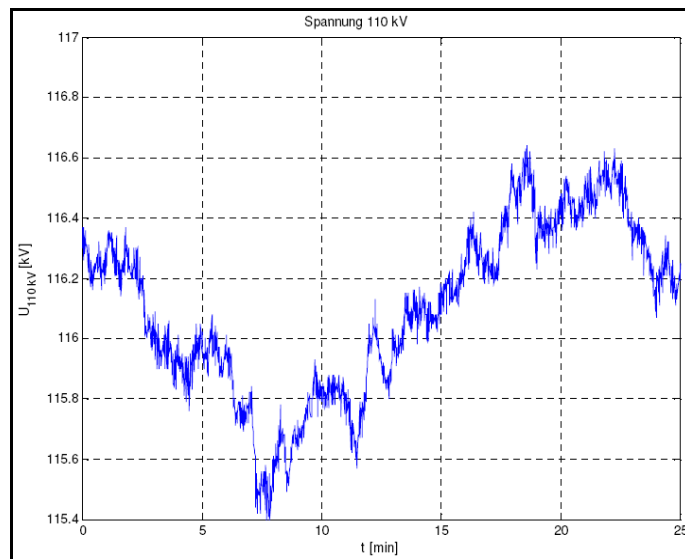


Abbildung 58 Spannung am Höchstspannungsknoten 110 kV

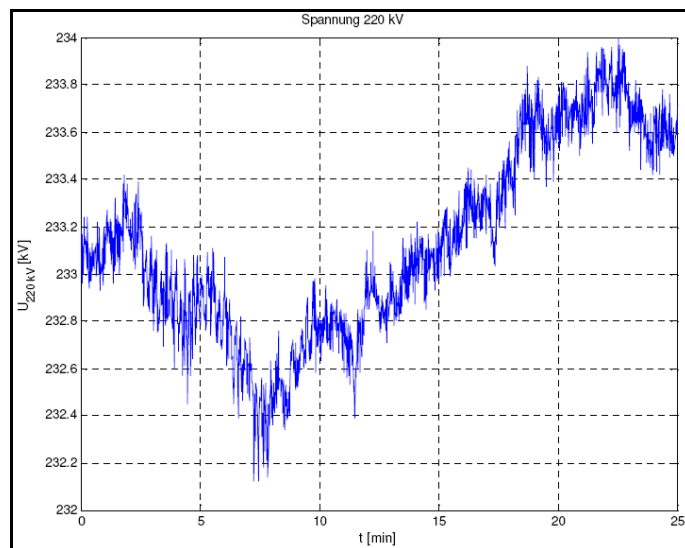


Abbildung 59 Spannung am Höchstspannungsknoten 220 kV

Auf der 110 bzw. 220 kV Ebene wird die Spannung um 1,2 kV angehoben. Wie an den Tests zu sehen, pflanzen sich die Effekte deutlich bis zur 220 kV Ebene fort.

Die Tests zeigen, dass moderne Windparks allein, mehr aber noch in der Aggregationen zu Windpark-Clustern, in der Lage sind, für den sicheren Netzbetrieb notwendige Dienstleistungen zu erbringen. Dabei können über die Steuerung der Wirkleistung der Parks Maximalwerte oder ein Fahrpläne eingehalten werden, sowie Reserven zu Regelzwecken zurückgehalten werden. Die Steuerung der Blindleistung hat direkte Auswirkungen auf die Spannung an den Knoten der Testregion.

2.6 Das Regenerative KombiKraftwerk

Den Ansatz einer Vollversorgung Deutschlands mit erneuerbaren Energien verfolgt das Konzept des regenerativen KombiKraftwerks. In diesem System werden verschiedenartige regenerative Energien sowie ein Speicherelement zu einer Erzeugungseinheit zusammengefasst. Ausgehend von realistischen Ausbaupotenzialen der Wind-, Solar und Biomasseenergie wurde ein Modell entwickelt, das den Elektrizitätsverbrauch Deutschlands jederzeit decken kann. Das System beschränkt sich dabei nicht auf eine jährliche Bilanzierung, sondern stellt sicher, dass der Bedarf zu jeder Zeit gedeckt werden kann.

Über eine Modellrechnung hinaus wurde ein virtuelles Kraftwerk konzipiert, das die entwickelten Szenarien im Verhältnis 1/10000 abbildet und einen repräsentativen Elektrizitätsbedarf durch Energieproduktion von realen Anlagen der drei Erzeugungsarten deckt. Abgerundet wird das System durch den Einsatz eines Pumpspeicherwerks, das in der Lage ist, Erzeugungsspitzen aufzufangen und den Bedarf zu Zeiten geringerer Produktion aus wetterabhängigen Quellen wie Wind und Solar zu decken.

2.6.1 Darstellung der Idee

Der Grundgedanke des regenerativen Kombikraftwerks wurde auf Initiative von drei Herstellern erneuerbarer Energieerzeuger, der Schmack Biogas AG, der SolarWorld AG und der Enercon GmbH mit dem Ziel ins Leben entwickelt, die gemeinsame Leistungsfähigkeit und gute Regelbarkeit eines regenerativen Kombikraftwerks aus real bestehenden Anlagen unter Beweis zu stellen.

Die verwendeten Potenziale erneuerbarer Erzeugung nutzen die heute technisch etablierten Erzeugungsarten Wind, Photovoltaik, Biomasse sowie das großtechnisch bewährte Element des Pumpspeicherwerks. Zukünftig erschließbare Potenziale wie Geothermie, Druckluftspeicher oder Speicherung mittels Elektromobilität wurden in diesem ersten Schritt nicht berücksichtigt.

Ausgehend von der vertikalen Netzlast, also dem Energiebetrag, der von den Großkraftwerken über das Übertragungsnetz an die Verbraucher abgegeben wird, sowie zuzüglich der lokal erzeugten Energie aus Wind, Biogas BHKW und Photovoltaik, wird eine residualen Last von 414,5 TWh zu Grunde gelegt. Die Anteile aus KWK, Fernwärme und BHKW sowie Erzeugung aus Laufwasserkraftwerken werden als konstant angenommen.

Diese Gesamtenergie wird als Zielgröße mittels der vertikalen Netzlast [Homepage der ÜNB] zeitlich aufgelöst. Das Kombikraftwerk muss in der Lage sein, zu jedem Zeitpunkt diese so ermittelte Last zu decken. Berücksichtigt werden hierbei insbesondere Flautezeiten im Sommer sowie Zeiten mit fehlender Photovoltaikeinspeisung im Winter oder nachts.

Tabelle 10 Nettostrombedarf und Erzeugung in TWh 2006 und zukünftig; Quelle: BMU 2007, eig. Berechnung.

	2006	zukünftig	Quelle
	TWh/a	TWh/a	
Nettostrombedarf in D	536,1	573	BMU
Kraftwerke (vert. Netzlast)	363,4	0	BMU
Wind onshore	30,5	168	Info Enercon (s.u.)
Wind offshore	0	120	Info Enercon (s.u.)
Biogas	18,6	110	Info Schmack (s.u.)
PV	2	60	Info BISS (s.u.)
Laufwasser	21,6	25	BMU (2007a)
Dezentral KWK, Müll	100*	100	Info ISET
Zusatzpotential		250	
Einsparungen		100	Info BISS
PV, Dach + Freifläche		70	Info BISS
Dezentral KWK, Müll		20	Info ISET
Geothermie		60	Paschen/Oertel/Grünwald (2003)

Quelle: BMU (2007b), * Info ISET

Das Portfolio des KombiKraftwerks umfasst somit eine Jahresproduktion von insgesamt 458 TWh. Für den Betrieb wurde aus bestehenden Anlagen eine repräsentative Menge ausgewählt, die diesen Ausbaustand abbildet. Für die Demonstration wurde das Szenario im Verhältnis 1/10.000 skaliert. Ziel der Untersuchung war die Minimierung des Stromim- und Exports sowie die Sicherstellung der Versorgungssicherheit. Weitere Randbedingungen sind:

- kein Herunterregeln der Solarkomponente
- maximal 25 % der Erzeugung durch Biogas
- etwa 1/10.000 der Angebotspotenziale Wind und Solar
- maximaler Speicher 84,8 MWh, maximaler Export 1,0 MW

Die Erzeugungsanlagen wurden aus dem Angebot der zur Verfügung stehenden Anlagen ausgewählt und entsprechen dem heutigen Stand der Technik ergeben sich folgende Anteile:

Tabelle 11 Die Kenndaten des Kombikraftwerks

		Wind	Solar	Biogas	Speicher	Import/Export	Σ
Potential (≈1/10.000)	GWh/a	≈28,8	≈6,0	≈10,0	-	-	≈44,8
Optimierung	GWh/a	26,5	6,2	10,8	-0,6	0,02/1,8	41,1 (43,5)
	MW	12,6	5,5	4,0	1,06	-1,0	-
	%	60,9	14,3	24,8	-	-	100,0

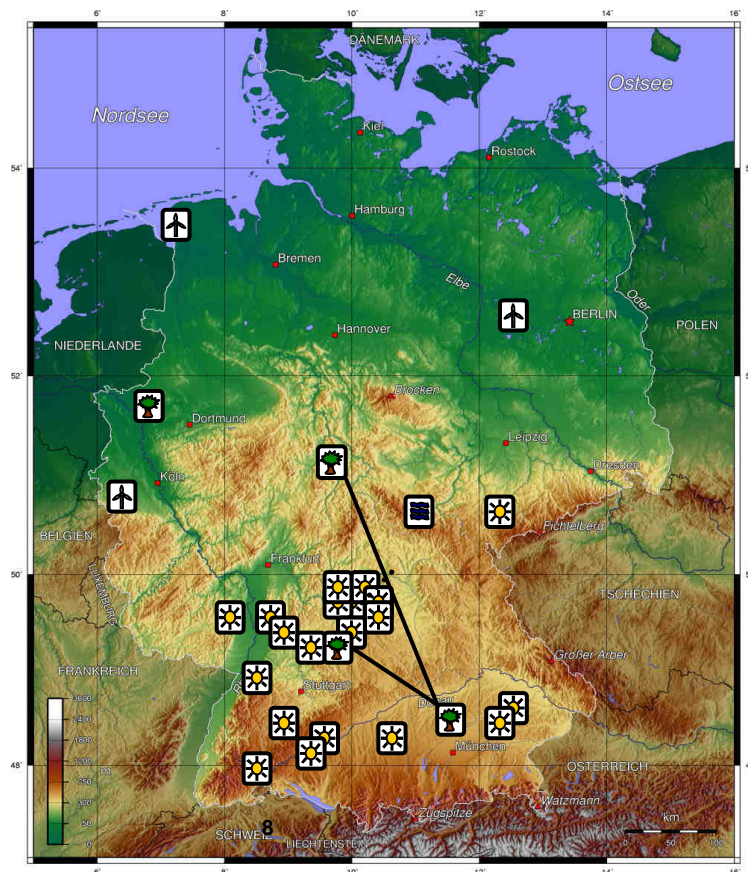


Abbildung 60 Lage der einzelnen Anlagen des Regenerativen Kombikraftwerks.

Die ausgewählten Anlagen wurden informations- und steuerungstechnisch an das System angebunden. Im laufenden Betrieb werden Messdaten von den Erzeugern an ein Energiemanagementsystem(EMS) übermittelt. Aus diesen Momentanwerten und Leistungsprognosen für die fluktuierenden Erzeuger wird zu jeder Minute der entsprechende Energiemix zusammen gestellt.

2.6.2 Abläufe und Softwareumgebung

Das Prinzip des virtuellen Kraftwerks wurde bereits in verschiedenen Projekten erfolgreich umgesetzt. Es basiert auf dem Zusammenspiel mehrerer Komponenten, die unterschiedliche Eigenschaften aufweisen können. Die hier vorgestellte Erzeugung ist zu 100% auf erneuerbarer Energieerzeugung mit der Zielsetzung ausgerichtet, durch die Verwendung eines realistischen Portfolios die Versorgung von Deutschland mit regenerativ erzeugter Elektrizität sicher zu stellen. Da dies die stark fluktuierenden Erzeuger Wind und PV einschließt, besteht die Herausforderung im Ausgleich von Über- oder Unterdeckungen und der Dimensionierung von entsprechenden Speichern. In der folgenden Abbildung ist das Funktionsprinzip des virtuellen Kraftwerks dargestellt.

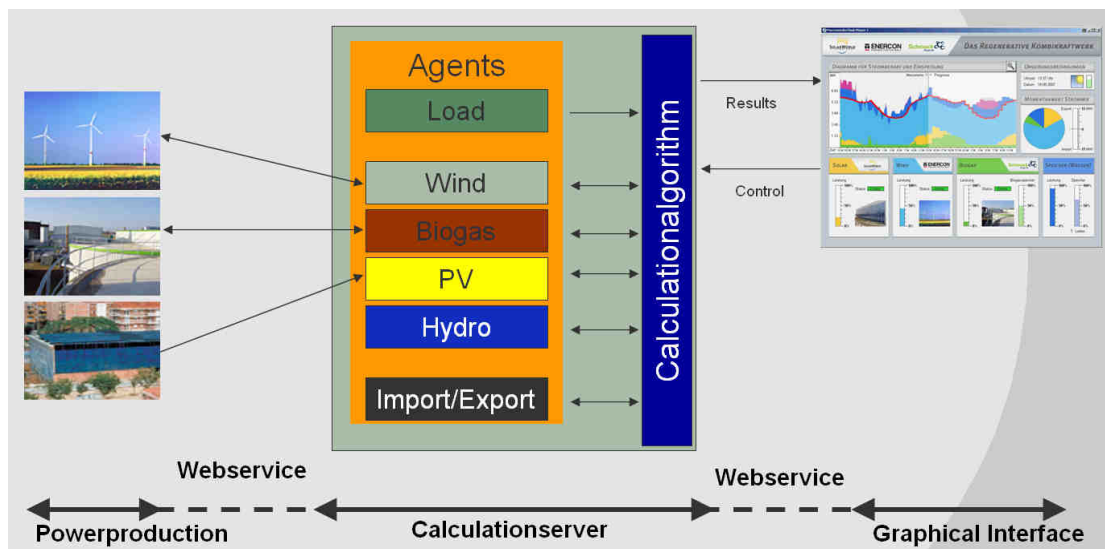


Abbildung 61 Übersicht Softwaresystem

Das System des virtuellen Kraftwerks besteht aus drei Teilen. Im linken Teil sind die Energieerzeuger dargestellt. Jede Erzeugungseinheit übermittelt mit sogenannten Clients die maßgeblichen Messdaten an das EMS. Hier wird der aktuelle Energiemix sowie die Prognosen der fluktuierenden Erzeuger und einen daraus bestimmten Fahrplan der steuerbaren und/oder speicherfähigen Komponenten berechnet. Basierend auf diesen Ergebnissen werden Steuersignale für die steuerbaren Komponenten erzeugt und an die entsprechenden Clients übermittelt. Durch diese Architektur wird das System flexibel und skalierbar. Als drittes Element übernimmt eine grafische Benutzeroberfläche die Darstellung der Ergebnisse. Von hier aus sind Eingriffe in die Berechnung des Energiemixes zu Testzwecken möglich.

Das System wurde in Java entwickelt und ist plattformunabhängig. Die Kommunikation übernehmen Webservices, ein etablierter Standard in der Kommunikation über das Internet. So ist es problemlos möglich das System zu erweitern und die Darstel-

lung der Ergebnisse an jedem Ort der Welt durchzuführen. Die nachstehende Abbildung zeigt die Bedieneroberfläche des Kraftwerks.

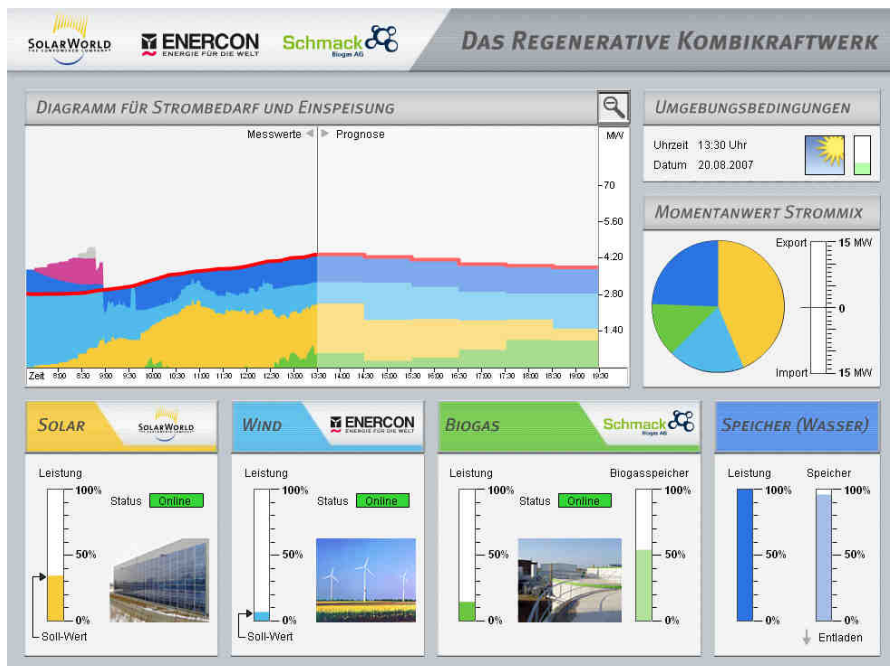


Abbildung 62 KombiKW – Steuerzentrale, Ergebnisdarstellung

Die Darstellung umfasst den aktuelle Energiemix sowie die Anteile der einzelnen Erzeuger. Die verschiedenen Arten der Erzeugung sind hier komponentenweise zusammengefasst.

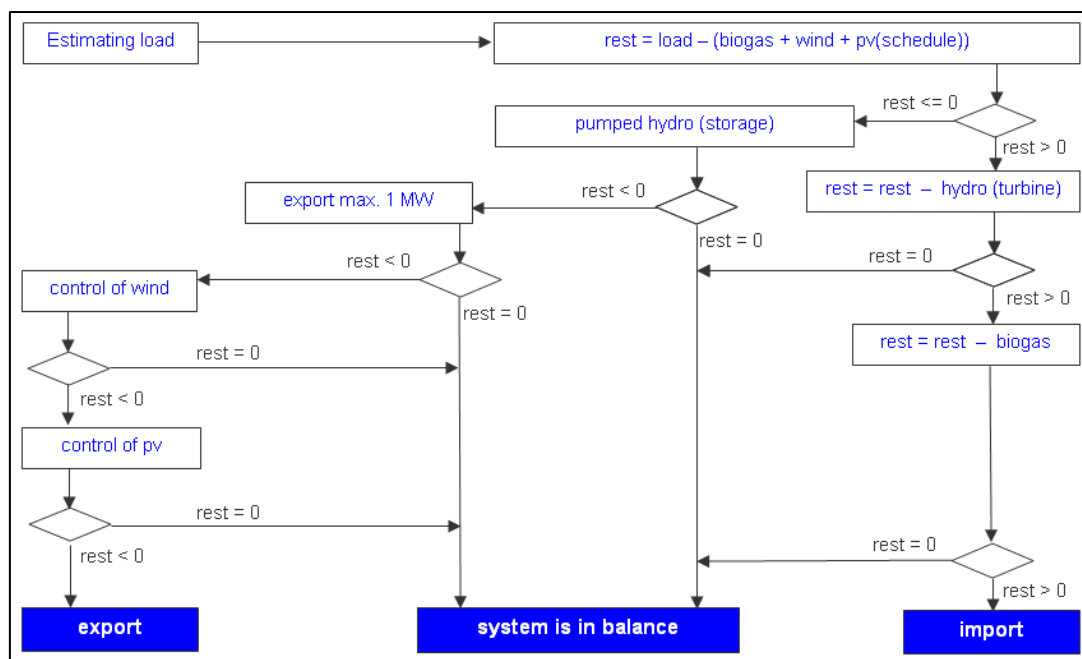


Abbildung 63 Funktionsprinzip Berechnungsalgorithmus

Die Berechnung gliedert sich in zwei Phasen. In der ersten Phase werden die Ziel-funktion und die Prognosen für die fluktuierenden Erzeuger ermittelt. Mittels dieser wird in stündlicher Auflösung festgelegt, ob Energie gespeichert, exportiert, importiert oder aus dem Speicher abgerufen werden muss. Die jeweiligen Speicherstände werden zu diesem Zweck von den Energieerzeugern Biogas und PSW übermittelt. Die zweite Phase behandelt den aktuellen Zeitpunkt. Hier werden die prognostizierten Erträge mit real gemessenen abgeglichen und der Einsatz der regelfähigen Komponenten ggf. angepasst. Aus dieser Berechnung werden Steuerbefehle generiert, die dann an die Komponenten gesendet werden. Der Ablauf der Berechnung zu einem Zeitschritt ist im Diagramm auf der vorhergehenden Seite dargestellt.

2.6.3 Ergebnisse

Mit dem Modell regeneratives Kombikraftwerk wurden zwei Ziele verfolgt. Zum einen sollte durch den Probetrieb unter Beweis gestellt werden, dass es möglich ist, ein Gebiet wie Deutschland kontinuierlich mit regenerativ erzeugter Elektrizität zu versorgen. Zum Anderen sollte aufgrund verschiedener Skalierung des Anfangsszenarios eine Konfiguration gefunden werden, die Im- und Exporte weitgehend minimiert. Zu diesem Zweck wurden stündlich aufgelöste Simulationen mit realen Verbrauchsdaten und verschiedenen Einspeiseszenarien berechnet. Alle folgend dargestellten Ergebnisse beziehen sich auf das KombiKraftwerk und damit auf das Modell 1/10.000 von Deutschland. Erzeugerseitig wurden verschiedene Jahre mit unterschiedlich hohen Energieeinspeisungen betrachtet. Weiterhin wurde untersucht, wie sich ein geringer Ausbau der Photovoltaik sowie die Variation von Speichergrößen in den Ergebnissen niederschlagen würden. Die untersuchten Szenarien sind:

- Szenario 1** Basisszenario, Windeinspeisung entspricht schwachem Windjahr
- Szenario 2** Basisszenario, Windeinspeisung entspricht mittlerem Windjahr
- Szenario 3** Basisszenario, Windeinspeisung entspricht starkem Windjahr
- Szenario 4** Basisszenario mit weniger Speicherdauerleistung
- Szenario 5** Wie 4 ohne Speicher
- Szenario 6** Wie 4 mit Nennleistung Pumpspeicherkomponente 2MW sowie Energiespeicher von 37 MWh
- Szenario 7** Auf 1.5 MW herabgesetzte Nennleistung der Photovoltaikkomponente

Szenario 1 Erzeugung nach Ausbauszenario mit schwachem Windjahr

Das Szenario verwendet Winderzeugungsdaten eines eher schwachen Windjahres. Die Gesamterzeugung beträgt ca. 90 % bezogen auf einen langjährigen Jahresdurchschnitt.

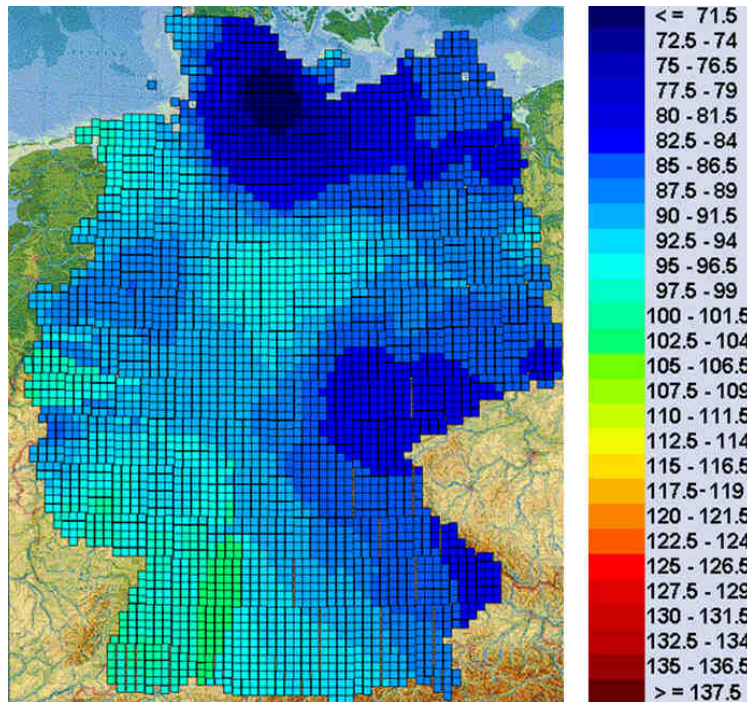


Abbildung 64 Windstromerzeugung in einem schwachen Windjahr

Die Nennleistungen der Anlagen entsprechen den in den Ausbauszenarien festgelegten:

Wind	12,6 MW
PV	5,5 MW
Biogas BHKW	4,0 MW, Produktion 1,25 MWh/h
PSW	+/-1,06 MW, Gesamtwirkungsgrad 77%, Speicher 100MWh
Import/Export	+/- 1MW

Die folgende Tabelle zeigt die Erzeugung der einzelnen Energieträger für dieses Szenario in den einzelnen Monaten.

Tabelle 12 Erzeugung schwaches Windjahr

	Verbrauch	Wind	PV	Biogas	Speicher	Import
Gesamt	41.124	20.338	6.153	12.043	522	2.067
Jan	3.779	2.212	208	1.239	76	44
Feb	3.430	2.035	254	1.085	54	3
March	3.716	2.329	464	895	27	2
April	3.247	1.188	590	1.441	28	0
May	3.352	1.645	772	926	8	0
June	3.136	1.188	902	879	54	113
July	3.270	1.271	998	996	5	0
Aug	3.244	1.362	634	888	78	281
Sep	3.246	1.594	602	889	44	117
Oct	3.540	1.610	386	884	39	621
Nov	3.583	2.304	193	991	60	34
Dec	3.581	1.599	149	933	49	852

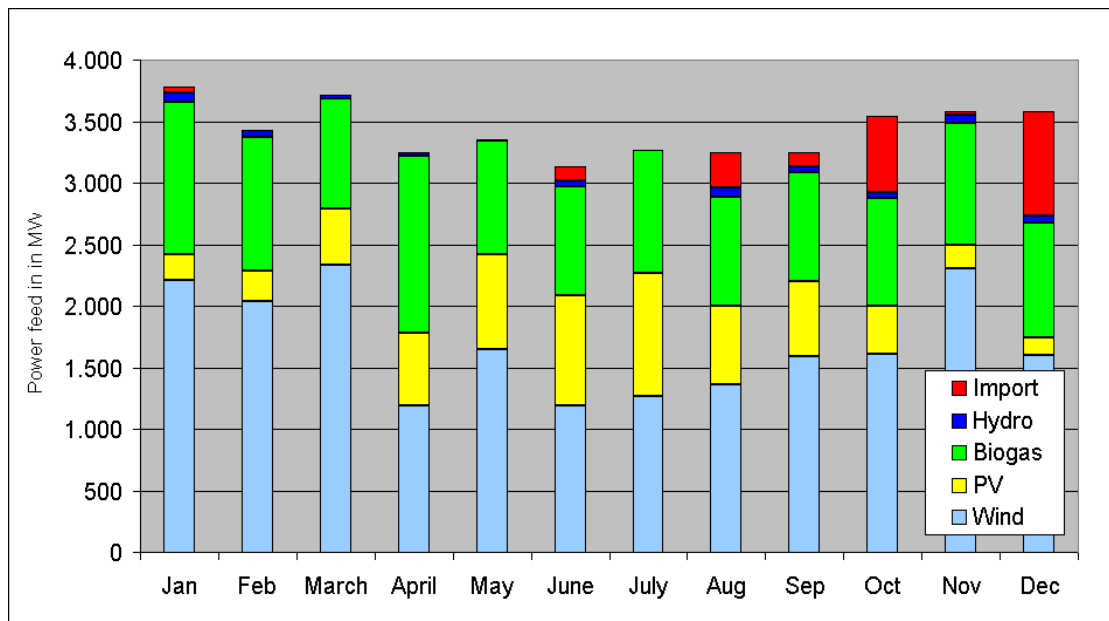


Abbildung 65 Erzeugung schwaches Windjahr

Wie an der Abbildung zu erkennen ist, treten in diesem Szenario aufgrund der relativ geringen Einspeisung aus Windenergie in den Wintermonaten hohe Importe auf. Importe sind in dem System Kombikraftwerk nicht völlig zu vermeiden, jedoch treten diese in den Monaten Oktober und Dezember durch relativ geringe Wind- und naturgemäß schwache Photovoltaikeinspeisung sehr stark auf.

Auf den folgenden zwei Seiten werden die sieben Szenarien gegenübergestellt. Gut erkennbar ist der Unterschied eines schwachen Windjahres (1) zu einem starken Jahr (2). Eine Verringerung der Photovoltaikeinspeisung (7) schlägt sich in hohen Importen nieder. Auch die Verringerung der Speicherleistung lässt das System stärker auf Importe zurückgreifen.

Tabelle 13 Anteile der Erzeuger zur Deckung des Verbrauchs in MWh/a

Szenario	Wind	PV	Biogas	Hydro	Import
1	20.338	6.153	12.043	522	2.070
2	22.266	6.153	12.028	322	355
3	22.328	6.153	11.907	385	352
4	22.283	6.153	10.856	750	1.083
5	22.283	6.153	11.796	0	893
6	22.283	6.153	11.270	1.363	56
7	24.176	1.682	11.626	1.663	1.977

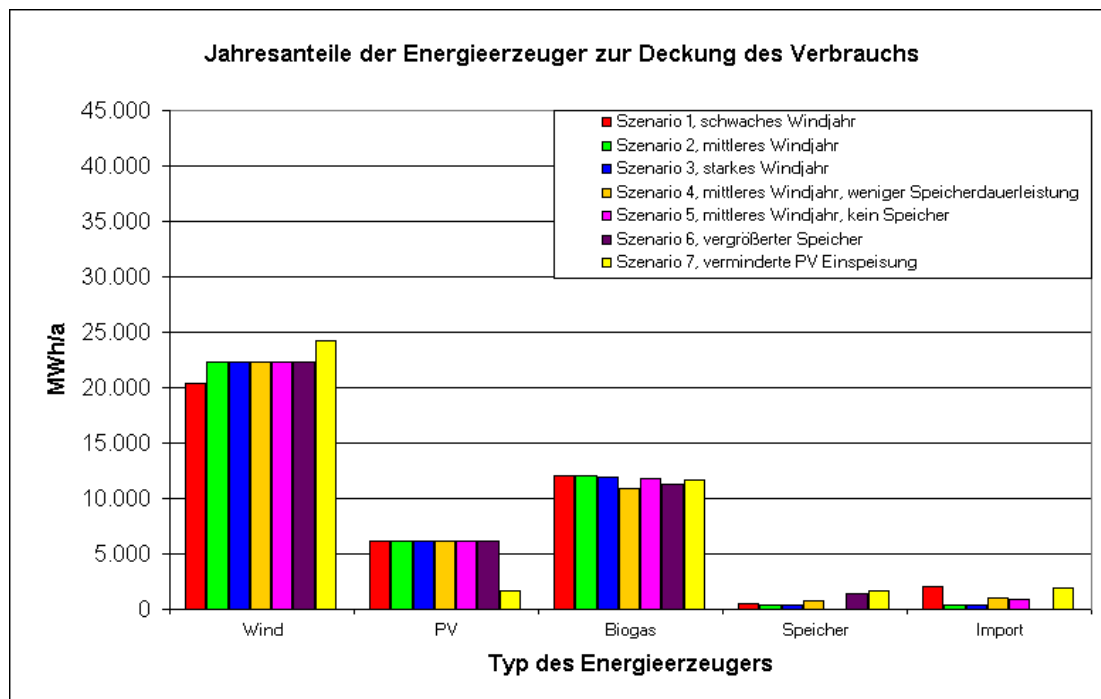


Abbildung 66 Anteile der Erzeuger zur Deckung des Verbrauchs in MWh/a

Eine Minimierung der Importe lässt Variante 6 zu. Hier wurde die Einspeiseleistung der Speicherkomponente auf 2MW festgelegt, was etwa einer Verdreifachung der

momentan zur Verfügung stehenden Pumpspeicherleistung entspricht. Der Energiespeicher wurde mit 37 MWh im Vergleich zum heutigen Ausbaustand etwa zweifach überdimensioniert.

Tabelle 14 Anteile der produzierten Energie außerhalb der Verbrauchsdeckung

Szenario	Import	Importe > Max	Export	Wind nicht genutzt	Wind genutzt	Wind total
1	2.070	1.272	2.955	8.092	20.859	29.099
2	355	188	3.338	9.786	22.589	32.509
3	352	129	3.670	12.162	22.713	35.028
4	1.083	440	4.259	9.254	23.033	32.514
5	893	321	4.925	10.232	22.283	32.516
6	56	10	2.652	8.454	23.646	32.516
7	1.977	985	3.211	8.338	25.839	32.514

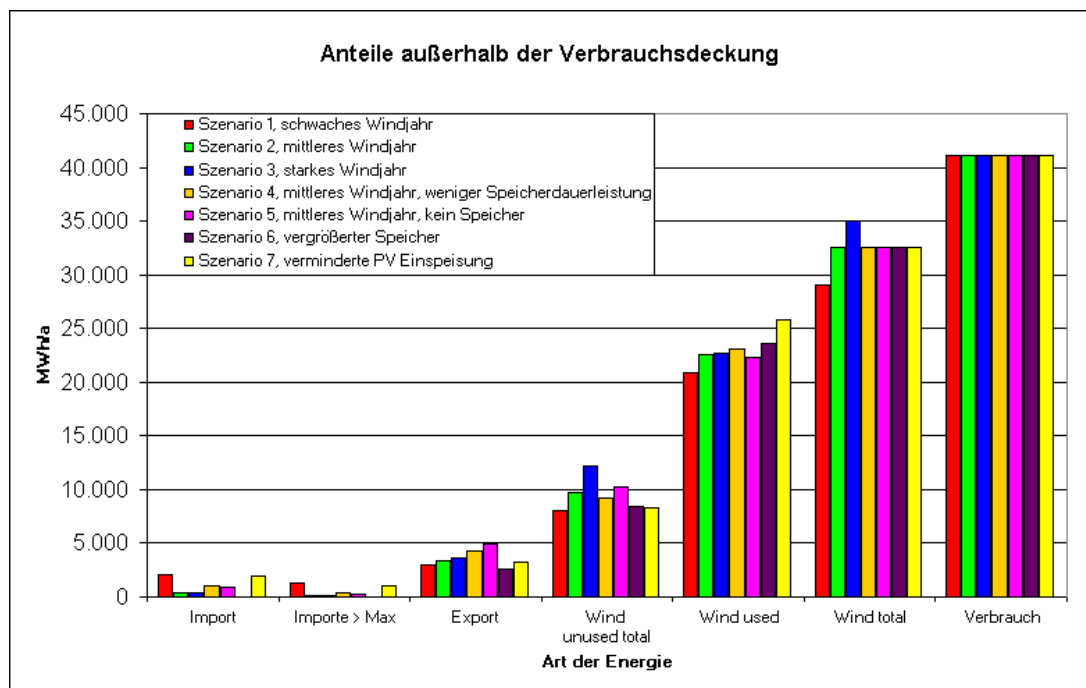


Abbildung 67 Weitere Anteile der produzierten Energie

Die im ersten Teil betrachteten Potenziale zeigen, dass eine Versorgung der Bundesrepublik Deutschland mit regenerativ erzeugter Elektrizität machbar ist. Die rapide Entwicklung der erneuerbaren Energien, insbesondere der Windenergie, macht eine kontrollierte Nutzung dieser Ressourcen unabdingbar. Schon jetzt wird in einzelnen Netzregionen zu manchen Zeiten mehr Energie produziert, als verbraucht werden kann. Hohe Transite im Übertragungsnetz mit den damit einhergehenden erhöhten Risiken für den sicheren Netzbetriebs sind die Folge.

Eine Zusammenfassung regenerativer Erzeugungsleistung zu virtuellen Kraftwerken, um die Vorteile der unterschiedlichen Charakteristiken der einzelnen Erzeugungsarten zu nutzen, ist die Antwort auf die Frage nach einer sicheren Versorgung. Das Regenerative KombiKraftwerk, das neben den fluktuierenden Komponenten Wind und PV regelbare wie zum Beispiel mit Biogas betriebene BHKW und Speicherelemente wie Pumpspeicherwerke enthält, kann diese gesicherte Leistung zu jeder Zeit erbringen. Die Ergebnisse haben gezeigt, dass die Kombination verschiedener Erzeuger wie Wind und Photovoltaik nötig ist, um eine gleichmäßige Energieproduktion zu gewährleisten. Die Untersuchungen haben notwendige Erzeugungsleistungen von insgesamt 120 GW Wind, 60 GW Photovoltaik und 40 GW an schnell regelbaren Biogaskraftwerken identifiziert.

Es konnte gezeigt werden, dass eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien für ein Industrieland wie die Bundesrepublik Deutschland möglich ist. Es ist aber auch erkennbar, dass Speicherkomponenten, die über die heute zur Verfügung stehenden Kapazitäten hinaus gehen, benötigt werden. Weiterhin wiesen alle dargestellten Szenarien Anteile von ungenutzter Windenergie auf. Eine Erschließung von Nutzungsmöglichkeiten dieses verschenkten Potenzials ist daher notwendig, soll eine Vollversorgung in Zukunft wirtschaftlich realisierbar sein.

Die Ergebnisse haben aber auch gezeigt, dass das System einen Speicher benötigt, der, eine Vollversorgung Deutschlands mit EE unterstellt, nahezu doppelt so groß wie alle derzeit zur Verfügung stehenden Pumpspeicherwerke zusammengekommen sein muss. Die Erzeugungsspitze dieses Speichers liegt um das Dreifache höher als die zurzeit installierte Turbinenleistung. Die Einbindung bestehender Speicher erscheint dagegen nicht sinnvoll, da diese bereits tragende Rollen im Stromversorgungssystem wie die Bereitstellung von Regel- und Reserveleistung spielen. Es ist daher notwendig, neue Speichertechniken zu erschließen.

2.7 Beispiele für eine regional organisierte regenerative Vollversorgung

Der Umbau der Energieversorgungsstrukturen erfordert hohe Anstrengungen und spezielle Lösungen, die eine sichere Versorgung mit elektrischem Strom ohne Komfortverlust sicher stellen. Die einzelnen Lösungen werden dabei auf die speziellen Anforderungen zugeschnitten werden.

So kann vereinfachend unterschieden werden in Systeme, die in komplexere Strukturen eingebunden sind, und in solche, die reale, physische Inselösungen erfordern. Von Interesse hierbei ist die jeweilige Gegenüberstellung der Fragen nach technischer Machbarkeit und dem Aufwand, der für die Umsetzung getrieben werden muss.

In diesem Abschnitt werden verschiedene Ansätze von einer regionalen, bilanziellen Vollversorgung mit EE über Lösungen zu physischen Inselssystemen und solchen, die sich durch Trennung vom öffentlichen Stromnetz ergeben, bis hin zu einer Betrachtung der Wirtschaftlichkeit des Umbaus von Versorgungsstrukturen mit verschiedenen hohen Durchdringungsgraden von EE betrachtet.

2.7.1 Regionale Vollversorgung mit erneuerbaren Energien

Die räumliche Nähe von Erzeugung und Verbrauch - Windparks und Kommunen - eröffnet die Möglichkeit einer regionalen Versorgung mittels derer Energietransporte vermieden werden können.

Die folgende Betrachtung geht der Frage nach, ob die fluktuierende Erzeugung in Verbindung mit einem geeigneten Energiespeicher in der Lage ist, den Bedarf einer Gemeinde mit 4000 Haushalten sowie einem Anteil Industrie und Kleingewerbe jederzeit zu decken. Der in diesem Beispiel zu Grunde liegende Verbrauch beträgt rund 30 GWh pro Jahr, die Betrachtung selbst wurde im Jahr 2008 erstellt.

Ziel ist die Beantwortung der Frage, ob die regionale Versorgung eines begrenzten Gebiets wie z.B. einer Kommune oder eines Landkreises mit EE wirtschaftlich ist und für alle Beteiligten - Verbraucher wie Produzenten - eine Gewinnsituation entsteht. Die Untersuchung beinhaltet eine Gegenüberstellung von Energieerzeugung und Verbrauch in zehnminütiger Auflösung sowie eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der unterschiedlichen Vermarktungsoptionen.

Auf der Erzeugerseite stehen ein Windpark mit rund 62 MW installierter Leistung sowie ein Pumpspeicherwerk. Für den Windpark lagen Erzeugungszeitreihen für ein Jahr vor. Über diesen Zeitraum betrug der Kapazitätsfaktor 26%, was einer Volllaststundenzahl von 2276 entspricht.

Das nahe gelegene Pumpspeicherwerk verfügt über einen nutzbaren Speicher von 680 MWh. Der Gesamtwirkungsgrad des Speicherwerks beträgt 0,73%.

Der dieser Studie zu Grunde liegende Bedarf von 30 GWh orientiert sich an dem einer Stadt mit etwa 4000 Haushalten sowie einem Anteil Industrie und Kleingewer-

be. Die Aufteilung des Gesamtstromverbrauchs ergibt sich aus der folgenden Tabelle.

Tabelle 15 Stromverbrauch des Versorgungsgebiets

	Privathaushalte	Sonderkunden	Summe
Verbrauch [MWh]/a	17.000	13.000	30.000

Mit Hilfe von Standardlastprofilen des VDEW wurde der zeitlich aufgelöste Verlauf der Stromnachfrage für das Jahr 2006 ermittelt und zu einer Summenganglinie zusammen gefasst. Die Simulation ergibt, dass die Last aus der Produktion von Windpark und Pumpspeicherwerk zu jeder Zeit gedeckt werden kann. Hierzu wurden stündlich aufgelöste Zeitreihen über den betrachteten Zeitraum analysiert.

Die Produktion des Windparks wird vorrangig für die Versorgung der Kommune genutzt. Überschüssige Energie wird, sofern möglich, gespeichert. Wie in den folgenden Abbildungen zu sehen, wird in den Wintermonaten vom Windpark mehr Energie produziert als verbraucht und gespeichert werden kann. In den windarmen Sommermonaten besteht eine geringe Unterdeckung. Die Folge sind Importe von ca. 2% der Gesamtenergiemenge.

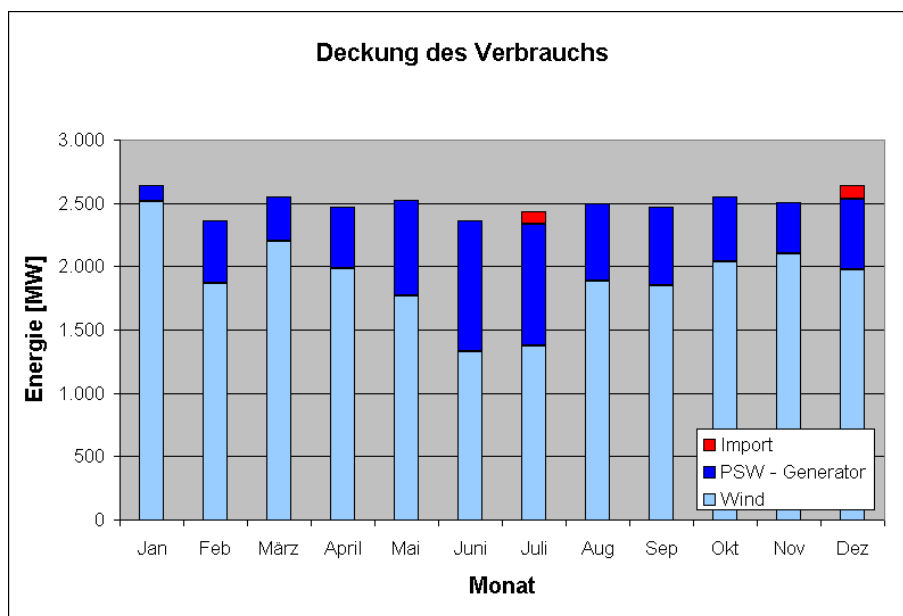


Abbildung 68 Energieanteile in MWh zur Deckung der Last

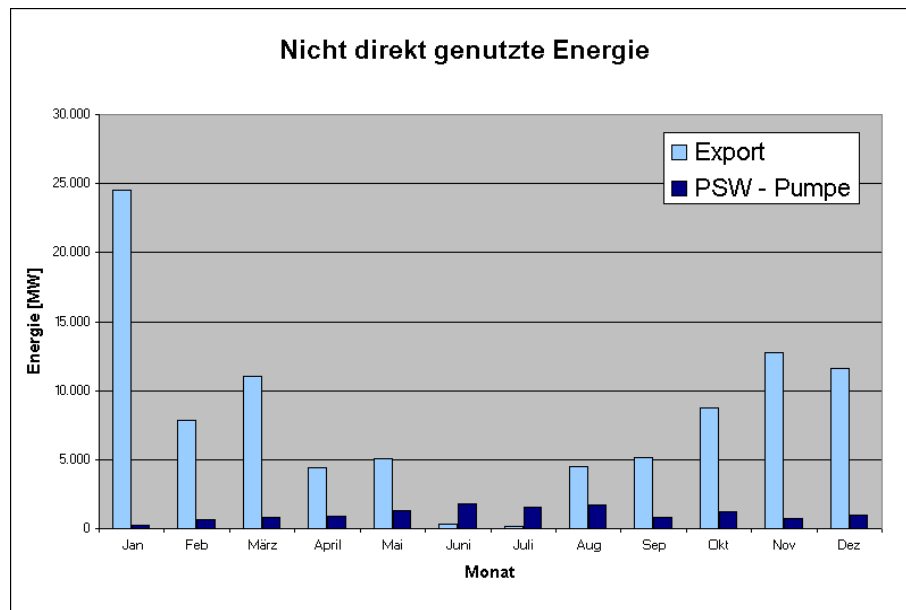


Abbildung 69 Strom in MWh, der nicht zur Lastdeckung verwendet wird

In den Sommermonaten wird, sofern ein Energieüberschuss aus dem Windpark auftritt, der Pumpspeicher gefüllt.

Die folgende Abbildung zeigt die Auslastung des Pumpspeichers, wenn ausschließlich Energie zur Versorgung der Verbraucher entnommen wird. Der mittlere Füllgrad beträgt dabei etwa 79%. Der Speicher ist also mit der Regionalversorgung nicht ausgelastet.

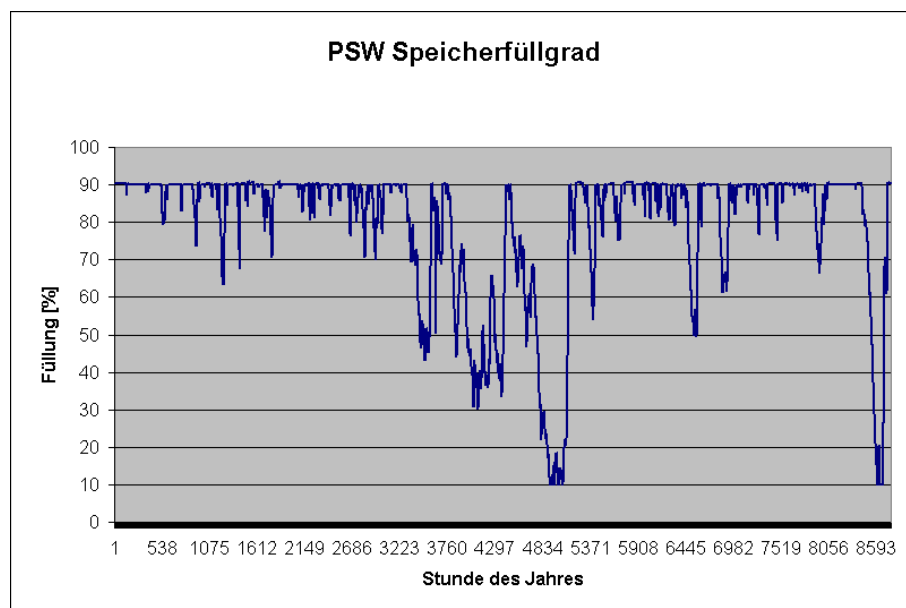


Abbildung 70 Speicherfüllstand Pumpspeicher in Prozent

Im folgenden Abschnitt werden die Erlöse, die sich aus verschiedenen Vermarktungsoptionen ergeben, dargestellt. Ziel der Betrachtung ist zu prüfen, ob sich durch die Kombination von Windpark und Speicher eine Situation ergibt, die für Energieproduzenten wie –verbraucher gleichermaßen gewinnbringend ist. Zu diesem Zweck werden die Strompreise analysiert und die mögliche Gewinnspanne für die Energieproduzenten untersucht. Die Strompreise sind in der folgenden Tabelle dargestellt[AVACON 2008].

Tabelle 16 Strompreis in ct/KWh

	Haushalt	Haushalt (NT)	Industrie	Industrie (ST)
Preis in ct/kWh	20,91	15,68	18,78	13,52

Die Preise bei Direktversorgung dürfen die in der Tabelle dargestellten Werte nicht überschreiten. Werden Gebiete komplett mit Strom aus erneuerbaren Quellen versorgt, kann die Stromsteuer entfallen. Die einzelnen Anteile der Strompreise sind in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.

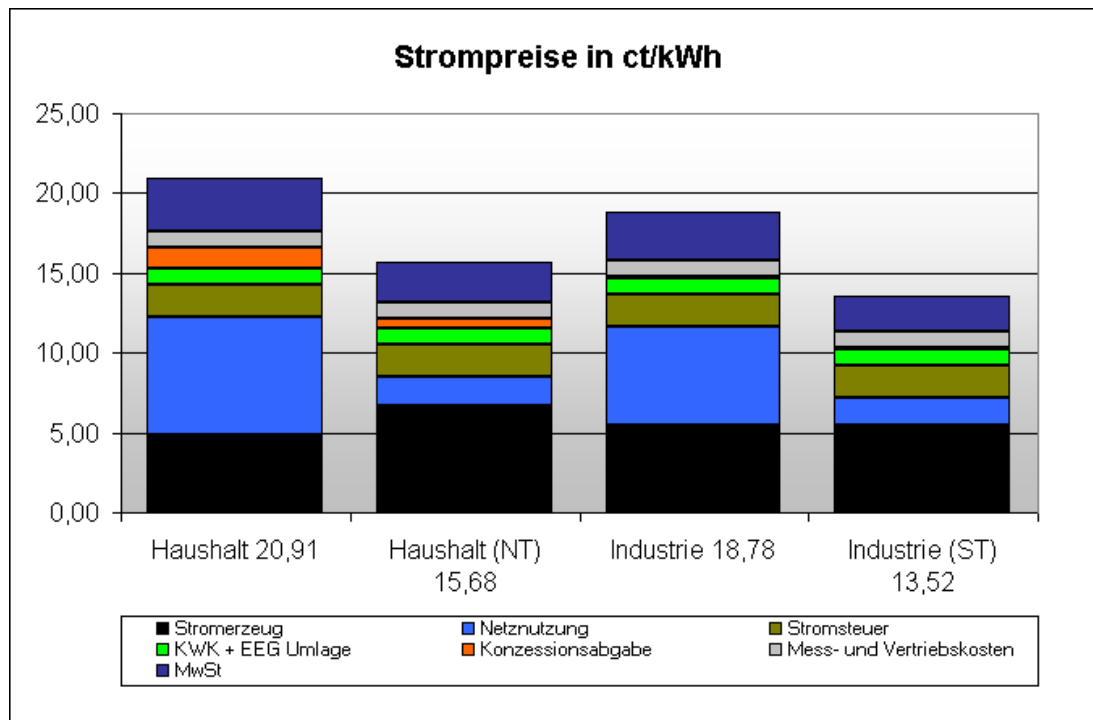


Abbildung 71 Preisanteile in ct je kWh

Die weitere Betrachtung geht von den hier aufgeführten Randbedingungen aus:

- Die Einspeisung von Windstrom wird nach den Vergütungssätzen des EEG in der Neufassung mit 5,02 bzw. 9,2 und 9,7 ct/kWh vergütet. Die aktuelle Vergütung für den Windpark beträgt 8,5 ct/kWh.

- EEG und KWK in Höhe von 1,00 ct/kWh sowie Konzessionsabgaben in Höhe von 1,32 ct/kWh für Haushalts- bzw. 0,11 ct/kWh für Industriestrom fallen weiterhin an.
- Stromsteuer wird bei der Versorgung des Gebiets mit 100% Regenerativstrom als nicht fällig angenommen
- Die Umsatzsteuer beträgt 19%
- Der Gesamtwirkungsgrad des PSW wird mit 73% angenommen
- Das Verhältnis Haushaltsstrom zu Industriestrom beträgt 60 zu 40

Tritt der Windpark als Versorger auf, belaufen sich die maximalen Erträge für die Stromproduktion der vier Tarifarten wie in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 17 Maximale Erzeugungspreise für Windstrom

	Haushalt	Haushalt (NT)e	Industrie	Industrie (NT)
Max. in ct/kWh	6,93	8,7	7,48	7,48

Wie hier zu sehen, liegt das maximale Niveau der Erzeugungspreise oberhalb der Grundvergütung von 5,02 ct/kWh, jedoch unterhalb der Anfangsvergütung für neu errichtete Windparks von 9,2ct/kWh.

Die aktuelle Vergütung für den Windpark nach EEG beträgt derzeit 8,5 ct/kWh. Die vom Windpark abgegebene Energie ergibt sich zu 40.268 MWh. Durch die Verbraucherstruktur kann damit eine durchschnittliche Vergütung je kWh von 7,2 ct erzielt werden. Sinkt die Vergütung nach EEG unter diesen Wert, ist ein wirtschaftlicher Betrieb ist für den Windpark gegeben.

Tabelle 18 Erlöse Windpark, direkte Versorgung

Art	Anteil	Eingesetzte Energie in MWh	Vergütung in ct/kWh	Erlös in €/a
Haushaltsstrom	60%	24.161	6,93	1.674.689
Nachttarif	5%	2.013	8,7	175.095
Industriestrom	35%	14.094	7,48	1.054.429
Summe				2.904.213

Bei einer Lokalversorgung wird davon ausgegangen, dass es nach der Neuregelung des EEG möglich ist, einen prozentualen Anteil der Produktion gesondert vom §17(2) EEG zu vermarkten.

Für das Pumpspeicherwerk wurden verschiedene Erlösarten betrachtet. In der folgenden Tabelle sind die Erlöse bei Angebot von Sekundärregelung und Minutenreserve nach den Unterlagen zur Präqualifikation [Transmission 2007] sowie von Windreserve und Handel am Day Ahead Markt verzeichnet.

Für das Pumpspeicherwerk ergeben sich die folgenden möglichen Erlöse:

Tabelle 19 Erlöse Pumpspeicherwerk

	Sekundärregelung	Minutenreserve	Stromhandel	Windreserve
Erlös in €/a	7.500.000	2.300.000	1.600.000	2.575.000

Eine Kombination aus Handel an der Börse und Direktversorgung des Gebiets ist in der nachfolgenden Tabelle dargestellt. Der Erlös liegt unter denen der Sekundärregelung und der Minutenreserve.

Tabelle 20 Erlös PSW, Direktvermarktung

Strommenge Pumpspeicherwerk		12.935	MWh	
	Anteil	Eingesetzte Arbeit in MWh	Vergütung in ct	Erlös in €/a
Haushaltsstrom	60%	7.761	3,49	270.859
Nachttarif	5%	647	9,85	63.705
Industriestrom	35%	4.527	6,65	301.062
Stromeinkauf an der Börse			-2,00	-258.700
			Summe	376.926

Da das PSW mit der Versorgung des Gebiets nicht ausgelastet ist, kann zu einem Großteil der Zeit an der Strombörse gehandelt werden. Der Erlös des PWS ist damit eine Kombination aus der Direktversorgung und Börsenhandel.

Tabelle 21 Gesamterlös PSW

PSW		Eingesetzte Arbeit in MWh		Erlös in €/a
Stromhandel		50.569		1.274.099
Direktversorgung		12.935		376.926
Summe				1.651.025

Bestehende Pumpspeicherwerke werden nach aktueller Gesetzeslage als Verbraucher eingestuft. Bei den einzelnen Verwertungsarten fallen dementsprechend Netznutzungsentgelte an, die die Erlöse mindern.

Tabelle 22 Erlöse und Netznutzungsentgelte PSW

	Sekundärregelung	Minutenreserve	Stromhandel	Windreserve
Kosten Netznutzung in €	2.534.415	811.966	2.364.612	1.671.807

Wie dargestellt, ist eine direkte Versorgung eines Gebiets mit Strom aus Windparks prinzipiell möglich und für Windparkbetreiber ab einem gewissen Zeitpunkt lukrativer als die Vergütung nach EEG. Problematisch ist die Garantie von Strommengen, da wetterbedingte Fluktuationen der Erzeugung entweder durch Speicherung oder durch Börsenhandel ausgeglichen werden müssen.

Eine Herauslösung bestehender Speicher aus den laufenden Aufgaben wie Regelenergiebereitstellung ist nicht sinnvoll. Hinzu kommt die Tatsache, dass bestehende Speicher nach aktueller Gesetzeslage als Verbraucher gelten und damit Netznutzungsabgaben im Pumpbetrieb fällig werden.

Die Speicherkomponente ist für jedes Szenario notwendig, die Ausregelung im Minutenbereich ist über das Pumpspeicherwerk möglich, die Bereitstellung von Reserveleistung im Sekundenbereich müsste vom Übertragungsnetzbetreiber bezogen werden, könnte aber auch zu weiten Teilen über eine Abregelung des Windparks realisiert werden. Ist der Energiespeicher nicht direkt an das Netz des Windparks angeschlossen, werden bei der Übertragung Netznutzungsgebühren und Steuern fällig, die die Rentabilität der Speicherung herab setzen.

Aufgrund der Spotmarktpreise erscheint es nicht sinnvoll, den Windstrom komplett an der Börse zu veräußern. Da eine flexible, tageweise Regelung zum Wechsel zwischen EEG-Vermarktung und Börsenhandel vom Gesetzgeber nicht vorgesehen ist, ist die Vermarktung nach EEG die lukrativere Variante.

Für die Direktvermarktung nach §17 gilt: Die Schwierigkeit der Einhaltung des prozentualen Anteils der Windstromproduktion zu jedem Zeitpunkt erfordert bei dieser

Option den Einsatz von Energiespeichern. Jedoch ist der dabei generierbare Erlös gegenüber der EEG Vergütung genau zu prüfen.

2.7.2 Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Beispiel der Inseln Samsø und Utsira

Die Versorgung von abgelegenen Gebieten mit Energie unter Verwendung eines hohen Anteils von erneuerbarer Erzeugung ist eine anspruchsvolle Aufgabe an die verwendeten Komponenten. Die Sicherstellung der kontinuierlichen Versorgung bei einer gleichfalls hohen Versorgungsqualität stellt hohe Ansprüche an das betreffende Gesamtsystem. Energieerzeugern wie Windenergie- und Photovoltaikanlagen müssen Energiespeicher und regelbare Erzeuger zur Seite gestellt werden.

Am Beispiel der **Insel Samsø** wurde die Umstellung einer dänischen Insel auf EE umgesetzt. Die 114 km² große Insel ist landwirtschaftlich sowie touristisch geprägt, und beherbergt etwa 4.100 Einwohner[SAMS2009].

Vor der Umstellung auf erneuerbare Energien existierte auf der Insel keine autonome Energieversorgung. Alle fossilen Brennstoffe wurden in Tankern angeliefert, die elektrische Versorgung wurde über Netzverbindungen zum Festland realisiert.

Das Projekt **Renewable Energy Island** startete im Jahr 1998 und hatte zum Ziel, die Energieversorgung binnen zehn Jahren in ein autarkes, ausschließlich auf erneuerbaren Energien basierendes, System zu überführen.

Eine hohe Verfügbarkeit von Windenergieressourcen und Landwirtschaft ermöglichte es, diesen ambitionierten Plan in die Tat umzusetzen.



Abbildung 72 Insel Samsø [SAMS2007]

Die Strategie bei der Umsetzung dieses Projekts war es, die einträglichen Windressourcen in On- und Offshorewindparks zu nutzen, sowie eine Umstellung der Wärmeversorgung auf Nahwärme unter Verwendung von Biomasse, Solarheizungen und Wärmepumpen zu etablieren. Ein weiterer Baustein sollte die Verwendung von elektrifiziertem Transport und zu einem späteren Zeitpunkt von Wasserstoff sein.

Eine wichtige Voraussetzung war die Einbindung der Einwohner Samsøs von Beginn des Projekts an. Die Idee war, den Einwohnern neben lokaler Wertschöpfung und der Aussicht auf Energieeinsparungen die Möglichkeit zu geben, gewinnbringend in erneuerbare Energien zu investieren. Aus diesem Grund wurde das Projekt von Anfang an durch Informationsprogramme begleitet, die auf die lokale Bevölkerung abgestimmt waren. Die Aktivitäten mündeten in die im Jahr 2007 gegründete

Samsø Energy Academy, die als Forschungseinrichtung weitere Wege zur Einführung erneuerbarer Energien und als Trainingscenter fungiert, um Ergebnisse über die Grenzen der Insel hinaus bekannt zu machen.

Im Rahmen des Projekts wurden drei moderne Nahwärmekraftwerke gebaut, in denen nachwachsendes Holz und Stroh verfeuert wird. Zur Elektrizitätserzeugung wurden 21 Windenergieanlagen errichtet, die den Bedarf der Insel bilanziell sogar überdecken.

Aus finanzieller Sicht war das Projekt erfolgreicher als im Vorfeld angenommen. Die Planungen gingen von 78,7 Mio Euro an privaten Investitionskosten sowie einer Förderung von 9,1 Mio Euro aus öffentlicher Hand aus. Am Ende beliefen sich die Investitionen auf ein Volumen von 53,3 Mio Euro und die öffentliche Förderung auf 4,0 Mio Euro.

In der Nachbetrachtung stellt sich das Programm erfolgreich dar. Es war möglich, die ambitionierten Ziele zur lokalen Energieversorgung mit erneuerbaren Energien innerhalb von acht Jahren zu erreichen. Im Verlauf des Projekts zeigte sich aber auch, dass die Ziele hinsichtlich Energieeinsparungen nicht erreicht wurden. Auch der Transportsektor mit einem hohen Gewicht auf elektrischer Mobilität verfehlte das anfangs gesetzte Ziel einer Umsetzung nahezu aller privaten und öffentlichen Transporte [SAMS2007].

Das Projekt verdankt seinen Erfolg der Einbindung nahezu der gesamten Bevölkerung. Die soziale Analyse zeigte aber auch, dass sich die hohen Erwartungen an mögliche Einsparungen nicht erfüllten. Der Trend zu größeren Häusern oder mehr Komfort hinsichtlich elektrischer Gerätschaften liefen solchen Erwartungen entgegen. Insgesamt erzeugt die Insel mehr Energie als verbraucht wird. Auf die Einbindung in das elektrische Netz Dänemarks könnte aber nur dann verzichtet werden, wenn eine effiziente Speicherung von Elektrizität, zum Beispiel durch effiziente Umwandlung in Wasserstoff oder Methanisierung mit anschließender Rückverstromung, möglich wird. Die Insel ist in hohem Maße landwirtschaftlich geprägt und weist ertragsstarke Windstandorte auf. Eine Übertragbarkeit auf beliebige andere Gebiete ist daher nur bedingt gegeben.

Im Gegensatz zur bilanziellen Vollversorgung verfolgt das Projekt auf der 6,2 km² großen Insel **Utsira** in Norwegen den Ansatz einer kontinuierlichen Bereitstellung von Strom aus erneuerbaren Energien. Das System setzt ebenfalls auf einträgliche Windressourcen, kombiniert diese jedoch mit Speichertechnologien mit dem Ziel, auf den Einsatz von Dieselgeneratoren weitgehend zu verzichten.

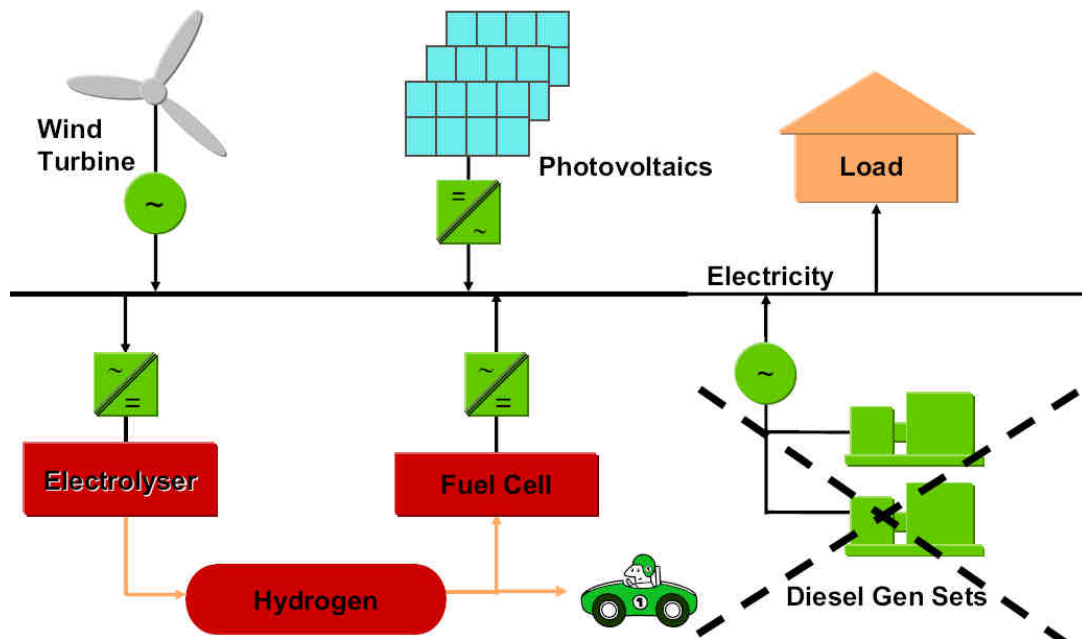


Abbildung 73 Utsira, prinzipieller Aufbau des Stromversorgungssystems [UTSIRA2007]

Wie in der Abbildung oben zu sehen, ist ein wesentlicher Baustein des Systems die Speicherung von Elektrizität in Wasserstoff. Zusätzlich kommt ein Schwungradspeicher zum Einsatz, um in Kombination mit den Wechselrichtern die Netzqualität sicher zu stellen und kurzzeitige Schwankungen der Windenergieproduktion auszugleichen. Das Gesamtsystem besteht aus :

- Windenergieanlage 600 kW
- Batteriespeicher 35 kWh
- Schwungradspeicher 200 kW, 5 kWh
- Master-Synchrongenerator 100 kVA
- Wasserstoffmotor 55 kW
- Brennstoffzelle 10 kW
- Elektrolyseur 10 Nm³/h, 48 kW
- Kompressor 5,5 kW
- Wasserstoffspeicher 2400 Nm³, 200 bar

Die Spannungsqualität des Inselnetzes wird durch die Master-Synchronmaschine sicher gestellt. Hier wird Blind- sowie Kurzschlussstrom zur Verfügung gestellt und Spannung und Frequenz geregelt. Neben kurzzeitigen Schwankungen der Einspeisung von Windenergie, die über den Schwungradspeicher ausgeglichen werden, dient die Rückverstromung von Wasserstoff zur Überbrückung von Flautephasen, wie in nachstehender Abbildung zu sehen.

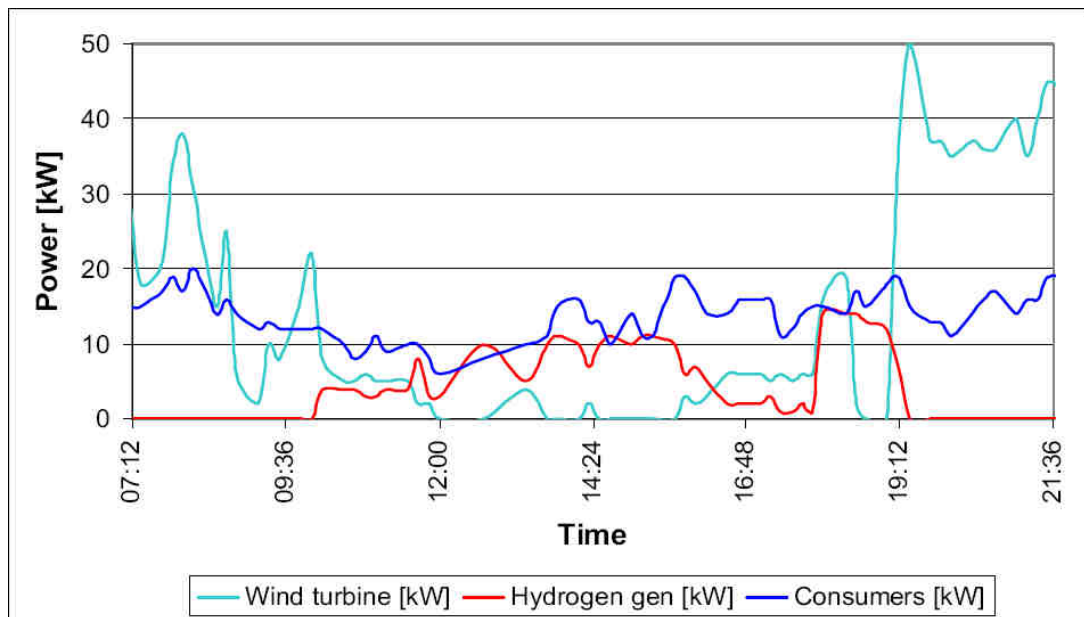


Abbildung 74 Bedarfsdeckung in Flautephasen [UTSIRA2007]

Ziel des Projekts war die unterbrechungsfreie, qualitativ hochwertige Versorgung der etwa 240 Einwohner mit Elektrizität. Dieses Ziel erreichte das Projekt nahezu vollständig. Eine überschlägliche Rechnung der von der WEA erzeugten Energie bei unterstellten 2000 Volllaststunden pro Jahr ergeben jedoch mit 1.200.000 kWh das vier bis fünffache des Verbrauchs von 240.000 kWh bei 60 Haushalten und 4.000 kWh pro Haushalt und Jahr.

Die unterbrechungsfreie Versorgung wurde durch den Einsatz der Wasserstofftechnologie gewährleistet. Allerdings liegt auch die unterstellte Energie dieser Komponente weit oberhalb des tatsächlichen Verbrauchs. Bei einer Energiedichte von 2360 kWh/m³ und einem Fassungsvermögen des Speichers von 2400 Nm³ ergibt sich bei einem Wirkungsgrad von 20% des gesamten Prozesses, eine theoretisch verfügbare Energie von etwa 1.132.800 kWh.

Die Versorgung solch kleiner Einheiten unter Verwendung derartiger Technologien erfordert einen genauen Grenzkostenvergleich, da die Speicherung in Wasserstoff vergleichsweise teuer ist

Das Hauptziel des Projekts, die Sicherstellung der Versorgung sowie das Sammeln der Erfahrungen mit den einzelnen Komponenten, ist aber dennoch erreicht worden.

2.7.3 Technische Stabilität von Teilnetzen im Inselbetriebs und bei Rekalibrierung mit dem UCTE-Netz

Einen weiteren Ansatz verfolgt das **Cell-Projekt** [CELL2008], in dem der Inselnetzbetrieb für den Fall einer Netztrennung eines definierten Versorgungssystems mit einer Maximallast von 61 MW und einer regenerativen Erzeugungsleistung von 39 MW installierter Windenergie und 37 MW aus Biomassekraftwerken untersucht wird. Der Hauptfokus der Untersuchungen lag einerseits auf dem Betrieb im Inselmodus, andererseits auf den Abläufen bei einer anschließenden Synchronisation mit dem angeschlossenen Verteilnetz.

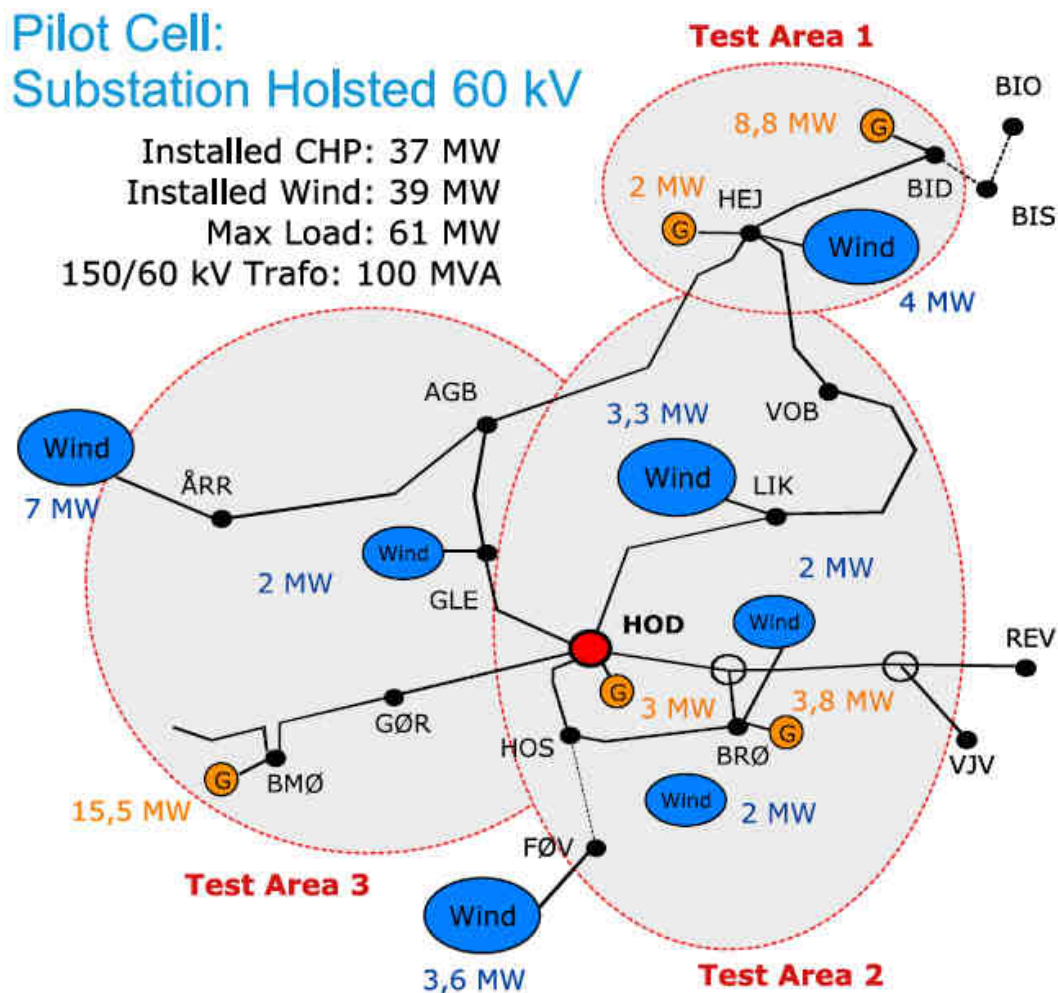


Abbildung 75 Cell-Projekt - Testgebiete [CELL2008]

Die ersten Tests beschränkten sich auf das Gebiet eins mit zwei Biomasseanlagen und vier stallgeregelten Windenergieanlagen. Für den Betrieb wurde ein Controller entwickelt, der über verschiedene Operationsmodi verfügt. So steuert der Controller Im- und Exporte im verbundenen Modus sowie die Netztrennung und den Inselbe-

trieb. Zusätzlich wurden ein Synchronkompensator und ein Lastmanagementsystem, sowie ein Hauptsynchronisator für den Wiederanschluss an die 60 kV Ebene eingesetzt.

Während der Tests wurde das System 28-mal in den Inselmodus versetzt, das heißt vom restlichen Netz getrennt. Die Zeiten der Tests variierten von 15 bis 80 Minuten.

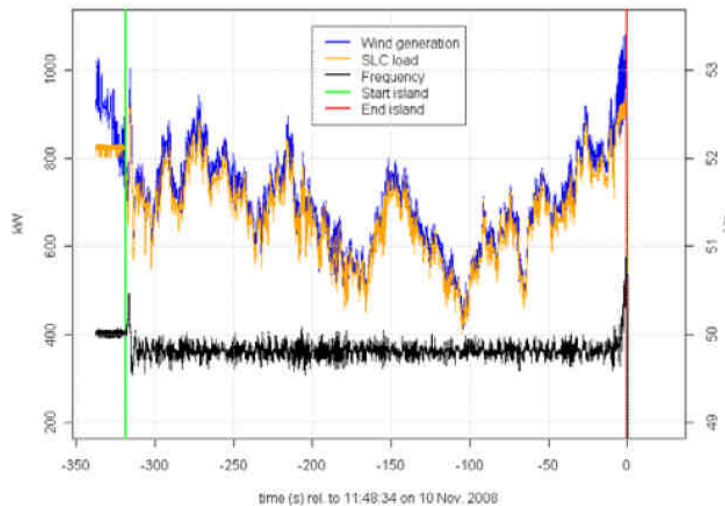


Abbildung 76 Cell-Project – Testauswertung Frequenz [CELL2008]

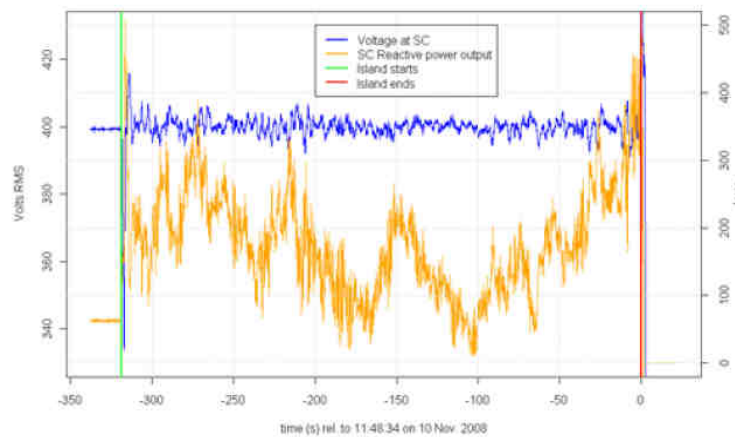


Abbildung 77 Cell-Project – Testauswertung Spannung [CELL2008]

Ergebnis der Tests ist, dass sowohl Spannung als auch Frequenz im Inselmodus gehalten werden konnten. Ebenfalls erfolgreich war die anschließende Synchronisation mit dem überlagerten Netz. Der für das Projekt entwickelte Controller war in der Lage, die einzelnen Komponenten abgestimmt zu steuern. Grundvoraussetzung war, geeignete Kommunikationsstrukturen zu entwickeln.

Im Laufe des Projekts werden weitere Tests in den Gebieten zwei und drei durchgeführt werden. Hauptaugenmerk wird dabei auf die Skalierbarkeit des Systems gelegt.

2.7.4 Ökonomische Gegenüberstellung verschiedener Einbindungsstrategien von EE in öffentliche Netzstrukturen

Die Einbindung von verteilter erneuerbarer Erzeugung auf einer eher makroskopischen Ebene verfolgt die All Island Grid Study[AIGS2008], die sich mit einer fortschreitenden Durchdringung von EE in Irland beschäftigt.

Im Zuge der Studie wurden verschiedene Szenarien⁸ für das Jahr 2020 mit unterschiedlichen Anteilen an verteilter erneuerbarer Erzeugung betrachtet. Die Szenarien wurden aufgrund von Kostenfunktionen und Einsparungen von Treibhausgasen beurteilt.

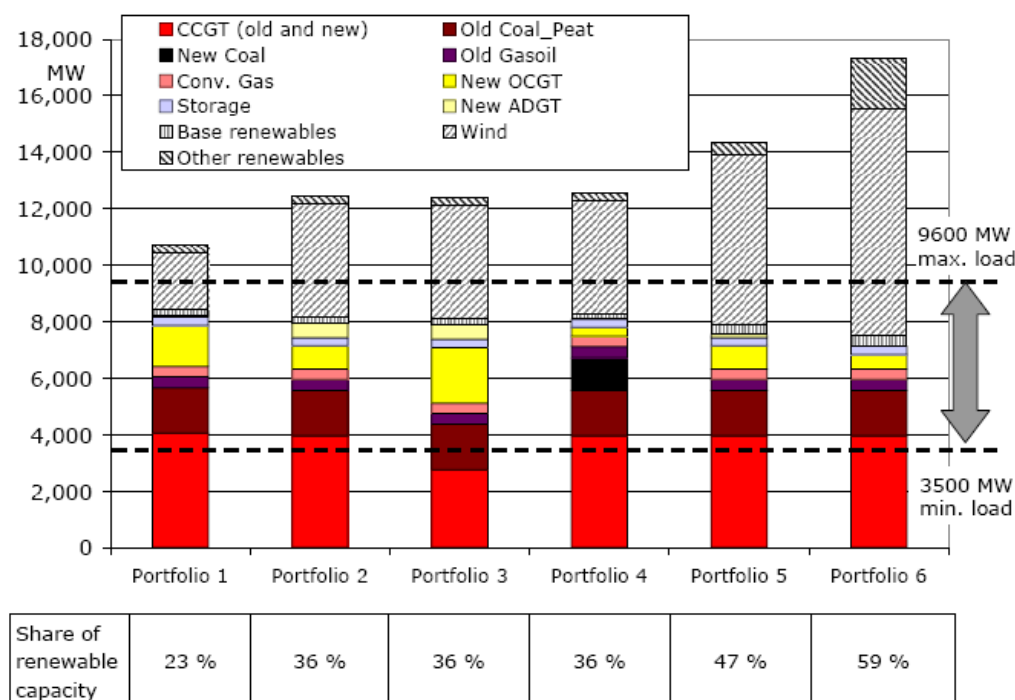


Abbildung 78 All Island Grid Study - Erzeugungsportfolios [AIGS2008]

Im Rahmen der Studie wurden die Szenarien räumlich aufgelöst und Lastflussberechnungen durchgeführt. Die anfallenden Kosten wurden unter Zugrundelegung der notwendigen Investitionen in Erzeugungskapazität sowie Netzausbau und CO₂ Derivate ermittelt.

⁸ CCGT: Combined Cycle Gas Turbine

Peat:: Torf, Torfkohle

OCGT: Open Cycle Gas Turbine

ADGT: Aeroderivative Gas Turbine

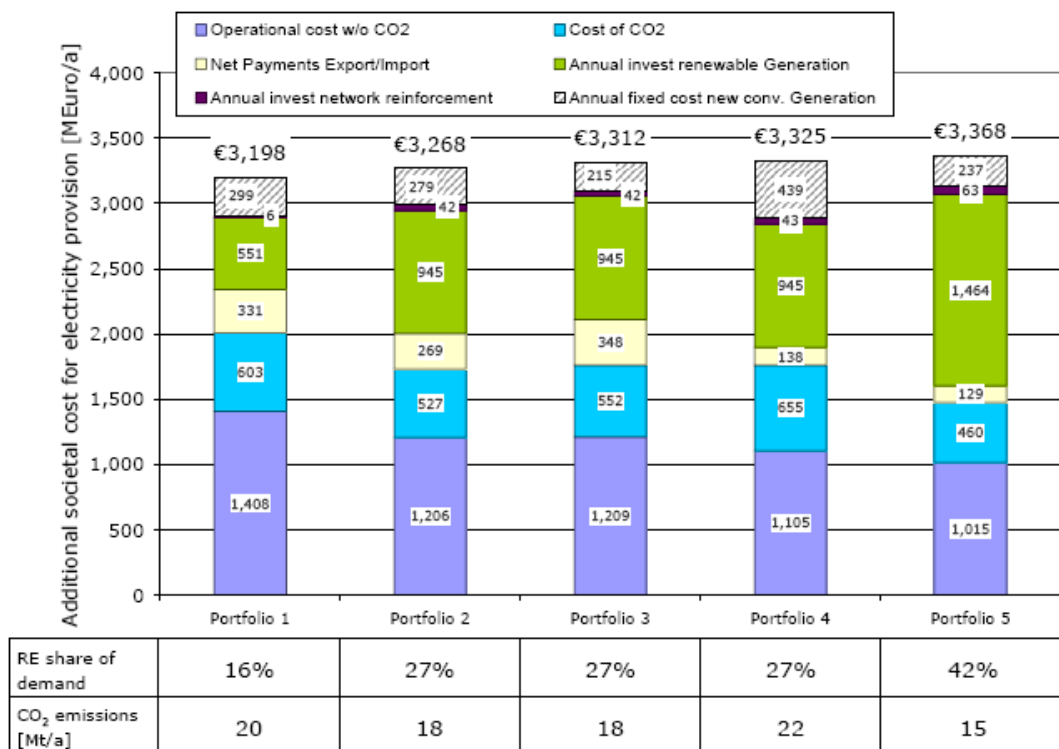


Abbildung 79 All Island Grid Study – Zusätzliche, zu sozialisierende, Kosten [AIGS2008]

Interessanterweise zeigten die Auswertungen der Studie hinsichtlich der auf die Endkunden umzulegenden Kosten keine signifikanten Unterschiede bei den Portfolios 1-5. Zusätzliche Investitionen in Netzausbau, wie in Portfolio 5 mit seinem hohen Windstromanteil zu erwarten, werden durch geringere Betriebskosten und/oder Einsparungen von CO₂ Derivaten weitgehend kompensiert.

2.8 Zusammenfassung

Die Durchdringung der elektrischen Versorgungssysteme mit erneuerbaren Energien nimmt immer mehr zu. Die Umstellung des deutschen Stromversorgungssystems, wie auch dem anderer Länder, ist unausweichlich. In diesem Abschnitt wurden Anforderungen, Strategien und die Möglichkeiten technischer Umsetzungen zur Integration erneuerbarer Energien in Stromversorgungssysteme diskutiert.

Ein großer Teil der Potenziale, wie wir sie in Deutschland vorfinden, betrifft die Windenergie. WEA sind in der Lage, die in den Anschlussregeln der Netzbetreiber definierten Bedingungen zu erfüllen. Wie am Beispiel des Clustermanagement Systems zu sehen, sind moderne Windparks in der Lage Systemdienstleistungen wie die Bereitstellung von Blindleistung zu erbringen. Selbst im vermaschten Verteilnetz sind so Effekte von Regelungen an Windparks bis in die Transportnetzebene zu erzielen.

Ausbaufähig sind nach Ansicht vieler Studien vorrangig die Standorte vor Nord- und Ostseeküste. Dieser Ausbau wird einerseits zu hohen Stromtransporten, die Netzausbau nach sich ziehen werden, führen, andererseits erfordert diese Art von „Dezentraler Zentralität“ gute Ertragsprognosen für Kraftwerkseinsatzplanung und sicheren Netzbetrieb. Auch müssen Wege gefunden werden, Energie für Flautezeiten und für den sicheren Netzbetrieb zu speichern oder wirtschaftlich und regelbar zu erzeugen.

Eine direkte Vermarktung von Windenergie beginnt wirtschaftlich zu werden, wird jedoch bislang eher wenig genutzt. Systeme, die auf den Einsatz eines bestehenden Speichers ausgelegt sind, haben es schwer, sich am freien Stromhandel lukrativ zu beteiligen.

Inselsysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien, wie im Projekt Dispower [DISPOWER2005] untersucht, können konventionell geführte Systeme ersetzen. In jeden Fall sind Investitionen notwendig, diese Systeme so zu ertüchtigen, dass der ausfallsichere Netzbetrieb gewährleistet ist. Es müssen Speicher und/oder regelbare Erzeuger integriert werden, um den Bedarf zu decken, sowie Komponenten wie Kompensatoren um Frequenz- und Spannungshaltung zu ermöglichen. Eine solche Unabhängigkeit kostet Geld, der finanzielle Aufwand muss je nach Lösung abgeschätzt werden und dem Nutzen gegenübergestellt werden. Neben der Zusammenstellung der Komponenten der Inselsysteme müssen geeignete Kommunikationsinfrastrukturen aufgebaut werden.

Betrachtet man die Perspektiven erneuerbarer Energien in komplexen Kontexten wie dem irischen Stromversorgungssystem wird klar, dass die, aus Klimaschutztechnischer Sicht notwendige, Integration von EE gegenüber konventionellen Lösungen aufgrund steigender Betriebskosten verursacht durch höhere Brennstoffpreise und dem notwendigen Kauf von CO₂ Derivaten, den Verbraucher nicht teurer kommt als konventionelle Systeme.

3 Entwicklung eines Modells zur dynamischen Simulation regenerativer Stromerzeugung in Deutschland

Im den Untersuchungen zum regenerativen Kombikraftwerk wurde – verschiedene Annahmen hinsichtlich der Entwicklung erneuerbarer Energien vorausgesetzt – nachgewiesen, dass eine Vollversorgung Deutschlands mit regenerativ erzeugter Elektrizität möglich ist. Es wurde aber auch gezeigt, dass für die Gewährleistung der Versorgung Speicherpotenziale notwendig werden, die die heute zur Verfügung stehenden um den Faktor zwei bis drei übersteigen. Eine weitere Annahme ist, dass die dezentral erzeugte Energie über die elektrischen Netze ihren Weg zu den Verbrauchern findet.

Das vorliegende Kapitel stellt eine differenzierte Sicht auf die Energieerzeugung in Deutschland dar. Das für die Untersuchungen eingesetzte Simulationstool wurde im Rahmen dieser Arbeit in der Programmiersprache Java entwickelt und kann durch einen dreistufigen Aufbau frei konfiguriert werden. Es ermöglicht, verschieden strukturierte Regionen mit fluktuierender, regenerativer Erzeugung sowie konventionelle Kraftwerke in Kombination mit Energiespeichern und -verbrauch zu definieren, die untereinander in Verbindung stehen. So können Gebiete mit Offshorewindparks ohne eigenen Verbrauch und dicht besiedelte Regionen mit einer geringen regenerativen Energieerzeugung aber hohem Verbrauch dargestellt werden.

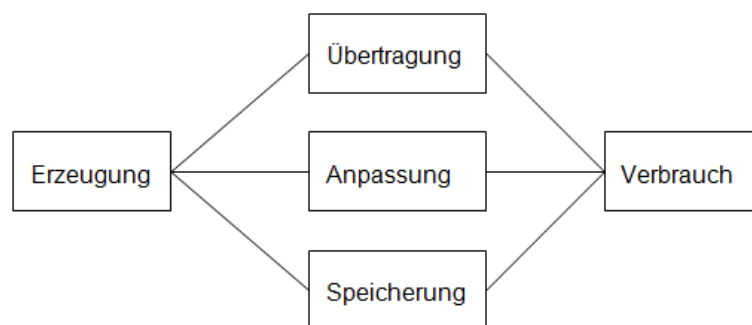


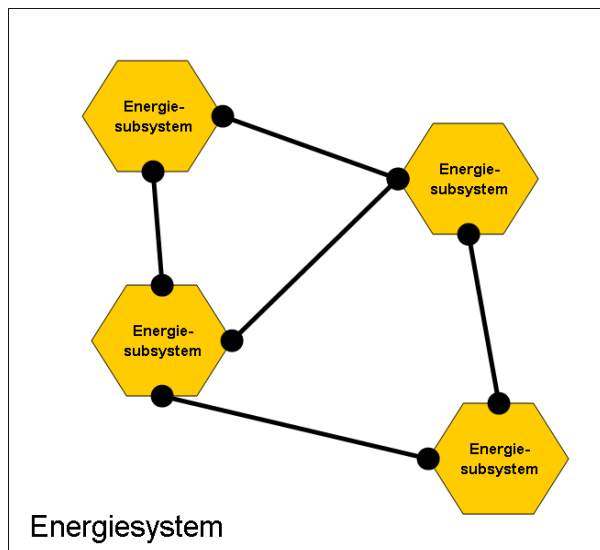
Abbildung 80 Erzeugung und Verbrauch

Die Untersuchungen beziehen sich auf die Bundesrepublik Deutschland, die Aufteilung in Regionen folgt dabei dem Regionenmodell der Studie Stromtransport [STROM08], die für die Übertragungsnetzbetreiber angefertigt wurde. Durch die einfache Modifikation der zugrunde liegenden Szenarien können die Auswirkung von fluktuierender Einspeisung, zusätzliche Verbraucher wie E-KFZ sowie die Installation von zusätzlichen Speichern auf das Energieversorgungssystem und die dort stattfindenden Stromtransporte untersucht werden.

3.1 Die Simulationsumgebung - Funktionsweise

Um eine möglichst detailgetreue Modellierung zu erlauben wurde das System so gestaltet, dass einzelne Energieerzeugungsarten mit ihren individuellen Charakteristiken abgebildet werden können. Die Simulation bedient sich dabei dreier Abstraktionsebenen, dem Energiesystem, dem Energiesubsystem und dem Energiewandlungssystem.

Das **Energiesystem** beschreibt dabei das Gesamtsystem. Im untersuchten Fall ist dies die Bundesrepublik Deutschland. Das Bundesgebiet wurde in mehrere Regionen aufgeteilt, die untereinander in Verbindung stehen. Aufgrund der Einbettung in



das UCTE-Netz steht das Energiesystem in Wechselwirkung mit den benachbarten Ländern. Aus der Notwendigkeit heraus, das Modell so zu gestalten, dass hohe Einspeisungen fluktuierender Erzeuger wie der Windenergie auch in Nachbarstaaten wie Dänemark große Auswirkungen auf die Verteilung hierzulande haben, beschreibt das Modell ebenfalls die wesentlichen Merkmale dieser Energieversorgungssysteme.

Abbildung 81 Energiesystem - Prinzipieller Aufbau

Die einzelnen Regionen werden als **Energiesubsysteme** bezeichnet. Hier wird ein spontaner Energieaustausch zwischen Erzeugung und Verbrauch unterstellt. Als Basis der Energiesubsysteme dienen Energiewandlungssysteme. Diese bilden den Prototyp, mit dem alle Arten von Energieerzeugern sowie Verbrauchern abgebildet werden können. Den überregionalen Energieaustausch ermöglichen Verbindungen zwischen den Energiesubsystemen. Die dabei unterstellten Kapazitäten basieren auf Angaben der UCTE.

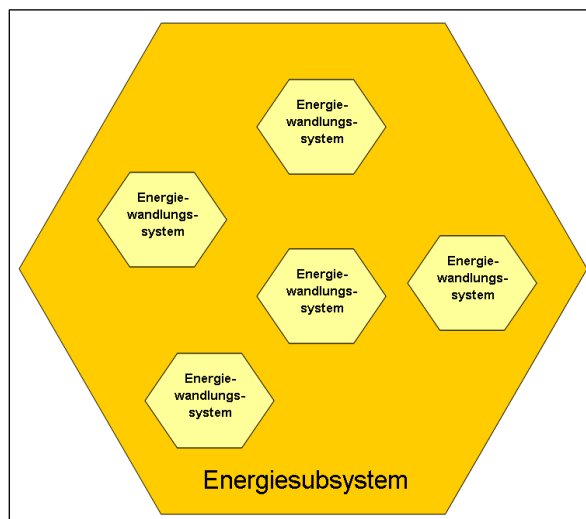


Abbildung 82 Energiesubsystem

Die dritte Ebene stellen die **Energiewandlungssysteme** dar. Energiewandlungssysteme repräsentieren sämtliche Arten von Energieverbrauchern, -speichern und -produzenten. Die Systeme können Windenergieanlagen, Pumpspeicherkraftwerke, Verbraucher oder konventionelle Kraftwerke darstellen.

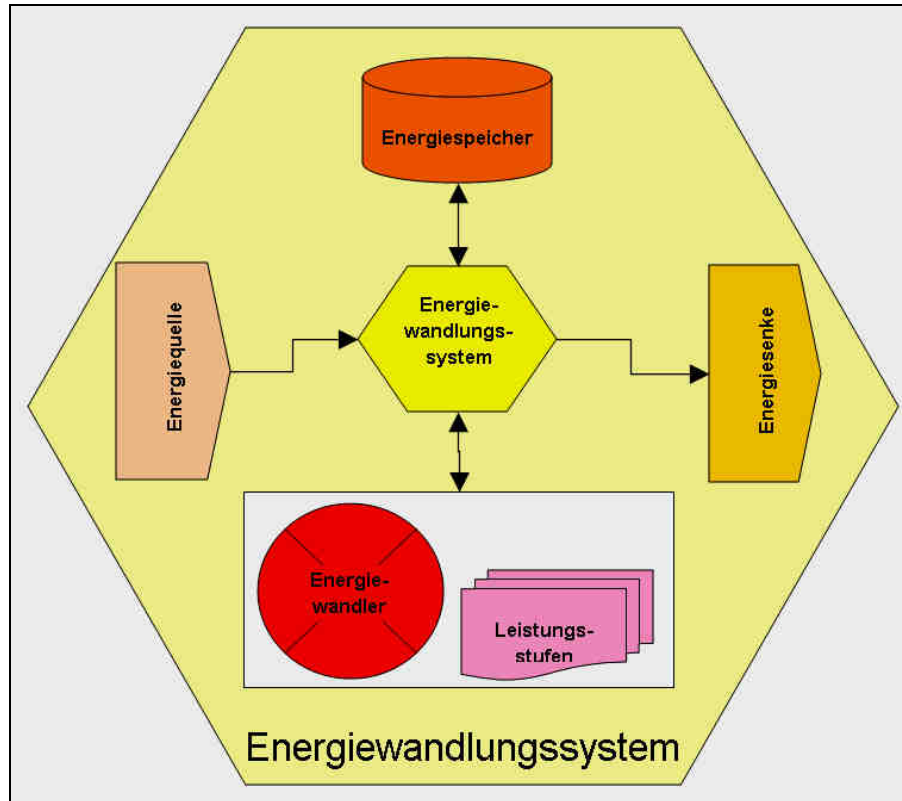
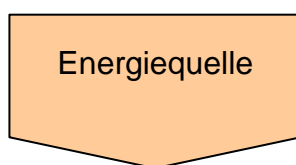


Abbildung 83 Energiewandlungssysteme - Prinzipieller Aufbau

Das hier definierte Energiewandlungssystem besteht, je nach Typ, aus einer Energiequelle, einer Energiesenke, einem Energiespeicher und einer Wandlungseinheit.



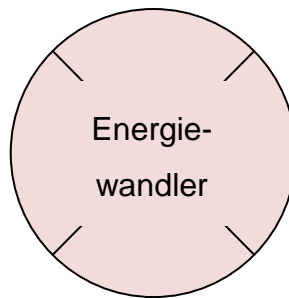
Eine **Energiequelle** definiert die Art, wie Primärenergie zur Verfügung gestellt wird. Hier wird zwischen Kraftwerken unterschieden, die mit Brennstoffen betrieben werden, und solchen, die Energie aus wetterabhängigen, fluktuierenden Quellen beziehen. Für den zweiten Typ können Zeitreihen verwendet werden, um das Verhalten solcher Anlagen realistisch abzubilden.



Lastseitig werden **Energiesenken** definiert. Diese Senken stellen Verbraucher dar, die Energie aufnehmen können oder müssen. Energiesenken stellen das genaue Gegenteil von Energiequellen dar. Auch hier können Zeitreihen verwendet werden, die den charakteristischen Verbrauch einer Gemeinde oder eines Industriebetriebs angeben.



Energiespeicher können Energie aufnehmen und wieder abgeben. Hierbei kann definiert werden, wie groß die Kapazität des Speichers ist und wie viel Energie in einem Zeitschritt aufgenommen oder abgegeben werden kann. Energiespeicher können in der Implementation der Simulationsumgebung auch negative Energie speichern. Diese Eigenschaft ermöglicht in Kombination mit Energiesenken die Abbildung von Lastmanagement.



Der **Energiewandler** definiert das Verhalten des Energiewandlungssystems nach außen. Für die Energiewandlung können eine oder mehrere Stufen definiert werden. Diese Stufen stellen die Regelungsmöglichkeiten dar, die dem Wandler zur Verfügung stehen. Wandlungsstufen werden unterschieden nach den Eigenschaften variabel/fest und regelbar/nicht regelbar. Die Konfiguration der Wandlungsstufen beschreibt die Art, wie das System reagiert. Eine

Windenergieanlage beispielsweise hat eine **Energiewandlungsstufe** zur Verfügung. Diese wird als variabel definiert, kann also fluktuieren. Ist die Anlage regelbar, wird die Stufe als regelbar definiert. Zur Definition einer Energiewandlungsstufe gehört die Angabe eines Wirkungsgrads. Ein Biogaskraftwerk kann über mehrere Stufen, beispielsweise als drei BHKW Blöcke mit je 500 kW abgebildet werden. Grundlastkraftwerke können zum Beispiel als nicht regelbar definiert werden. Für jede Energiewandlungsstufe kann definiert werden, in welchen Zeitabständen Änderungen möglich sind.

Energiequellen können derart konfiguriert werden, dass aus Zeitreihen fluktuierende Einspeisungen von Wind- oder Photovoltaikanlagen generiert werden können. Im folgenden Abschnitt werden einige Typen der Energiewandlungssysteme kurz dargestellt.

Die Einheit für Energieverbrauch und –produktion ist die Megawattstunde [MWh].

3.1.1 Bausteine der Simulationsumgebung

Windenergie- und Photovoltaikanlagen

Energiequelle	fluktuierend aus Zeitreihen
Speicher	nicht vorhanden
Energiesenke	ggf. zur Aufnahme von abgeregelter Energie
Wandler	eine Stufe, fluktuierend, Regelbarkeit je nach Anlagentyp

Die Einspeisung aus Wind- und Photovoltaikanlagen ist wetterabhängig. Als Basis für die Simulationen werden gemessene historische Zeitreihen von Referenzanlagen verwendet. Die Regelbarkeit der Anlagen kann je nach Szenario variiert werden. Wird die Anlage so definiert, dass ein bedarfsweises Absenken der Energie-

produktion möglich ist, nimmt die Energiesenke diese Energie auf. Die Senke dient dabei dazu, diese nicht im System verwendete Energie zu dokumentieren.

Thermische Kraftwerke

Energiequelle	Brennstoff
Speicher	nicht vorhanden
Energiesenke	nicht vorhanden
Wandler	eine oder mehrere Stufen, feststehend, Regelbarkeit je nach Anlagentyp

Thermische Kraftwerke, wie Atom- oder Kohlekraftwerke, repräsentieren die konventionelle Energieproduktion. Durch die Definition der Wandlungsstufen können verschiedene Arten der Regelbarkeit abgebildet werden. Weiterhin ist es möglich über die Konfiguration Minimalzeiträume anzugeben, die Steuerungseinstellung für die Anlagen festschreiben. Auf diese Art können schwer regelbare Grundlastkraftwerke abgebildet werden.

Energieverbraucher

Energiequelle	nicht vorhanden
Speicher	ggf. möglich zu Zwecken der Lastverschiebung
Energiesenke	fluktuierend aus Lastzeitreihe
Wandler	eine Stufe, fluktuierend

Der Energieverbraucher repräsentiert die Lastseite des Systems. Die Informationen zur Last wurden den Veröffentlichungen der Übertragungsnetzbetreiber entnommen. Verschiebungen von Hoch- zu Niedriglastzeiten werden über einen theoretischen Speicher realisiert, der negative Energie aufnehmen kann.

Biogaskraftwerk

Energiequelle	Vermenter, mehrere Erzeugungsstufen
Speicher	Speicher zur Aufnahme von Primärenergie
Energiesenke	nicht vorhanden
Wandler	mehrere Stufen, fest

Das Biogaskraftwerk stellt ein Kleinsystem aus Energieerzeuger, -speicher und -wandler dar. Der Speicher dient als Puffer zwischen Quelle und Wandler. Je nach Speicherfüllstand kann die Produktion der Quelle angepasst werden.

Speicherkraftwerk

Energiequelle	keine
---------------	-------

Speicher	Zur Aufnahme und Abgabe von Energie aus dem Gesamtsystem
Energiesenke	nicht vorhanden
Wandler	mehrere feste Stufen, negative wie positive

Das Speicherkraftwerk dient als Stabilisierung des Gesamtsystems. Bei Energieüberschuss wird der Speicher gefüllt, bei Unterdeckung kann Energie entnommen werden.

3.1.2 Definition der Gebiete und Energieübertragung

Für eine Simulation des deutschen Elektrizitätsversorgungssystems ist es erforderlich, Energieflüsse zwischen den einzelnen Netzregionen abzubilden. Die Definition der Gebiete und der damit verbundenen Erzeugungsleistungen sowie der Lastabnahmen geschieht analog der von den Übertragungsnetzbetreibern beauftragten Studie Stromtransport 2012 [ÜNB2009].

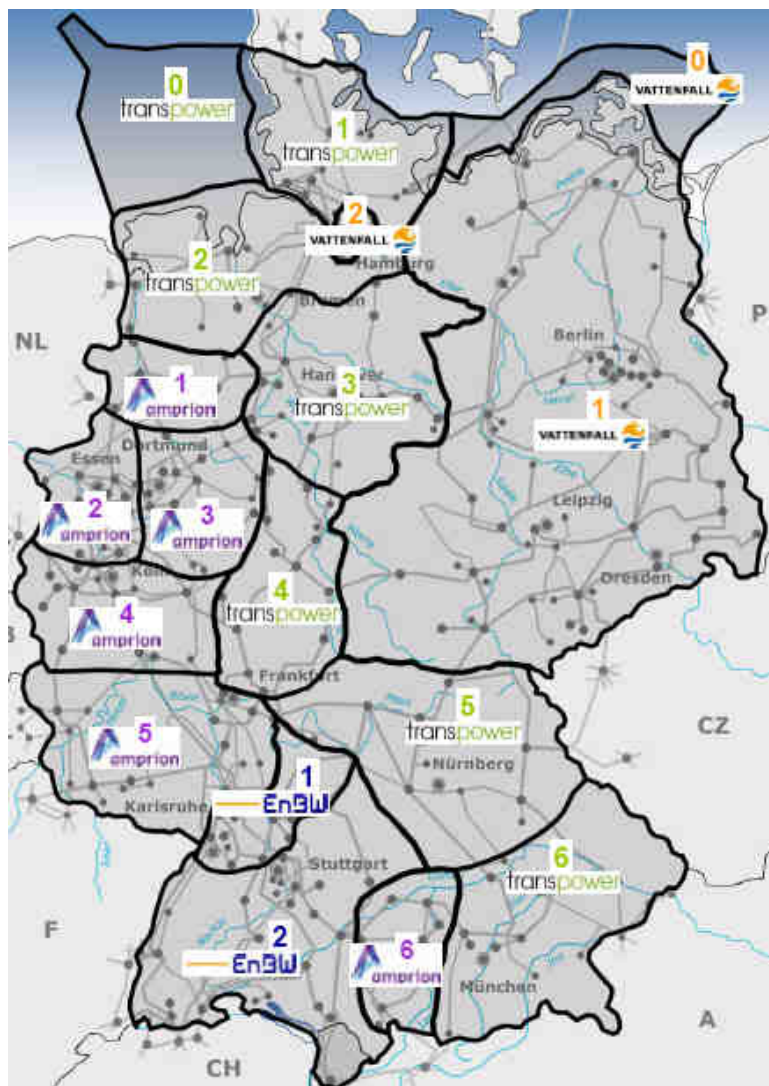


Abbildung 84 Regionenmodell Studie Stromtransport 2012

In der folgenden Abbildung sind die Regionen fortlaufend nummeriert und mit Verbindungen untereinander dargestellt.

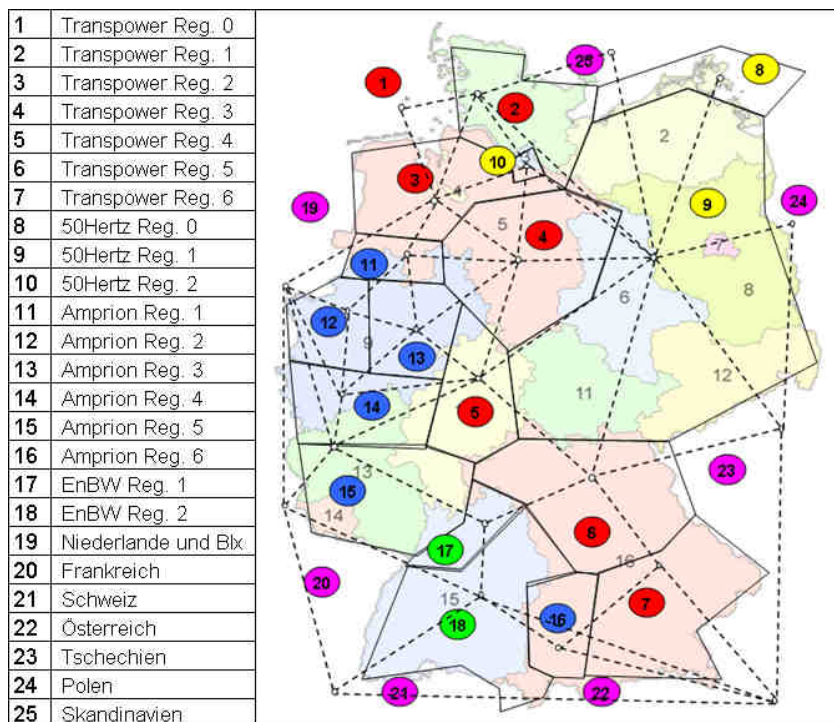


Abbildung 85 Regionen und Verbindungen des Simulationssystems

Die Energieübertragungskapazitäten zwischen den Regionen wurden aufgrund der Karte des europäischen Stromverbunds nach ENTSO-E⁹ abgeschätzt [ENTSOE2010].

3.1.3 Berechnungsablauf

Das Simulationssystem setzt sich aus drei Teilen zusammen. Der Erste Teil definiert Regionen (Energiesubsysteme), Kraftwerke und Verbraucher (Energiewandlungssysteme) sowie die Verbindungen der Regionen untereinander. Der zweite Teil, die eigentliche Simulation wurde in Form einer Java-Applikation entwickelt. Im dritten Teil werden die Simulationsergebnisse interpretiert und dargestellt. Hintergrund ist der, dass verschiedene Szenarien definiert werden und von der Simulation verarbeitet werden sollen. Näheres ist im Anhang dargestellt.

Die Simulation wird stündlich aufgelöst berechnet. Zu Anfang werden für die einzelnen Regionen die Verbräuche ermittelt. Ferner werden die Energiewandlungsstufen geschaltet, die nach den Randbedingungen nicht beeinflussbar sind. Dies können Stufen sein, welche prinzipiell als nicht regelbar definiert sind, oder solche, bei de-

⁹ ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators for Electricity,

<https://www.entsoe.eu>

nen eine Regelung zwar möglich ist, die aber den Mindestzeitraum für Zustandsänderungen noch nicht erfüllen.

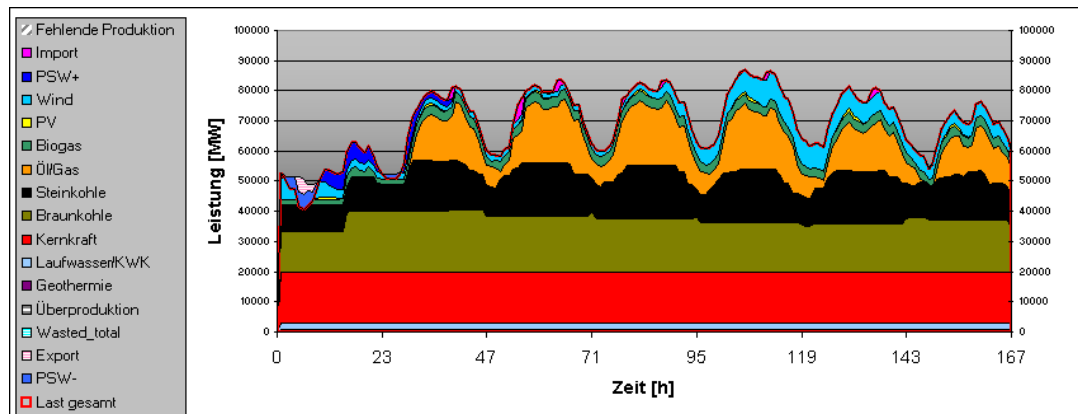


Abbildung 86 Darstellung des Kraftwerkseinsatzes exemplarisch

Am Beispiel in der vorstehenden Abbildung können die einzelnen Erzeuger und deren Regelfähigkeiten gut unterschieden werden. Unten in rot dargestellt finden sich Grundlastkraftwerke mit einer konstanten Produktion. Darüber in braun und schwarz solche Kraftwerke, die eine eher träge Regelbarkeit aufweisen. Darüber schließen sich Spitzenlastkraftwerke an, mittels derer Tagesspitzen abgebildet werden können.

Nachdem die Wandlungsstufen definiert wurden, werden – sofern es die Szenarien erlauben – Lastmanagementmaßnahmen berücksichtigt. Lasten sind, wie auch Kraftwerke, als Energiewandlungssysteme definiert. Das Lastmanagement wird abgebildet indem diese Komponente mit einem Speicher ausgestattet wird, der negative Werte aufnehmen kann. Damit wird erreicht, dass Lasten von Zeiten hoher Nachfrage in die Zukunft zu solchen mit niedriger verschoben werden können. Die Definition solcher Zeiten geschieht tageweise und ist in drei Zonen aufgeteilt. Höchstlast, Niedriglast und Übergangszeiten. Die drei Zonen füllen jeweils acht Stunden pro Tag.

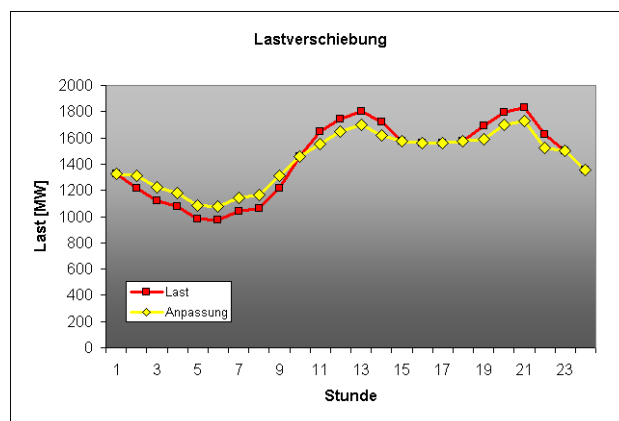


Abbildung 87 Lastverschiebung Prinzip

Zu Beginn eines Berechnungszyklus werden die Prioritäten der Energieerzeuger festgelegt. Diese Prioritäten bilden ein einfaches Merit-Order System ab. Zuerst werden die regenerativen Erzeuger berücksichtigt, danach die Grundlast- dann die Spitzenlastkraftwerke. Der Einsatz von Energiespeichern wie etwa Pumpspeicherkraftwerken wird dabei anhand des Füllgrades und der Prognose für erneuerbare Energien geregelt.

Nachdem der Einsatz der Erzeuger für die Regionen oder Energiesubsysteme geplant ist, werden die Energieübertragungen von Region zu Region festgelegt. Dieser Vorgang wird mehrfach wiederholt, um erneuerbare Energie, die nicht lokal verbraucht werden kann, in anderen Regionen zu speichern oder dort die anfallenden Lasten zu decken.

Im letzten Schritt werden Im- und Exporte von Energie aus den deutschen Regionen in die Nachbarländer ermittelt, sowie am Ende notwendige Abregelungen von erneuerbarer Erzeugung festgelegt.

Die Energieübertragung von Region zu Region berücksichtigt die mögliche Übertragungskapazität zwischen den Regionen sowie die zu den europäischen Nachbarn. Die zugrunde gelegten Kapazitäten wurden qualitativ abgeschätzt. Netzengpässe können so identifiziert werden.

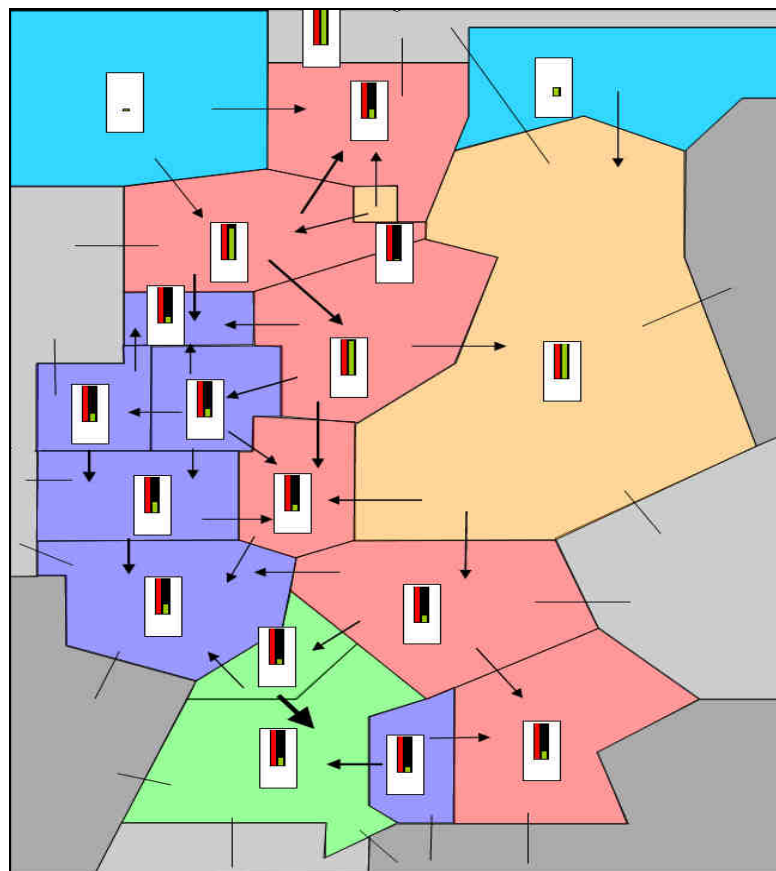


Abbildung 88 Energieübertragungen zwischen den betrachteten Gebieten (Beispiel)

3.2 Die Simulationsumgebung - Datenbasis

3.2.1 Stromverbrauch im Versorgungsgebiet

Als Grundlage zur Ermittlung des Stromverbrauchs in den deutschen Regelzonen wurden die Daten der Übertragungsnetzbetreiber aus dem Jahr 2009 herangezogen [ÜNBLast2009]. Der Gesamtstromverbrauch betrug in diesem Zeitraum etwa 600 TWh. Die Verbrauchskurve wurde anhand der Übertragungen sowie dem Gesamtverbrauch skaliert. Die Aufteilung auf die einzelnen Regionen wurde nach Anteil der Bevölkerung sowie energieintensiven Industrien vorgenommen [STAT2009].

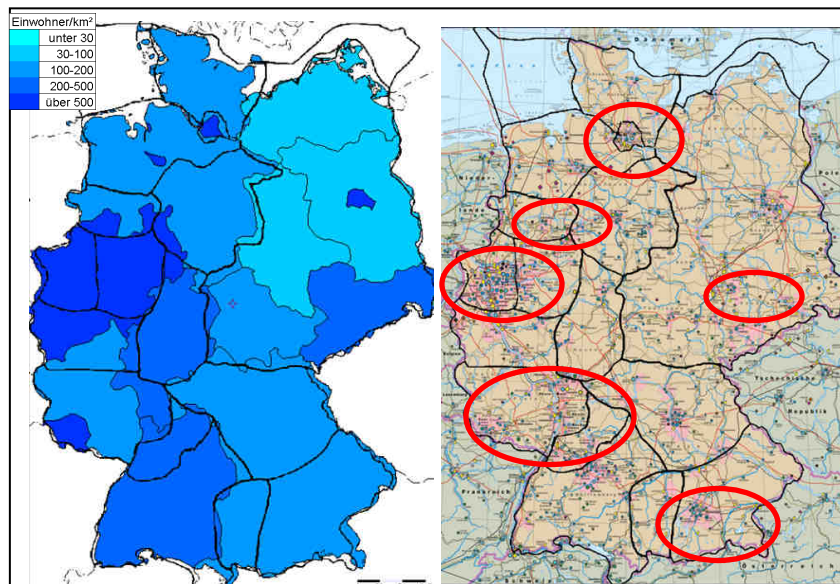


Abbildung 89 Bestimmung der elektrischen Last

In der Abbildung oben ist die Verteilung der Bevölkerungsstruktur sowie der industriellen Lastzentren dargestellt.

3.2.2 Installationszahlen konventioneller Kraftwerke

Als Basis der Kraftwerksinstallationszahlen für die Regionen dient der Ansatz aus der Studie Stromtransport 2012 der Übertragungsnetzbetreiber [STROM08]. Dieser Ansatz wird ergänzt durch die Installationszahlen der erneuerbaren Energien Anfang 2010 [IWES/REISI2010].

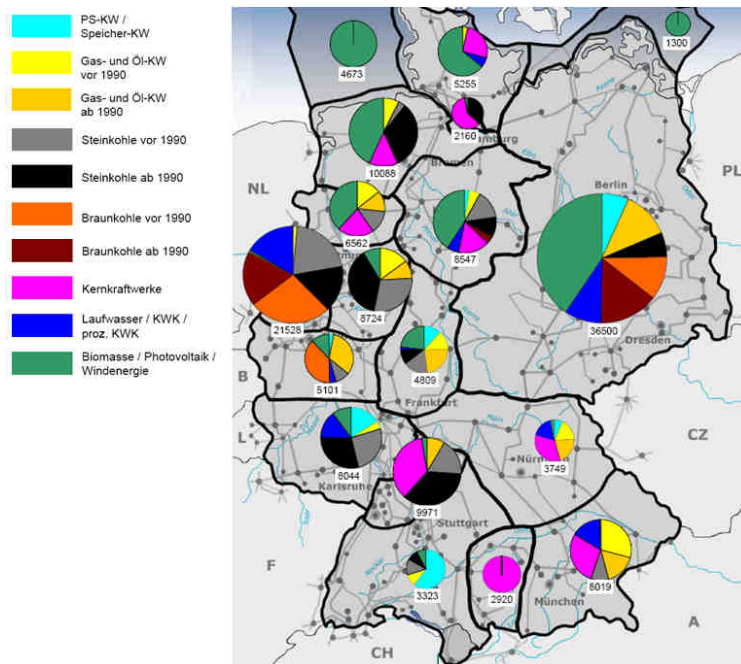


Abbildung 90 Installationszahlen Kraftwerke für die einzelnen Regionen [STROM2008]

3.2.3 Erneuerbare Energien

Die Photovoltaik weist zu Beginn des Jahres 2010 eine Gesamtkapazität von mehr als 10 GW auf. Die Aufteilung auf Bundesländer ist nachstehender Tabelle zu entnehmen [BSW2010].

Tabelle 23 Installationszahlen PV [BSW2010]

	Jan 06	Jan 07	Jan 08	Jan 09	Jan 10
Baden-Württemberg	604	858	1236	1492	2053
Bayern	971	1293	2073	2326	3947
Berlin	7	8	12	16	26
Brandenburg	17	30	59	94	269
Bremen	2	3	4	4	6
Hamburg	5	5	7	10	12
Hessen	144	216	328	430	644
Mecklenburg-Vorpommern	21	30	50	85	140
Niedersachsen	174	254	338	389	782
Nordrhein-Westfalen	227	316	451	646	1312
Rheinland-Pfalz	90	147	202	302	584
Saarland	11	19	31	57	113
Sachsen	16	32	54	80	189
Sachsen-Anhalt	14	20	36	63	142
Schleswig-Holstein	52	85	153	162	282
Thüringen	31	49	79	135	196
Summe	2386	3365	5113	6291	10697

Trotz sinkender Einspeisevergütung wird sich der in nachfolgender Abbildung gezeigte Trend steigender PV Installationszahlen aufgrund gleichzeitigen Sinkens der Modulpreise in der Zukunft fortsetzen.

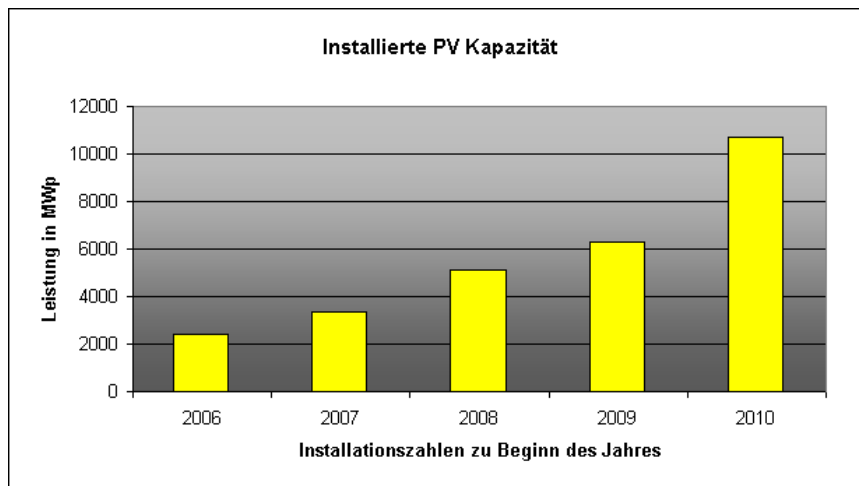


Abbildung 91 Installationszahlen Photovoltaik [BSW2010]

Für die Windenergie ergab sich zum 01.01.2010 eine installierte Gesamtkapazität von 25.345 MW

Tabelle 24 Installationszahlen Windenergie [IWES/REIS2010]

Bundesland	Anzahl	Leistung
Baden-Württemberg	370	453,55
Bayern	356	450,17
Berlin	1	2
Brandenburg	2847	4154,58
Bremen	57	80,15
Hamburg	60	40,88
Hessen	582	527,96
Mecklenburg-Vorpommern	1293	1454,87
Niedersachsen	5140	6287,75
Nordrhein-Westfalen	2713	2814,75
Rheinland-Pfalz	1033	1309,07
Saarland	67	80,73
Sachsen	798	915,65
Sachsen-Anhalt	2230	3289,98
Schleswig-Holstein	2734	2771,59
Thüringen	562	712,24

Bis Anfang 2010 waren 4984 Biogaskraftwerke mit einer Leistung von 1893 MW installiert. Die Aufteilung auf einzelne Bundesländer ist nachstehender Abbildung zu entnehmen.

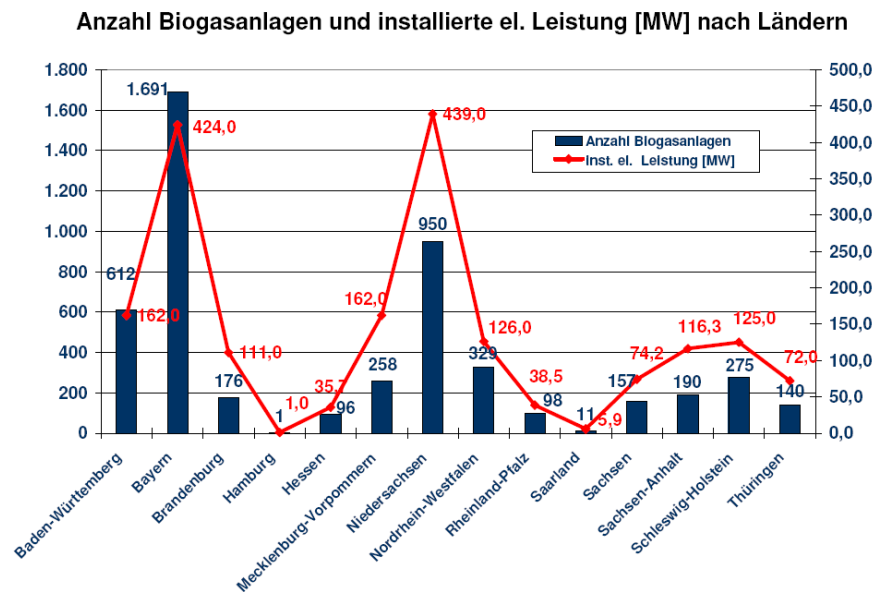


Abbildung 92 Installationszahlen Biogaskraftwerke [FVB2010]

3.3 Vorstellung der Szenarien

Die in dieser Arbeit ausgewerteten Szenarien basieren auf den Annahmen für das Jahr 2020. Die Energielandschaft der Bundesrepublik Deutschland befindet sich auf dem Scheideweg zwischen einem Umbau in eine erneuerbare Erzeugung, welcher zur Einhaltung der Klimaschutzziele unabdingbar ist, und einem Weg, der weiterhin auf die Nutzung von konventionellen Erzeugern setzt.

Für die Szenarien werden der Wachstumstrend der vergangenen Jahre sowie Branchenprognosen zu Grunde gelegt. Effizienzeffekte, die sich positiv auf den Stromverbrauch auswirken, werden, da diese mit einer fortschreitenden Durchdringung der Gesellschaft mit elektrischen Medien einher gehen, nicht berücksichtigt. Im Gegensatz dazu wird weiterer Bedarf durch zunehmende Elektromobilität unterstellt.

Für das Jahr 2020 wird im Eingangsszenario die Elektromobilität im Sinne des Nationalen Entwicklungsplans angesetzt. Lastmanagement wird in verschiedenen Ausprägungen innerhalb der Szenarien unterstellt.

Die Szenarien sind im Einzelnen:

1. Ausbau 2020, Fortgeschriebener Ausbau von EE, moderater Einsatz von Elektrofahrzeugen, kein weiteres Speicherpotenzial von Elektrofahrzeugen
2. Ausbau 2020, wie Szenario 1 mit hohem Anteil von Elektromobilität und erweitertem Speichereinsatz
3. Ausbau 2020, wie Szenario 2 mit hohem Anteil von Elektromobilität und erweitertem Speichereinsatz + Lastmanagement

Die Anforderungen an konventionellen Erzeuger ergeben sich aus dem Zusammenwirken mit erneuerbaren Erzeugern. Der Energieaustausch zwischen den einzelnen Regionen wird erfasst, um die Größenordnungen der Auslastung der Übertragungskapazitäten darzustellen.

Als Referenzszenario dient die Veröffentlichung des Stromverbrauchs nach Energieträgern aus dem Jahr 2009 [BMWI2010]. Die Simulation bildet diesen Verbrauch zufriedenstellend nach.

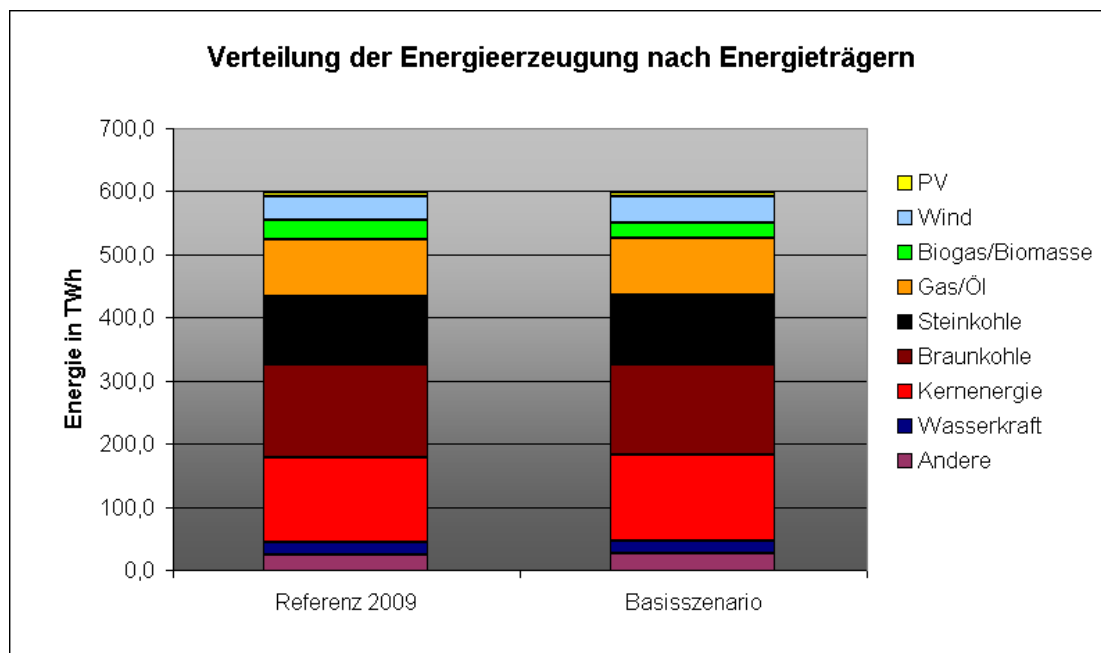


Abbildung 93 Verteilung der Energieerzeugung nach Energieträgern [BMWI2010, eigene Berechnung]

Die Eckwerte der Erzeugung sind in nachstehender Tabelle dargestellt.

Tabelle 25 Verteilung der Energieerzeugung nach Energieträgern in TWh [BMWI2010, eigene Berechnung]

	Referenz 2009	Basisszenario
Kernenergie	135,0	137,0
Steinkohle	109,0	109,9
Braunkohle	147,0	143,9
Gas/Öl	90,0	89,6
Wind	37,8	41,4
PV	6,2	7,7
Biogas/Biomasse	30,6	24,3
Wasserkraft	19,0	20,1
Andere	24,4	25,4
Total	599,0	599,2

Für das Basisszenario wurde die Kernenergie als nicht regelbar angenommen. Erzeugung aus Braun- und Steinkohle sind regelbar, unterliegen aber der Restriktion, dass nur alle 6 bzw. alle 2 Stunden eine Änderung der Produktion vorgenommen werden kann. Dies dient dazu, das reale Verhalten möglichst genau nachzubilden. In der Abbildung unten ist ein exemplarischer Lastgang mit der Deckung durch die einzelnen Energieträger dargestellt.

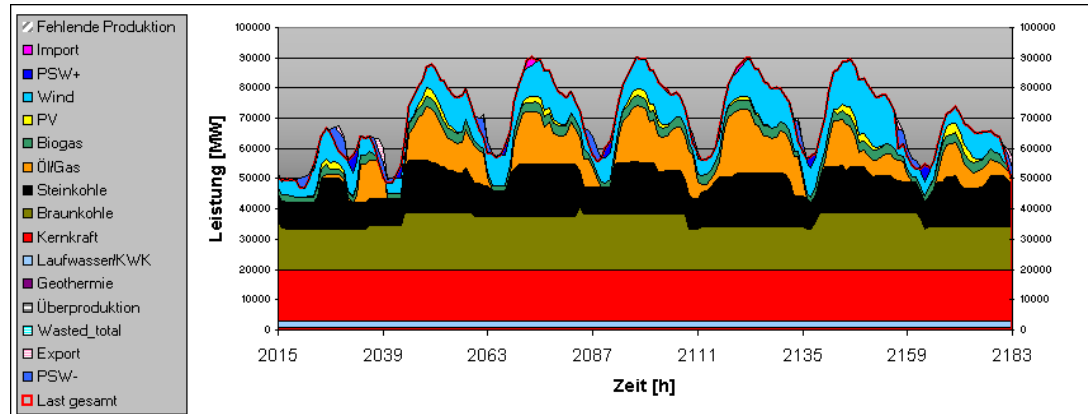


Abbildung 94 Exemplarischer Lastgang mit Deckung durch die einzelnen Energieträger

Die Energietransporte im Bundesgebiet schwanken saisonal, da in den Wintermonaten eine höhere Lastdeckung aus Windenergie stattfindet. Die wöchentliche Übertragung von Nord nach Süd schwankt stark nach Lastsituation.

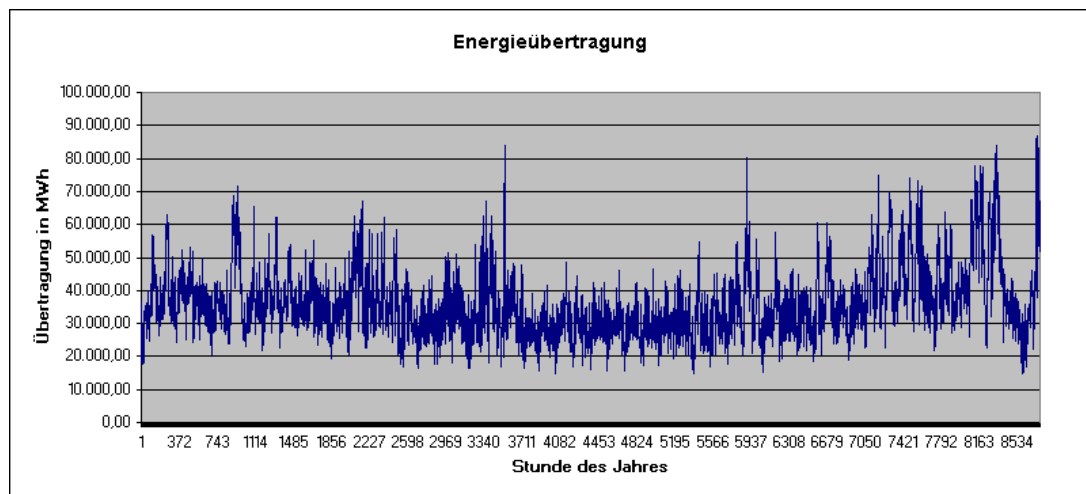


Abbildung 95 Energieübertragungen zwischen den Regionen über ein Jahr

In der folgenden Abbildung ist eine Wettersituation im Winter mit hoher Einspeisung aus Windenergie dargestellt. Es treten hohe Energieflüsse von den windreichen Gebieten im Norden in die Lastzentren in der Mitte Deutschlands auf. Ein Energieexport nach Skandinavien ist in dieser Situation nicht möglich, da dort ebenfalls hohe Windstromeinspeisung stattfindet.

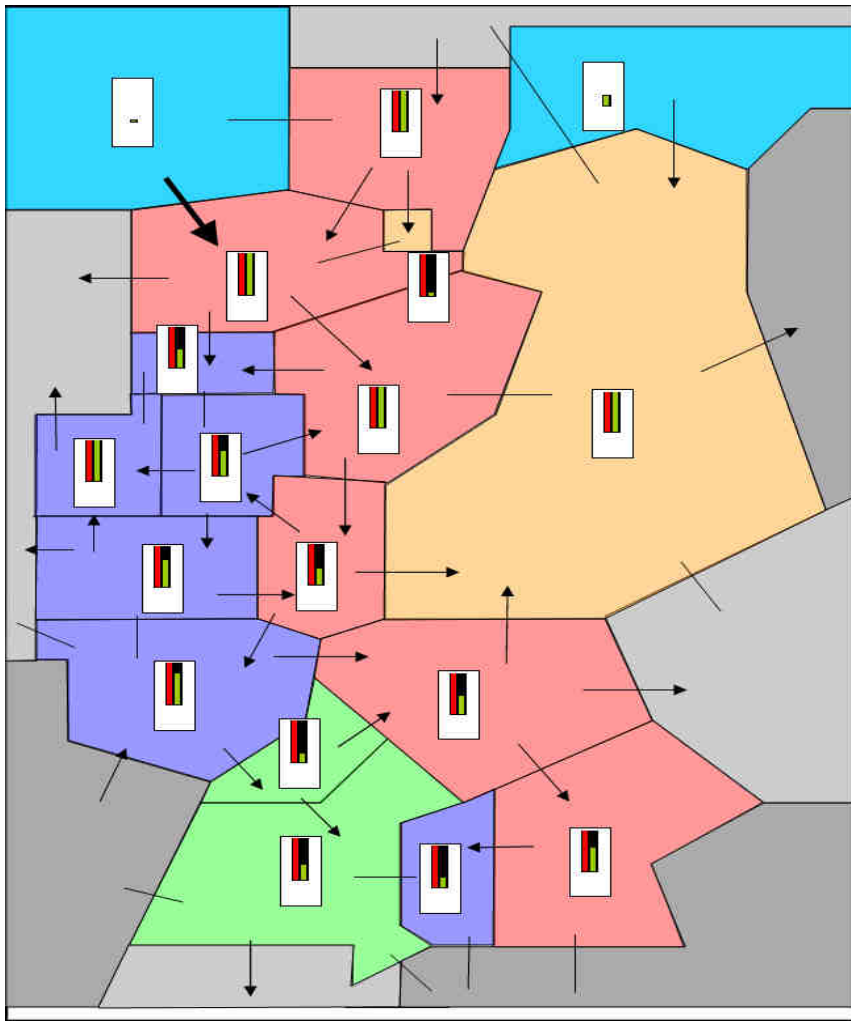


Abbildung 96 Energieflüsse innerhalb Deutschlands bei einer Wittersituation im Winter

3.3.1 Szenario 1 – Ausbau 2020

Das erste Szenario für das Jahr 2020 unterstellt die in Kapitel eins festgelegten Ausbaueinschätzungen für Windenergie (40 GW onshore und 10 GW offshore), Photovoltaik (45GW), feste und flüssige Biomasse (7,5 GW) sowie einen Anteil für Geothermie (10GW).

Ferner werden die Zahlen zur Elektromobilität entsprechend des nationalen Entwicklungsplans der Bundesregierung von einer Million Elektro-KFZ berücksichtigt. Die eventuelle Nutzung dieser Fahrzeuge zu Speicherzwecken wird hier vernachlässigt, jedoch wird unterstellt, dass der Energiebedarf der Fahrzeuge intelligent, das heißt angepasst an Erzeugung aus EE sowie weitere Last aus Haushalten und Industrie, gedeckt wird.

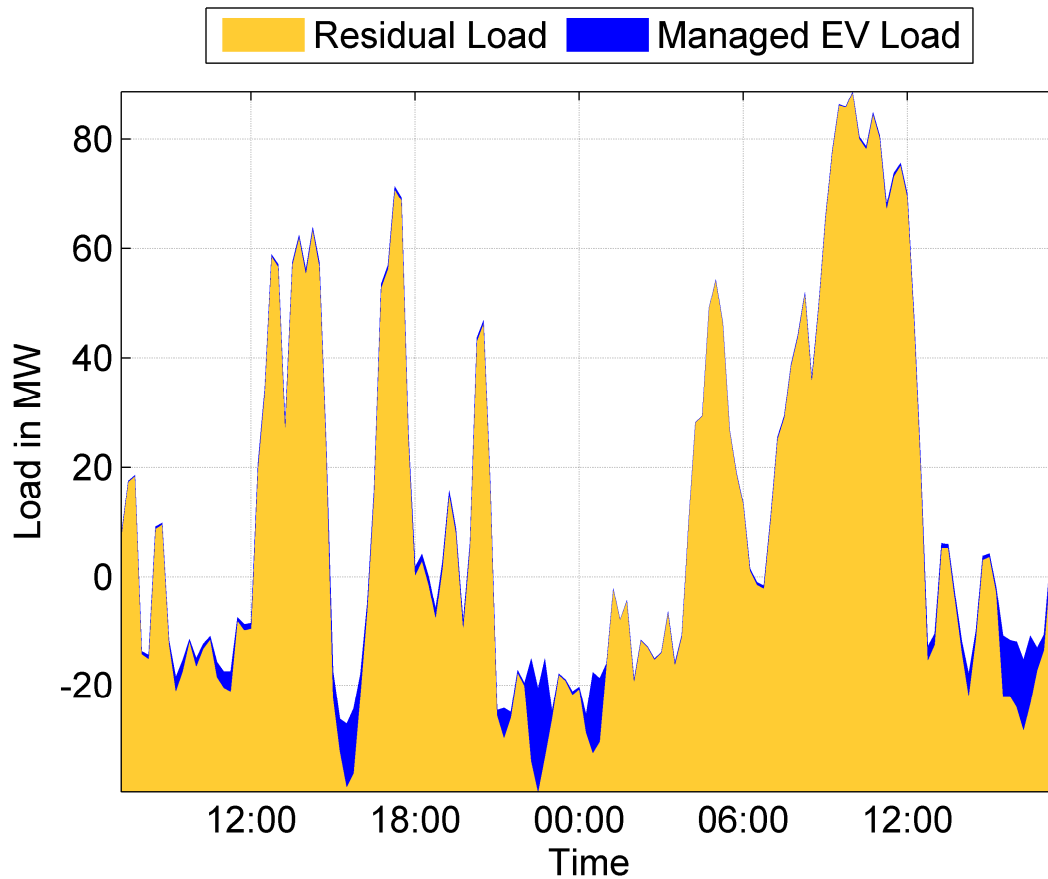


Abbildung 97 Bedarfsgesteuertes Laden von E-KFZ [EKFZ-IWES2010]

In der Abbildung, die einem Beitrag zum Projekt RegModHarz entstammt, ist das Prinzip der intelligenten Ladung von E-KFZ dargestellt. Die Abbildung zeigt die Zeiten der E-KFZ Ladung in blau, abgestimmt auf die residuale Last in orange.

Der Gesamtenergieverbrauch der E-KFZ wird bei einer durchschnittlichen jährlichen Fahrleistung von 14.000 Kilometern zu 2,2 TWh/a angenommen. Die Verteilung der Fahrzeuge auf die Regionen entspricht in etwa dem der restlichen Verbraucherstruktur. Hochgerechnet auf den Fahrzeugbestand der Bundesrepublik (45 Mio. [KFBamt2009]) würde dies einem zusätzlichen Strombedarf von etwa 100 TWh entsprechen.

In einer zweiten Auswertung wird für das Jahr 2020 angenommen, dass konventionelle Kern- und Kohlekraftwerke insoweit nachgerüstet sind, dass die Fahrweise in den regelbaren Bereichen der Last zu 50% angepasst werden kann.

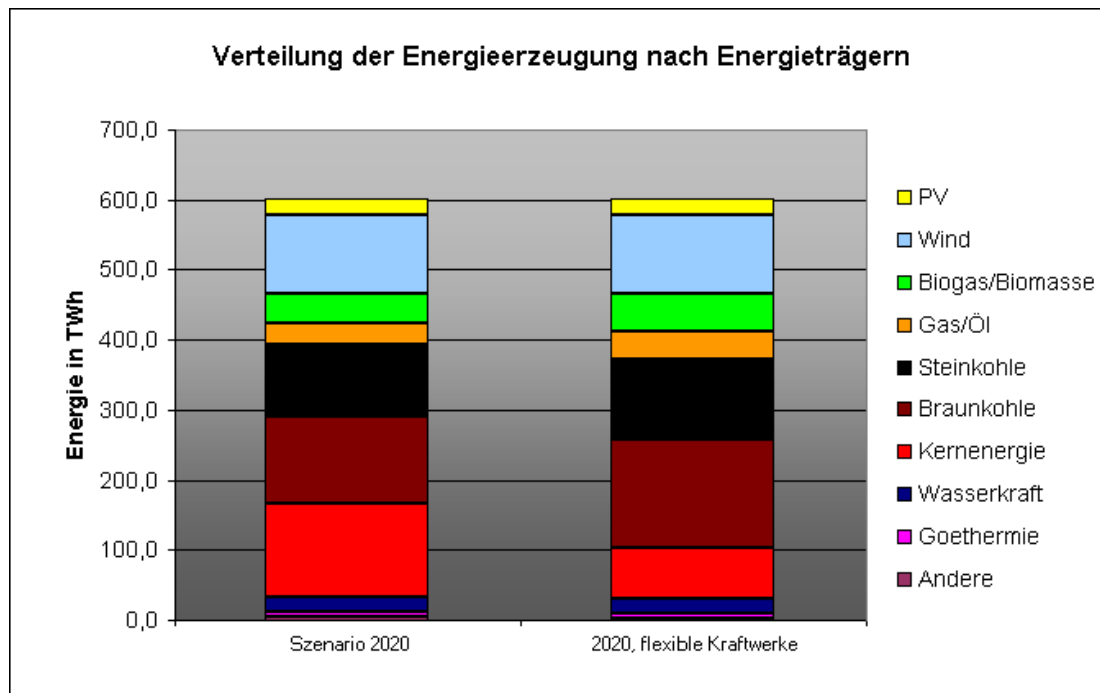


Abbildung 98 Auswertung der Szenarien 2020 mit E-KFZ

Deutlich zu sehen ist, im Vergleich zum Basisszenario, der Effekt der zunehmenden Einspeisung aus regenerativen Quellen. Auffällig hierbei ist aber auch der zunehmende Stromexport im Szenario ohne weitere Flexibilisierung des Kraftwerkseinsatzes, der auf Überkapazitäten hindeutet.

Tabelle 26 Lastdeckende Stromerzeugung nach Energieträgern in den Szenarien 2020

	Szenario 2020	2020, flexible Kraftwerke
Kernenergie	135,0	73,3
Steinkohle	103,6	113,6
Braunkohle	122,9	154,7
Gas/Öl	30,4	40,7
Wind	112,5	112,5
PV	24,0	24,0
Biogas/Biomasse	41,8	53,4
Wasserkraft	20,1	20,1
Geothermie	8,8	8,8
Andere	3,5	1,6
Total	602,8	602,8
Export	31,7	10,8

In der letzten Betrachtung verringern sich die Stromexporte, wie auch die Transporte innerhalb Deutschlands durch die notwendige Flexibilisierung der Erzeugung konventioneller Kraftwerke.

3.3.2 Szenario 2 – Ausbau 2020 mit hohem Anteil von Elektromobilität und erweitertem Speichereinsatz

Das zweite Szenario unterstellt einerseits einen wachsenden Bedarf, der aus elektrischer Mobilität resultiert. Andererseits werden durch die E-KFZ auch Systemdienstleistungen in Form von Speicherkapazitäten bereitgestellt. Es wird angenommen, dass 10 Millionen Fahrzeuge zu 50% zur Speicherung zur Verfügung stehen.

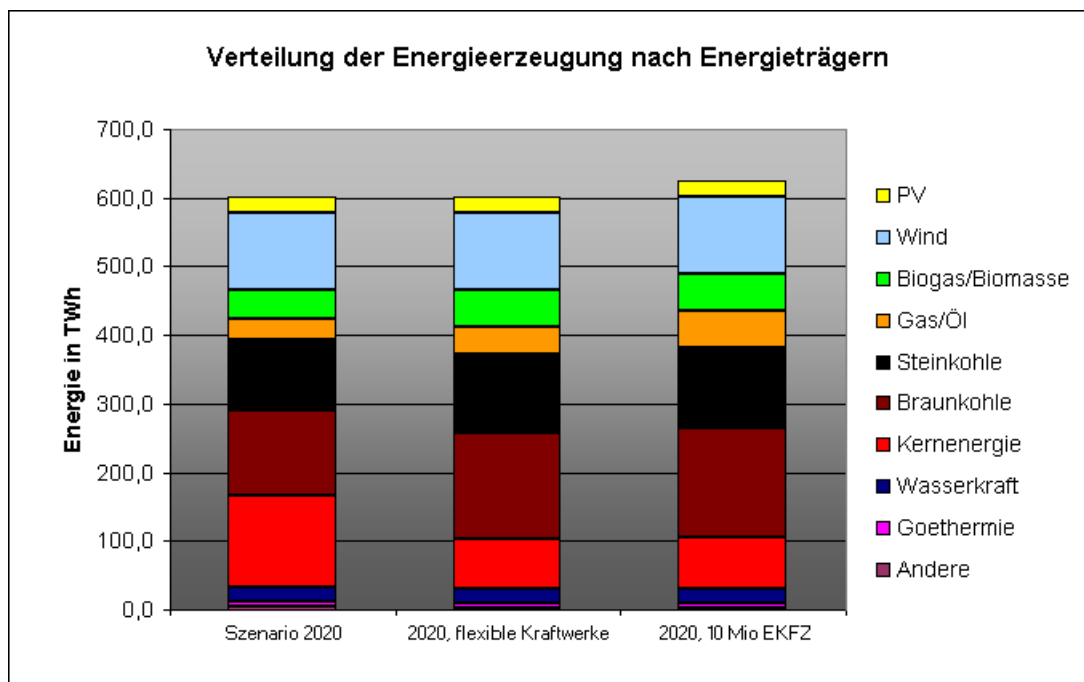


Abbildung 99 Energieerzeugung nach Energieträgern, erweiterter Ansatz E-KFZ

Da die Einspeisung aus EE gleich bleibt, wächst mit steigendem Verbrauch durch E-KFZ auch der Anteil der konventionellen Erzeugung.

Tabelle 27 Energieerzeugung nach Energieträgern, erweiterter Ansatz E-KFZ

	Szenario 2020	2020, flexible Kraftwerke	2020, 10 Mio EKFZ
Kernenergie	135,0	73,3	73,9
Steinkohle	103,6	113,6	116,8
Braunkohle	122,9	154,7	160,8
Gas/Öl	30,4	40,7	53,7
Wind	112,5	112,5	112,5
PV	24,0	24,0	24,0
Biogas/Biomasse	41,8	53,4	53,8
Wasserkraft	20,1	20,1	20,1
Geothermie	8,8	8,8	8,8
Andere	3,5	1,6	1,6
Total	602,8	602,8	626,0
Export	31,7	10,8	11,2

Der Vorteil, der sich aufgrund der Speicherfähigkeit der Fahrzeuge ergibt, sorgt für eine gleichmäßigere Auslastung der Übertragungskapazitäten, verringert jedoch nicht den nötigen Stromtransport.

3.3.3 Szenario 3 - Ausbau 2020 mit hohem Anteil von Elektromobilität, erweitertem Speichereinsatz und Lastmanagement

In diesem Szenario wurde zusätzlich zu den Randbedingungen aus Szenario 2 ein Lastverschiebungspotenzial von insgesamt 100 TWh pro Jahr angesetzt. Die Lastverschiebung erfolgt dabei tageweise nach der Einstufung von Zeiten mit hoher zu solchen mit niedriger Residuallast, um der notwendigen zeitlichen Nähe von vermiedenem Verbrauch und daraus resultierender erhöhter Last Rechnung zu tragen. Die Stunden des Tages werden dabei aufgeteilt in acht Stunden Spitzenlast, acht mit Niedriglast und acht mit mittelmäßigem Verbrauch. In der nachstehenden Abbildung ist exemplarisch ein Lastgang ohne Lastverschiebung dargestellt.

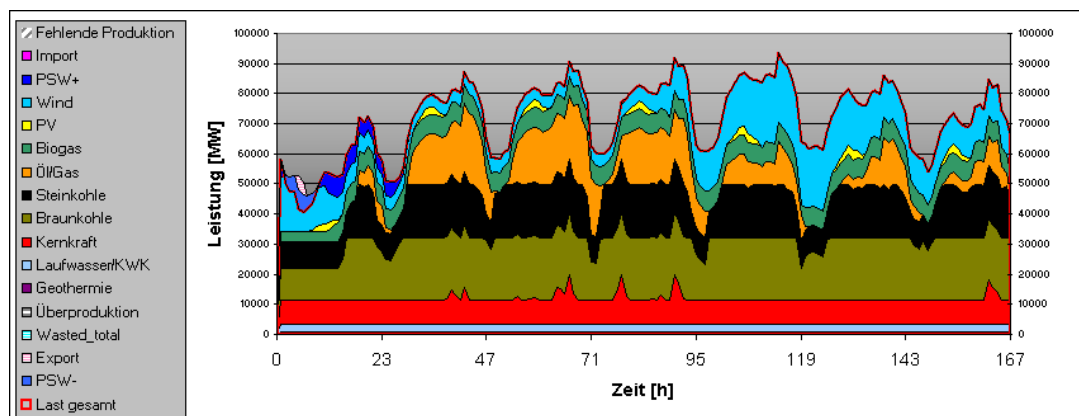


Abbildung 100 Lastgang ohne Lastverschiebung (exemplarisch)

Der Mittelwert der Gesamtlast liegt bei 71,1 GW, die Standardabweichung beträgt 12,8 GW. Im Gegensatz dazu liegt die Standardabweichung beim Ansatz mit Lastmanagement bei 12,3 GW. Insgesamt wird Energie von 100 TWh verlagert. Die Auswirkungen auf Energieproduktion und Transport sind jedoch zu vernachlässigen. Dem Gesamtenergietransport ohne Lastmanagement von 313,2 TWh steht sogar ein leicht höherer Wert von 314,3 TWh gegenüber.

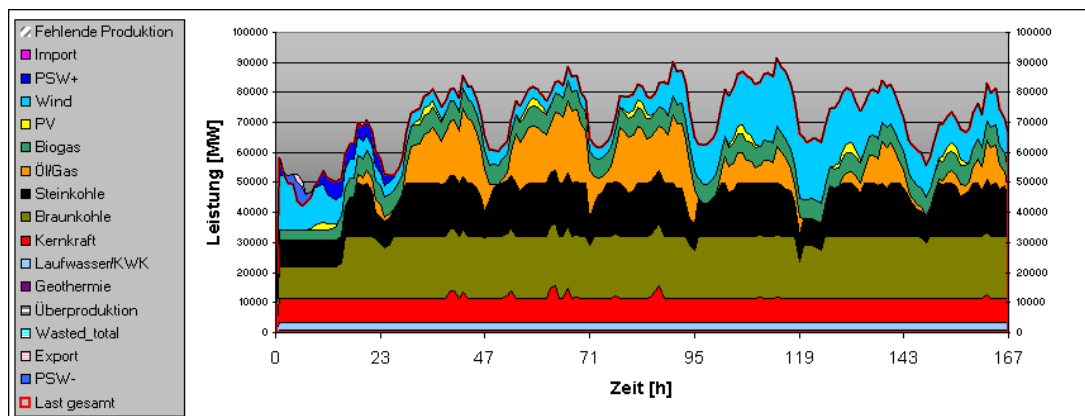


Abbildung 101 Lastgang mit Lastverschiebung (exemplarisch)

In der Abbildung oben ist ein exemplarischer Lastgang unter Berücksichtigung von Lastmanagementmaßnahmen dargestellt. Deutlich wird, dass die Regulationsanforderungen an die Kraftwerke durch die Verlagerung der 100 TWh insgesamt sinken.

3.4 Zusammenfassung

Die Betrachtungen der einzelnen Szenarien ergaben eine erhöhte Anforderung an den bestehenden Kraftwerkspark. Sind die bestehenden konventionellen Kraftwerke nicht in der Lage, sich verbrauchskonform zu verhalten, resultiert dies in hohen Energieüberschüssen.

Der Einsatz von Energiespeichern in Form von E-KFZ wie auch Lastmanagementmaßnahmen wirkt sich zwar auf den Energietransport aus, jedoch in einem überschaubaren Maß. Dies resultiert aus der Tatsache, dass verbrauchsnahe Speicherung in lokalen Kleinstspeichern den Transport dezentral erzeugter Energie nur unwesentlich abschwächen kann. Ein mit der fortschreitenden Entwicklung notwendig werdender Netzausbau wird durch solche Maßnahmen nicht beeinflusst.

Der Umstand, dass ein signifikanter Teil der regenerativen Erzeugung mittels Offshore Windenergieanlagen erbracht werden wird, lässt weiterhin hohe Energieflüsse von Nord nach Süd in die Lastzentren erwarten.

Die Auswertungen in den dargestellten Szenarien haben ergeben, dass etwa die Hälfte der erzeugten Energie über weite Strecken, hier über die Grenzen der definierten Regionen hinaus, transportiert werden muss.

Ein Weg, diese hohen Transite zu vermeiden, wäre die Installation von Energiespeichern, welche in direkter Nachbarschaft der fluktuierenden Erzeuger installiert werden müssten. Damit ein solches System einen hohen volkswirtschaftlichen Nutzen hat, müssten diese Speicher jedoch einen Wirkungsgrad aufweisen, der dem moderner Pumpspeicherwerke nahekommt.

4 Zusammenfassung und Ausblick

Der Umbau der deutschen Stromversorgung hin zu einem System, das mehrheitlich auf der Erzeugung durch erneuerbare Energien beruht, bedarf erheblicher Anstrengungen. Das Voranschreiten dieses Prozesses ist aus volkswirtschaftlicher Sicht wegen steigender Primärenergiepreise für konventionelle Träger wie Kohle, Öl und Gas unabdingbar. Auch aus Gründen des Klimaschutzes und der damit verbundenen notwendigen Reduktion von Treibhausgasen bedürfen diese Aktivitäten weiterer Anstrengungen. Deutschland stützt seine Wirtschaft im Wesentlichen auf Industrie. Die Vermeidung von CO₂ ist in vielen industriellen Abläufen schwierig umzusetzen. Daher ist eine regenerative Vollversorgung auf Seiten der Stromerzeugung notwendig, um die vereinbarten Ziele hinsichtlich der Einsparung von CO₂ in Zukunft zu erreichen

Dieser Prozess des Umbaus steht zurzeit an einem entscheidenden Punkt. Die Erschließung der Ressource Wind, für die mittlerweile jahrzehntelang Erfahrungen gesammelt werden konnten, hat bereits zu hocheffizienten Systemen geführt. Jedoch erfordert die Einbindung in das elektrische System aufgrund der Volatilität der Erzeugung Verbundlösungen, die derzeit entwickelt werden. Auch seitens der Photovoltaik hat die Entwicklung der nahen Vergangenheit zu einem hohen Zubau geführt, der Herausforderungen bei der Integration mit sich bringt.

Das Ersetzen konventioneller Stromerzeugung durch erneuerbare Energieträger wirft verschiedene Fragen auf. Im ersten Teil sind die Potenziale der einzelnen erneuerbaren Energieträger dargestellt. Selbst die Deckung des Strombedarfs, der in Zukunft durch den erhöhten Einsatz von E-KFZ einen signifikanten Anstieg erwarten lässt, ist mittels der dort angeführten Potenziale machbar.

Da sich der Ausbau der erneuerbaren Energienlandschaft jetzt und auch in Zukunft mehrheitlich auf die Windenergie stützt, wird einerseits die Erschließung der Potenziale Offshore notwendig, andererseits bestehen auch an Land noch Möglichkeiten Windenergie effizient einzusetzen. Eine entsprechende Überprüfung der Vorrangflächen in Planfeststellungsverfahren kann so eine Erzeugung ermöglichen, die wieder näher an die Verbraucher in den Lastzentren rückt. Entsprechende Forschungsprojekte zu Wind in großen Höhen für Anlagen mit einer Nabenhöhe von über 100 Metern teils in bewaldetem Gebiet sind in Vorbereitung.

Eine weitere Herausforderung ist das Ersetzen konventioneller Stromerzeugung durch regenerative Quellen und der damit verbundene Wegfall großer rotierender Massen zur Bereitstellung von Regelernergie. Im zweiten Teil wurde gezeigt, dass regenerative Erzeugung durchaus in der Lage ist, Systemdienstleistungen bereit zu stellen, welche zum Betrieb der elektrischen Netze notwendig sind. Auch die Anforderungen zur Integration in die elektrischen Versorgungssysteme sowie die nach der Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie Regelernergie oder Blindleistungsbereitstellung können durch erneuerbare Energieträger erfüllt werden.

Da es sich bei den EE zum Großteil um Erzeugung handelt, die auf fluktuierenden Ressourcen wie Wind- oder Solarenergie basieren, stellt sich als zweite Frage, ob EE in der Lage sind, jederzeit den geforderten Bedarf zu decken. Projekte zur Integration erneuerbarer Quellen, wie das im zweiten Teil beschriebene Projekt „Regeneratives Kombikraftwerk“, machen deutlich, dass die Deckung des bundesdeutschen Bedarfs möglich ist.

Angesichts der räumlichen, über Deutschland verteilten, Erzeugungskapazität stellt sich das Problem der Elektrizitätsversorgung zweidimensional dar. Durch den Aufbau der Versorgungssysteme mit der Gliederung in Transport-, Verteil- und Niederspannungsnetz bekommt das Problem eine dritte Dimension. Die zeitliche Komponente, verursacht durch volatile Erzeugung seitens Wind- und Photovoltaikerzeuger, verkompliziert den Umgang ebenfalls, zumal die Entwicklung auf der Windseite hin zu großen, teils seegestützten Parks geht, deren Energie über weite Strecken mittels der Transportnetze von Nord nach Süd übertragen wird. Die Photovoltaik dagegen ist traditionell mehrheitlich von Aufdachanlagen dominiert, welche ihre Energie im Niederspannungsnetz einspeisen. Geografisch gesehen weisen die Energieflüsse, verursacht durch die Einspeisung aus PV-Anlagen, in die entgegengesetzte Richtung. Die Beantwortung der zweiten Frage liegt also weniger in der zeitlich aufgelösten Bereitstellung von Energie, als vielmehr in der Frage, wie diese Energie zum Verbraucher gelangt.

Der Umbau des Stromversorgungssystems wird eine hohe Durchdringung von Informations- und Kommunikationstechnologien mit sich bringen. Zurzeit werden verschiedene Forschungsprojekte durchgeführt, die genau diese Fragestellung im Fokus haben. Die Initiative „E-Energy“ der Bundesministerien für Wirtschaft und Technologie sowie für Umwelt und Reaktorsicherheit fördert sechs Projekte, deren Ziel die Steigerung der Effizienz von Erzeugung, Verteilung und Nutzung von Elektrizität ist. Die Förderung und Umsetzung der sogenannten Smart Grids wird es durch variable Tarife ermöglichen, fluktuierende Erzeugung und Verbrauch einander stärker anzunähern.

Die dritte Frage hat den Übergang von den heutigen Strukturen der Elektrizitätsversorgung hin zu einem System, das mehrheitlich auf EE basiert, zum Fokus. Wie im dritten Teil dargestellt, steht der fortdauernde Einsatz konventioneller Kraftwerke nicht zwangsläufig im Widerspruch zum Umbau der Energieversorgungsstrukturen in Richtung einer für erneuerbare offenen Energielandschaft [IER2009].

Die festgelegten Ziele der Bundesregierung sprechen von einer mehr als doppelt so hohen Stromproduktion mittels Erneuerbarer innerhalb der nächsten zehn Jahre bezogen auf den heutigen Anteil. Aufgrund des fluktuierenden Charakters der Wind- und Photovoltaikressourcen wird ein großer Teil der elektrischen Energie gespeichert oder transportiert werden müssen. Auch ergibt sich auf lange Sicht aus der geringeren Dauerverfügbarkeit der wetterabhängigen Quellen ein Bedarf an Überkapazitäten, wie im Projekt „Regeneratives Kombikraftwerk“ gezeigt. Da die erneuerbaren in Zukunft auch mehr Systemdienstleistungen übernehmen müssen, stellt sich die Frage nach Änderungen in den Präqualifikationsregeln für die Anbietung solcher Dienstleistungen.

Der Umbau zu einer zu 100% auf erneuerbaren Quellen beruhenden Stromwirtschaft stellt jedoch, wie in der nachfolgenden Abbildung zu sehen, auch erhöhte Anforderungen hinsichtlich Flexibilisierung der Einspeisung an den bestehenden Kraftwerkspark.

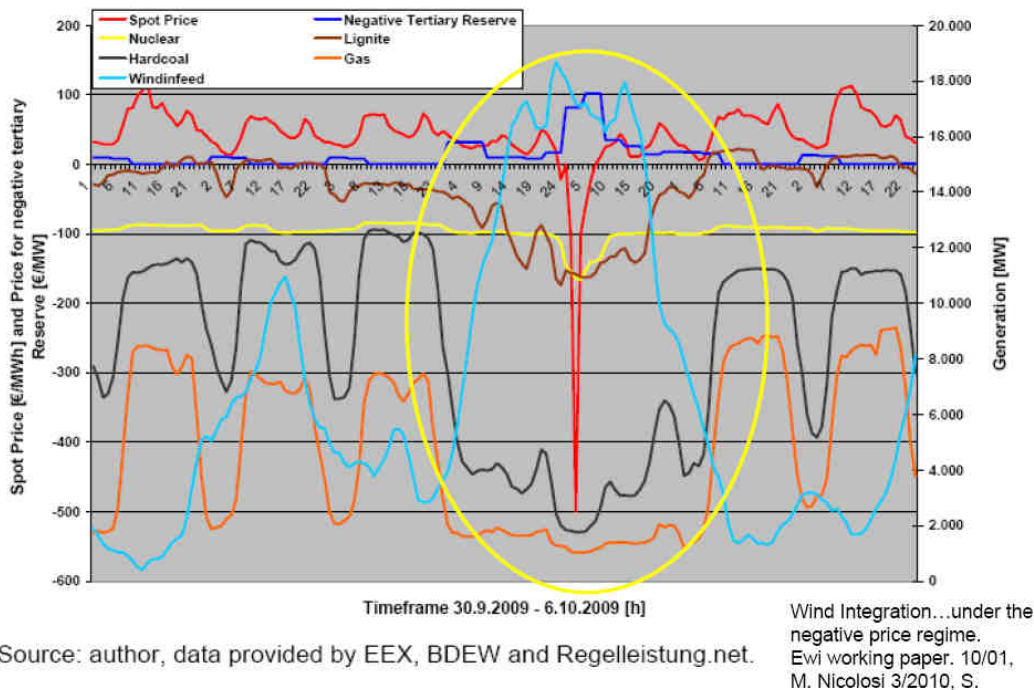


Abbildung 102 Zusammenhang zwischen hohen Preisen an den Strombörsen und der Regelfähigkeit von Kraftwerken [AHMELS2010]

Die vierte Frage stellt sich nach der Höhe der Mittel, die für den Umbau der Strukturen aufgewendet werden müssen. Hier ist eine Gesamtbetrachtung der eigentlichen Umbaukosten und der Betriebskosten notwendig. Der Umbau der Energieversorgungsstrukturen bedeutet einen hohen Aufwand aus technischer wie auch finanzieller Sicht. Studien wie die All Island Grid Study [AIGS2008] zeigen jedoch deutlich, dass die notwendigen Schritte machbar und, durch geringere Betriebskosten im Rahmen von wenigen Jahrzehnten gesehen, finanziell darstellbar sind.

Betrachtungen dieser Art machen deutlich, dass die für den Umbau der Stromversorgung notwendigen Zeiträume nicht in Legislaturperioden abbildbar sind. Jedoch zeigt sich der Wille zu Veränderungen in allen relevanten politischen Lagern. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz mit seiner Vorrangregelung hat in den letzten beiden Dekaden zu einem Stand erneuerbarer Erzeugung geführt, der heute die Deckung von fast einem Sechstel des Verbrauchs durch regenerative Quellen ermöglicht. Da das Gesetz laufend den wirtschaftlichen Entwicklungen angepasst wird, ist die Gefahr einer Überförderung bestimmter Technologien ausgeschlossen. In dem Gesetz sind Mechanismen, wie Vergütungen für das Erbringen von Systemdienstleistungen, verankert, die über die reine Produktion von Energie hinaus gehen. Sicherlich notwendig sind in Zukunft Förderungen von Energiespeicherung oder zusätzlichen Er-

zeugern zum Ausgleich kurzfristiger Volatilität aus Windenergie [ISET08]. Ein solcher Integrationsbonus könnte Anreize schaffen, die Vergleichmäßigung der Windenergieeinspeisung regional voranzutreiben. Durch die zusätzliche Fördermaßnahme wäre es möglich, technische Maßnahmen zu realisieren, die für etwa 20% der installierten Windleistung in 2012 eine koordinierte Steuerung von Windenergieanlagen im Zusammenspiel mit Biogasanlagen ermöglichen.

Diese Arbeit ist eine Momentaufnahme. Der Übergang zu einem Stromversorgungssystem für Deutschland, das ganz oder wenigstens mehrheitlich auf erneuerbaren Ressourcen beruht, ist bereits im Gange. Mittlerweile entstehen immer mehr regionale Aktivitäten auf Gemeinde- oder Landkreisebene, die eine Verminderung des CO₂-Ausstoßes einerseits, eine sichere, in lokale Wertschöpfungsketten eingebundene Versorgung andererseits zum Ziel haben. Diese eher lokal angelegten Aktivitäten ergänzen überregionale Bestrebungen wie die der europäischen Transportnetzbetreiber zur Harmonisierung des paneuropäischen Netzbetriebs wie im Forschungsprojekt Pegase [PEGASE2010] dargestellt. Es ist mittlerweile unumstritten, dass der Umbau der Energieversorgungsstrukturen hin zu einem hohen Grad an Nachhaltigkeit weder ausschließlich durch lokale Systeme noch ausschließlich durch großräumige Strukturen wie im Projekt Desertec erfolgen kann, sondern eine Mischung aus beiden Varianten erfordert.

Die Frage, wie das System letztendlich aussehen wird, kann erst in mehreren Jahrzehnten beantwortet werden. Sicher ist nur, dass Umwälzungen stattfinden werden. Genauso sicher ist allerdings auch, dass einzelne Schritte bei den direkt betroffenen Anwohnern auf teils heftige Kritik stoßen werden. Die Akzeptanz der Bürger, sei es für eine erforderliche Hochspannungstrasse, sei es für einen weiteren Windpark oder Investitionen, um den bestmöglichen Nutzen aus den Smart Grids zu ziehen, ist neben technischen und finanziellen Fragestellungen von äußerster Wichtigkeit und erfordert einen offenen und sensiblen Umgang mit den jeweils Betroffenen. Dies ist eine Tatsache, die auch die Politik aufgreift. Die Vorstellung von Konflikten, die sich an Netzausbaumaßnahmen entzünden, hat starken Einfluss auf die politische Entscheidungsfindung [HAZ2010].

Schließen möchte ich mit einem Zitat von Hermann Scheer, dessen Ideen wir weiter verfolgen und, so realisierbar, in die Tat umsetzen werden.

Die Mehrkosten für erneuerbare Energien von heute sind gesicherte Energie, vermiedene Umweltschäden und niedrige Energiekosten von morgen.

(Hermann Scheer, 1944 – 2010)

Anhang

Das Regenerative Kombikraftwerk

Im Folgenden werden die Anteile der regenerativen Erzeuger am Kombikraftwerk näher erläutert.

Bei der Bestimmung der Größe der Windkomponente wird langfristig von einer weitgehenden Konsolidierung der Erzeugungslandschaft ausgegangen. Zukünftig wird die Erzeugung von weniger, dafür größer dimensionierten Anlagen an ertragreichen Standorten geleistet werden. Die einzelnen Anteile an Land und auf See sind den nächsten zwei Tabellen zu entnehmen.

Tabelle 28 Potentiale Windenergie Deutschland onshore

Wind	Wind onshore	
	2006	zukünftig
Volllaststunden	2.000	2.800
durchschn. Kapazität MW	0,816	6
Anlagen Anzahl	20.000	10.000
Kapazität GW	16,32	60
GWh	32.640	168.000

Tabelle 29 Potentiale Windenergie Deutschland offshore

Wind	Wind offshore	
	2006	zukünftig
Volllaststunden	0	4.000
durchschn. Kapazität MW	0	6
Anlagen Anzahl	0	5.000
Kapazität GW	0	30
GWh	0	120.000

Die ausgewählten Anlagen mit der Nennleistung von 12,6 MW lieferten im Jahr 2006 29,4 GWh bei ca. 2333 Volllaststunden. Dies entspricht skaliert den 290 TWh, die aus der Windenergie im festgelegten Szenario erwartet wird.

Tabelle 30 Windenergie im KombiKW

KombiKW	
Volllaststunden 2006 (*)	2.333
Energie 2006 [MWh]	29.400
Installierte Leistung KombiKW [MW](**)	12,60

(*) Messwerte der Referenzanlagen

(**) Resultierend aus der verminderten Volllaststundenzahl

Bei der Photovoltaik wird von einer Nutzung vom maximal 19,61% der Dachflächen Deutschland ausgegangen. Freiflächenanlagen sind hier nicht berücksichtigt. Unter

Berücksichtigung von Effizienzsteigerungen bei der Energiewandlung wäre eine Erzeugung von 90 TWh/a möglich.

Tabelle 31 Potentiale Photovoltaik Deutschland

PV	2006	zukünftig
Mio. m ² Dachflächen in D	3600	3600
% Dachflächen	0,58%	19,61%
Mio. m ² Flächen	20,88	705,96
W/m ²	120	150
Maximal installierte Leistung [GW]	2,5056	105,894
Volllaststunden	950	850
GWh/a	2380,32	90009,9
GWh/a (*)		60000

(*) Maximal 60 TWh/a

Tabelle 32 Photovoltaik im KombiKW

KombiKW		
Volllaststunden der eingebundenen Anlagen	1121	
Leistung KombiKW MW (**)	5,4	~5,5 MW

(**) Berücksichtigung der durchschnittlichen Volllaststundenzahl der eingebundenen Anlagen

Für das KombiKraftwerk wird von einer jährlichen Erzeugung von 60 TWh ausgegangen. Skaliert und unter Berücksichtigung der Tatsache, dass die Referenzanlagen an Standorten mit hoher jährlicher Volllaststundenzahl liegen, ergibt sich für die Solarkomponente eine erforderliche Nennleistung von 5,5 MW.

Tabelle 33 Potentiale Stromerzeugung aus Biogas Deutschland

Biogas	2006	zukünftig
Landwirtschaftl. Nutzfläche Mio Hektar	17	17
% Fläche Biogas zur Verstromung	5,47%	16,81%
Fläche Für Biogasverstromung Mio. Hektar	0,9299	2,86
Tonne Mais/Hektar (*)	50	70
Mio. Tonnen Mais	46,495	200,04
m ³ Gas/Tonne Mais (*)	200	220
Gas Mio. m ³	9299	44008,58
kWh _{el} /m ³ (**)	2	2,5
GWh _{el} /a	18598	110021,45
Installierte Leistung GW		40
Volllaststunden		2750,54
Produktion GWh/h		12,56

(*) erwartete Ertragsteigerungen

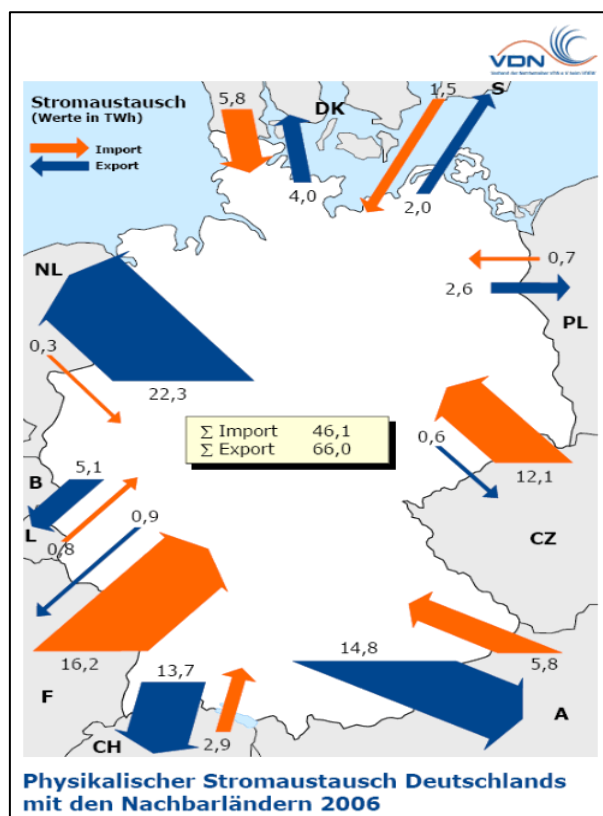
(**) erwartete Effizienzsteigerungen

Für die Komponente Biogas wird von einer Nutzung von 16,81% der landwirtschaftlichen Fläche ausgegangen. Effizienzsteigerungen vorausgesetzt, wird so das Äquivalent von 110 TWh elektrischer Leistung produziert. Die Umwandlung in elektrischen Strom geschieht in BHKW von der Größe 40 GW.

Tabelle 34 Stromerzeugung aus Biogas im KombiKW

Biogas BHKW	
Installierte Leistung MW	4
Gasproduktion MWh/h	1,25

Für die Komponente Speicher wird auf eine Simulation zurückgegriffen. Diese Komponente wurde mit den Kennzahlen der PSW Goldisthal dimensioniert [GOLD07]. Da das Pumpspeicherwerk als Repräsentant für bestehende und zukünftige Speicher in Gesamtdeutschland steht, wird die Simulation die Technik des Pumpspeicherwerks abbilden. Die Dimensionierung der Aggregate und des Speichers entspricht aber der von ganz Deutschland. Die zurzeit verfügbare PSW Speicherleistung beträgt ca. 185 GWh bei einer Turbinenleistung von 6,7 GW. Ein unterstelltes Optimierungspotenzial hinsichtlich Anlagentechnik sowie weitere Speichermöglichkeiten führen für das KombiKraftwerk zu einer Turbinenleistung von 1,06 MW bei einem Wirkungsgrad Pumpe/Turbine 0,9/0,85 und einer Energiespeicherung von 84,8 MWh oder 80 Volllaststunden. Dies entspricht 1:6700 bzw. 1:2200 des derzeit existierenden Pumpspeicherpotenzials.



Die Kapazitäten für den Export werden auf 1,0 MW begrenzt, um die bestehenden Übertragungskapazitäten beim länderübergreifenden Stromtausch Deutschlands mit dem Ausland angemessen zu berücksichtigen und Importe aus Ländern mit einem hohen Anteil an nicht regenerativer Energieerzeugung zu vermeiden.

Abbildung 103 Stromtausch Deutschlands mit den Nachbarländern 2006 [VDEW06]

Untersuchung Direktversorgung mit Wind und Speichern

In der folgenden Tabelle ist der Jahresverbrauch aufgelöst nach Monaten in der betrachteten Region dargestellt.

Abbildung 104 Aufgelöster Energieverbrauch, alle Angaben in MWh

	Verbrauch	Wind	PSW - Generator	Import	PSW - Pumpe	Export	Wind total
Gesamt	30.000	22.904	6.885	211	12.566	102.237	137.707
Januar	2.643	2.513	130	0	229	25.482	28.223
Februar	2.364	1.871	493	0	685	8.441	10.998
März	2.549	2.201	348	0	816	11.818	14.835
April	2.467	1.981	486	0	864	4.940	7.786
Mai	2.520	1.769	751	0	1.272	5.417	8.458
Juni	2.364	1.332	1.031	0	1.760	353	3.445
Juli	2.438	1.373	959	105	1.553	186	3.112
August	2.499	1.889	610	0	1.678	4.924	8.491
September	2.467	1.852	615	0	801	5.659	8.312
Oktober	2.548	2.036	511	0	1.205	9.336	12.578
November	2.507	2.106	401	0	715	13.471	16.292
Dezember	2.637	1.980	551	106	987	12.209	15.176

Tabelle 35 Strompreisanteile E.ON Avacon Preisstand 01.01.2008

	Haushalt		Industrie	
	Normalt.	Sondert.	Normalt.	Sondert.
Stromerzeugung	4,88	6,65	5,43	5,43
Netznutzung	7,32	1,87	6,19	1,77
Stromsteuer	2,05	2,05	2,05	2,05
KWK + EEG Umlage	1	1	1	1
Konzessionsabgabe	1,32	0,61	0,11	0,11
Mess- und Vertriebskosten	1	1	1	1
MwSt	3,34	2,5	3	2,16
Summe	20,91	15,68	18,78	13,52

Preisblätter für die Netznutzung (Strom) HSN Magdeburg GmbH, Preisstand 01.01.2008

Preisblatt 1 - Entgelte für Leistungspreissystem für Entnahme mit Leistungsmessung⁽¹⁾

Leistungspreissystem für Entnahme mit Leistungsmessung	Jahresleistungspreissystem			
	Jahresbenutzungsdauer		Jahresbenutzungsdauer	
	< 2.500 h/a		>= 2.500 h/a	
	Leistungspreis [EUR / kW*a]	Arbeitspreis [ct/ kWh]	Leistungspreis [EUR / kW*a]	Arbeitspreis [ct/ kWh]
Hochspannung (HS)	11,28	2,31	66,60	0,10

Im Entgelt sind die Nutzung des HSN-Netzes einschließlich des vorgelagerten Übertragungsnetzes, die Systemdienstleistungen und die beim Energietransport entstehenden Verluste enthalten. Die Entgelte verstehen sich zzgl. Mess- und Abrechnungskosten, Mehrkosten aus dem Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz)⁽²⁾, Konzessionsabgabe und Umsatzsteuer (zzt. 19 %).

Preisblatt 2 – Entgelte für Monatsleistungssystem für Entnahme mit Leistungsmessung⁽¹⁾

Monatsleistungssystem für Entnahme mit Leistungsmessung	Monatsleistungspreissystem	
	Leistungspreis	Arbeitspreis
	[EUR / kW und Monat]	[ct / kWh]
Hochspannung (HS)	11,10	0,10

Im Entgelt sind die Nutzung des HSN-Netzes einschließlich des vorgelagerten Übertragungsnetzes, die Systemdienstleistungen und die beim Energietransport entstehenden Verluste enthalten. Die Entgelte verstehen sich zzgl. Mess- und Abrechnungskosten, Mehrkosten aus dem Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz)⁽²⁾, Konzessionsabgabe und Umsatzsteuer (zzt. 19%).

Preisblatt 3 – Entgelte für Jahresleistungssystem für Entnahme mit Leistungsmessung⁽¹⁾ – Netzreservekapazität –

Jahresleistungssystem für Entnahme mit Leistungsmessung – Netzreservekapazität –	Reservekapazität		
	0 – 200 h/a	200 – 400 h/a	400 – 600 h/a
	[EUR / kW*a]	[EUR / kW*a]	[EUR / kW*a]
Hochspannung (HS)	18,84	22,68	26,40

Die Preise verstehen sich zzgl. Mess- und Abrechnungskosten, Konzessionsabgabe, Mehrkosten aus dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz⁽²⁾ und Umsatzsteuer (zzt. 19 %).

Preisblatt 4 – Entgelte für Messung, Messstellenbetrieb und Abrechnung – Messeinrichtungen –

Messstellenbetrieb [EUR/Monat]	Messung [EUR/Monat]		Abrechnungspreis [EUR/Monat]
Standard-Hochspannungsmesssatz ohne Wandlersatz	82,50	43,67	18,17
Spannungswandlersatz	93,75	-	-
Stromwandlersatz	104,58	-	-
Kombiwandlersatz	180,83	-	-

Das Entgelt für Messstellenbetrieb im Sinne des § 21b EnWG beinhaltet die Messeinrichtung sowie deren Einbau, Betrieb und Wartung.

Das Entgelt für Messung im Sinne des § 21b EnWG beinhaltet die Erfassung der Messwerte (tägliche Ablesung der Lastgangdaten), die Datenaufbereitung und –weitergabe nach Metering Code sowie die technische Messstellenbetreuung.

Das Entgelt für Abrechnung beinhaltet die monatliche Abrechnung der Netznutzung.

Die Entgelte verstehen sich zzgl. der Umsatzsteuer (zzt. 19%).

Preisblatt 5 – Entgelte für Blindstrom

Entgelte für Blindstrom	Blindstrom	
	Induktiv	Kapazitiv
	ct / kvarh	ct / kvarh
Grenzen der Entgeltberechnung	$\cos \phi < 0,95$	$\cos \phi < 1$
Hochspannung (HS)	1,00	1,00

Die Preise verstehen sich zzgl. Umsatzsteuer (zzt. 19 %).

(1) Zähleinrichtung mit Registrierung der ¼-h-Leistungsmittelwerte

(2) Gesetz für die Erhaltung, Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) in der Fassung vom 19. März 2002, zuletzt geändert durch Gesetz vom 21.07.2004 (für Letztverbraucher deren Jahresverbrauch an einer Abnahmestelle bis 100.000 kWh beträgt der KWK-G-Aufschlag ab 01.01.2008 netto 0,199 ct/kWh (brutto 0,237 ct/kWh), darüber hinaus gehende Strombezüge gemäß § 9 Abs. 7 Satz 2 KWK-Gesetz netto 0,05 ct/kWh brutto 0,06 ct/kWh) bzw. gemäß § 9 Abs. 7 Satz 3 KWK-Gesetz netto 0,025 ct/kWh (brutto 0,03 ct/kWh).

Simulationssystem zur Untersuchung der Möglichkeiten der Direktversorgung Deutschlands mit EE

Das Simulationssystem besteht aus drei Teilen. Im ersten Teil werden die Szenarien festgelegt. Dies geschieht in Form einer Exceltabelle, in der Kraftwerke, Lasten und deren Eigenschaften beschrieben werden. Ebenfalls hier definiert werden die Energieübertragungskapazitäten und die Zeitreihen für fluktuierende Erzeuger wie Wind, Photovoltaik sowie die für Verbraucher in den Regionen.

Der zweite Teil umfasst die Simulationsberechnung. Dieser Teil ist in Form einer Java Umgebung implementiert und führt die Berechnung für den Kraftwerkseinsatz zeitlich aufgelöst durch.

Der Dritte Teil dient der Visualisierung und Auswertung der Berechnungsergebnisse. Auch dieser Teil liegt in Form einer Excelmappe vor.

Teil eins – Festlegung der Szenarien

Im ersten Tabellenblatt werden die Eigenschaften der Energiewandlungssysteme definiert. Dabei wird die Nummer des Energiesubsystems angegeben, die fortlaufende Nummer des Wandlungssystems, der Typ sowie die Priorität mit der der Einsatz erfolgt. Der Parameter ChangableEveryHour gibt an, wie lange eine Zustandsänderung der Energiewandlungsstufen festgeschrieben wird.

Energiesubsystem	Energiewandlungssystem	Typ	Comment	Priority	ChangableEveryHour
<div>Speichern...</div>	0	1	2	3	4
1		1 TYP_LOAD	Haushalt+Industrie	1	1
1		2 TYP_WEA	Alpha Ventus	7	1
1		3 TYP_BIOGASPLANT		9	1
1		4 TYP_ENERGYSTORAGE		11	1
1		5 TYP_PV		5	1
1		6 TYP_CONVENTIONAL	Braunkohle	15	1
1		7 TYP_CONVENTIONAL	Steinkohle	17	1
1		8 TYP_CONVENTIONAL	NN	19	6
1		9 TYP_CONVENTIONAL	Gas/Öl	21	6
1		10 TYP_CONVENTIONAL	Geothermie	23	1
1		11 TYP_CONVENTIONAL	Laufwasser/KWK	25	6
1		12 TYP_CONVENTIONAL	Kernkraft	25	1
1		13 TYP_LOAD	E-KFZ	3	1
1		14 TYP_IMPORT_EXPORT		99	1
1		15 TYP_IMPORT_EXPORT		99	1

Abbildung 105 Definition der Energiewandlungssysteme

Die Energiewandlungssysteme können Energiespeicher, Energiequellen und Energieusen enthalten. Auch deren Eigenschaften werden in dieser Tabelle festgelegt.

Alle Angaben zu Leistung und Energie, wie zum Beispiel bei Energiespeichern, basieren auf den Einheiten Megawatt bzw. Megawattstunde.

Energiequellen, wie auch –senken können mit Zeitreihen hinterlegt werden, um fluktuierende Erzeuger darzustellen.

Quelle					
	11	12	13	14	15
ID	sSeriesSource	sTyp	dMin	dMax	
01_02_Wind_Quelle	Wind_01	TYP_FLUKTUIEREND	0	120	
01_03_Biogas_Quelle		TYP_STEUERBAR	0	0	
01_05_PV_Quelle	PV_01	TYP_FLUKTUIEREND	0	0	

Abbildung 106 Parametrierung von Energiequellen

Die Namen der Zeitreihen korrespondieren mit denen der Zeitreihen auf dem dritten Tabellenblatt.

Der Energiewandler ist ebenfalls Bestandteil des Wandlungssystems. Dem Wandler werden Energiewandlungsstufen zugeordnet, die entweder änderbar oder nicht änderbar sind. Dieser Unterschied wurde getroffen, um die Eigenschaften von steuerbaren genauso wie nicht steuerbaren Kraftwerken abzubilden.

Wandler		Stufen			
	21	1			
ID	Typ	Konstant	Schaltbar	dCapaci	
01_02_Wind_Wandler	TYP_WEA	bIsNotKonstant	bIsSchaltbar	120	
02_02_Wind_Wandler	TYP_WEA	bIsNotKonstant	bIsSchaltbar	5400	
02_03_Biogas_Wandler	TYP_BIOGASPLANT	bIsKonstant	bIsNotSchaltbar	200	
02_05_PV_Wandler	TYP_PV	bIsNotKonstant	bIsSchaltbar	700	

Abbildung 107 Parametrierung der Energiewandler

Das fertige Szenario kann mittels der Schaltfläche „Speicher...“ für die Weiterverarbeitung abgelegt werden. Dies geschieht in Form von Textdateien, die vom weiterführenden System eingelesen werden können.

Teil zwei – Die Simulationsberechnung

Die Berechnung der Simulation beginnt mit dem Einsprung in die Klasse „MainC“. Hier erfolgt die Angabe, wo das zu rechnende Szenario abgelegt ist.

```
public MainC() {  
    e = new Energiesystem(  
        "C:/ISET/rmackensen/diss/KombiKraftwerk2/KombiKraftwerk2/"  
        + "Simulation/InitValues/", "scenario_18");  
}  
  
public void process() {  
    e.preProcess();  
  
    for (int iTime = 0; iTime < Math.min(DataStorage.iMaxDebug, 8759); iTime++) {  
        e.process(iTime);  
    }  
  
    e.postProcess();  
}
```

Abbildung 108 Simulationsberechnung - Startklasse

Die Berechnung bietet über die Parametrierung seitens der Eingangsdateien hinaus keine Eingriffsmöglichkeiten. Ergebnisse werden in Form von Textdateien zur Weiterverarbeitung abgelegt.

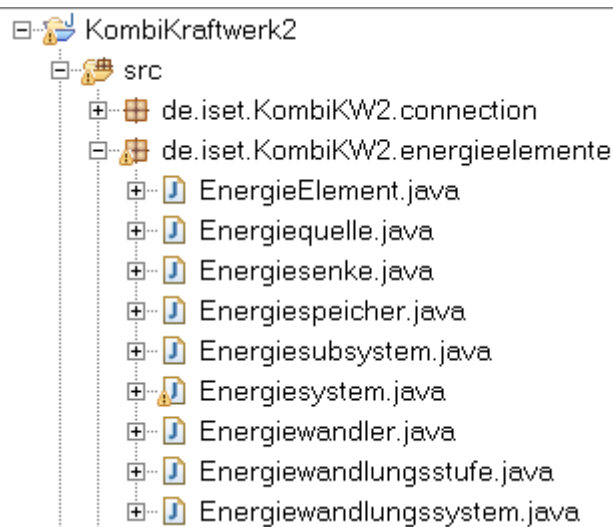


Abbildung 109 Simulationsrechnung - Objektmodell

Das Objektmodell entspricht der Beschreibung aus Abschnitt drei. Das Projekt ist in der Eclipse Entwicklungsumgebung mittels der aktuellen Java Version implementiert worden.

Teil drei - Auswertung

Die Berechnungsergebnisse werden in einer Excelmappe zusammengefasst. Hierzu werden die einzelnen Dateien eingeladen und interpretiert. Um eine Übersichtlichkeit zu gewährleisten wird in einem Diagramm ein Zeitausschnitt dargestellt, der mittels Schaltflächen verschoben werden kann.

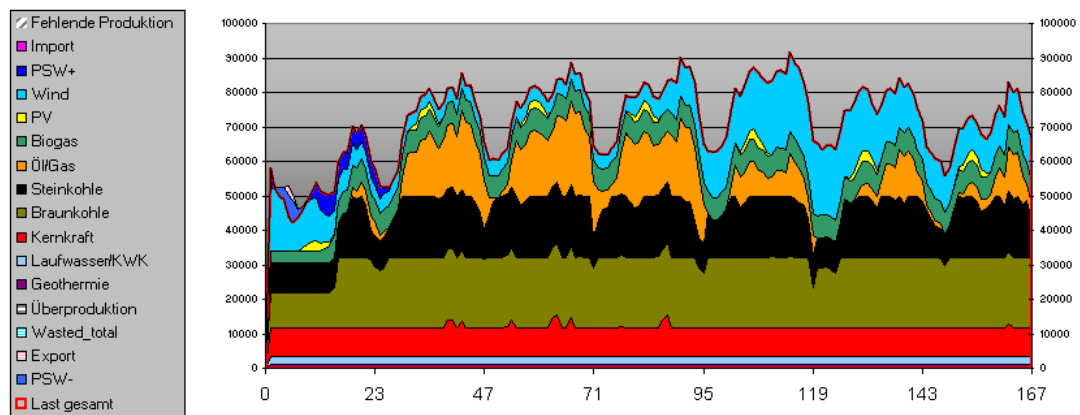


Abbildung 110 Darstellung eines Zeitbereichs von einer Woche

Für die Tabellenfunktionen wie Öffnen der Ergebnisdateien und Änderung des Zeitbereichs der Darstellung stehen Schaltflächen zur Verfügung.

Download der Quellen und verwendeten Exceltabellen:

www.rmackensen.gmxhome.de/dissertation.html

Verzeichnisse

Verwendete Einheiten

kW	Kilowatt
MW	Megawatt
GW	Gigawatt
TW	Terawatt
kWh	Kilowattstunde
MWh	Megawattstunde
GWh	Gigawattstunde
TWh	Terawattstunde
Nm ³	Normkubikmeter, Einheit zur Volumendefinition von Gas

Abkürzungsverzeichnis

ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
RMSE	Root Mean Square Error, Wurzel des mittleren Fehlerquadrats, Gütemaß zur Bestimmung der Qualität der Ähnlichkeit zweier Kurven

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Photovoltaik in Deutschland, eigene Einschätzung	15
Tabelle 2 Energie je Sparte in TWh	16
Tabelle 3 Pumpspeicherwerke in Deutschland, Quelle FhG-IWES	18
Tabelle 4 Verbrauch und Nutzungsdauer von E-Kfz [EONMOB09, eigene Berechnung]	21
Tabelle 5 Nutzbares Speichervolumen aus E-Kfz. [EONMOB09, eigene Berechnung]	22
Tabelle 6 Energiebedarf Gewerbe und Dienstleistung	24
Tabelle 7 Potenziale regenerativer Erzeugung	25
Tabelle 8 Potenziale von Speichertechniken und Lastmanagement	25
Tabelle 9 Einfluss des Netzknotens Mainsche/Penningsehl auf die Höchstspannungsknoten	57
Tabelle 10 Nettostrombedarf und Erzeugung in TWh 2006 und zukünftig; Quelle: BMU 2007, eig. Berechnung.....	63
Tabelle 11 Die Kenndaten des Kombikraftwerks.....	64
Tabelle 12 Erzeugung schwaches Windjahr	69
Tabelle 13 Anteile der Erzeuger zur Deckung des Verbrauchs in MWh/a	70
Tabelle 14 Anteile der produzierten Energie außerhalb der Verbrauchsdeckung	71
Tabelle 15 Stromverbrauch des Versorgungsgebiets.....	74
Tabelle 16 Strompreis in ct/KWh.....	76
Tabelle 17 Maximale Erzeugungspreise für Windstrom	77
Tabelle 18 Erlöse Windpark, direkte Versorgung	77
Tabelle 19 Erlöse Pumpspeicherwerk.....	78
Tabelle 20 Erlös PSW, Direktvermarktung.....	78
Tabelle 21 Gesamterlös PSW	78
Tabelle 22 Erlöse und Netznutzungsentgelte PSW.....	79
Tabelle 23 Installationszahlen PV [BSW2010]	99
Tabelle 24 Installationszahlen Windenergie [IWES/REISI2010].....	100
Tabelle 25 Verteilung der Energieerzeugung nach Energieträgern in TWh [BMWI2010, eigene Berechnung]	102
Tabelle 26 Lastdeckende Stromerzeugung nach Energieträgern in den Szenarien 2020	106
Tabelle 27 Energieerzeugung nach Energieträgern, erweiterter Ansatz E-KFZ ...	107

Tabelle 28 Potentiale Windenergie Deutschland onshore.....	114
Tabelle 29 Potentiale Windenergie Deutschland offshore.....	114
Tabelle 30 Windenergie im KombiKW	114
Tabelle 31 Potentiale Photovoltaik Deutschland.....	115
Tabelle 32 Photovoltaik im KombiKW	115
Tabelle 33 Potentiale Stromerzeugung aus Biogas Deutschland.....	115
Tabelle 34 Stromerzeugung aus Biogas im KombiKW.....	116
Tabelle 35 Strompreisanteile E.ON Avacon Preisstand 01.01.2008	117

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Aufbau des elektrischen Energieversorgungssystems [RIEPL2007]	8
Abbildung 2 Erneuerbare Stromerzeugung 2009.....	10
Abbildung 3 Gesicherte Leistung [GW] zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2005 [CONSENTEC2008]	11
Abbildung 4 Verteilung der installierten Windenergiekapazität in.....	12
Abbildung 5 Ausbau Windenergie in Deutschland [Reisi09]	12
Abbildung 6 Vorranggebiete für den Aufbau von Windenergie in der Nordsee [BSH2010].....	13
Abbildung 7 Erwarteter Ausbau der Windenergie in Deutschland, verschiedene Szenarien	14
Abbildung 8 Verteilung der installierten PV Einspeiseleistung [SOLAR09].....	14
Abbildung 9 Jahresgang Einspeisung aus Photovoltaik [BETR09]	15
Abbildung 10 Photovoltaik in Deutschland, installierte Leistungen, eingespeiste Energie und durchschnittliche Modulpreise der vergangenen Jahre [BSW09]	15
Abbildung 11 Potenziale von Geothermie.....	17
Abbildung 12 Speicherpotenziale für Druckluftspeicher – Salzstrukturen in Schleswig-Holstein [Ehlers06]	19
Abbildung 13 Methanisierung von Windstrom [STERNER2009]	20
Abbildung 14 Potenziale E-Kfz [CON09].....	21
Abbildung 15 Verlagerbare Lasten in Privathaushalten [BEMI06].....	23
Abbildung 16 Netzsituation Lastflüsse	26
Abbildung 17 Anteile an der Bruttostromerzeugung 2009 in TWh nach Energieträgern [BDEW2010]	27

Abbildung 18 Anteile an der Bruttostromerzeugung 2020 in TWh nach Energieträgern.....	27
Abbildung 19 Leistungsdauerlinie eines Windparks	29
Abbildung 20 Frequenzverlauf nach Ausfall eines Kraftwerks [Al-Awaad09]	30
Abbildung 21 Einsatz von Regelenergie [Al-Awaad09]	31
Abbildung 22 Einsatz von Regelenergie 2007/2008 [BNA2009].....	32
Abbildung 23 Bauformen WEA-Generatoren [Al-Awaad09]	33
Abbildung 24 Verhalten einer WEA bei Überfrequenz [ENERCON2009]	34
Abbildung 25 Vorsehen von Schaltanlagen bei WEA ab 100 kW [EON2010a].....	35
Abbildung 26 Anforderungen an die Bereitstellung von Blindleistung [VDN2007]....	35
Abbildung 27 Verhalten im Fehlerfall [VDN2007]	36
Abbildung 28 Kritische Punkte des elektrischen Systems Quelle E.ON Netz	37
Abbildung 29 ERZMAN Einsätze in einem Windpark	38
Abbildung 30 Hochrechnung der aktuellen Einspeisung aus WEA.....	39
Abbildung 31 Referenzmessungen für die Hochrechnung in den Regelzonen der Transportnetzbetreiber Amprion, TenneT und 50Hertz	40
Abbildung 32 Parameter für den Hochrechnungsalgorithmus nach Vermarktungsansatz.....	41
Abbildung 33 Prinzipielle Situation der Istwertbestimmung heute und in der mittelfristigen Zukunft.....	41
Abbildung 34 Parameter für den Hochrechnungsalgorithmus nach Integrationskontext	42
Abbildung 35 Prognosegüten Kurzfrist und Folgetagsprognosen [Prognose 2006] .	43
Abbildung 36 Vergleich Folgetagsprognose - Messung [Prognose 2006]	43
Abbildung 37 Streuung von Prognosefehlern [Prognose 2].....	44
Abbildung 38 Abfall der Windenergieeinspeisung beim Extremereignis Kyrill [RWE2009]	45
Abbildung 39 Standorte von Windmessungen zur Berechnung der Kurzfristprognose (Quelle Google Earth).....	46
Abbildung 40 Funktionsweise der Kurzfristprognose [WESSEL2009]	47
Abbildung 41 Güte der Kurzfristprognose unter Verwendung unterschiedlicher Eingangsdaten [WESSEL2009]	47
Abbildung 42 WCMS – Schematischer Aufbau des WCM.....	49
Abbildung 43 Steuerung eines Clusters mit vier Windparks	50
Abbildung 44 WCMS - Ablauf Maximalleistungsvorgabe.....	52
Abbildung 45 WCMS – Maximalleistungsbegrenzung.....	52

Abbildung 46 WCMS - Ablauf variable Maximalleistungsvorgabe/Fahrplantreue	53
Abbildung 47 WCMS – Sollwertvorgabe	54
Abbildung 48 WCMS - Negative Reserveenergie	54
Abbildung 49 WCMS - Ablauf Regelenergiebereitstellung	55
Abbildung 50 WCMS - Positive Regelenergie.....	55
Abbildung 51 WCMS - Gradientenminimierung	56
Abbildung 52 WCMS - Anschluss über vermaschtes Netz.....	57
Abbildung 53 WCMS - Maximalleistungsbegrenzung	58
Abbildung 54 WCMS - Sollwertvorgaben.....	59
Abbildung 55 WCMS – Fahrplantreue	59
Abbildung 56 Blindleistung am Windpark [Mvar]	60
Abbildung 57 Spannung am Windpark [kV]	60
Abbildung 58 Spannung am Höchstspannungsknoten 110 kV.....	61
Abbildung 59 Spannung am Höchstspannungsknoten 220 kV.....	61
Abbildung 60 Lage der einzelnen Anlagen des Regenerativen Kombikraftwerks....	64
Abbildung 61 Übersicht Softwaresystem	65
Abbildung 62 KombiKW – Steuerzentrale, Ergebnisdarstellung.....	66
Abbildung 63 Funktionsprinzip Berechnungsalgorithmus.....	66
Abbildung 64 Windstromerzeugung in einem schwachen Windjahr	68
Abbildung 65 Erzeugung schwaches Windjahr	69
Abbildung 66 Anteile der Erzeuger zur Deckung des Verbrauchs in MWh/a	70
Abbildung 67 Weitere Anteile der produzierten Energie.....	71
Abbildung 68 Energieanteile in MWh zur Deckung der Last	74
Abbildung 69 Strom in MWh, der nicht zur Lastdeckung verwendet wird	75
Abbildung 70 Speicherfüllstand Pumpspeicher in Prozent.....	75
Abbildung 71 Preisanteile in ct je kWh.....	76
Abbildung 72 Insel Samsø [SAMS2007]	80
Abbildung 73 Utsira, prinzipieller Aufbau des Stromversorgungssystems [UTSIRA2007]	82
Abbildung 74 Bedarfsdeckung in Flautenphasen [UTSIRA2007]	83
Abbildung 75 Cell-Project - Testgebiete [CELL2008]	84
Abbildung 76 Cell-Project – Testauswertung Frequenz [CELL2008].....	85
Abbildung 77 Cell-Project – Testauswertung Spannung [CELL2008]	85
Abbildung 78 All Island Grid Study - Erzeugungsportfolios [AIGS2008].....	86

Abbildung 79 All Island Grid Study – Zusätzliche, zu sozialisierende, Kosten [AIGS2008]	87
Abbildung 80 Erzeugung und Verbrauch	89
Abbildung 81 Energiesystem - Prinzipieller Aufbau	90
Abbildung 82 Energiesubsystem	90
Abbildung 83 Energiewandlungssysteme - Prinzipieller Aufbau	91
Abbildung 84 Regionenmodell Studie Stromtransport 2012	94
Abbildung 85 Regionen und Verbindungen des Simulationssystems	95
Abbildung 86 Darstellung des Kraftwerkseinsatzes exemplarisch	96
Abbildung 87 Lastverschiebung Prinzip	96
Abbildung 88 Energieübertragungen zwischen den betrachteten Gebieten (Beispiel)	97
Abbildung 89 Bestimmung der elektrischen Last	98
Abbildung 90 Installationszahlen Kraftwerke für die einzelnen Regionen [STROM2008]	99
Abbildung 91 Installationszahlen Photovoltaik [BSW2010]	100
Abbildung 92 Installationszahlen Biogaskraftwerke [FVB2010]	101
Abbildung 93 Verteilung der Energieerzeugung nach Energieträgern [BMWI2010, eigene Berechnung]	102
Abbildung 94 Exemplarischer Lastgang mit Deckung durch die einzelnen Energieträger	103
Abbildung 95 Energieübertragungen zwischen den Regionen über ein Jahr	103
Abbildung 96 Energieflüsse innerhalb Deutschlands bei einer Wettersituation im Winter	104
Abbildung 97 Bedarfsgesteuertes Laden von E-KFZ [EKFZ-IWES2010]	105
Abbildung 98 Auswertung der Szenarien 2020 mit E-KFZ	106
Abbildung 99 Energieerzeugung nach Energieträgern, erweiterter Ansatz E-KFZ	107
Abbildung 100 Lastgang ohne Lastverschiebung (exemplarisch)	108
Abbildung 101 Lastgang mit Lastverschiebung (exemplarisch)	109
Abbildung 102 Zusammenhang zwischen hohen Preisen an den Strombörsen und der Regelfähigkeit von Kraftwerken [AHMELS2010]	112
Abbildung 103 Stromaustausch Deutschlands mit den Nachbarländern 2006 [VDEW06]	116
Abbildung 104 Aufgelöster Energieverbrauch, alle Angaben in MWh	117
Abbildung 105 Definition der Energiewandlungssysteme	120
Abbildung 106 Parametrierung von Energiequellen	121

Abbildung 107 Parametrierung der Energiewandler	121
Abbildung 108 Simulationsberechnung - Startklasse	122
Abbildung 109 Simulationsrechnung - Objektmodell.....	122
Abbildung 110 Darstellung eines Zeitbereichs von einer Woche	123

Literatur und Quellenverzeichnis

- [RIEPL2007] Stefan Riepl, erstellt für Wikipedia 2007
- [WER09] Windenergie Report Deutschland 2009 - Offshore, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Kassel November 2009
- [BDEW2010] Brutto-Stromerzeugung 2009 nach Energieträgern in Deutschland, Artikel 17.02.2010, <http://bdew.de>
- [BSH2010] Internetseite des Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, <http://www.bsh.de>, Zugriff Mai 2010
- [Reisi09] Internetseite Deutscher Windmonitor, <http://www.windmonitor.de>, Zugriff 22.05.2009
- [DENA08] Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 Konsortium DEWI / EnBW TNG / E.ON Netz / EWI / ISET / RWE TSO Strom / VE-T Zwischenbericht, Köln, den 13. März 2008
- [DLR2005] Ausbau erneuerbarer Energien im Stromsektor bis zum Jahr 2020, Nitsch, J. (DLR) u.a., Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, www.wupperinst.org/de/publikationen/entwd/uploads/tx_wib_eitrag/1111-report.pdf, Dezember 2005
- [EWI07] Endbericht Energieszenarien für den Energiegipfel 2007, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Basel/Köln, 1. Nov. 2007
- [SOLAR09] Informationsdienst für solares Gestalten und Bauen, <http://www.solarintegration.de/index.php?id=112>, Zugriff 22.05.2009
- [BSW09] Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik), http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/content_files/faktenblatt_pv_0309.pdf, Bundesverband für Solarwirtschaft, Zugriff 22.05.2009
- [BETR09] Jahresertrag einer PV-Anlage in Norddeutschland in Monatsdarstellung - Informationen des Betreibers, <http://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Datei:PV-Norddeutschland-2008-Monatsdarstellung.jpg&filetimestamp=20090518133352>, Zugriff 22.05.2009
- [Ehlers06] Vortrag "Windenergie und Druckluftspeicher", Dipl. Ing. Ulf Ehlers, 20.04.2006

- [ISET08] Studie "Potenzialanalyse und Bewertung des Entwurfs zum Absatz 5 §29 EEG neu Integrationsbonus", Uwe Hoffstede, Kaspar Knorr, Reinhard Mackensen, Markus Speckmann, Kurt Rohrig Institut für Solare Energieversorgungstechnik, ISET e.V., Juni 2008
- [CON09] Elektromobilität - Ein Geschäftsfeld der Zukunft auch für Energieversorger?, con|energy unternehmensberatung gmbh & co. kg, April 2009
- [BMV06] Verkehr in Zahlen 2006/2007, Bundesministerium für Verkehr, Bau- und Straßenentwicklung, 2007
- [BEMI06] Bidirectional Energy Management Interface - Technical and Economical Integration of DER by Decentralized Decision, Dr. C. Bendel, D. Nestle, J. Ringelstein ISET e.V., Februar 2008
- [STROM08] Studie Stromtransport 2013, EnBW Transportnetze AG, E.ON Netz GmbH, RWE Transportnetz Strom GmbH, Vattenfall Europe Transmission GmbH, 2008
- [BMU2009] Erneuerbare Energien in Zahlen - nationale und internationale Entwicklung, Bundesregierung, 2009, http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/broschuere_ee_zahlen_bf.pdf
- [BMULEit2009] Leitszenario 2009 - Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der europäischen und globalen Entwicklung, Bundesregierung, 2009, http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitszenario2009_kurzfassung_bf.pdf
- [Paschen2003] Möglichkeiten geothermischer - Sachstandsbericht, Büro für Technikfolgeabschätzung beim Deutschen Bundestag, Herbert Paschen, Dagmar Oertel, Reinhard Grünwald, 2003, <http://www.tab-beim-bundestag.de/de/pdf/publikationen/berichte/TAB-Arbeitsbericht-ab084.pdf>
- [IFEU2009] Kurzgutachten Wasserstoff- und Stromspeicher in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien, Martin Pehnt und Ulrich Höpfner, IFEU GmbH Heidelberg, Mai 2009
- [STERNER2009] Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems - Dissertation, M. Sterner IWES, 2009
-

- [WERO2009] Windenergiereport Deutschland 2009 - Offshore, FhG-IWES, 2010
- [AHMELS2010] Die aktuelle und zukünftige Netzsituation im Hinblick auf einen hohen Anteil fluktuierender Energie - Fach-Seminar 2010 WBZU Energiespeicherung, Dr. Peter Ahmels - Deutsche Umwelthilfe DUH, Berlin, 2.7.2010
- [KFBamt2009] Bestand an Personenkraftwagen am 1. Januar 2009 nach Bundesländern und Kraftstoffarten, Kraftfahrt-Bundesamt, 2010,
http://www.kba.de/nn_269000/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/EmissionenKraftstoffe/2008__b__emi__eckdaten.html
- [EKFZ-IWES2010] Benefit of a Simulation Model of a Decentralized Energy Management System for Electric Vehicle Charging, FhG-IWES - M. Wickert, A. Baier, P. Lichtner, J. Prior, 2010
- [NATEKFZ2010] Nationaler Entwicklungsplan EKFZ, Bundesregierung, 2010
- [BMWI2010] Zahlen und Fakten Energiedaten - Nationale und Internationale Entwicklung, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie - Referat III C 3, 2010,
<http://www.bmwi.de/Navigation/Technologie-und-Energie/Energiepolitik/energiedaten.html>
- [FVB2010] Biogas Branchenzahlen 2009, Fachverband Biogas, 07/2010
- [ENTSO2010] ENTSO-E Annual Report 2009, European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2010,
<https://www.entsoe.eu>
- [STAT2009] Informationen zur Bevölkerungsdichte und Verteilung der Energieintensiven Industrien, Statistischen Bundesamt, 2009
- [ÜNBLast2009] Internetseiten der Übertragungsnetzbetreiber, 2009
- [Al-Awaad09] Beitrag von Windenergieanlagen zu den Systemdienstleistungen in Hoch- und Höchstspannungsnetzen - Dissertation, Dipl.-Ing. (SYR) Ahmad-Rami Khalil Al-Awaad, Fachbereich Elektrotechnik, Informationstechnik, Medientechnik, 2009
- [TRCODE07] TransmissionCode 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Verband der Netzbetreiber e.V. (Hrsg.), Berlin 2007
- [EON2010a] Technische Anforderungen zum Erzeugungsmanagement E.ON Mitte AG, April 2010
- [EON2010b] Handlungsempfehlung zur SDLWindV E.ON Mitte AG, Januar 2010
-

- [Prognose2006] Entwicklung eines Rechenmodells zur Windleistungsprognose für das Gebiet des Deutschen Verbundnetzes, Dr. Ing. Kurt Rohrig, Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V., Kassel 2006
- [EEG2009] Erneuerbare Energien Gesetz, Bundestregierung 2009
- [ÜNB2009] Übersicht über die voraussichtliche Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung und der Leistungsflüsse in den Netzgebieten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber - Studie, Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, 2009, http://www.50hertz-transmission.net/cps/rde/xchg/trm_de/hs.xsl/1388.htm
- [SDLWindV2009] Systemdienstleistungsverordnung - SDLWindV - Bundesgesetzblatt 2009 Teil 1 Nr. 39 - Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen, Bundesregierung, 2009
- [ENERCON2009] Wind farms with power plant capabilities - Präsentation, E. Quittmann - Enercon GmbH, Kassler Symposium für Windenergie, 2009
- [DENA-NETZ 2005] Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, DENA, 2005
- [ENE2006] Netzanschlussregeln Hoch- und Höchstspannung, E.ON Netz GmbH Bayreuth, 2006
- [DISTR2007] Distributioncode 2007 - Regeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen, VDN, Version 1.1, August 2007
- [SAMS2009] Samsø - renewable energy island programme - Case Study 18, Mika Saastamoinen (NCRC), 03/2009
- [SAMS2007] Samsø a Renewable Energy Island - 10 years of Development and Evaluation, PlanEnergi and Samsø Energiakademi, 2007, <http://www.energiakademiet.dk>
- [CELL2008] The Cell Controller Pilot Project - Testing a Smart Distribution Grid in Denmark, Nis Martensen - Energynautics GmbH, 2008
- [AIGS2008] ALL ISLAND GRID STUDY, Department of Communications, Energy and Natural Resources Ireland, 2008
- [AIGS2009] ALL ISLAND RENEWABLE GRID STUDY UPDATED TO INCLUDE DEMAND SIDE MANAGEMENT, Ecofys - Nabe, Papaefthymiou, ECAR - Alan Mullane, 2009
- [KLOBASA2006] Demand Side Management in dezentral geführten Verteilnetzen, Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung - Marian Klobasa, 11/2006
-

[DISPOWER2005]	Dispower - Distributed generation on European islands and weak grids - Public Report, Regine Belhomme - EDF Electricité de France, 2005
[ENE2006]	Netzanschlussregeln Hoch- und Höchstspannung, E.ON Netz GmbH, Bayreuth, 04/2006
[BSW2010]	Infografik, Bundesverband Solarwirtschaft, 2010, http://www.solarwirtschaft.de/medienvertreter/infografiken.html
[AVACON 2008]	Angaben zu Preisen, zur Konzessionsabgaben und zu Netznutzungsgebühren, E.ON Avacon, 2008
[ISI2009]	CO ₂ -Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Jahr 2006 und 2007 - Gutachten, Marian Klobasa, Frank Sensfuß, Mario Ragwitz - FhG ISI, 2009
[CONSENTEC2008]	Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung - Untersuchung im Auftrag des BMWi, Consentec - Ewi - IAEW, Bonn, 2008
[BNA2009]	Monitoringbericht 2009, Bundesnetzagentur, Bonn, 2009
[ENERCON2008]	WINDENERGIEANLAGEN - NETZINTEGRATION UND WINDPARKMANAGEMENT, Enercon GmbH, 2008
[UTSIRA2007]	Experiences from the wind-hydrogen plant at Utsira - Präsentation, Statoil, 2007
[RWE2009]	Windenergieprognoseverfahren, Dr. B. Ernst, Amprion GmbH, 2009
[IWES/REISI2010]	Internetseite Renewable Energy Information System on Internet, FhG Iwes, 2010, http://reisi.iset.uni-kassel.de
[BUND2010]	Energiekonzept der Bundesregierung, Stand 2010
[PEGASE2010]	Pan European Grid Advanced Simulation and State Estimation - Projektinformationen, 09/2010, http://fp7-pegase.eu
[ROHR03]	Rechenmodelle und Informationssysteme zur Integration großer Windleistungen in die elektrische Energieversorgung - Dissertationsschrift, Dr. In. K. Rohrig, Kassel 2003
[VDEW06]	Physikalischer Stromaustausch Deutschlands mit den Nachbarländern 2006 - Grafik, VDEW, 07/2007, http://www.vdn-berlin.de/uebertragungsnetz.asp
[GOLD07]	Beitrag über das Kraftwerk Goldisthal - Artikel in Wikipedia, 05/2007, http://wikipedia.org
[EEG ERF 2007]	EEG Erfahrungsbericht, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, 2008
[Transmission 2007]	Transmission Code 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, VDN, 08/2007

- [Ernst2003] Entwicklung eines Windleistungsprognosemodells zur Verbesserung der Kraftwerkseinsatzplanung - Dissertation, Bernhard Ernst, Kassel 2003
- [KOMBI2009] Wissenschaftliche Begleitung bei der fachlichen Ausarbeitung eines Kombikraftwerksbonus gemäß der Verordnungsermächtigung § 64 EEG 2009 - Abschlussbericht, Institut für Solare Energieversorgungstechnik e. V., Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Deutsche WindGuard GmbH, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Ecofys Germany GmbH, Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, Universität Duisburg, Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 07/2009
- [IER2009] Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungsportfolio - Studie Technischer und ökonomischer Aspekte, IER Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung Universität Stuttgart, Matthias Hundt, Rüdiger Barth, Ninghong Sun, Steffen Wissel, Alfred Voß, Auftraggeber: E.ON Energie AG, München, Stuttgart, 10/2009
- [HAZ2010] McAllister ringt EU Gutachten zu Erdkabeln ab, Zeitungsartikel aus der Hannoverschen Allgemeinen, 18.11.2010
- [WESSEL2009] Integration of offsite wind speed measurements in shortest-term wind power prediction systems, Arne Wessel, Jan Dobschinski, Bernhard Lange, Präsentation EWEC, Warschau, April 2009

Schriftenreihe **Erneuerbare Energien und Energieeffizienz**
Renewable Energies and Energy Efficiency

Herausgegeben von / Edited by
Prof. Dr.-Ing. Jürgen Schmid, Universität Kassel

<http://www.upress.uni-kassel.de/>

- Band 1:** The Influence of Modelling Accuracy on the Determination of Wind Power Capacity Effects and Balancing Needs (2007), ISBN 978-3-89958-248-2
Cornel Ensslin
- Band 2:** The Way to Competitiveness of PV – An Experience Curve and Break-even Analysis (2006), ISBN 978-3-89958-241-3
Martin Staffhorst
- Band 3** Smart Electricity Networks based on large integration of Renewable Sources and Distributed Generation (2007), ISBN 978-3-89958-257-4
Manuel Sánchez Jiménez
- Band 4** Large-scale integration of wind power in the Russian power supply: analysis, issues, strategy (2007), ISBN 978-3-89958-339-7
Alexander Badelin
- Band 5** Lastmanagement – Nutzung der thermischen Kapazität von Gebäuden als nichtelektrischer Energiespeicher in elektrischen Versorgungsnetzen (2008), ISBN 978-3-89958-356-4
Aleksandra Saša Bukvic-Schäfer
- Band 6** Mini-Grid System for Rural Electrification in the Great Mekong Sub Regional Countries (2008), ISBN 978-3-89958-364-9
Tawatchai Suwannakum
- Band 7** Energiemanagement in der Niederspannungsversorgung mittels dezentraler Entscheidung - Konzept, Algorithmen, Kommunikation und Simulation (2008), ISBN 978-3-89958-390-8
David Nestle
- Band 8** Development and Modelling of a Thermophotovoltaic System (2008), ISBN 978-3-89958-375-5
Giovanni Mattarolo
- Band 9** Energiekonditionierung in Niederspannungsnetzen unter besonderer Berücksichtigung der Integration verteilter Energieerzeuger in schwachen Netzausläufern (2008), ISBN 978-3-89958-377-9
Jörg Jahn

- Band 10** Provision of Ancillary Services by Distributed Generators. Technological and Economic Perspective (2009), ISBN 978-3-89958-638-1
Martin Braun
- Band 11** Optimum Utilization of Renewable Energy for Electrification of Small Islands in Developing Countries (2009), ISBN 978-3-89958-694-7
Indradip Mitra
- Band 12** Regelung und Optimierung eines Brennstoffzellensystems für die Hausenergieversorgung (2009), ISBN 978-3-89958-696-1
Björn Eide
- Band 13** Netzschutz für elektrische Energieversorgungssysteme mit hohem Anteil dezentraler Stromerzeugungsanlagen (2009), ISBN 978-3-89958-778-4
Andrey Shustov
- Band 14** Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems. Limiting global warming by transforming energy systems (2010), ISBN 978-3-89958-798-2
Sternier, Michael
- Band 15** Role of Grids for Electricity and Water Supply with Decreasing Costs for Photovoltaics (2010), ISBN 978-3-89958-958-0
Bhandari, Ramchandra
- Band 16** Betrieb eines übergeordneten dezentral entscheidenden Energiemanagements im elektrischen Verteilnetz (2010), ISBN 978-3-86219-008-9
Ringelstein, Jan
- Band 17** Grid and Market Integration of Large-Scale Wind Farms using Advanced Wind Power Forecasting: Technical and Energy Economic Aspects (2011), ISBN 978-3-86219-030-0
Cali, Ümit
- Band 18** Ein Beitrag zur mathematischen Charakterisierung von Photovoltaik-Dünnschichttechnologien auf Basis realer I/U-Kennlinien (2011), ISBN 978-3-86219-054-6
Glotzbach, Thomas

Das elektrische Energieversorgungssystem der Bundesrepublik Deutschland wird derzeit von Großkraftwerken in Form von Fossil- und Kernkraftwerken geprägt. Die Auslegung des Systems bedingt eine Vorhaltung von Reserven zur Deckung der Last bei Spitzenverbräuchen sowie den Einsatz von Regelkraftwerken.

Erneuerbare Energien sind durch ihren nachhaltigen Charakter in der Lage, den Ausstoß von Kohlendioxid bei der Stromerzeugung zu verringern. Deren steigender Anteil führte bereits in den vergangenen Jahren dazu, dass konventionelle Stromerzeugung teils substituiert werden konnte, was zu einer Verminderung des Ausstoßes von 60 bis 70 Mio. Tonnen CO₂ führte. Ziel dieser Arbeit ist es, Wege zur Verbesserung der Integration großteils fluktuierender erneuerbarer Energieerzeuger in die elektrische Versorgungslandschaft Deutschlands aufzuzeigen sowie Maßnahmen zu erarbeiten, diese zu beschreiten.