

Netzintegration Erneuerbarer Energien in Brandenburg

Studie im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft des Landes Brandenburg

in Kooperation mit

Vattenfall Europe Transmission GmbH
envia Verteilnetz GmbH
E.ON edis Netz GmbH
ENERTRAG AG
NAWARO BioEnergie AG

Erstellt von

CEBra – Centrum für Energietechnologie Brandenburg
Brandenburgische Technische Universität Cottbus

Lehrstuhl Energieverteilung und Hochspannungstechnik, Prof. Dr.-Ing. H. Schwarz

Lehrstuhl Dezentrale Energiesystem und Speichertechnik, Prof. Dr.-Ing. R. Bitsch

Lehrstuhl Energiewirtschaft, Prof. Dr. rer. pol. W. Fichtner

Gliederung

1 Executive Summary

- 1.1 Motivation für die Studie
- 1.2 Prämissen der Studie
- 1.3 Kernbotschaften der Studie
- 1.4 Bezug zur DENA-Netzstudie von 2005
- 1.5 Bezug zur Energiestrategie Brandenburg 2020

2 Prognose für die Einspeisung Erneuerbarer Energien für die Jahre bis 2030

- 2.1 Grundlagen
- 2.2 Einspeisung Erneuerbarer Energien zum 1.1.2007
- 2.3 Prognose für die EE-Einspeisung für das Jahr 2010
- 2.4 Prognose für die EE-Einspeisung für das Jahr 2020
- 2.5 Prognose für die EE-Einspeisung für das Jahr 2030
- 2.6 Szenarien für die Ermittlung der Netzausbau-Erfordernisse

3 Netzausbauplanung für die 110-kV- bzw. 380-kV-Spannungsebene in Brandenburg

- 3.1 Grundlagen
- 3.2 Netzausbau-Erfordernisse für die 110-kV-Netze der envia Netz bzw. E.ON edis in Brandenburg
- 3.3 Netzausbau-Erfordernisse für das 380-kV-Netz der Vattenfall Europe Transmission in Brandenburg

4 Konzeption eines Hybridkraftwerkes auf Basis Erneuerbarer Energien

- 4.1 Grundlagen
- 4.2 EE-Hybridkraftwerk im Nord-Osten Brandenburgs
- 4.3 Modellrechnung zur Einsatzplanung an 24 Betriebstagen
- 4.4 Technologischer Stand der Großkomponenten für ein EE-Hybridkraftwerk
- 4.5 Anpassung der Rahmenbedingungen
- 4.6 Nächste Schritte auf dem Weg zum EE-Hybridkraftwerk

5 Ermittlung der ökonomischen Effekte

- 5.1 Ökonomische Berechnungen zur Netzintegration Erneuerbarer Energien
- 5.2 Ökonomische Berechnungen zum Erneuerbare Energien-Hybridkraftwerk (EE-HyKW)

6 Zusammenfassung, Bewertung und Ausblick

1 Executive Summary

1.1 Motivation für die Studie

Die Energiewirtschaft befindet sich derzeit in einem tief greifenden Wandel. Die sich permanent verändernden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen führ(t)en zu neuen Strukturen auf den Energiemärkten und die vielfältigen, teilweise konträren Anforderungen hinsichtlich Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit verdeutlichen, dass die Sicherung einer - diese Kriterien erfüllenden - nachhaltigeren Energieversorgung zu den größten globalen Herausforderungen der Zukunft gehört. Die Nutzung der Erneuerbaren Energien (EE) ist eine wesentliche Entwicklungsrichtung für eine solche Umgestaltung der Elektrizitätswirtschaft. Bereits heute decken Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien wie Wind, Sonne, Wasser und Bioenergie in der Europäischen Union etwa 15 % der Elektrizitätsnachfrage. Die Europäische Kommission hat in ihrem Entwurf einer Richtlinie zur Förderung Erneuerbarer Energien vom Januar 2008 für das Jahr 2020 ein Ziel von 20 % gemessen am Primärenergieverbrauch formuliert. Für den Elektrizitätssektor beträgt die Zielsetzung rund 34 %. Unter anderem durch den Einsatz Erneuerbarer Energien sollen zudem die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2020 um mindestens 20 % gegenüber 1990 gemindert werden.

Mit dem Beschluss der Bundesregierung zum Integrierten Klima- und Energiepaket vom 05.12.2007 wird in Deutschland ein Anteil von 18 % der Erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 angestrebt. Bezogen auf den Elektrizitätssektor soll der Anteil der regenerativen Energien laut dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2009 mindestens 30 % betragen. Im Jahr 2007 betrug ihr Anteil am Primärenergieverbrauch demgegenüber lediglich ca. 6,7 % (berechnet nach der Wirkungsgradmethode). Der Bruttostromverbrauch in Deutschland wurde im vergangenen Jahr zu ca. 14,2 % (ca. 87,5 TWh) aus Erneuerbaren Energien gedeckt. Innerhalb der kommenden 13 Jahre soll sich damit die Elektrizitätsbereitstellung aus diesen Quellen in etwa verdoppeln.

In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, wie eine solche Menge an Elektrizität aus Erneuerbaren Energien mit ihren jeweiligen Charakteristika (wie bspw. Fluktuationen bei der Windenergie) in das bestehende System der Elektrizitätsversorgung integriert werden kann. Die Integration muss zudem in einem Umfeld erfolgen, in dem die Versorgungszuverlässigkeit keinesfalls beeinträchtigt werden darf, der Kraftwerksbestand und der Primärenergieträgereinsatz sich stark verändern wird (u. a. infolge des Ausstiegs aus der Nutzung der Kernkraft und der zunehmend lastfernen Erzeugung) und in dem sich die Akteure veränderten gesetzlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ausgesetzt sehen (z. B. der Anreizregulierung im Netzbereich).

Insbesondere das „Energiland“ Brandenburg ist durch die skizzierten Veränderungen vor große Herausforderungen gestellt. Aufgrund der natürlichen Gegebenheiten (insbesondere des Vorkommens von Braunkohle und Erneuerbarer Energien) hat die Energiewirtschaft in Brandenburg einen herausragenden Stellenwert. Zudem ist Brandenburg bereits ein Exportland von Energie, inzwischen vor allem für Elektrizität. Die Landesregierung Brandenburgs hat in der Fortschreibung ihrer Energiestrategie

(Energiestrategie 2020) den angestrebten Anteil Erneuerbarer Energien im Jahr 2020 festgeschrieben. Angesichts des darin formulierten Ziels eines Anteils von bis zu 90 % Erneuerbarer Energien an der kumulierten Stromnachfrage (zeitlich nicht mit Nachfrage korreliert) in Brandenburg im Jahr 2020 im Referenzszenario sowie des angestrebten Weiterbetriebs der Kohlekraftwerke (zukünftig möglicherweise unter Einsatz CO₂-abscheidender Technologien) ist ein umfangreicher Export von Elektrizität in benachbarte Bundesländer und Staaten möglich. Um den Transport der Elektroenergie sicherzustellen, sind die bestehenden Übertragungs- und Verteilnetze in Brandenburg an diese Herausforderungen anzupassen.

Vor dem Hintergrund der Diskussionen um Klimaschutz und den Einsatz Erneuerbarer Energien zur Elektrizitätsbereitstellung stehen nun vor allem Fragen der weiteren Braunkohlenutzung und der Systemintegration Erneuerbarer Energien - insbesondere der Windenergie - im Zentrum der energiepolitischen Debatte in Brandenburg. Folgerichtig hat das Ministerium für Wirtschaft des Landes Brandenburg im Jahr 2006 ein Konsortium unter Führung der BTU Cottbus beauftragt, die vorliegende Untersuchung zur Netzintegration zukünftiger Potentiale Erneuerbarer Energien durchzuführen.

1.2 Prämissen der Studie

Aus den im vorstehenden Kapitel aufgezeigten Entwicklungen leiten sich für die Bearbeitung der Studie zur Netzintegration Erneuerbarer Energien in Brandenburg folgende Prämissen ab:

- zur Erreichung des Ziels von mindestens 30 % Erneuerbarer Energien im Elektrizitätssektor in Deutschland im Jahr 2020 erfolgt in dieser Studie eine detaillierte Ermittlung der bis zu diesem Zeitpunkt ausschöpfbaren Potentiale Erneuerbarer Energien in Brandenburg,
- angestrebt wird eine möglichst vollständige Nutzung des bis zum Jahr 2020 und darüber hinaus ausschöpfbaren Potentials Erneuerbarer Energien im Elektrizitätssektor in Brandenburg,
- für die Ermittlung der Netzausbaumaßnahmen ist eine jederzeitige Gewährleistung der Systemsicherheit (d. h. des (n-1)-Kriteriums) zugrunde zu legen,
- die Analyse der dafür notwendigen Netzausbaumaßnahmen erfolgt unter Berücksichtigung der ermittelten Anschlussleistungen und Einspeisungen aus Erneuerbare Energien-Anlagen sowie dem Ist-Stand und den Netzanschlussbegehren konventionellen Kraftwerke gemäß Kraft-NAV in der Regelzone der Vattenfall Europe Transmission GmbH (VE-Transmission),
- die Abschätzung der Transitleistungen im 380-kV-Netz erfolgt für die bisherige UCTE Netzstruktur und unter Berücksichtigung der Entwicklung des europäischen Marktes (eine Ausweitung des Synchrongebietes der UCTE wird nicht berücksichtigt),
- die Berücksichtigung der Vereinbarungen und Regeln des internationalen Verbundbetriebes,

- bis zum Jahr 2020 wird der Anschluss von Offshore-Windenergieanlagen mit einer Nennleistung von insgesamt 4.300 MW (Stand Juni 2008) an das Übertragungsnetz der VE Transmission angenommen,
- alternativ sind Optionen für eine Verstärkung der Einspeisung aus Erneuerbare Energien-Anlagen durch die Nutzung von Zwischenspeichern bzw. die Überführung in einen anderen Sekundärenergieträger (z.B. Wasserstoff) zu untersuchen und
- die Darstellung der Berechnungsergebnisse (Netzausbaumaßnahmen, Investitionsbedarf sowie damit zusammenhängende Kosten) erfolgt ausschließlich für das Land Brandenburg.

In der vorliegenden Studie nicht berücksichtigt werden bspw. elektrische Netzverluste, der grenzüberschreitende Elektrizitätshandel, die möglichen Auswirkungen des Freileitungs-Monitoring sowie zukünftig (ab 01.01.2009) Entschädigungszahlungen im Fall des Einsatzes von Netzsicherheitsmanagement-Systemen.

Ebenfalls nicht berücksichtigt wurden die Pumpspeicherkraftwerke im Netzgebiet der VE Transmission. Das Übertragungsnetz muss den Abtransport der erzeugten Energie auch dann sicherstellen, wenn die Speicherkapazitäten der Pumpspeicherkraftwerke ausgeschöpft sind. Die Einspeisung aus den Windenergieanlagen während entsprechender Starkwindperioden kann bereits heute das Speichervermögen dieser Anlagen deutlich überschreiten.

1.3 Kernbotschaften der Studie

- Da die Energieerzeugung im Land Brandenburg bzw. in Ostdeutschland, gemessen am zeitgleichen Verbrauch, voraussichtlich deutlich über dem Eigenverbrauch liegen wird, könnte Brandenburg seine wirtschaftliche Stärke als Energieexporteur ausbauen.
- Im Rahmen der Studie wurde - bei vollständiger und optimierter Flächenausnutzung - auf den bislang ausgewiesenen Windvorranggebieten und unter Berücksichtigung von in 2007 gültigen Mindestabständen eine Gesamtanschlussleistung aller Windenergieanlagen von maximal 6.200 MW identifiziert. Aufgrund der laufenden Diskussion zur Erhöhung der Mindestabstände ist eine deutliche Erhöhung der Fläche der Windvorranggebiete erforderlich, um das für 2020 von der Landesregierung angesetzte Ziel von 7-7,5 GW zu erreichen.
- Die Studie verdeutlicht die Notwendigkeit des Netzausbaus zur Aufnahme der
 - Einspeisung aus Erneuerbare Energien-Anlagen,
 - Einspeisung aus EE-Hybridkraftwerken,
 - Einspeisung aus konventionellen Bestandskraftwerken und
 - der Einspeisung aus konventionellen Neubaukraftwerken.
- Abhängig von den zugrunde liegenden Untersuchungsszenarien sind umfangreiche Investitionen in allen Netzebenen in Brandenburg notwendig:
 - von ca. 852 Mio. € im Szenario 1
 - bis ca. 1,172 Mrd. € im Szenario 4 der Studie.

- Die jährlichen Gesamtkosten (Kapitalkosten sowie Betriebs- und Verwaltungskosten) liegen
 - von ca. 80,2 Mio. € im Szenario 1
 - bis ca. 109,9 Mio. € im Szenario 4 der Studie.
- Die spezifischen Kosten resultierend aus dem Investitionsbedarf betragen
 - 0,49 bis 0,68 ct/kWh bezogen auf den erwarteten Stromverbrauch in Brandenburg im Jahr 2020 bzw.
 - 0,28 bis 0,53 ct/kWh bezogen auf die prognostizierte Einspeisung aus allen EE-Anlagen in Brandenburg im jeweiligen Bezugsjahr.
- Die gesicherte Grundlasteinspeisung sowie die profilbasierte Einspeisung auf Basis von Erneuerbare Energien-Hybridkraftwerken (EE-HyKW) ist möglich. Für einen großflächigen Einsatz sind die entsprechenden Rahmenbedingungen zu schaffen. Dadurch ist eine deutliche Reduzierung der EE-Ausgleichskosten bei gleichzeitiger Erhöhung des Leistungskredites möglich.
- Die Ergebnisse der ökonomischen Berechnungen zum Erneuerbare Energien Hybridkraftwerk zeigen, dass
 - EE-HyKW CO₂-neutral und nachfrageorientiert Elektrizität und regenerativ erzeugten Wasserstoff bereitstellen können,
 - die Stromgestehungskosten des EE-HyKW in der untersuchten Konfiguration (WEA-Cluster, Biomethan-GuD sowie Elektrolyseur zur Wasserstoffherzeugung) für das Jahr 2020 bei etwa 16 - 17 ct/kWh_{el} liegen und
 - EE-HyKW in der untersuchten Konfiguration mit Nutzung von Biomethan (aufbereitetes Biogas aus Biofermentationsanlagen) umfangreiche landwirtschaftliche Nutzflächen zum Biomasseanbau (ca. 200 bis 220 ha/MW_{el}) benötigen.
- Aufbauend auf den Untersuchungsergebnissen werden deshalb folgende Aspekte in die energiepolitische Diskussion im Land Brandenburg eingebracht:
 - Neben der Ausweitung der Windeignungsflächen zur Erreichung des Ausbauzieles nach Szenario 1 erscheint eine zukünftige Identifizierung von Erneuerbare-Energien-Regionen im Land Brandenburg notwendig, die sowohl ein entsprechendes Windenergie- als auch Bioenergiepotential aufweisen.
 - Angeregt wird die zügige technologische und anlagentechnische Weiterentwicklung des Konzepts für Erneuerbare Energien-Hybridkraftwerke mit Direktanschluss an das Höchstspannungsnetz und die daran anschließende Realisierung eines Pilotprojektes im Land Brandenburg. Der derzeit bestehende Forschungsvorsprung zu diesem Konzept im Land Brandenburg sollte angesichts paralleler Aktivitäten in anderen Bundesländern sowie im Ausland unbedingt gehalten und ausgebaut werden.
 - Vorgeschlagen wird die weitere wissenschaftliche Analyse des Erdgasnetzes als regionale Transporteinrichtung und als Zwischenspeicher für Biomethan sowie z.B. aus Windenergie erzeugten Wasserstoff.

1.4 Bezug zur DENA-Netzstudie von 2005

- In der Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“ (DENA-Netzstudie) von 2005 wurde ausschließlich das Höchstspannungsnetz als Teil des europäischen Verbundnetzes betrachtet. Die vorliegende Studie zur Netzintegration Erneuerbarer Energien in Brandenburg geht regional deutlich stärker in die Tiefe und fokussiert zusätzlich zum brandenburgischen Teil des Höchstspannungsnetzes auch auf die 110-kV-Netze und auf die unterlagerten MS- / NS- Netze.
- In der DENA-Netzstudie wurde bundesweit der Anstieg der installierten Onshore-Windenergieleistung basierend auf dem damaligen Kenntnisstand wie folgt ermittelt.
 - Für Brandenburg wurde für die Gesamtnennleistung der Windenergieanlagen bis zum Ende des Jahres 2006 ein Bestand von **2.500 MW** angenommen. Weitere **500 MW** wurden als verbleibendes Potential bis zum Komplettausbau der Windeignungsgebiete bis 2010 abgeschätzt.
- In der vorliegenden Studie wurde der Anlagenbestand und die noch verfügbare Flächen detailliert untersucht:
 - Der Bestand zum Ende 2006 in Brandenburg betrug etwa **3.100 MW**.
 - Das Potential bis zum Komplettausbau der vorhandenen Windeignungsgebiete beträgt weitere etwa **3.100 MW**.
- Dies führt gegenüber der DENA-Netzstudie zu erweiterten Netzausbauefordernissen.

1.5 Bezug zur Energiestrategie Brandenburg 2020

Die Energiestrategie 2020 des Landes Brandenburg weißt als Ausbauziel für Windenergie inkl. Repowering eine installierte Leistung von 7.500 MW aus. Dieses Ziel korrespondiert mit der als Szenario 1 untersuchten Einspeiseverteilung.

Zu den Szenarien 2 - 4, d. h. der möglichen Errichtung von weiteren Großwindparks bis 2030 macht die Energiestrategie keine Aussagen. Unter dem Blickwinkel von Vorlaufzeiten von 10 - 15 Jahren zur Realisierung von signifikanten Netzausbaumaßnahmen sind derartige „Weit-Voraus-Szenarien“ für Fragen der Netzintegration von essenzieller Bedeutung.

2. Prognose für die Einspeisung Erneuerbarer Energien für die Jahre bis 2030

Prof. Dr.-Ing. Harald Schwarz, Dipl.-Ing. Lars Roskoden

2.1 Grundlagen

Als Beitrag zur Lösung der vorgenannten Probleme hat die deutsche Bundesregierung das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) bereits vor Jahren auf den Weg gebracht, in dem die garantierte Einspeisung regenerativen Stromes und eine hohe Förderung festgeschrieben wurden. Dies hat zu einem massiven Anstieg der installierten WEA-Leistung in Deutschland geführt (vgl. Abbildung 2.1).

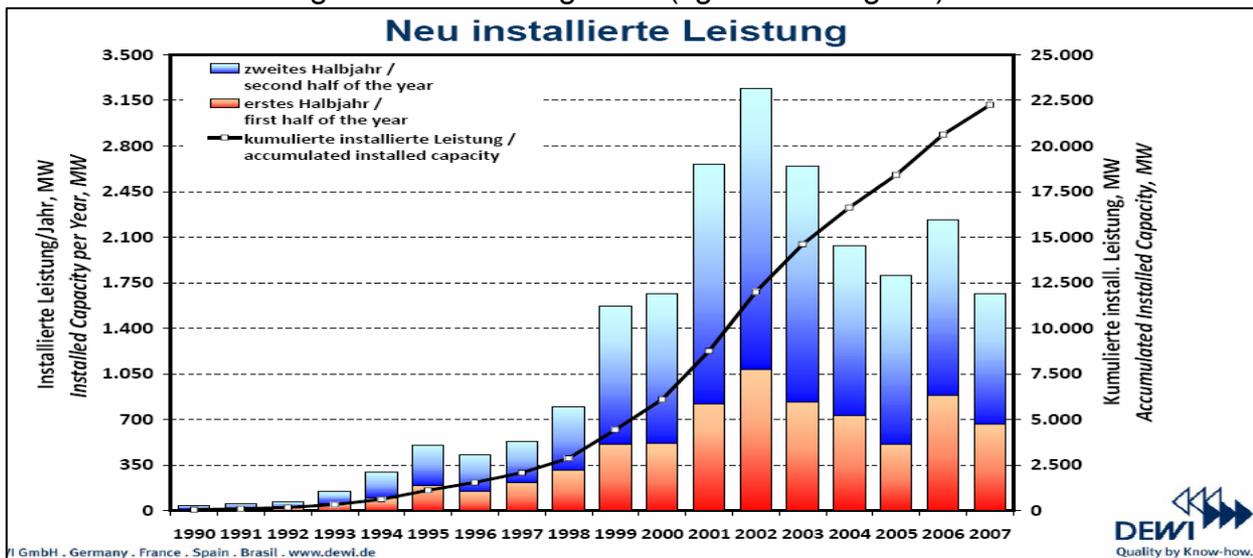


Abbildung 2.1 Installierte WEA-Leistung in Deutschland

Hierbei ist wesentlich anzumerken, dass das Land Brandenburg nach Niedersachsen auf Platz 2 bei der installierten Leistung (s.u.) von Windenergie-Anlagen steht:

Niedersachsen	5.646 MW
Brandenburg	3.359 MW
Sachsen-Anhalt	2.786 MW
Nordrhein-Westfalen	2.558 MW
Schleswig-Holstein	2.522 MW
Mecklenburg-Vorpommern	1.327 MW
Rheinland Pfalz	1.122 MW
Sachsen	808 MW
Thüringen	677 MW
Hessen	476 MW
Baden Württemberg	404 MW
Bayern	387 MW
Bremen	72 MW
Saarland	69 MW
Hamburg	34 MW

Deutschland gesamt

22.247 MW

Quelle: BWE, Stand 31.12.2007

Auch bei langjährigen Trend der installierten Windenergie-Leistung sind Niedersachsen und Brandenburg deutlich stärker steigend, als alle anderen Bundesländer.

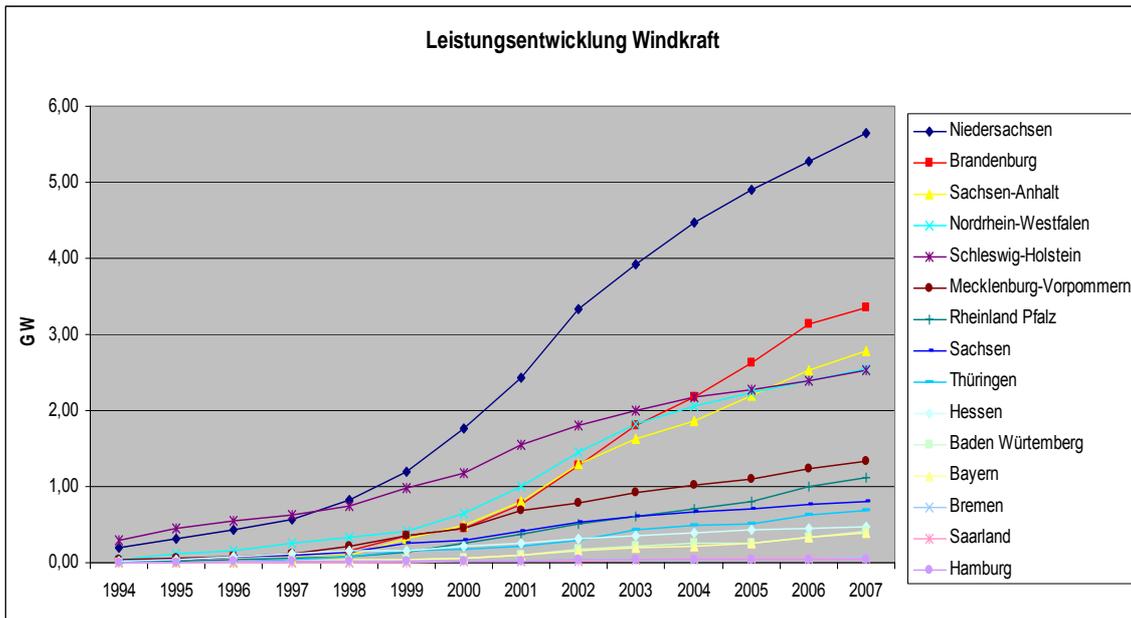


Abbildung 2.2 Leistungsentwicklung der Windkraft in verschiedenen Bundesländern (Quelle: BWE)



Grundlagen

Installierte Erzeugerleistung und erzeugte elektrische Arbeit in Deutschland

Stand Ende 2007 (Quelle: BMU)	Installierte Leistung		Erzeugte Arbeit	
	P [MW]	Anteil [%]	W [GWh]	Anteil [%]
Erzeugungskapazität (gesamt)	134.300	100,0	632.000	100,0
davon EEG – Anlagen:				
Windenergie	22.247	16,6	39.500	6,3
Biomasse	3.238	2,4	21.660	3,4
Fotovoltaik	3.811	2,8	3.500	0,6
Wasserkraft	4.720	3,5	20.700	3,3
Geothermie	2,4	0	0,4	0
Summe EEG	34.018,4	25,3	85.360,4	13,6

Netz-Höchstlast ca. 74.000 MW

Netz-Schwachlast ca. 37.000 MW

Abbildung 2.3 Installierte Leistung und erzeugte elektrische Arbeit in Deutschland (Quelle: BMU)

Von den weltweit etwa 100.000 MW installierter Windleistung (Stand Juni 2008) befinden sich ca. 23 % in Deutschland, schwerpunktmäßig in Nordwest- bzw. Nordostdeutschland. Blickt man auf zukünftige Entwicklungen der Einspeiseleistung wird im nordwestdeutschen Raum das Problem der Off-Shore Windenergie Anlandung technisch gemeistert werden müssen, während der nordostdeutsche Netzbereich überwiegend die Integration großer, regional stark verteilter On-Shore Windenergie lösen muss. Im Gegensatz zu den deutschen Durchschnittswerten von 5-7 % Windanteil an der gesamten Elektroenergie gibt es im Nordosten bereits heute Bereiche mit 30-40 % Windenergie bei weiter ansteigenden Zubauleistungen.

2.2 Einspeisung Erneuerbarer Energien zum 1.1.2007

Für jede der 2.330 Windenergieanlagen in Brandenburg (Stand 1.1.2007) wurde ein Anlagenregister-Blatt erstellt, in dem der GPS-metergenaue Standort, das Errichtungsdatum, der Anlagentyp, der zuständige Netzbetreiber und der genaue Netzan-schlusspunkt erfasst wurde.

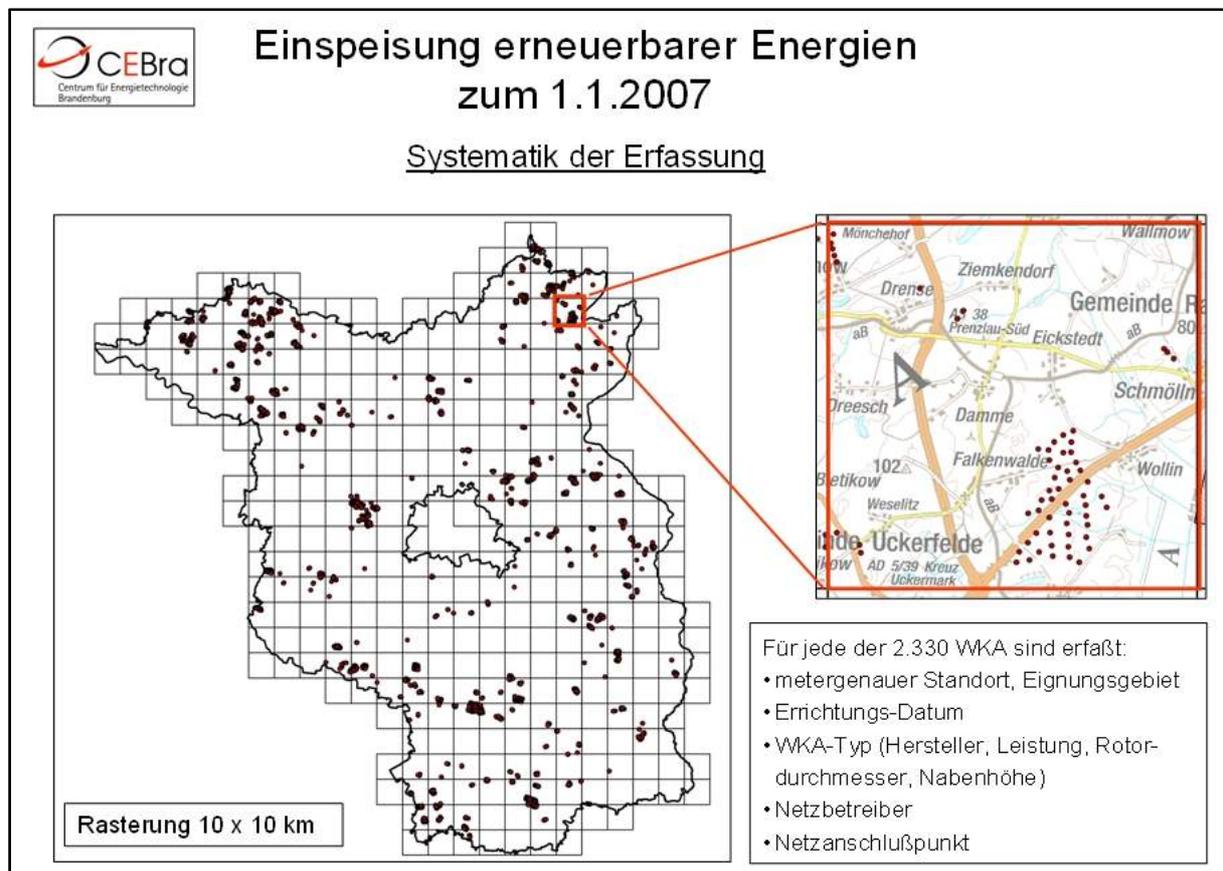


Abbildung 2.4 Systematik der Erfassung

Nachfolgend wurde in einem 10 x 10 km Raster die installierte Anlagenleistung kumuliert und als Basis für die räumliche Entwicklung der Windenergiedaten und deren Netzverknüpfung verwendet.

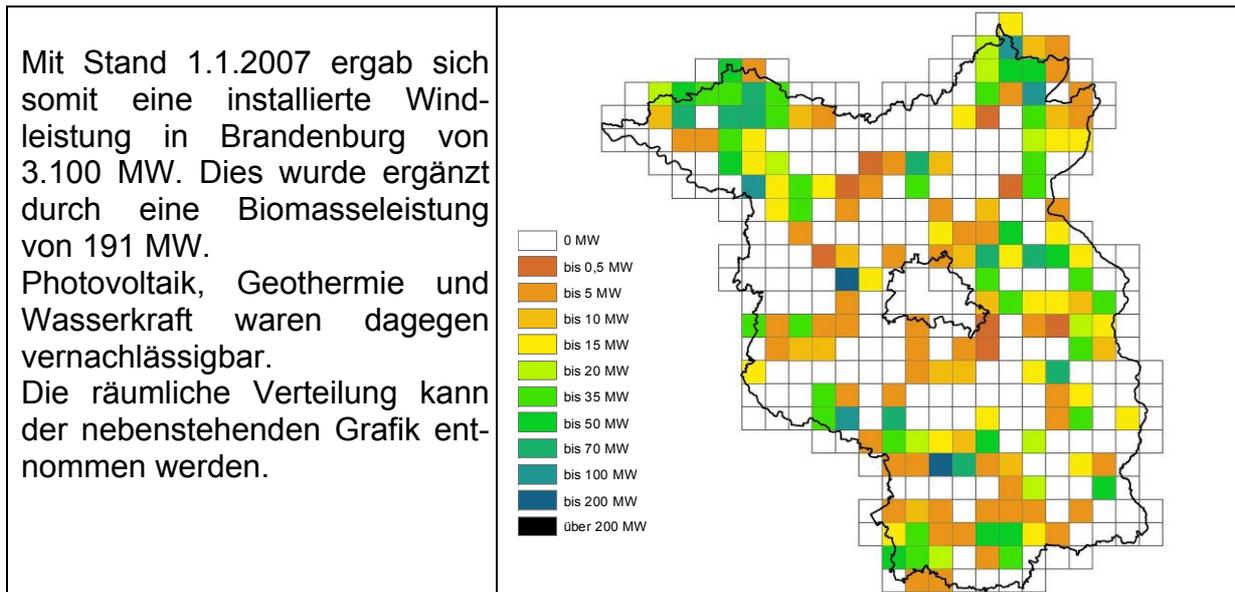


Abbildung 2.5 Installierte Windleistung in Brandenburg

2.3 Prognose für die EE-Einspeisung für das Jahr 2010

Mit Erkenntnisstand von Anfang 2007 ergibt sich bei den bisherigen Zubauraten von Windenergie in Brandenburg etwa ab dem Jahr 2010 ein vollständiger Ausbau der ausgewiesenen Windeignungsgebiete. Insgesamt könnten ab diesem Zeitraum in Brandenburg etwa 6.200 MW Windenergie (bei optimierter Aufstellung der Anlagen und bisherigen Mindestabständen) und 390 MW Biomasseanlagen installiert sein. Die räumliche Verteilung entspricht im Wesentlichen der Grafik in Kap 2.4. Aufgrund der ab Ende 2007 einsetzenden Diskussion zur Erhöhung der Mindestabstände wird das o.g. ausschöpfbare Potenzial von 6.200 MW deutliche unterschritten werden.

2.4 Prognose für die EE-Einspeisung für das Jahr 2020

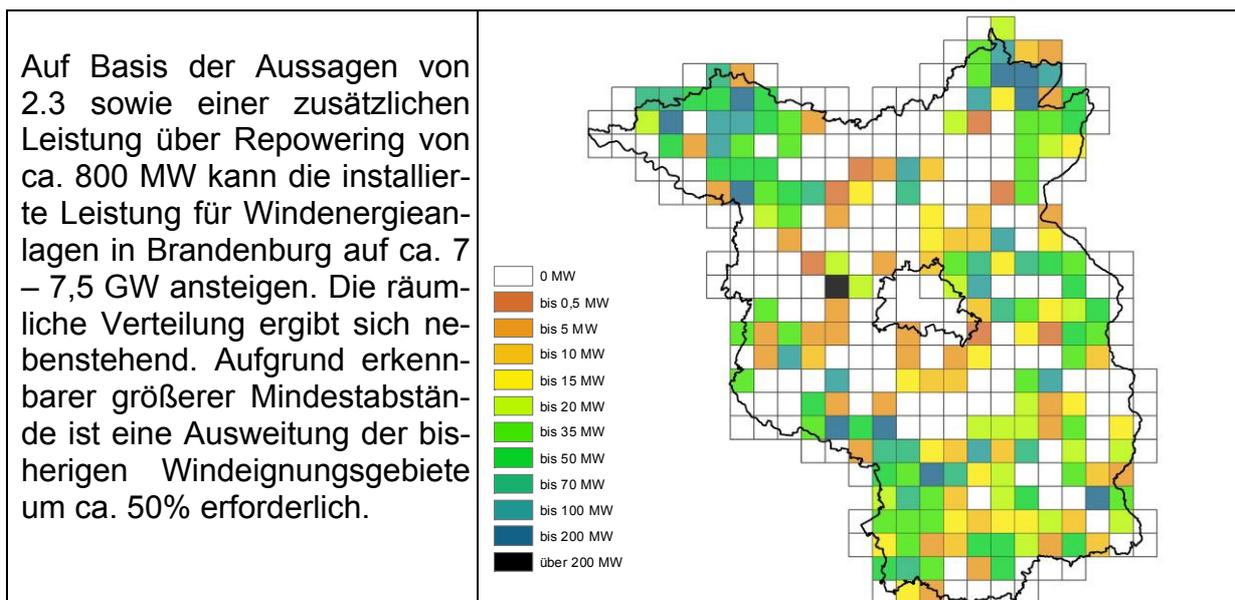


Abbildung 2.6 Prognose für die EE-Einspeisung in 2020 auf Basis bisheriger Windeignungsgebiete

2.5 Prognose für die EE-Einspeisung für das Jahr 2030 auf Basis zusätzlicher Groß-Windparks

Die in 2.4 aufgeführten Ausbauziele werden anlagentechnisch überwiegend in den Mittel- und Hochspannungsnetzen angeschlossen. Nur etwa 1.000 MW der genannten 7.000 MW haben einen Anschluss zur 380/220-KV Ebene. Ermöglicht die öffentliche Diskussion in der nächsten Dekade die regional-planerische Einordnung von geographisch eng begrenzten Groß-Windparks (jeweils ca. 500-2.000 MW) wird in Brandenburg ein zusätzliches Potential von 5 – 8 GW für derartige Groß-Windparks gesehen. Hierzu ist eine Ausweitung der Windeignungsgebiete auf bis zu 3% der Landesfläche erforderlich.

Anmerkung zur Einspeisung aus Photovoltaik:

Alle im Rahmen dieser Studie durchgeführten Untersuchungen basieren auf den zum 1.1.2007 am Netz befindlichen EE-Erzeugungsanlagen und den zum damaligen Zeitpunkt absehbaren Entwicklungen für die Jahre 2010, 2020, 2030.

Ende 2006 zeichnete sich kein signifikanter Beitrag aus Photovoltaik ab, so dass die Einspeisung aus diesen EE-Erzeugungsanlagen nicht berücksichtigt wurde.

Aktuelle Informationen aus dem Frühjahr 2008 lassen erkennen, dass durch die inzwischen im Bau befindliche Photovoltaik-Anlage in der Lieberoser Heide bis 2010 etwa 50 MW installierte Leistung bis 2010 am Netz angeschlossen sind. Diese in Summe für das Land Brandenburg zwar kleine Leistung wird allerdings erkennbare Auswirkungen auf die lokale Netzgestaltung haben, die im Rahmen der Studie nicht abgebildet wurde.

Durch weitere sich inzwischen abzeichnende Projekte im Umfeld der Städte Brandenburg / Havel bzw. Calau kann die installierte PV-Leistung im Land Brandenburg mittelfristig 200 – 300 MW erreichen.

2.6 Szenarien für die Netzausbauplanung

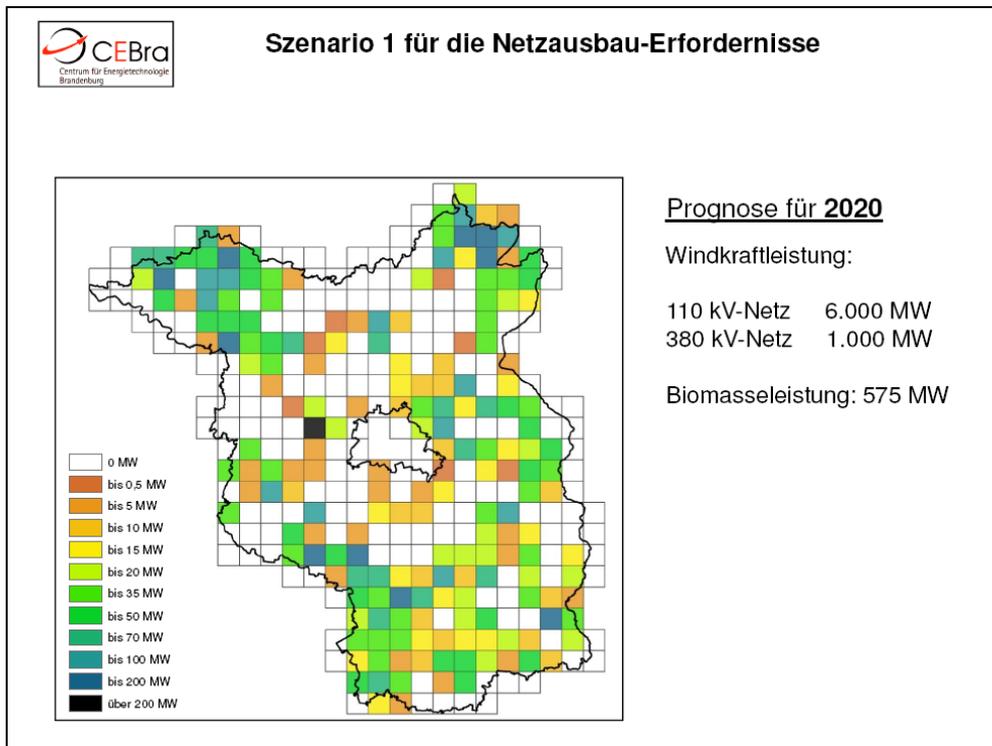


Abbildung 2.7 Annahmen im Szenario 1

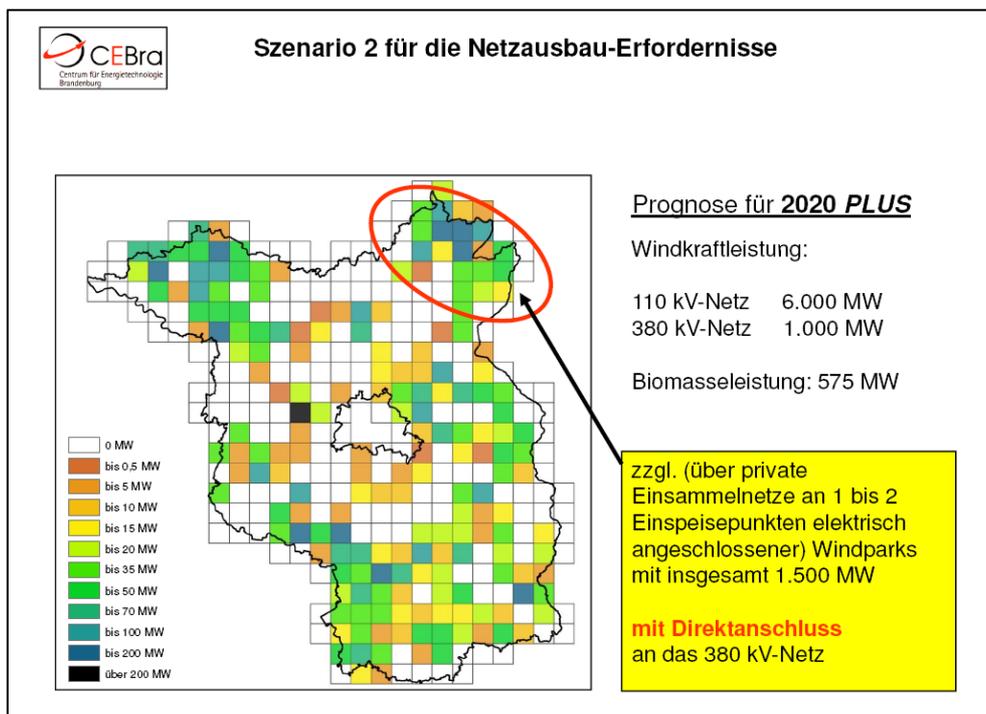


Abbildung 2.8 Annahmen im Szenario 2

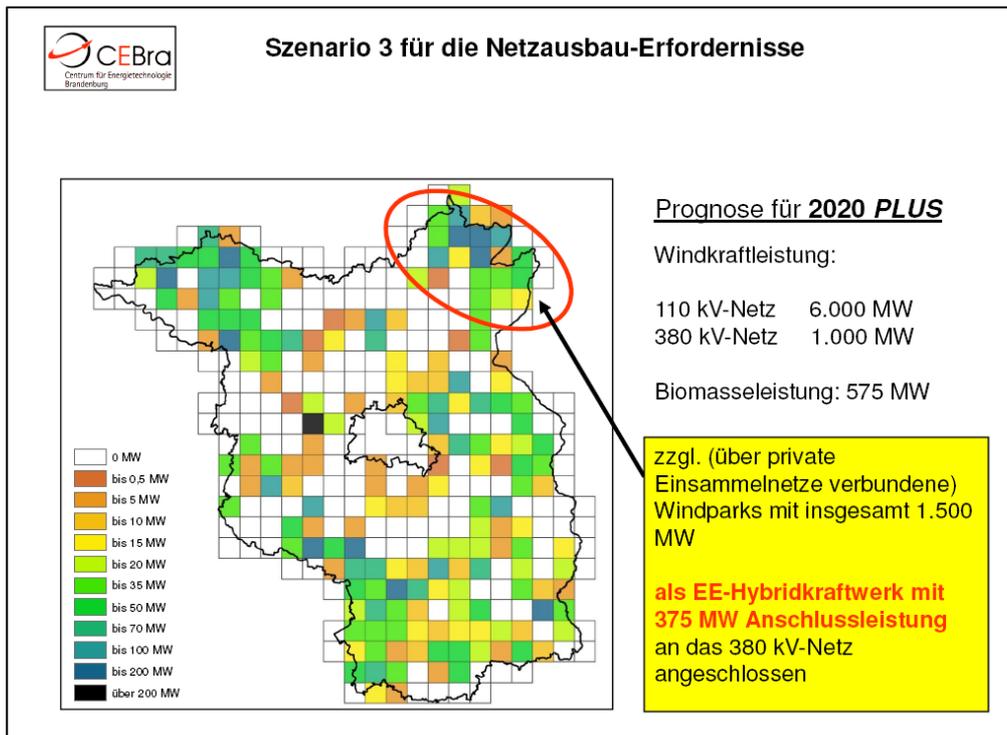


Abbildung 2.9 Annahmen im Szenario 3

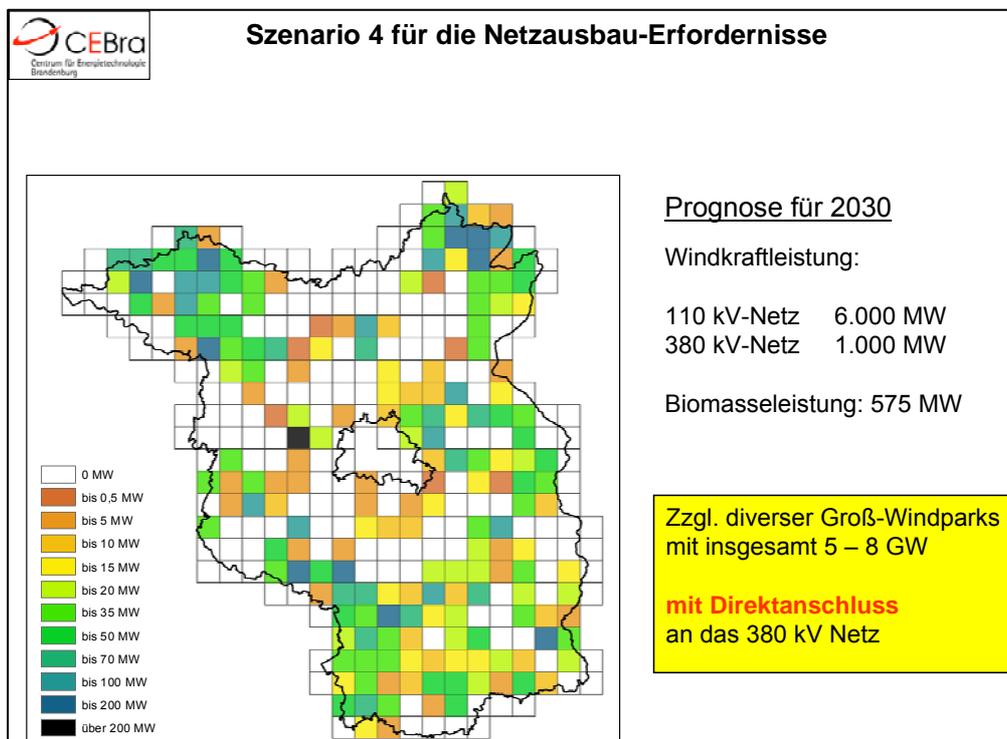


Abbildung 2.10 Annahmen im Szenario 4

3. Netzausbauplanung für die 110-kV- bzw. 380-kV-Spannungsebene in Brandenburg

Prof. Dr.-Ing. Harald Schwarz, Dr.-Ing. Klaus Pfeiffer

3.1 Grundlagen

Aufgrund der fluktuierenden Einspeisung von Strom aus Wind oder Photovoltaik kommt es zunehmend zu Engpässen in den Stromnetzen. Wesentlicher Nachteil ist die nach wie vor nur unzureichende Speicherung von elektrischer Energie. So ist z.B. das größte deutsche Pumpspeicherwerk in Goldisthal mit einer Leistung von 1.060 MW bei einer Sturmweatherlage nur im Stande 4-5 % der installierten deutschen Windstromeinspeisung über eine Zeit von max. 8 h einzuspeichern.



Abbildung 3.1 Beispielhafter Verlauf der Windeinspeisung einer Einzelanlage

Besonders die regionale Ungleichverteilung von Last und regenerativer Erzeugung, die Höhe der Übererzeugung bei Sturm bzw. die extrem schwankende Erzeugung (ca. 1.000 MW Änderung der EE-Einspeisung innerhalb von nur 15 min im Netz der VE Transmission in 2007) bei Windenergie und Photovoltaik führen zu völlig veränderten Anforderungen, um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Es wird seit längerem an einer Verbesserung der Windprognosen gearbeitet - derzeit werden Unsicherheiten von 5-10 % in der Leistungsprognose in der Literatur veröffentlicht. Dass dieser, bei flüchtiger Betrachtung als gut eingestuft Wert unzureichend ist, soll die nachfolgende Erläuterung zeigen.

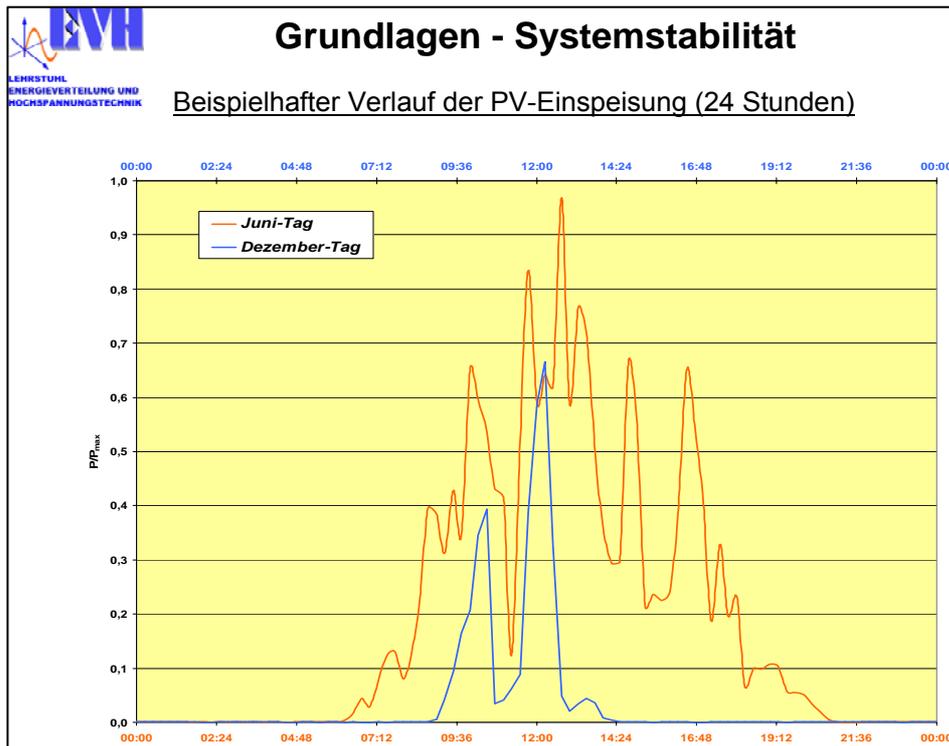


Abbildung 3.2 Beispielhafter Verlauf der PV-Einspeisung

Grundlagen - Systemstabilität
 Fluktuation der Windenergie-Einspeisung im VE-T Gebiet

	in 2005	in 2007
* Max. Vertikal-Last	11.000 MW	
* Min. Vertikal-Last (im Sinne von Endverbrauch)	4.500 MW	
* Installierte WKA-Leistung	7.500 MW	8.970 MW
* max. Fluktuation in 24 h	5.080 MW	6.398 MW
* max. Fluktuation in 1 h	970 MW	1.618 MW
* max. Fluktuation in 15 min	310 MW	977 MW

Abbildung 3.3 Fluktuation der Windenergieeinspeisung

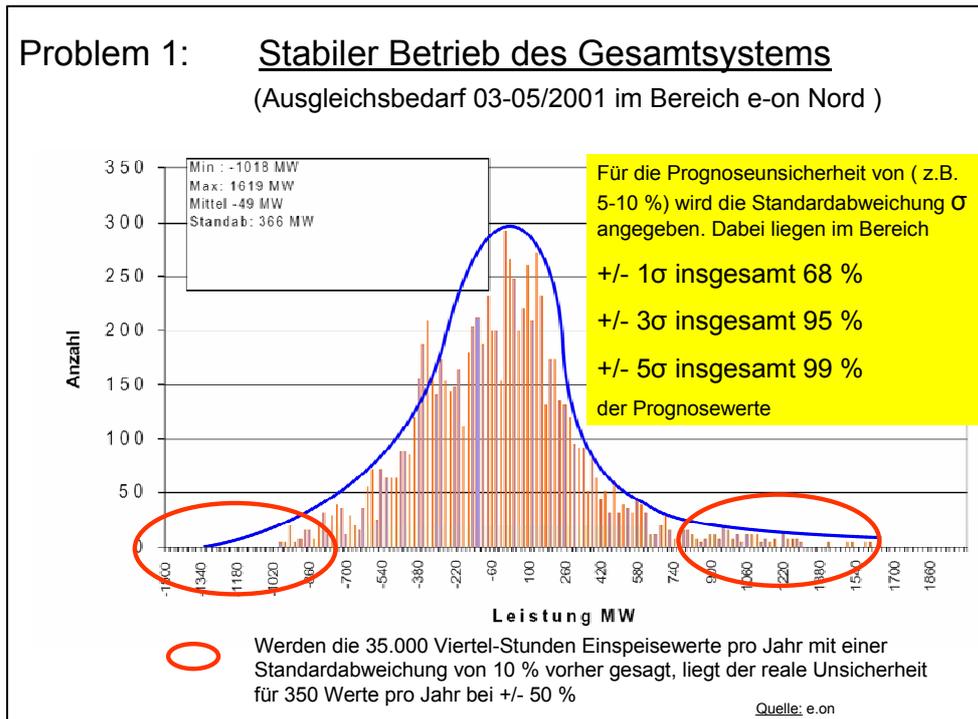


Abbildung 3.4 Problematik des stabilen Betriebs des Gesamtsystems

Es ist wichtig anzumerken, dass für die Führung elektrischer Netze aufgrund der nur geringen Speichermöglichkeit elektrischer Energie die möglichst genaue Kenntnis der regionalen Verteilung von Lasten und Erzeugungen im zeitlichen Abstand von 15 Minuten (teilweise auch darunter) erforderlich ist. Unter dieser Randbedingung zeigt sich, dass

- die regionale Verteilung der Windeinspeisung kaum erfasst wird,
- die Prognoseunsicherheit für 15 min Werte für unterschiedliche Prognoseverfahren im günstigsten Fall 10 % beträgt.

Weiterhin ist in der breiten Öffentlichkeit kaum bekannt, dass die so ermittelten Prognoseunsicherheiten von z.B. 10 % sich auf die Standardabweichung σ beziehen, d.h. 68% aller Prognosewerte liegen in einem Toleranzband von +/- 10%.

In einem Bereich von 3σ d.h. in diesem Fall +/- 30% liegen 95% aller Werte; 99% aller Werte würden dann in einem Bereich von +/- 50% liegen.

Für den Netzbetrieb von entscheidender Bedeutung sind die oben noch nicht erfassten 1 % der Prognosewerte. Bei insgesamt 35.000 Viertelstunden-Werten pro Jahr würden die Prognosewerte an 90 Stunden pro Jahr (350 Viertelstundenwerte) um mehr als 50% von den real auftretenden Einspeisungen abweichen. Dies kann im ungünstigsten Fall zu einem Netzzusammenbruch führen.

Zur Abwendung eines solchen Falles sieht das novellierte Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) in § 13 Abs. 2 vor, dass die Netzbetreiber die Anpassung aller Einspeisungen, Transite und Ausspeisungen in einer Form erzwingen können, die für die Abwehr eines Netzzusammenbruches erforderlich sind. Dem vorgeschaltet sind nach §13 Abs. 1 alle technisch möglichen Maßnahmen, die zur Vermeidung von Überlastungen und Systeminstabilitäten angewendet werden können. Bei Starkwind muss dieser eigentlich als Ausnahmezustand im Gesetz verankerte Fall in steigendem Maße aufgerufen werden. So wurde in Ostdeutschland §13-1 EnWG an 50 Tagen in 2006 angewendet, in 2007 waren es bereits 150 Tage und in den ersten beiden Monaten von 2008 an 40 von 60 Tagen.

Am 30.12.06 musste §13-2 EnWG erstmals angewendet werden, am 2.12.07 konnte dies knapp vermieden werden.

Neben der Aufrechterhaltung der Systemstabilität bei fluktuierender, regenerativer Einspeisungen ist die Vermeidung der thermischen Überlastung von bestimmten Leitungen eine weitere wesentliche Herausforderung. Dies tritt heute extrem in den Mittelspannungs- und 110-kV-Netzen, sowie den 380-kV-Fernübertragungsleitungen auf. Bei weiterem Ausbau der regenerativen Einspeisung wird dieses Problem flächendeckend virulent. Abbildung 3.5 zeigt einen Bereich mit absehbar vollständiger Auslastung (rot) im brandenburgischen Teil des 110-kV-Netzes der E.ON edis.

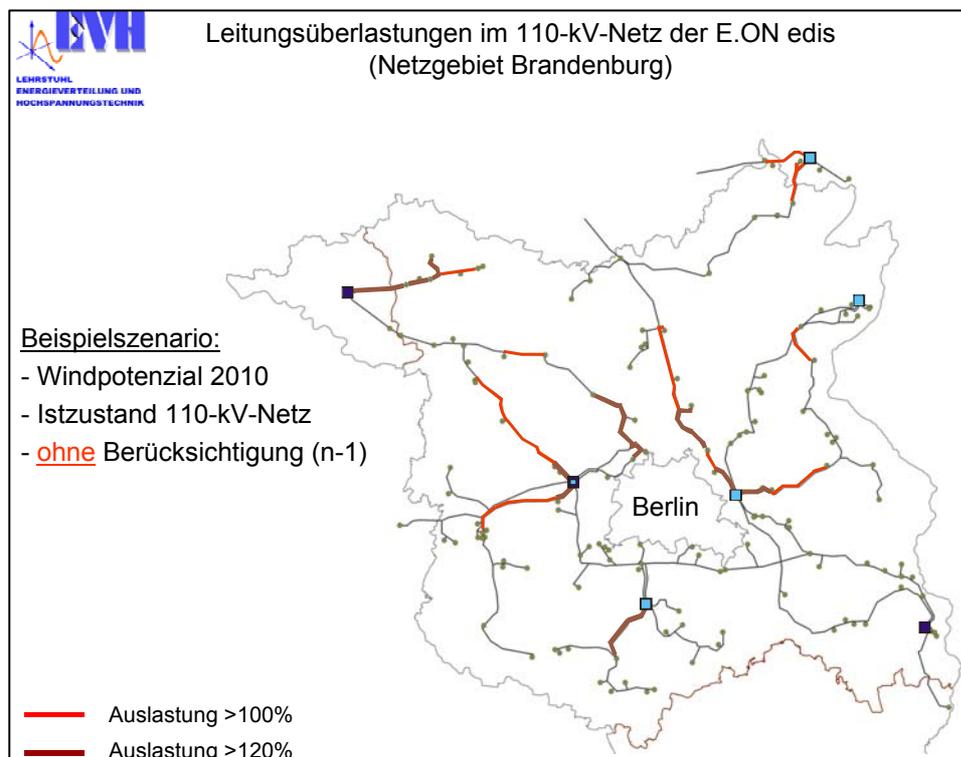


Abbildung 3.5 Beispielhafte Auslastung im Brandenburger Teil des 110-kV-Netzes der E.ON edis

In diesen Fällen kommen Netzsicherheitsmanagement-Systeme (NSM) zum Einsatz. Nach dem EEG 2009 (§ 6) sind EE-Anlagen mit einer Nennleistung >100 kW nur noch dann an das Netz anzuschließen, wenn Sie mit Einrichtungen zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ausgestattet sind. Unabhängig davon ist der betreffende Netzbetreiber verpflichtet, unverzüglich Netzoptimierungsmaßnahmen durchzuführen und einen erforderlichen Netzausbau vorzunehmen (§ 9).

In Abbildung 3.6 wird für einen Ausschnitt aus dem brandenburgischen Teil des 110-kV-Netzes der **envia Netz** die Entwicklung der regenerativen Einspeiseleistung sowie der Transportkapazität der Leitungen gegenübergestellt. Die rot markierten Bereiche stellen Zeiten erhöhter Aktivitäten der Netzsicherheitsmanagement Systeme vor allem bei Starkwind und Schwachlast dar.

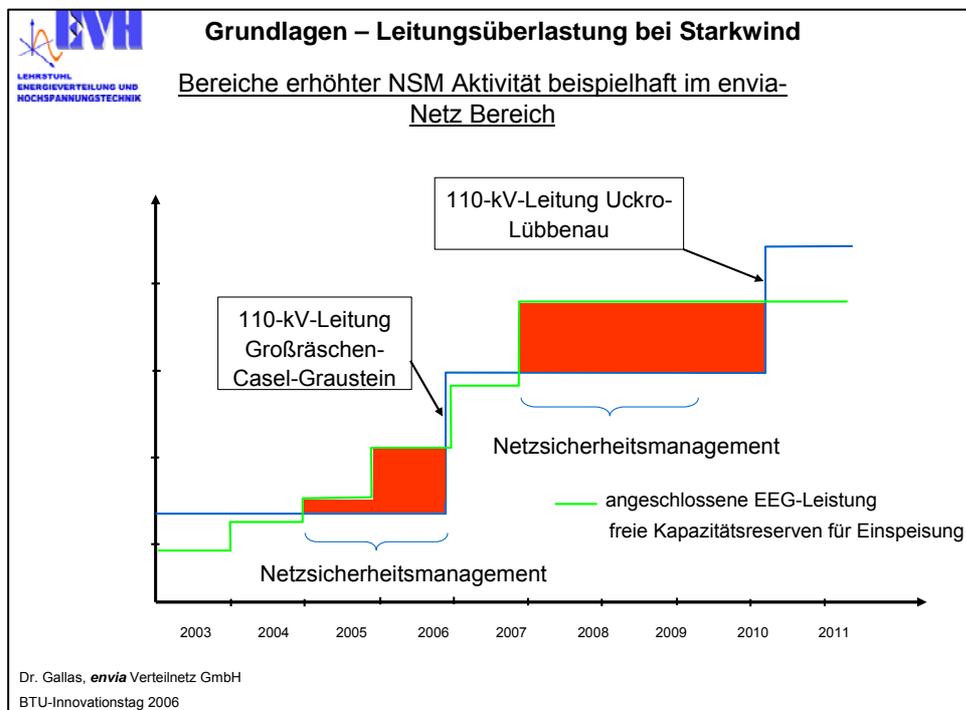


Abbildung 3.6 Leitungsüberlastung bei Starkwind

Ein weiteres Problem beim Betrieb von Netzen mit hohem Anteil dezentraler Energieeinspeisungen ist das unkontrollierte Abschalten dieser Anlagen bei einem Spannungseinbruch nach Netzkurzschluss. Bereits die erste DENA-Studie hat ermittelt, dass dabei in Deutschland bis zu 4.000 MW Windleistung schlagartig ausfallen würden. Durch Einführung neuer Technologien bei Windenergieanlagen wird sich dieser Wert bis 2020 auf etwa 2.500 MW reduzieren.

Auch dieser reduzierte Wert kann die Systemstabilität akut gefährden. Praktische Erfahrungswerte belegen, dass bei Fehlern im Höchstspannungsnetz Ausfälle von WEA, hauptsächlich in unterlagerten Netzen, in Höhe von 2.800 MW bereits aufgetreten sind.

Als abschließendes Problem soll hier noch das Thema der Blindleistungsbereitstellung angefügt werden. Diese Energieform wird zum Aufbau der elektrischen und magnetischen Felder im elektrischen System benötigt und bislang neben der Wirkleistung für die Verbraucher von den Generatoren der Kraftwerke bereitgestellt.



Abbildung 3.7 Spannungseinsenkung nach Kurzschluss

Windenergieanlagen älterer Bauform können zwar Wirkleistung liefern, benötigen aber in hohem Maße Blindleistung; neue Systeme können in geringem Maße auch Blindleistung liefern. Dies ist in den Vergütungsmodellen bislang aber nicht vorgesehen und auch nur in sehr großen WEA-Parks sinnvoll zu realisieren. Insofern ist im ostdeutschen Teil des Verbundnetzes eine konventionelle Kraftwerksleistung von mindestens 4.000 MW zur Sicherstellung des Blindleistungshaushaltes zwingend erforderlich. Dies verschärft natürlich die Leitungsbelastung, da bei einer Starkwind-/Schwachlastphase bei einer gesicherten Mindestlast von 4.500 MW fast die gesamte regenerativ erzeugte Energie in südlich angrenzende Netzgebiete abtransportiert werden müssen.

Die Lösung der aufgezeigten Probleme erfordert in der Zukunft verstärkt die Beachtung physikalisch-technischer und ökonomischer Randbedingungen.

3.2 Netzausbau-Erfordernisse für die 110-kV-Netze der envia Netz bzw. der E.ON-edis in Brandenburg

Da bei dem zugrunde gelegten Berechnungsansatz Starkwind/Schwachlast erhebliche Leistungsrückspeisungen aus den 110-kV-Netzen in das überlagerte Übertragungsnetz auftreten, ergeben sich vorrangig auf den Leitungen bzw. Leitungsabschnitten vor den 380/110-kV- bzw. 220/110-kV-Umspannwerken teilweise sehr hohe Überlastungen, die sich dann ebenso bei den 380/110-kV- bzw. 220/110-kV-Transformatoren in diesen Umspannwerken widerspiegeln. Darüber hinaus stellen sich aber auch im ganzen Netzgebiet verteilte weitere Engpässe ein. Damit ergibt sich das generelle Erfordernis nach strukturellen Veränderungen, um die ursprünglich ausschließlich für die Versorgung konzipierten Netze der neuen Aufgabe einer Aufnahme und Abführung von EEG-Leistungen in Größenordnungen anzupassen. Derartige strukturelle Veränderungen umfassen einerseits den Neubau von Umspannwerken zur gezielten erzeugungsnahen Leistungsabführung in das Übertragungsnetz, um überlast-verursachende weiträumige Leistungsansammlungen zu vermeiden. Andererseits sind neue Freileitungen erforderlich, um die neuen Umspannwerke in das Netz einzubinden und um in besonders stark belasteten Netzgebieten bestehende Leitungen zu entlasten, indem durch geeignete Verbindungen eine günstigere Leistungsflussverteilung erreicht werden kann.

Trotz dieser Neubaumaßnahmen sind bei einer Vielzahl der zurzeit vorhandenen 110-kV-Freileitungen die Übertragungskapazitäten nicht mehr ausreichend. Als praktisch realisierbar werden folgende Maßnahmen zur Erhöhung der Übertragungskapazitäten bei bestehenden Leitungen vorgeschlagen:

- *Mastwechsel (Ersatz durch höheren Mast) bzw. Masterhöhung mit Leiterseilregulierung des ursprünglichen Leiterseils:*

Diese Maßnahmen werden in der Praxis häufig angewendet, wenn die kritischen Durchhänge, welche die Dauerstrombelastbarkeit der gesamten Freileitungstrasse bestimmen, nicht durchweg entlang der gesamten Trassenlänge auftreten, sondern nur bei vereinzelt Spannfeldern. Aber auch für längere Freileitungsabschnitte bis hin zur gesamten Trassenlänge werden diese Verfahren angewendet.

Bei Anwendung dieser Ertüchtigungsmaßnahmen ist erfahrungsgemäß im Durchschnitt jeder 2. Mast betroffen, wobei pro Trassenkilometer ca. 4 Maste vorzufinden sind. Nach gegenwärtigem Erkenntnisstand wird in der Praxis eine Masterhöhung bevorzugt angewandt.

- *Ersatzneubau einer bestehenden Freileitungstrasse:*

Kann durch einen Mastwechsel/-erhöhung mit dem bestehenden Leiterseil die Übertragungskapazität nicht ausreichend erhöht werden, d.h. es ist eine Umbeseilung auf einen größeren Querschnitt erforderlich, ist dies automatisch mit einem Ersatzneubau verbunden.

Bei einer Reihe von Freileitungsabschnitten ergibt sich das Erfordernis, die Übertragungskapazität durch einen Ersatzneubau mit neuem Leiterseil zu erhöhen, da eine Masterrhöhung mit Leiterseilregulierung nicht ausreichend ist. Selbst wenn die Überschreitung in manchen Fällen nur gering ist oder durch eine lokale Neuaufteilung der EEG-Leistungen überwunden werden könnte, muss trotzdem diese Maßnahme vorgesehen werden. Der Netzbetreiber hat aufgrund seines Versorgungsauftrages unter allen Umständen den sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten, welcher durch Überlastsituationen gefährdet sein kann, da dies zum Abschalten der betreffenden Leitungen führen kann.

Darüber hinaus ist auch in der zukünftigen Praxis ausschließlich mit überwiegend unkoordinierten Netzanschlussbegehren für regenerative Erzeugungsanlagen zu rechnen, welche eine teilweise umfangreiche Leitungsertüchtigung nach sich ziehen, die im Falle einer abgestimmten Anschlussplanung zu vermeiden gewesen wäre.¹

Im Folgenden soll auf einige markante Netzausbau-Erfordernisse, das jeweilige Verteilnetz betreffend, hingewiesen werden. Die aufgezeigten Maßnahmen ergeben sich für die entsprechenden Berechnungsszenarien (Betrachtungszeitraum der EEG-Prognose bis 2020).

*Netzgruppe Brandenburg der **envia Netz***

Für die Schwerpunktregion im westlichen Teil des brandenburger Netzgebietes ergibt sich das dringende Erfordernis, einen zusätzlichen 380/110-kV-Netzknoten zu errichten. Durch EEG-Einspeisungen aus diesem Gebiet verursachte Leistungsanschlüsse und die damit verbundenen Überlastungen sind bis hin zu den Umspannwerken im östlichen Teil des Netzgebietes zu beobachten. Aus netztechnischer Sicht erweist sich hierfür ein Standort bei Prettin als am besten geeignet, da die gesamte überschüssige EEG-Leistung aus der Region Herzberg, Falkenberg und Bad Liebenwerda nunmehr über einen relativ kurzen Weg in das 380-kV-Netz abfließen kann. Darüber hinaus kann dieser Standort auch zur Abführung von EEG-Leistung aus der benachbarten Netzgruppe Sachsen-Anhalt (z.B. Jessen, Elster) genutzt werden.

¹ Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass die Rechtsprechung in der letzten Zeit verstärkt Netzbetreiber verpflichtet, den bezüglich des Anschlusses von EEG-Anlagen nächstgelegenen Netzanschlusspunkt herzustellen. Insofern ist eine abgestimmte, optimierte Netzausbauplanung regelmäßig schwierig und nicht allein auf unkoordinierte Antragstellung zurückzuführen.

Die netztechnische 110-kV-Einbindung des 380/110-kV-Netzknötens Prettin kann schon aus Gründen der (n-1)-Sicherheit nicht nur über eine Stickleitung erfolgen. Die 110-kV-Neubauleitungen müssen von den nahe gelegenen 110-kV-Leitungen bei Prettin und bei Herzberg zum 380/110-kV-Netzknötens Prettin geführt werden.

Die stark belastete Leitung von Finsterwalde nach Lübbenau, der eine Schlüsselposition bei der EEG-Leistungsabführung zum 380/110-kV-Knoten Ragow zukommt, muss dringend ausgebaut werden. Die Belastung ist auf einem Teilstück derart hoch, dass der Neubau als Hochstromleitung (Doppelleitung mit Zweierbündel) ausgeführt werden muss. Der Neubau kann in großen Abschnitten auf der Trasse vorhandener Leitungen erfolgen. Vom Leitungsneubau berührte 110-kV-Schaltanlagen sind entsprechend anzupassen und auszubauen.

Diese strukturellen Veränderungen im Netz führen zu einer wesentlichen Verbesserung der Aufnahmekapazitäten für EEG-Leistungen in diesem Netz.

Während in Abbildung 3.8 die Leitungsüberlastungen im Verteilnetz der **envia Netz** gezeigt werden, enthält Abbildung 3.9 eine komplette Übersicht der ermittelten Netzausbaumaßnahmen.

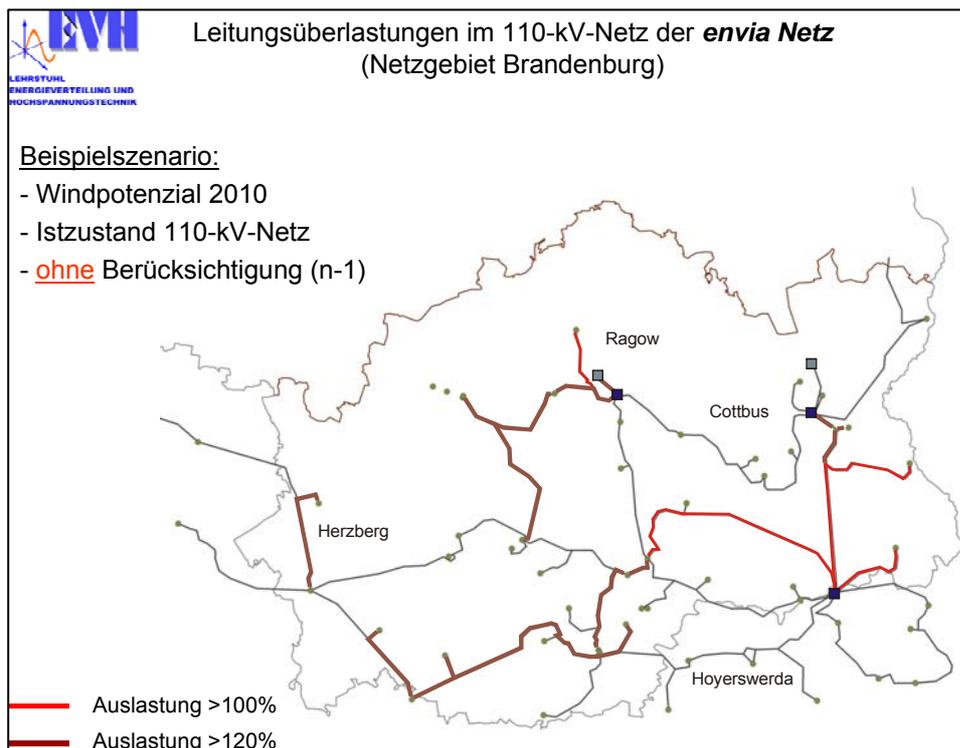


Abbildung 3.8 Überlastungen im 110-kV-Netz der **envia Netz** im Jahr 2010

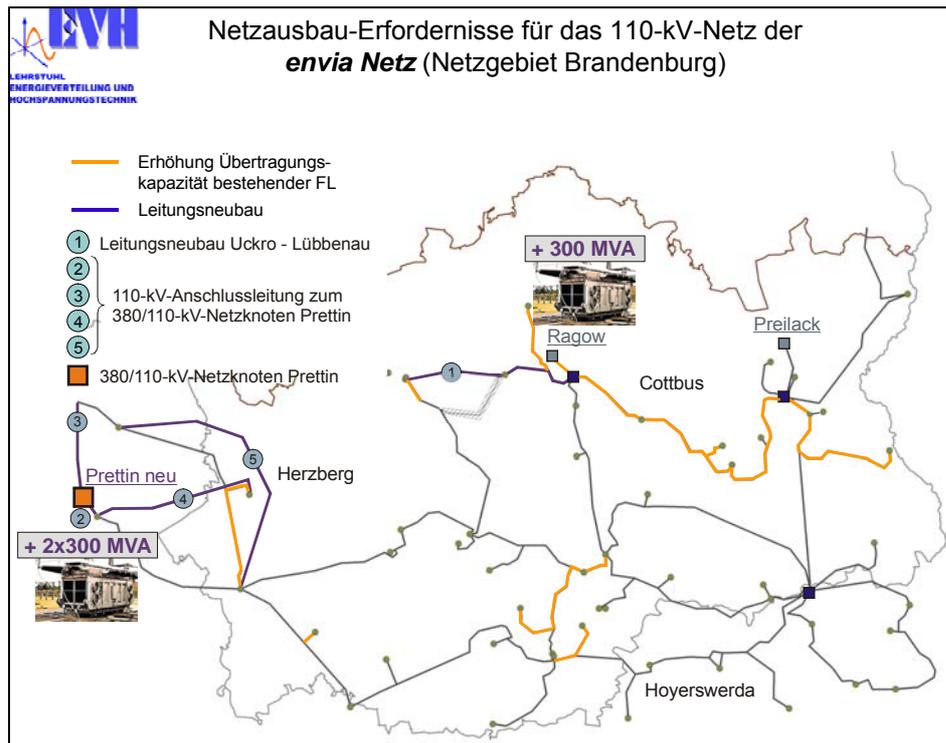


Abbildung 3.9 Neu- und Ausbaumaßnahmen im 110-kV-Netz der **envia Netz**

Bei den (n-1)-Ausfallbetrachtungen zu 380/110-kV-Transformatoren hat es sich überwiegend als äußerst vorteilhaft erwiesen, wenn die verfügbaren Sammelschienen im Umspannwerk im Normalbetrieb quergekuppelt sind, und sich somit alle verfügbaren Transformatoren im Parallelbetrieb befinden. Deshalb wird in diesem Fall empfohlen, die Schaltanlagen in denjenigen Umspannwerken zu ertüchtigen, in denen aus Gründen der Kurzschlussfestigkeit bisher kein Parallelbetrieb möglich ist.

Darüber hinaus verbleiben eine Vielzahl von bestehenden Leitungen bzw. Leitungsabschnitten, deren Übertragungskapazität durch eine der oben genannten Maßnahmen erhöht werden muss.

Es ergeben sich neben dem Neubau-Umspannwerk Prettin der Neubau von Freileitungen auf ca. 145 km Trassenlänge sowie die Erhöhung der Übertragungskapazität bestehender Freileitungen auf ca. 130 km Trassenlänge. Insgesamt sind 1.200 MVA zusätzliche Transformatorkapazität in den 380/110-kV-Umspannwerken in diesem Netzgebiet erforderlich.

Netzgebiet Brandenburg der E.ON edis

Das Einzugsgebiet um Perleberg stellt eine Schwerpunktregion der EEG-Einspeisung dar. Aufgrund der derzeitigen Netzstruktur ist es unbedingt erforderlich, eine neue Doppelleitung in diesem Gebiet zur Aufnahme und Abführung von EEG-Leistung zu errichten. Eine geeignete Trassierung möglichst nah an den Windeignungsgebieten dieser Region wird empfohlen.

Ähnlich ist die Situation im Einzugsgebiet um Pasewalk. Sowohl die derzeitige Situation als auch die prognostizierten EEG-Leistungen in dieser Region machen eine neue Doppelleitung erforderlich, die geeigneter Weise zwischen Pasewalk und Prenzlau verlaufen sollte und dabei Windenergieleistung aus den EEG-Schwerpunkten dieser Region aufnehmen kann.

Um die mit EEG-Leistung stark beaufschlagte Netzregion um Wustermark zu entlasten, erweist es sich als vorteilhaft, Netzausläufer südlich davon zu verbinden und durch Leitungsneubauten an das neu errichtete 380/110-kV-Umspannwerk Schönevalde anzuschließen.

Eine komplette Übersicht der ermittelten Netzausbaumaßnahmen ist in Abbildung 3.10 enthalten.

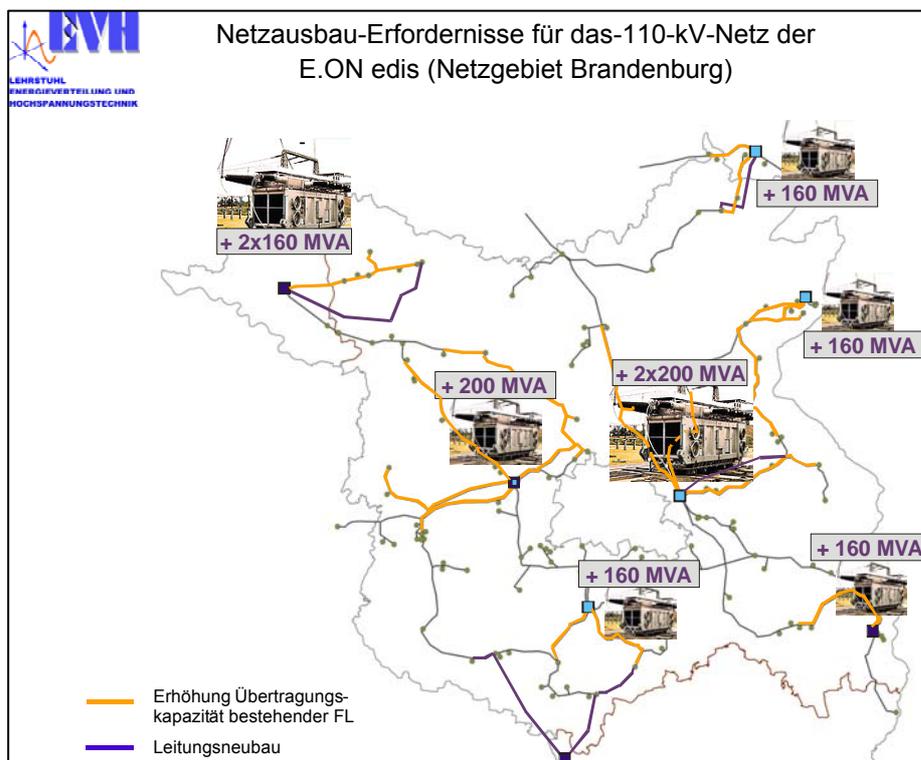


Abbildung 3.10 Neu- und Ausbaumaßnahmen im 110-kV-Netz der E.ON edis (Netzgebiet Brandenburg) bis 2020

Die aufgezeigten Neubaumaßnahmen sind für die Beherrschung des (n-1)-Falls unverzichtbar. Trotz dieser notwendigen strukturellen Netzveränderungen muss bei einer Vielzahl von bestehenden Freileitungen die Übertragungskapazität erhöht werden. Oftmals wird dabei die Ausführung mit Zweierbündelleitern (Hochstromleitung) erforderlich, da durch die (n-1)-Ausfallbetrachtungen die Dauerstrombelastbarkeit von Einzelseilen auf einer Vielzahl von Leitungsabschnitten nicht mehr ausreicht. Es ergeben sich der Neubau / Ersatzneubau von Freileitungen auf ca. 686 km Trassenlänge und die Erhöhung der Übertragungskapazität bestehender Freileitungen durch Mastwechsel auf ca. 250 km Trassenlänge. Die Transformatorkapazität in den 380/110-kV- und 220/110-kV-Umspannwerken in diesem Netzgebiet um 1.800 MVA und damit deutlich erhöht werden.

Im Ergebnis der Netzausbauuntersuchungen für die Brandenburger 110-kV-Netze ergibt sich das nachfolgende Mengengerüst.

Mengengerüst der 110-kV-Netzbetriebsmittel

Komponente	Menge	davon envia Netz	davon E.ON edis
110 kV Doppelleitung Einerbündelleiter	455 km	109 km	346 km
110 kV Doppelleitung Zweierbündelleiter	376 km	36 km	340 km
Masterhöhung ggf. Mastwechsel 110 kV	378 km	128 km	250 km
Transformator 110 kV / 380 kV - 300 MVA	4 Stk.	4 Stk.	0 Stk.
Transformator 110 kV / 380 kV - 200 MVA	9 Stk.	0	9 Stk.
Schaltfeld 110 kV	64 Stk.	31 Stk.	33 Stk.

Die Aufführung der 380/110-kV-Transformatoren in dieser Tabelle bedeutet keine Zuweisung dieser Betriebsmittel zur 110-kV-Netzebene. Die Notwendigkeit der Erhöhung der Transformatorkapazität in den 380/110-kV-Umspannwerken ist jedoch allein durch die Rückspeisung von überschüssiger EEG-Leistung aus der 110-kV-Netzebene in die Übertragungsnetzebene begründet.

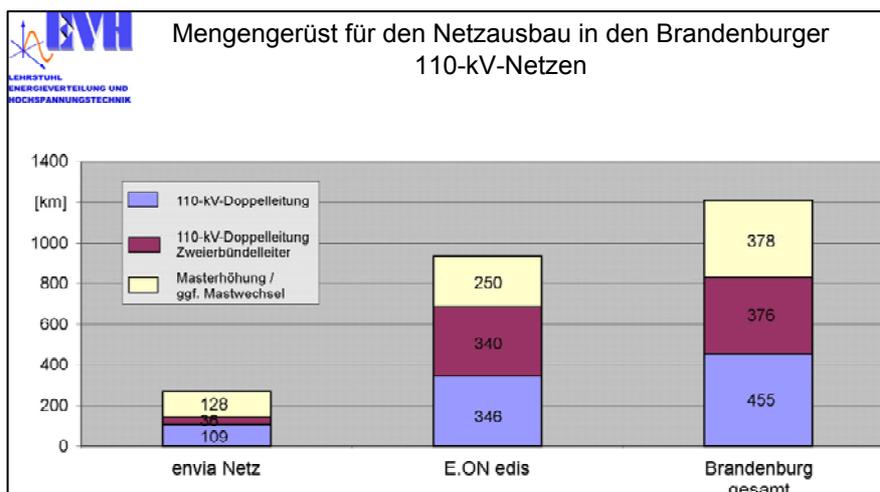


Abbildung 3.11 Mengengerüst für den Netzausbau in den Brandenburger 110-kV-Netzen

Aus den vorangegangenen Betrachtungen wird deutlich, dass die Realisierung eines Großteils der aufgezeigten Netzausbaumaßnahmen, insbesondere der Neubauleitungen und Umspannkapazität, aus zeitlicher Sicht unmittelbar erforderlich ist, da mit diesen Ausbaumaßnahmen strukturelle Änderungen im Netz vorgenommen werden, die zu wesentlichen Verbesserungen der EEG-Leistungsaufnahme und -abführung und damit zur Beibehaltung der Sicherheit des Netzbetriebes führen.

Bereits für die derzeitig installierte Leistung an EEG-Anlagen, hauptsächlich Windenergieanlagen, ergeben sich Überlastungen in einer Vielzahl von Netzgebieten. Diese Situation erfordert in diesen Gebieten die Einrichtung von Netzsicherheitsmanagementsystemen (NSM), um den sicheren und zuverlässigen Betrieb des Netzes weiterhin aufrechterhalten zu können. Da der Netzbetrieb auch bei Ausfall eines Betriebsmittels sicher beherrscht werden muss, erstreckt sich der Einsatz solcher NSM-Systeme nicht nur auf schon überlastete Netzgebiete, sondern umfasst weit größere Teile des Netzes. Obwohl derartige Lösungen nur Übergangscharakter haben, bis durch einen Netzausbau die Aufnahmekapazitäten der ständig steigenden EEG-Einspeisung angepasst werden können, muss für den Aufbau und den Betrieb des Netzsicherheitsmanagements sowohl beim Netzbetreiber als auch beim Anlagenbetreiber ein deutlicher Aufwand in Kauf genommen werden.

Da gegenwärtig nicht mit einer Verkürzung v.a. der Genehmigungsverfahren für Neubauleitungen zu rechnen ist, wird der EEG-getriebene Netzausbau dem Zubau an EEG-Leistung zeitlich sehr stark hinterherlaufen. In dieser sehr langen Übergangsphase wird der Einsatz von Netzsicherheits-Managementsystemen in immer mehr Netzgebieten erforderlich werden sowie die Häufigkeit der NSM-Aufrufe sich deutlich erhöhen.

Im Rahmen der Aufgabenstellung für diese Studie werden die Umspannwerke und Einsammel- oder Einspeisenetze außer Acht gelassen, die zur Einspeisung von EEG-Leistungen in die 380/220 kV bzw. 110-kV-Netzebene notwendig sind, da diese dem jeweiligen EEG-Anlagenbetreiber zuzuordnen sind.

3.3 Netzausbau-Erfordernisse für das 380 kV Netz der Vattenfall Europe Transmission in Brandenburg

Die vier in Kap. 2 erläuterten grundlegenden EEG-Prognoseszenarien für die Berechnungen im Übertragungsnetz werden entsprechend der Abstimmung im Lenkungskreis für folgende Untervarianten betrachtet:

- Konventionelle Kraftwerksleistung (Stand der Eingangsparameter: Mai 2007)
 - Bestandskraftwerke und neue konventionelle Kraftwerke in der Regelzone von VE Transmission werden leistungsmäßig nicht eingesenkt.

Bestandskraftwerke	9.520 MW,
davon in Brandenburg	4.320 MW
Netzanschlussbegehren nach KraftNAV	11.158 MW,
davon in Brandenburg	1.852 MW
 - Bestandskraftwerke in der Regelzone von VE Transmission werden im Rahmen dieser Szenariorechnungen in dem Umfang eingesenkt, der den Erhalt einer Mindestleistung zur Gewährleistung des stabilen Netzbetriebes (must-run-units) sicherstellt; neue konventionelle Kraftwerke mit Vorrang nach KraftNAV werden mit ihrer Nettoeinspeiseleistung berücksichtigt.

Bestandskraftwerke	3.905 MW (eingesenkt)
davon in Brandenburg	1.840 MW (eingesenkt)
Netzanschlussbegehren nach KraftNAV	11.158 MW,
davon in Brandenburg	1.852 MW
- Kuppelleitungen zum benachbarten polnischen Übertragungsnetz
 - Kein Leistungsfluss von Deutschland nach Polen – Ausschalten der verfügbaren Kuppelleitungen zum polnischen Übertragungsnetz (Das Ausschalten der Kuppelleitungen verletzt die UCTE-Regeln.)
 - Leistungsfluss in Höhe von maximal 2.500 MW von Deutschland nach Polen (Stromhandel unter der Voraussetzung von drei verfügbaren zwei-systemigen 380-kV-Kuppelleitungen)

Ursache für die letztgenannten Untervarianten ist, dass sich in Zeiten außergewöhnlich starker EEG-Einspeisung auf Grund der Netztopologie Verschiebungen der Lastflüsse einstellen, Davon ist auch die benachbarte polnische Regelzone betroffen, über die verstärkt EEG-Leistung abtransportiert wird. Dies sorgt zwar im Übertragungsnetz von VE Transmission für eine gewisse Entlastung, allerdings wird das polnische Übertragungsnetz neben den Belastungen aus dem Handel auch in den EEG-Leistungstransit mit den bekannten Problemstellungen involviert.

Vor diesem Hintergrund muss untersucht werden, welche Auswirkungen entstehen, wenn von polnischer Seite, wie von der polnischen Regierung, die grenzüberschreitenden Lastflüsse unterbunden werden (die modelltechnische Begrenzung des Lastflusses erfolgte über das Ausschalten der Kuppelleitungen zwischen den Regelzonen).

Damit ergeben sich insgesamt 16 Berechnungsszenarien für das Übertragungsnetz.

Szenarien der vorliegenden Untersuchung				
Szenario	Abkürzung	Betriebsweise konventionelle Kraftwerke	Exportfluss Polen	Szenariobezeichnung
Szenario 1	WEG-BB	ohne Kraftwerksabsenkung	max. 2.500 MW	WEG-BB_ohneKWAbs_2.5GW
Szenario 2	1500plus	ohne Kraftwerksabsenkung	max. 2.500 MW	WEG-BB-1500plus_ohneKWAbs_2.5GW
Szenario 3	EE-HyKW	ohne Kraftwerksabsenkung	max. 2.500 MW	EEHYKW_ohneKWAbs_2.5GW
Szenario 4	Vollintegration	ohne Kraftwerksabsenkung	max. 2.500 MW	Vollintegration_ohneKWAbs_2.5GW
Szenario 1	WEG-BB	Absenkung auf technische Mindestleistung	max. 2.500 MW	WEG-BB_KWAbs_2.5GW
Szenario 2	1500plus	Absenkung auf technische Mindestleistung	max. 2.500 MW	WEG-BB-1500plus_KWAbs_2.5GW
Szenario 3	EE-HyKW	Absenkung auf technische Mindestleistung	max. 2.500 MW	WEG-BB-EEHYKW_KWAbs_2.5GW
Szenario 4	Vollintegration	Absenkung auf technische Mindestleistung	max. 2.500 MW	Vollintegration_KWAbs_2.5GW
Szenario 1	WEG-BB	ohne Kraftwerksabsenkung	0 MW	WEG-BB_ohneKWAbs
Szenario 2	1500plus	ohne Kraftwerksabsenkung	0 MW	WEG-BB-1500plus_ohneKWAbs
Szenario 3	EE-HyKW	ohne Kraftwerksabsenkung	0 MW	WEG-BB-EEHYKW_ohneKWAbs
Szenario 4	Vollintegration	ohne Kraftwerksabsenkung	0 MW	Vollintegration_ohneKWAbs
Szenario 1	WEG-BB	Absenkung auf technische Mindestleistung	0 MW	WEG-BB_KWAbs
Szenario 2	1500plus	Absenkung auf technische Mindestleistung	0 MW	WEG-BB-1500plus_KWAbs
Szenario 3	EE-HyKW	Absenkung auf technische Mindestleistung	0 MW	WEG-BB-EEHYKW_KWAbs
Szenario 4	Vollintegration	Absenkung auf technische Mindestleistung	0 MW	Vollintegration_KWAbs

Obwohl bei den Netzberechnungen eine geeignete Nachbildung des gesamten Übertragungsnetzes in der Regelzone von VE Transmission betrachtet wurde, sind laut Aufgabenstellung nur Netzausbaumaßnahmen für das Netzgebiet im Land Brandenburg zu ermitteln, um in diesem Bereich des Übertragungsnetzes einen anforderungsgerechten Betrieb gewährleisten zu können. Betrachtungen zu den übrigen Netzbereichen im Gebiet der Regelzone von VE Transmission sind den jeweiligen Netzstudien der dortigen Bundesländer vorbehalten.

Im Folgenden sollen einige wesentliche Ergebnisse der Netzausbauuntersuchungen kurz diskutiert werden:

- Für alle betrachteten Berechnungsvarianten ergibt sich als grundlegende Maßnahme der Neubau einer Freileitung vom UW Pasewalk über das UW Bertikow und das UW Vierraden hin zum UW Neuenhagen. Weiterhin ist allen Berechnungsvarianten der Neubau der Freileitung UW Neuenhagen – UW Wustermark gemeinsam. Diese Neubaumaßnahmen stellen somit dringend erforderliche strukturelle Netzausbaumaßnahmen dar. Des Weiteren ist der Ausbau der Kuppelleitung UW Vierraden – UW Krajnik (PL) sowie der Neubau der Kuppelleitung UW Eisenhüttenstadt – UW Baczyzna (PL) und damit eine verbesserte Anbindung an das polnische Übertragungsnetz für alle Prognoseszenarien zu empfehlen.

- Für die Integration von zusätzlichen 1.500 MW Windenergieleistung in der Region Uckermark (Szenario 2), die über den Ausbau der bisherigen Windeignungsgebiete (Szenario 1) hinausgeht, bietet sich eine Optimierung der Umspannwerkskapazität in dieser Region an. Für die Berechnungen der Studie ist ein Netzanschlusspunkt angenommen worden, der zweckmäßigerweise in die neu zu bauende Freileitung UW Vierraden – UW Neuenhagen eingeschleift wird. Eine Einschleifung des neuen Umspannwerkes in den Freileitungsabschnitt zwischen UW Bertikow und UW Vierraden erwies sich als unzweckmäßig, da sich dann Lastflüsse einstellen, die zu weiträumigen Überlastungen führen.
- Werden die für das Szenario 1 ermittelten Netzausbaumaßnahmen umgesetzt, kann die vorgenannte zusätzliche Windenergieleistung in der Uckermark dann ohne zusätzlichen Netzausbaubedarf umgesetzt werden, wenn der Anschluss diese Windenergieanlagen als EE-Hybridkraftwerk zusammengefasst werden (Szenario 3) und sich dadurch die installierte Leistung von 1.500 MW im Netz nur mit einer maximalen Einspeisung von 375 MW auswirkt. Dieses Ergebnis unterstreicht die Vorteile von EE-Hybridkraftwerken gegenüber einer direkten Netzintegration von EEG-Leistung. Die generelle Notwendigkeit eines Netzausbaus kann mit EE-Hybridkraftwerken jedoch nicht grundsätzlich vermieden werden.
- Das Berechnungsszenario 4 verursacht erwartungsgemäß die größten Aufwendungen für den Netzausbau. Die erforderlichen Maßnahmen erstrecken sich auf eine Vielzahl von Freileitungen und verteilen sich weiträumig auf den Brandenburger Teil des Übertragungsnetzes.
- Die Berechnungen bei ausgeschalteten Kuppelleitungen zum polnischen Übertragungsnetz zeigen deutlich, dass der damit verbundene Wegfall des Entlastungseffektes eines teilweisen Transports von EEG-Leistung über Polen zu weiteren Netzausbaumaßnahmen im Übertragungsnetz von VE Transmission führt. Insbesondere beim Szenario 2 wird dies deutlich. Die Nichtverfügbarkeit der Verbindung UW Vierraden – UW Krajnik (PL) macht sich vor allem hier bemerkbar. In diesem Fall würde dann neben der schon erwähnten Neubauleitung UW Vierraden – UW Neuenhagen eine zweite parallele Neubauleitung erforderlich werden.
- Die Berechnungsvarianten mit Leistungseinsenkung der Bestandskraftwerke zeigen gegenüber den vergleichbaren Varianten ohne Leistungseinsenkung in der Regel erwartungsgemäß den geringeren Netzausbaubedarf.

Die Transformatorkapazität in den 380/110-kV-Umspannwerken muss aufgrund der deutlichen Rückspeisung von EEG-Leistung aus den 110-kV-Netzen signifikant erhöht werden. Diese für Brandenburg erforderliche Erhöhung der Transformatorkapazität wurde bereits bei den Berechnungen für die Brandenburger 110-kV-Verteilnetze ermittelt.

Es sei nochmals darauf hingewiesen, dass nur Betriebsmittel der öffentlichen Energieversorgung in den Mengengerüsten dieser Studie erfasst werden. Demzufolge werden die Transformatoren des für das Szenario 3 erforderlichen neuen Umspannwerkes hier nicht mit aufgeführt, da diese ausschließlich der Einspeisung von Windenergieleistung aus dem EE-Hybridkraftwerk in das Übertragungsnetz dienen. Im Ergebnis der Netzausbauuntersuchungen für den Brandenburger Teil des Übertragungsnetzes von VE Transmission ergeben sich für die jeweiligen Berechnungsvarianten die nachfolgenden Mengengerüste.

Mengengerüst für 380-kV-Betriebsmittel

Untervariante:

Ohne Absenkung der Kraftwerksleistung der Bestandskraftwerke

Kuppelleitungen zum polnischen Übertragungsnetz: Aus

Komponente	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
380 kV Doppelleitung	243 km	326 km	243 km	342 km
380 kV Hochstrom-Doppelleitung	118 km	115 km	118 km	228 km
Umspannwerk 110 kV / 380 kV ohne Trafo	---	1 Stk.	---	---
Schaltfeld 380 kV	28 Stk.	36 Stk.	28 Stk.	42 Stk.

Mengengerüst für 380-kV-Betriebsmittel

Untervariante:

Mit Absenkung der Kraftwerksleistung der Bestandskraftwerke

Kuppelleitungen zum polnischen Übertragungsnetz: Aus

Komponente	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
380 kV Doppelleitung	220 km	303 km	220 km	342 km
380 kV Hochstrom-Doppelleitung	48 km	68 km	48 km	204 km
Umspannwerk 110 kV / 380 kV ohne Trafo	---	1 Stk.	---	---
Schaltfeld 380 kV	24 Stk.	34 Stk.	24 Stk.	42 Stk.

Mengengerüst für 380-kV-Betriebsmittel

Untervariante:

Ohne Absenkung der Kraftwerksleistung der Bestandskraftwerke

Kuppelleitungen zum polnischen Übertragungsnetz: Ein

Komponente	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
380 kV Doppelleitung	242 km	212 km	242 km	427 km
380 kV Hochstrom-Doppelleitung	23 km	123 km	23 km	141 km
Umspannwerk 110 kV / 380 kV ohne Trafo	---	1 Stk.	---	---
Schaltfeld 380 kV	26 Stk.	32 Stk.	26 Stk.	42 Stk.

Mengengerüst für 380-kV-Betriebsmittel

Untervariante:

Mit Absenkung der Kraftwerksleistung der Bestandskraftwerke

Kuppelleitungen zum polnischen Übertragungsnetz: Ein

Komponente	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
380 kV Doppelleitung	242 km	212 km	242 km	290 km
380 kV Hochstrom-Doppelleitung	0 km	78 km	0 km	168 km
Umspannwerk 110 kV / 380 kV ohne Trafo	---	1 Stk.	---	---
Schaltfeld 380 kV	24 Stk.	32 Stk.	24 Stk.	32 Stk.

Abbildung 3.12 enthält in einer grafischen Übersicht die vorgenannten Mengengerüste der 380-kV-Betriebsmittel für jedes Berechnungsszenario.

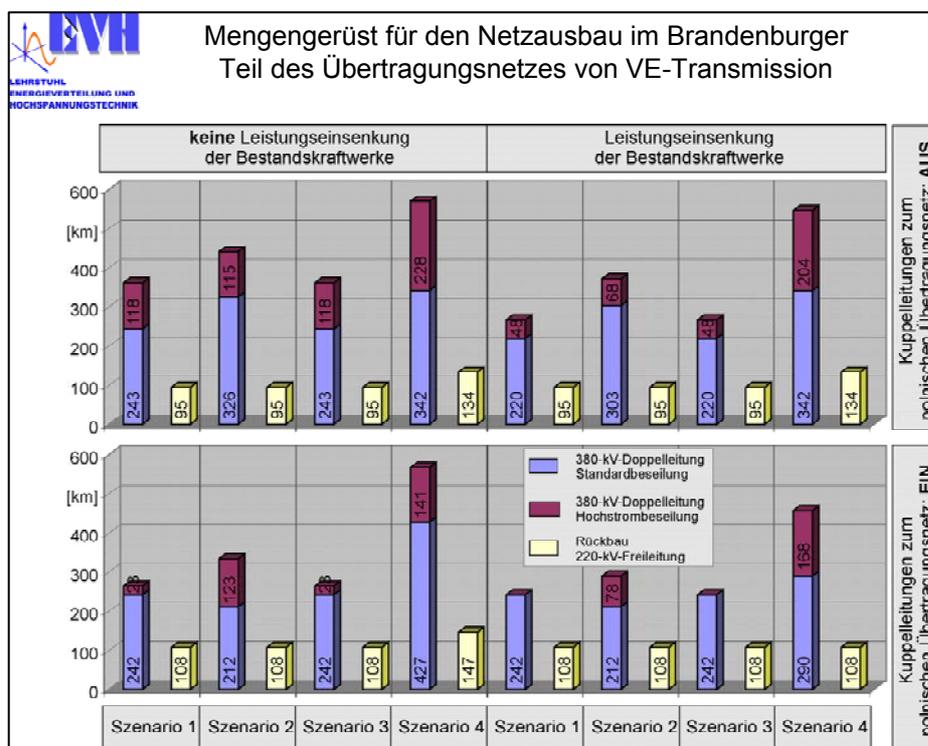


Abbildung 3.12 Mengengerüst für den Netzausbau im Brandenburger Teil des Übertragungsnetzes von VE Transmission

4 Konzeption eines Hybridkraftwerkes auf Basis Erneuerbarer Energien (EE-Hybridkraftwerk)

Prof. Dr.-Ing. Rainer Bitsch

4.1 Grundlagen

Für klassische Kraftwerke wird oft die geordnete Jahresdauerlinie verwendet. Derartige Darstellungen gibt es auch für Windenergieanlagen. Die Abbildung 4.1 zeigt je ein Beispiel für 1600 bzw. 2200 Volllast-Betriebsstunden pro Jahr.

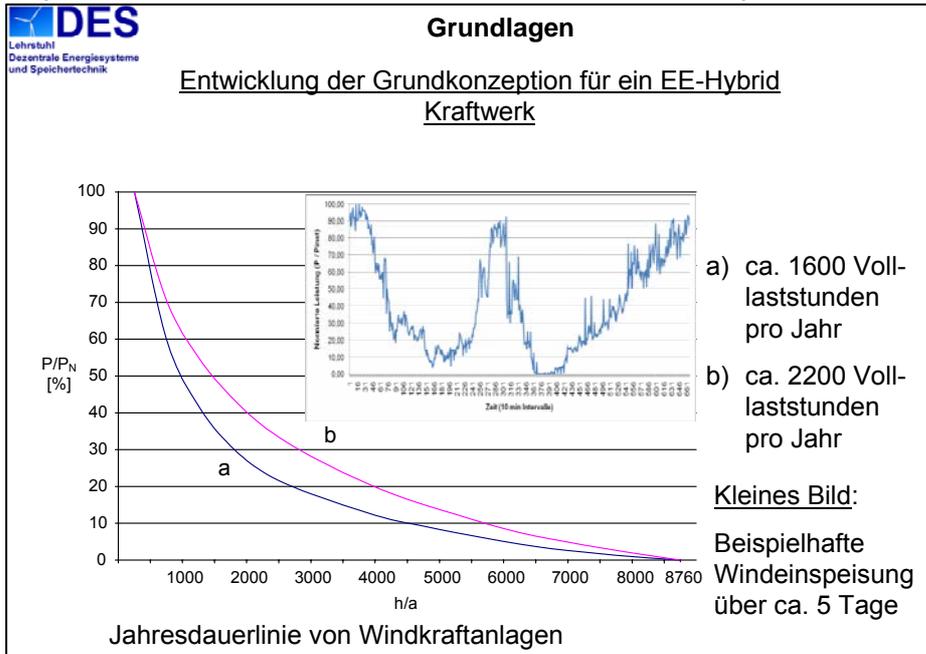


Abbildung 4.1 Jahresdauerlinien von Windkraftanlagen

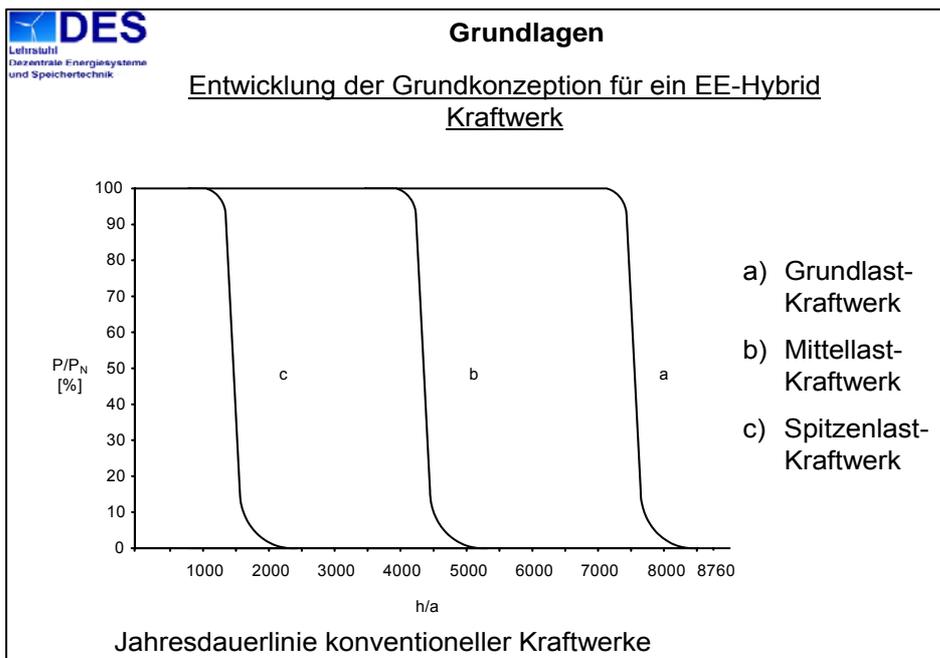


Abbildung 4.2 Jahresdauerlinien von konventionellen Kraftwerken

Klein eingebildet ist hierbei eine beispielhafte stochastische Windenergieeinspeisung über einen Zeitraum von 5 Tagen. Dieses nur schwer prognostizierbare Einspeiseverhalten ist der wesentlich Unterschied zum in Abbildung 4.2 dargestellten Verhalten konventioneller Kraftwerke mit etwa 8000 bzw. 4000 bzw. 2000 Volllaststunden pro Jahr im Grund- bzw. Mittel- bzw. Spitzenlastbereich. Um nicht den Eindruck zu erwecken, dass Windenergieanlagen über ein Einspeiseverhalten verfügen, die einem konventionellen Kraftwerk entspricht, wird das Konzept des EE-Hybridkraftwerkes an einer beispielhaften Energieeinspeisung über einen Monat erläutert. Wesentlich an dieser Stelle ist auch hier, nochmals die Begriffe Energie und Leistung klarzustellen. In Abbildung 4.3 erkennt man die installierte Leistung der WEA (grüne Gerade).

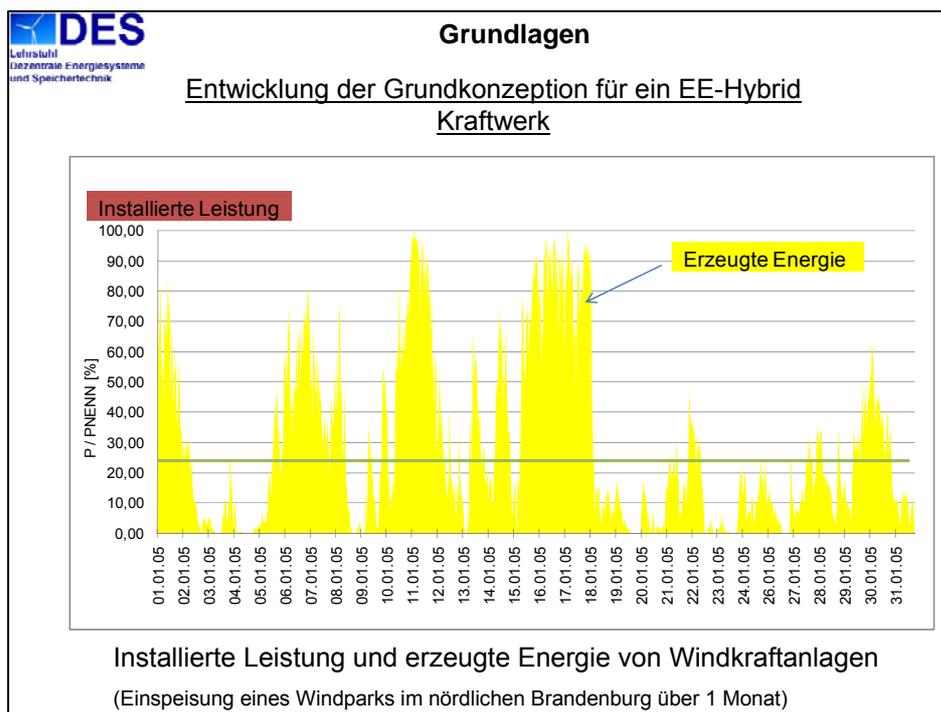


Abbildung 4.3 Installierte Leistung und erzeugte Energie von WEA

Auf diese Anschlussleistung sind die Netze auszubauen, ungeachtet dessen, wann und für wie lange mit dieser Leistung eingespeist wird. Die gelbe Fläche stellt den zeitlichen Verlauf der erzeugten elektrischen Energie aus Windenergieanlagen dar, die der Verbraucher nutzt.

Aufgrund der so geschilderten stochastischen Einspeisung werden Windenergieanlagen nach heutiger Gesetzeslage an den nächstgelegenen (sowie wirtschaftlich günstigsten) Netzverknüpfungspunkt angeschlossen, der noch über eine entsprechende Aufnahmekapazität (ggf. unter Verwendung von technischen Einrichtungen zur Durchsetzung von Maßnahmen zum Netzsicherheitsmanagement) für Windenergie verfügt. Das im Rahmen dieser Studie vorgeschlagene EE-Hybridkraftwerk geht davon aus, dass zukünftig große Windparks mit einer installierten Leistung von ca. 500-2000 MW direkt an das 380/220-kV-Übertragungsnetz angeschlossen werden.

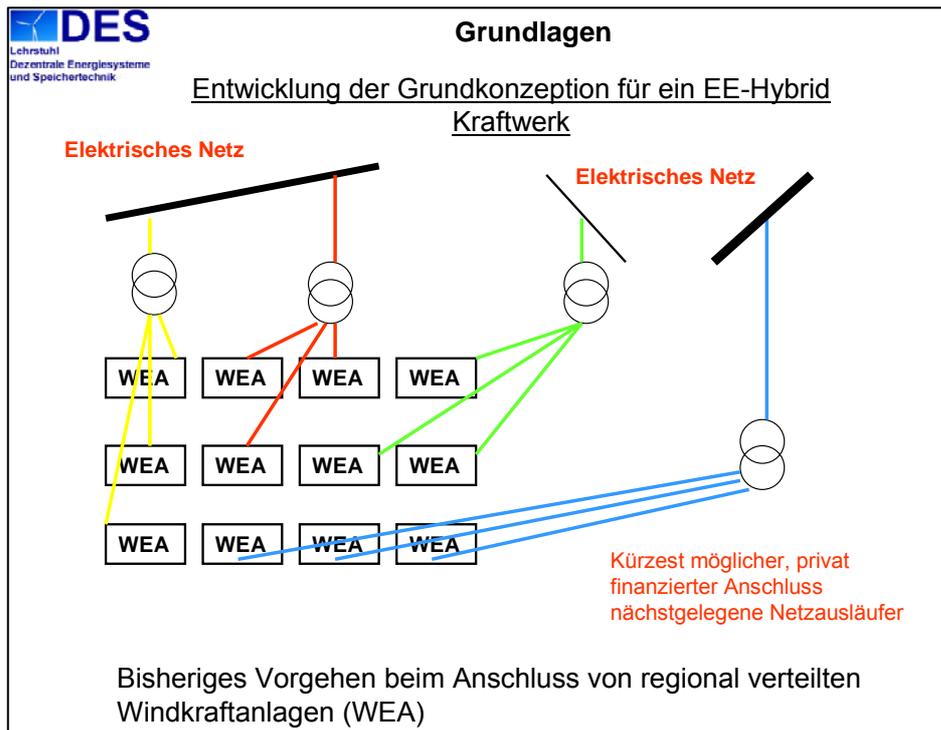


Abbildung 4.4 Anschluss regional verteilter Windkraftanlagen

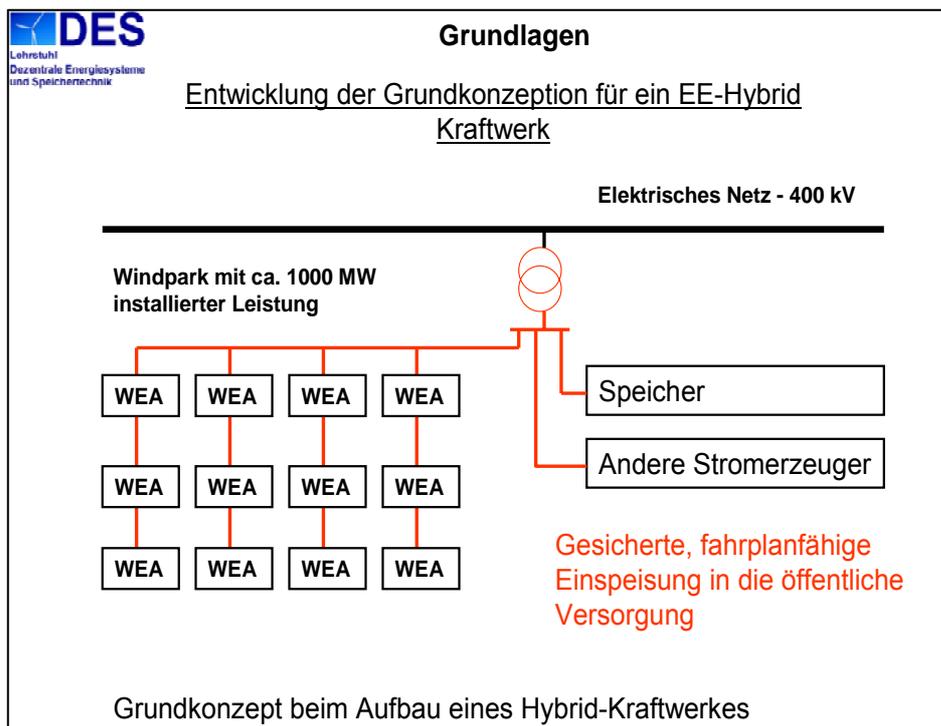


Abbildung 4.5 Anschluss eines EE-Hybridkraftwerkes

Die einzelnen Windenergieanlagen werden dabei über ein privates „Einsammel-Netz“, das nicht zur öffentlichen Versorgung gehört, miteinander verbunden. Über andere Stromerzeuger bzw. Speicher wird sichergestellt, dass das EE-Hybridkraftwerk am Netzverknüpfungspunkt eine gesicherte und vor allem fahrplanfähige Einspeisung einspeisen kann. Eine wesentliche Gestaltungsgröße für die Di-

mensionierung der einzelnen Komponenten des EE-Hybridkraftwerkes ist der Anteil elektrischer Leistung der Windenergieanlagen, der unmittelbar in das Stromnetz eingespeist wird. In den nachfolgenden Beispielen wird dieser auf 25 % festgelegt. In der Detailausplanung im Kap. 4.2 wird diese detaillierter untersucht. Mit diesem Leistungsband bis 25 % der installierten Leistung können bis zu 60 % der WEA-Jahresarbeit direkt in das elektrische Netz eingespeist werden.

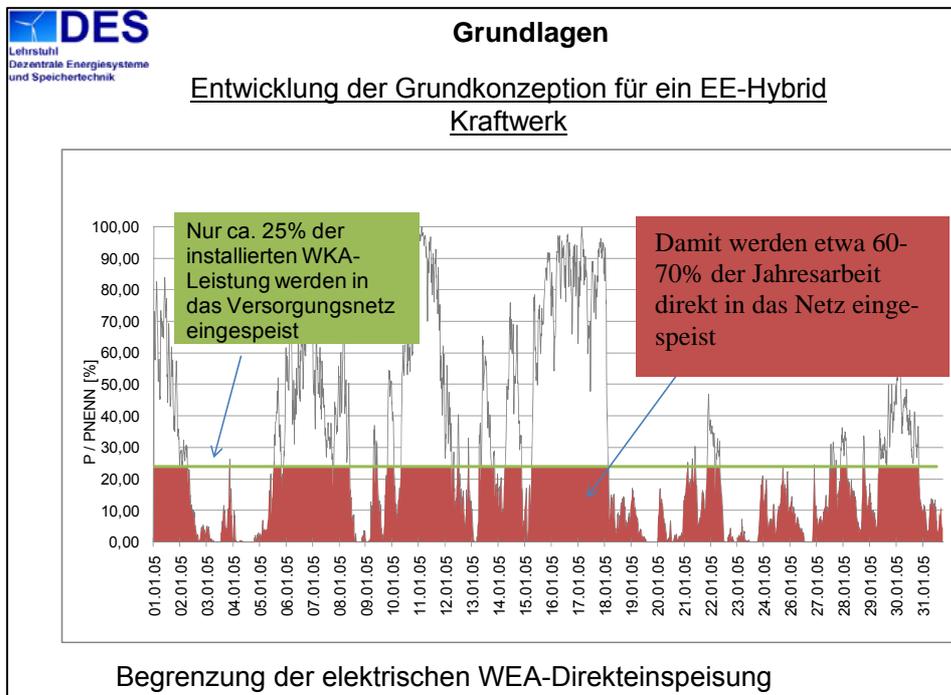


Abbildung 4.6 Begrenzung der WEA-Direkteinspeisung

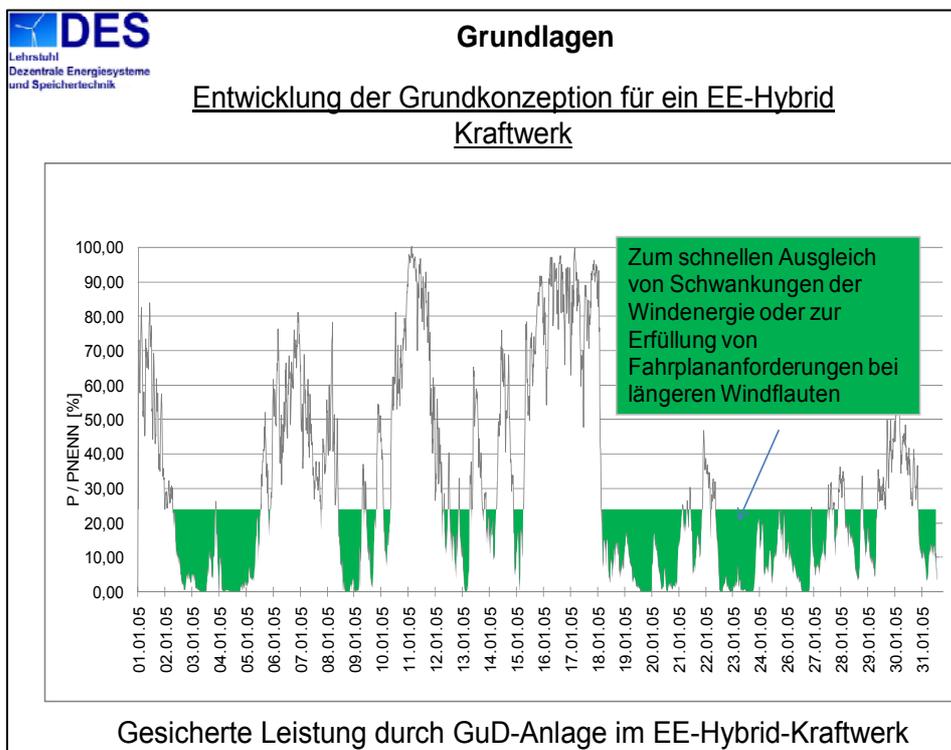


Abbildung 4.7 Gesicherte Leistung durch EE-Hybridkraftwerk

Soll das EE-Hybridkraftwerk, wie hier dargestellt ein Grundlastband einspeisen, muss die Energie, die im obigen Bild der grünen Fläche entspricht, durch andere Stromerzeuger abgesichert werden. Technisch muss diese Erzeugungsanlage in der Lage sein, Einspeiseschwankungen auf der Seite der Windenergie so auszuregeln, dass das vereinbarte Einspeiseprofil sichergestellt wird. Aufgrund der hohen Regeldynamik kann dies z.B. durch eine Gas- und Dampfturbinen- (GuD) Anlage erfolgen.

Die Speisung dieser GuD Anlagen kann vom Grundsatz her selbstverständlich mit Erdgas oder auch über Kohlevergasungsanlagen erfolgen. Da in den Prämissen der Studie verankert wurde, möglichst das gesamte Potential an Erneuerbaren Energien zur nachhaltigen CO₂-Reduzierung zu nutzen und im Rahmen der Hybridkraftwerke keine anderen fossil gefeuerten Anlagen zu verwenden, wird für den Betrieb der GuD Anlagen im hier untersuchten EE-Hybridkraftwerk die Möglichkeit untersucht, Biogas bzw. Wasserstoff, der aus Windspitzen erzeugt wird, zu nutzen.

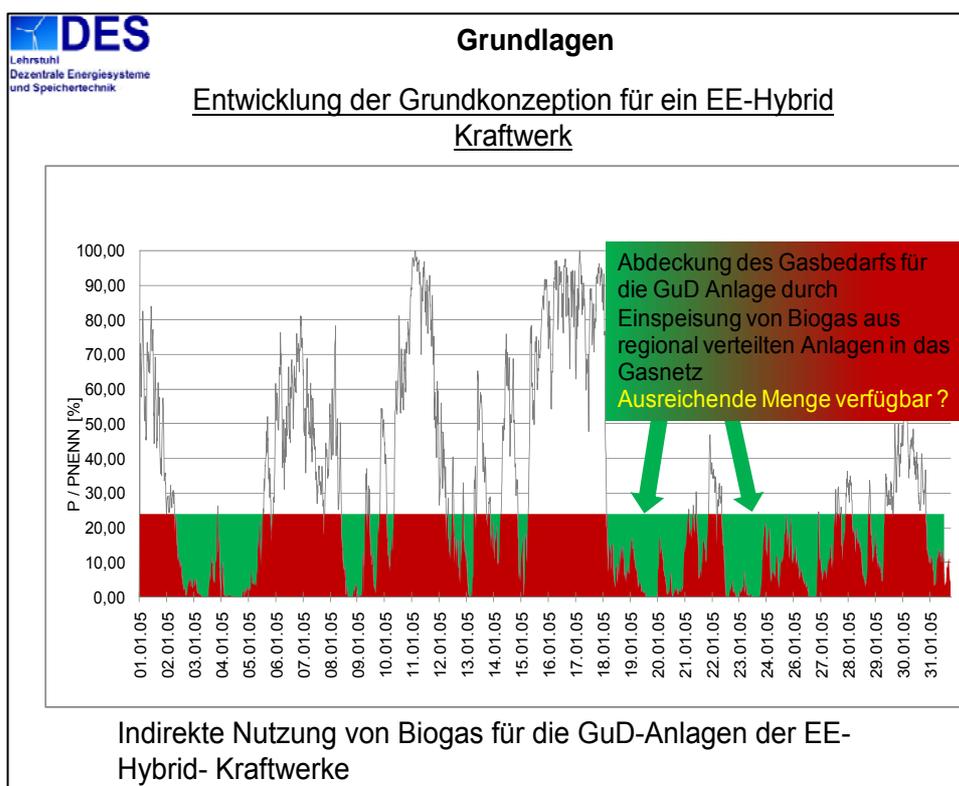


Abbildung 4.8 Biogasnutzung in EE-Hybridkraftwerk

Entscheidend für die Parameterauslegung des EE-Hybridkraftwerkes ist somit die regional verfügbare Biomasse als Basis der Biogaserzeugung. Dieses Gas kann örtlich verteilt erzeugt werden und zu Transport- und Speicherzwecken in das Gasnetz eingespeist werden.

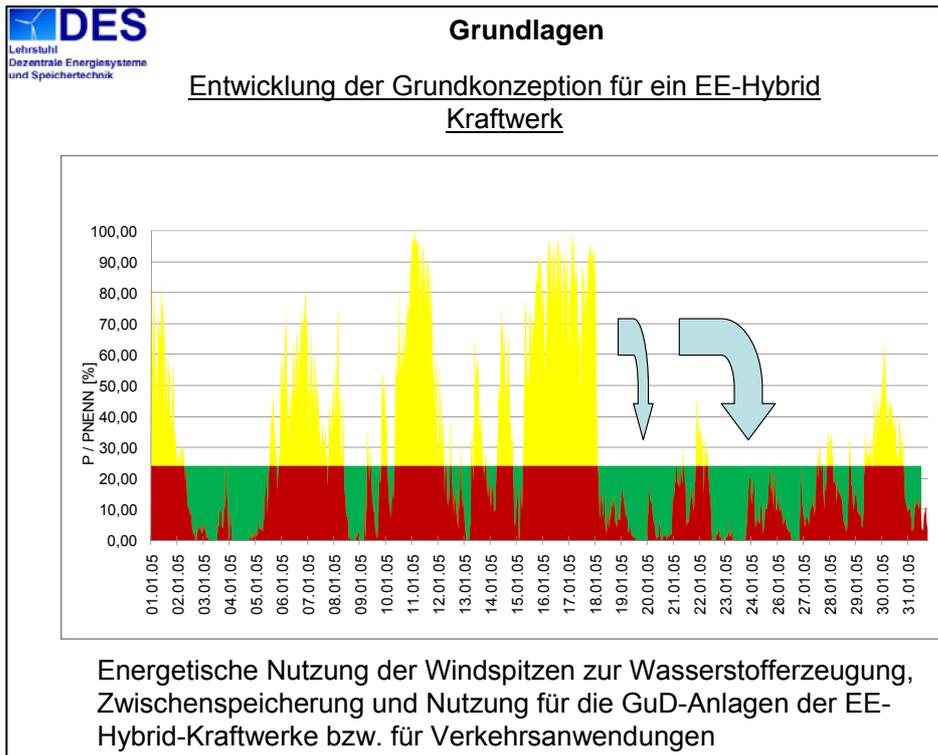


Abbildung 4.9 Nutzung der Windspitzen zur H₂-Erzeugung

Das EE-Hybridkraftwerk unterteilt sich somit in die nachfolgend gezeigten Komponenten. Für spätere Anwendungen bietet sich optional die Möglichkeit, den erzeugten Wasserstoff in einem zukünftigen Wasserstoffmarkt, z.B. auch für Verkehrsanwendungen zu nutzen, sofern die Automobilindustrie diesen Weg weiterverfolgt.

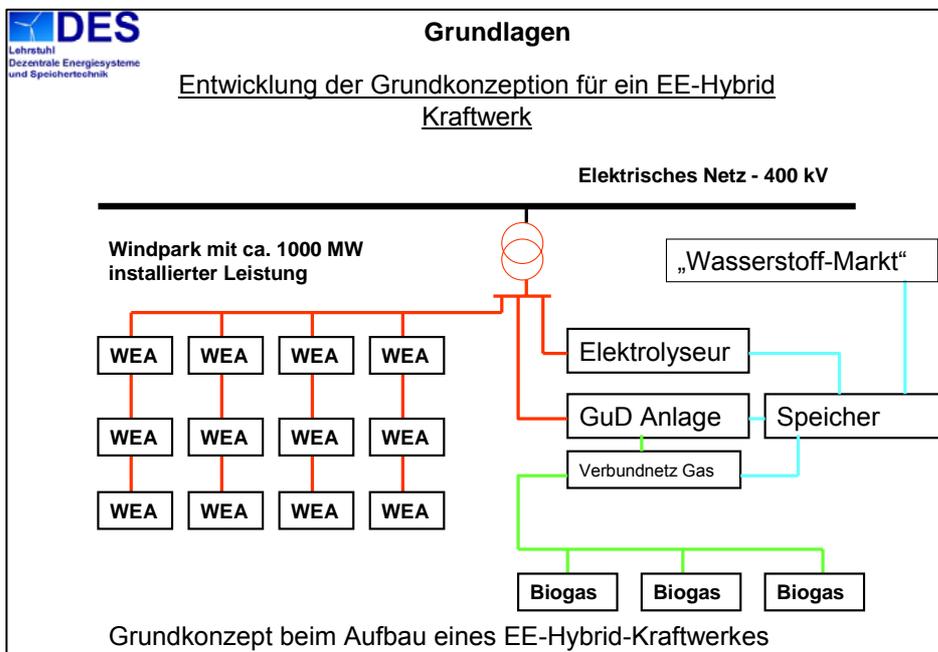


Abbildung 4.10 Grundkonzept des EE-Hybridkraftwerkes

4.2 EE-Hybridkraftwerk im Nord-Osten Brandenburgs

Beispielhaft für den Nord-Osten Brandenburgs wird im folgenden Kapitel ein EE-Hybridkraftwerk unter folgenden Randbedingungen konzipiert werden:

- Nutzung den gesamten regenerativen Energieangebote, schwerpunktmäßig auf Basis Windenergie, Biogas, ggf. PV mit möglichst hohen Wandlungswirkungsgraden
- Keine Nutzung fossiler Energiequellen wie z.B. Erdgas
- Zwischenspeicherung derjenigen regenerativen Energieanteile in Form von Wasserstoff im Gasnetz, die nicht unmittelbare systemverträglich in das Stromnetz eingespeist werden können.
- Absicherung einer gesicherten Leistungsverfügbarkeit auf Basis einer Biogas- bzw. Wasserstoff gefeuerten GuD Anlage.

Das hier vorgestellte Konzept wird für eine installierte Summenleistung der elektrisch zusammengefassten Windenergieanlagen von 2.000 MW dimensioniert. Hierbei wurden 2.159 Volllastbetriebsstunden für die Windenergieanlagen angesetzt. Das Windenergiepotential beträgt somit 4.318 GWh.

Das Leistungsband von 0 .. 480 MW der Windenergieanlagen wird direkt in das Stromnetz eingespeist. Dadurch können 2.677 GWh, d.h. 62 % der erzeugten Windenergie direkt nach der Erzeugung als elektrische Energie genutzt werden.

Die Energie aus Windspitzen mit 1.641 GWh würde über einen Elektrolyseur in Wasserstoff umgewandelt werden und in das Gasnetz eingespeist, wobei für die Umwandlung in einer alkalischen HD-Elektrolyse ein Wirkungsgrad von 65 % angesetzt wurde. Somit würden 1.067 GWh dem Gasnetz zugeführt.

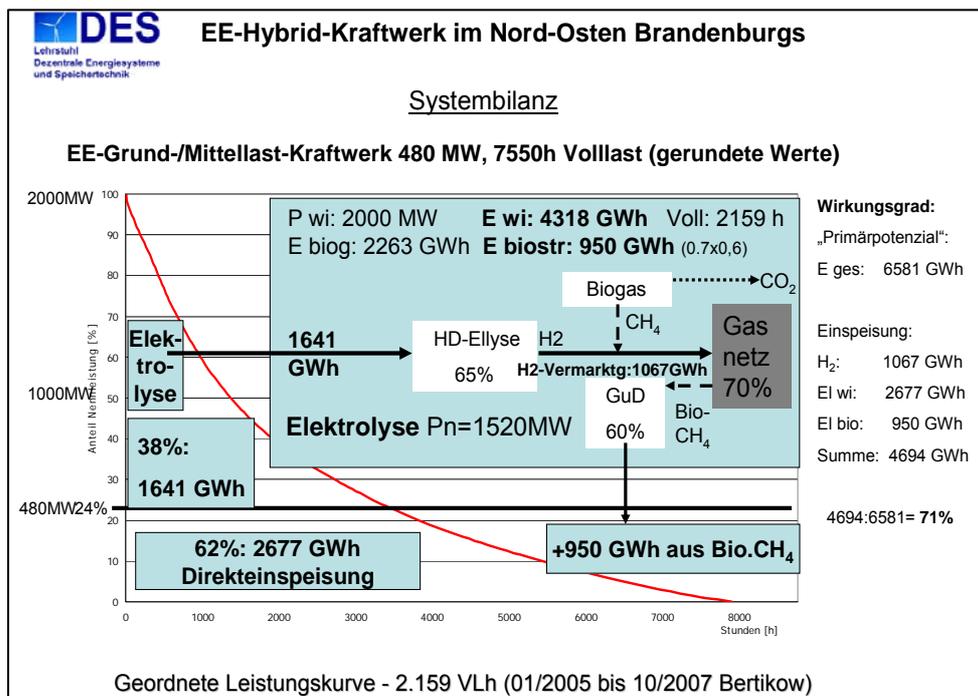


Abbildung 4.11 Systembilanz des EE-Hybridkraftwerks

Das Biogaspotential der betrachteten Region wird mit max. 2.263 GWh abgeschätzt. Bei dieser Menge würde rd. 1/3 der landwirtschaftlichen Nutzfläche in der Umgebung beansprucht und das Biogas auf Basis von Mais, Roggen und Gülle erzeugt.

Um das EE-Hybridkraftwerk mit einer Leistung von 480 MW und 7550 Vollastbetriebsstunden pro Jahr gesichert betreiben zu können, müssen zusätzlich zu dem direkt über Windenergieanlagen erzeugten Anteil von 2.677 GWh weitere 950 GWh über die GuD Anlage in das elektrische Versorgungsnetz eingespeist werden. Bei einem GuD-Wirkungsgrad von 60 % bedeutet eine Gas-Entnahme von 1.583 GWh.

In Abbildung 4.11 wird gezeigt, dass je nach verfügbarer Biomasse bis zu 3.330 GWh (Biogas plus Wasserstoff) in das Gasnetz eingespeist werden können sowie hierüber problemlos Transport- und Speicherverluste im Gasnetz sowie ggf. auch reduzierte Biogaseinspeisungen aufgefangen werden können.

Die Bedeutung des Gasnetzes als Speicher soll an zwei Einspeise-Szenarien für ein solches EE-Hybridkraftwerk gezeigt werden. In Abbildung 4.12 ist eine Starkwindphase dargestellt, die bei konstanter Einspeisung in das Stromnetz eine hohe Produktion von Wasserstoff mit minimaler Gasentnahme für die GuD Anlage zeigt. Es wird praktisch kein Biogas für das EE-Hybridkraftwerk in Anspruch genommen und ein Überschuss an Wasserstoff in das Gasnetz eingespeist.

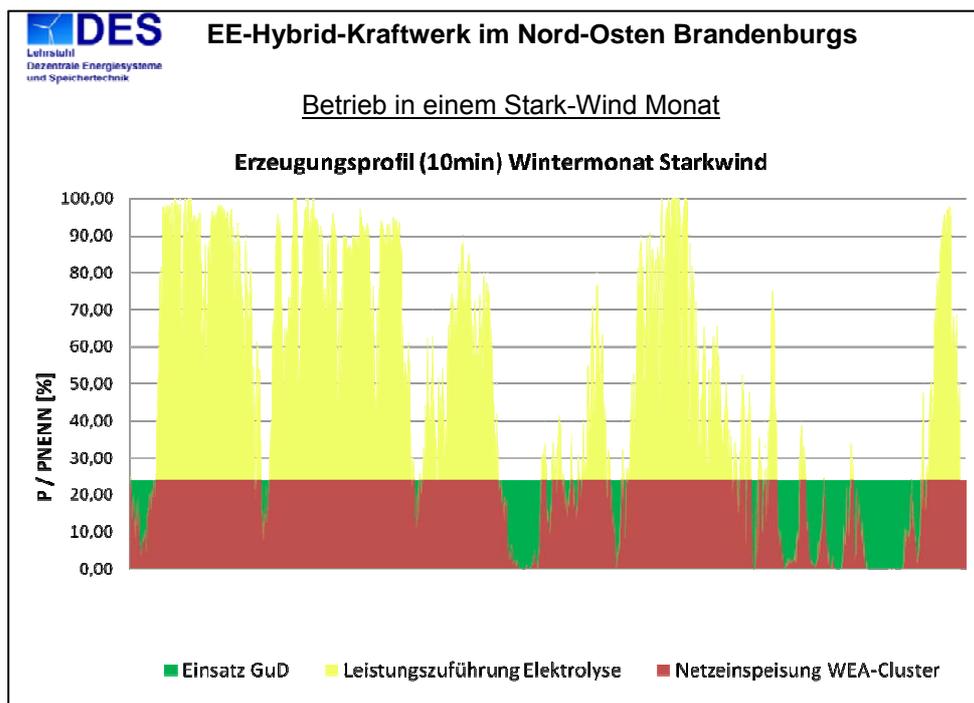


Abbildung 4.12 Erzeugungprofil des EE-Hybridkraftwerks bei Stark-Wind

In Abbildung 4.13 ist eine Schwachwind-Wetterlage gezeigt, in der nur minimal Wasserstoff erzeugt werden kann und Biogas und Wasserstoff zur Aufrechterhaltung einer konstanten Einspeisung in das Stromnetz aus dem Zwischenspeicher Gasnetz bezogen werden muss.

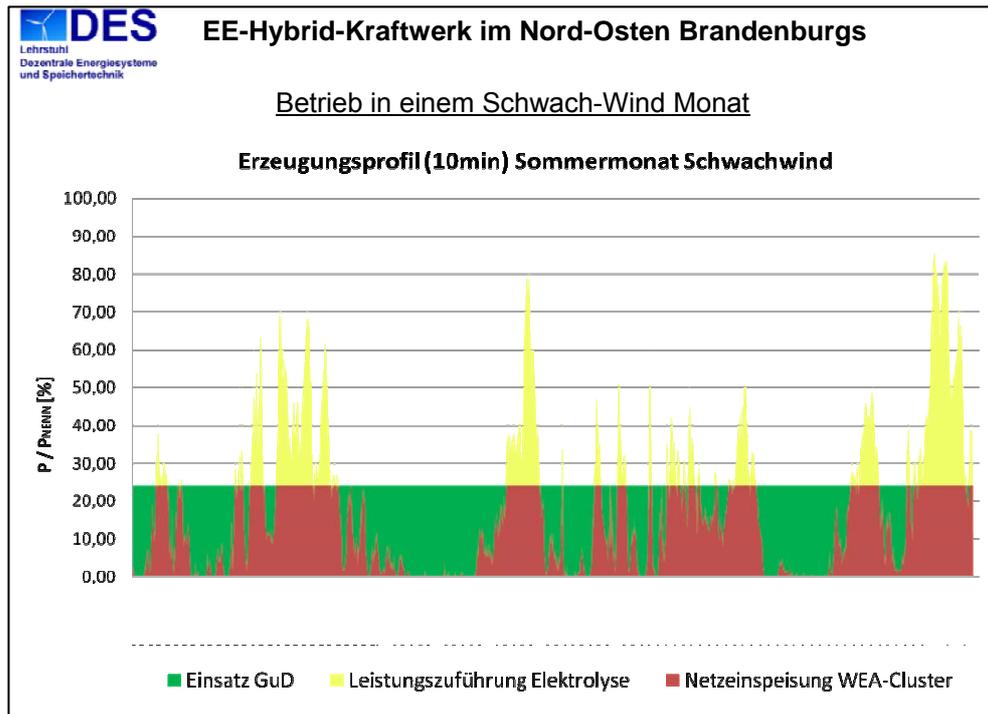


Abbildung 4.13 Erzeugungsprofil des EE-Hybridkraftwerks bei Schwach-Wind

4.3 Modellrechnung zur Einsatzplanung an 24 Betriebstagen

Zum Nachweis einer abgesicherten und optimiert planbaren Betriebsführung wurden auf Basis der 24 Windleistungseinspeisepprofile vom jeweils dritten Mittwoch eines Monats der Jahre 2005 und 2006 (Abb. 4.14), zu denen auch die UCTE-Lastprofile (Abb. 4.15) für das deutsche Verbundnetz veröffentlicht wurden jeweils 24 optimierte Einsatzplanungen in den Betriebsmodi „Flat Power“ und (UCTE_Profil) gerechnet, deren Gesamtheit im Anhang zu diesem Kapitel wiedergegeben ist.

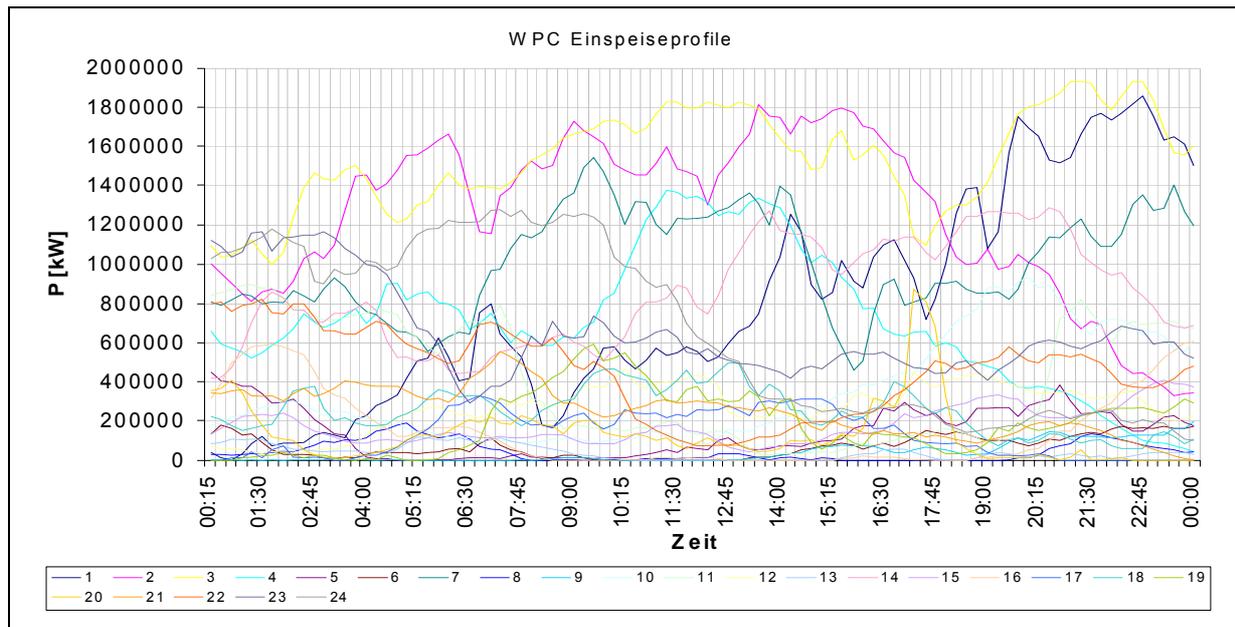


Abbildung 4.14: WPC-Einspeiseprofile für jeweils 3. Mittwoch eines Monats von Jan. 2005(1) bis Dez. 2006(24) hochskaliert auf 2000 MW

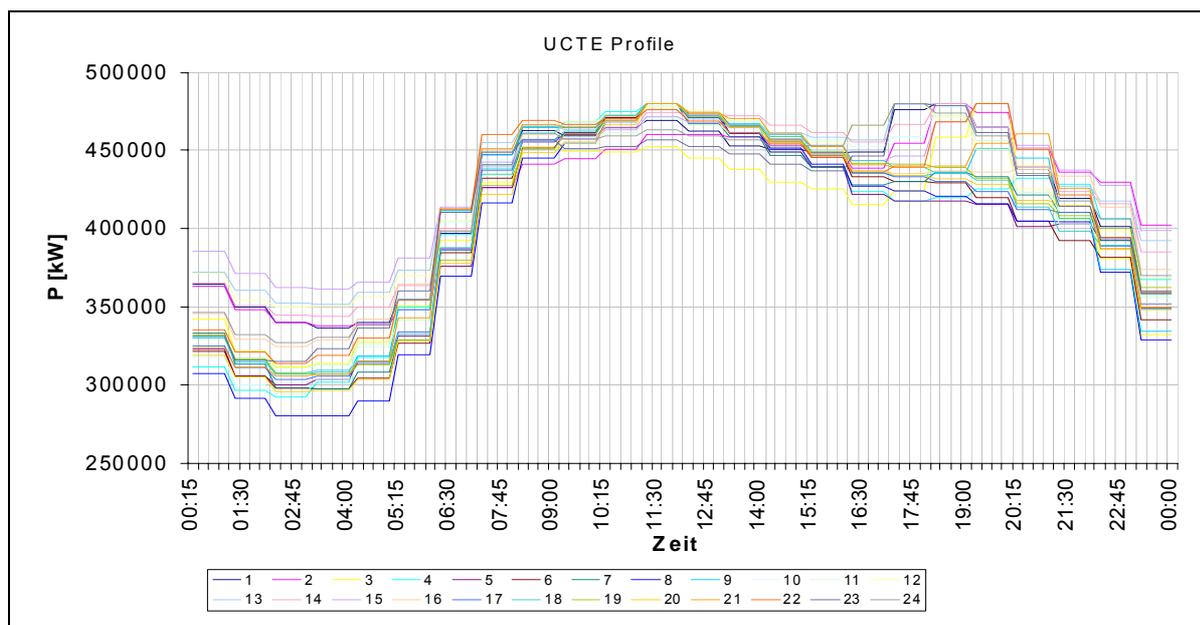


Abbildung 4.15: Verlauf der UCTE-Profile von Jan. 2005(1) bis Dez. 2006(24) mit Skalierung des Maximalwertes auf Nennleistung des EE-HyKW

Dabei entspricht im Bild 4.15 bei der bedarfsorientierten Einspeisung (angelehnt an UCTE-Profile) jeweils der Spitzenwert des Profils der Nennleistung des EE-HyKW. Beispielhaft und besonders aussagefähig ist der Tag 3, an dem es zu einem geringfügigen Überschuss kommt (vgl. Abb. 4.16 und Abb. 4.17), da bei Starkwindeinspeisung kurzzeitig die Nennleistung der Elektrolyse nicht ausreicht. Damit ist zugleich der grundsätzliche Auslegungsansatz für das EE-HyKW unter den aus heutiger Sicht getroffenen Annahmen auf Basis der 2x24 Stichproben als gerechtfertigt anzusehen.

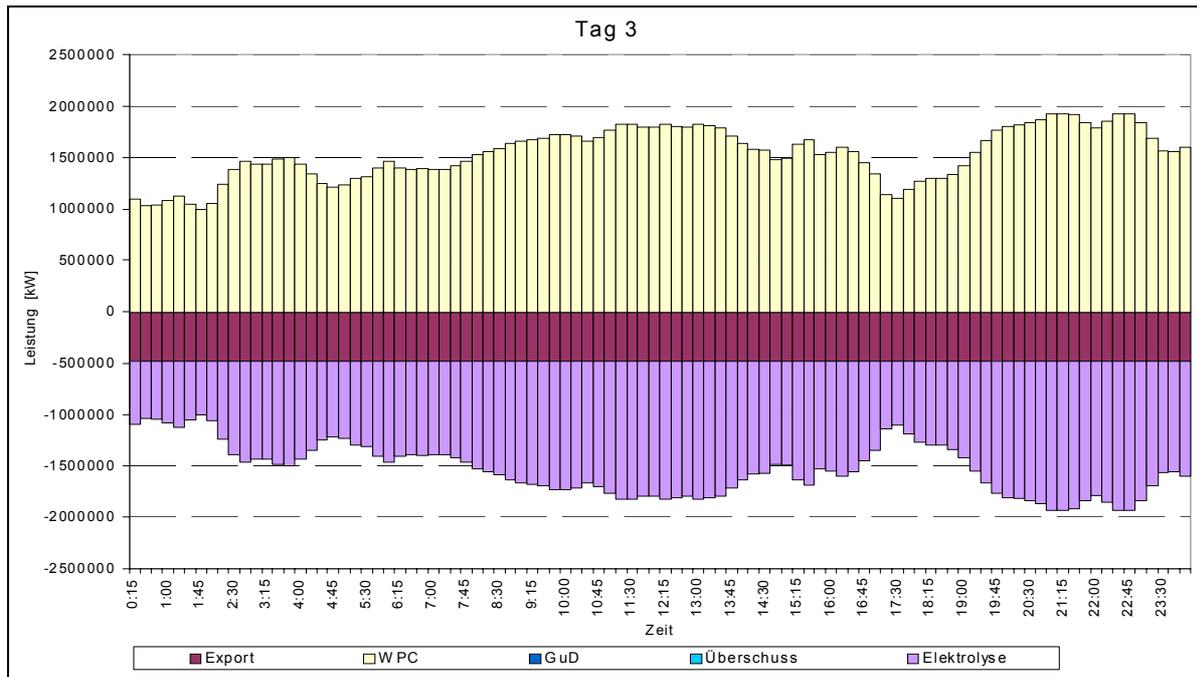


Abbildung 4.16: Einsatzplanung für 3.Mittwoch März 2005, Betriebsmodus „Flat Power“

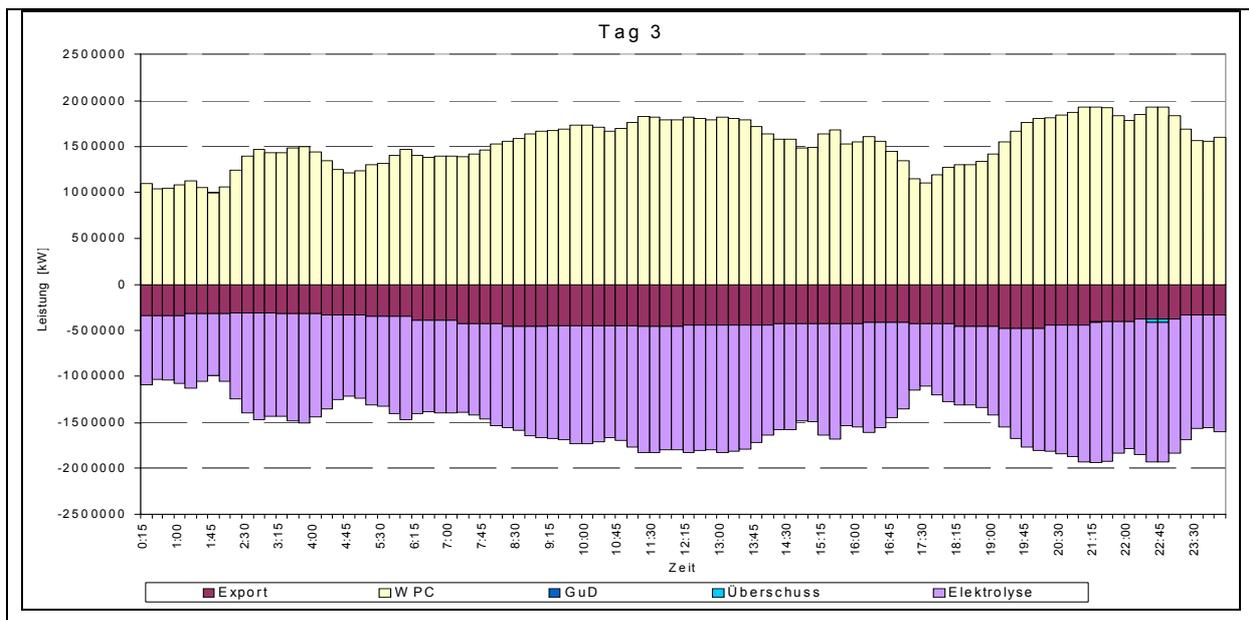


Abbildung 4.17: Einsatzplanung für 3.Mittwoch März 2005, Betriebsmodus bedarfsorientierte Einspeisung (angelehnt an UCTE-Profil)

Tag	Einspeisung mit „UCTE“- Export Profil (max. 480 MW)					Einspeisung mit konstanter Export-Leistung (480 MW)				
	Export	WPC	GuD	Eektrolyse	Überschuss	Export	WPC	GuD	Eektrolyse	Überschuss
1	-10087	19011	1430	-10354	0	-11520	19011	2345	-9836	0
2	-10071	30067	180	-20176	0	-11520	30067	254	-18801	0
3	-9668	36893	0	-27208	-17	-11520	36893	0	-25373	0
4	-9736	17049	1024	-8338	0	-11520	17049	1330	-6860	0
5	-9587	3441	6484	-338	0	-11520	3441	8173	-94	0
6	-9613	1645	7968	-1	0	-11520	1645	9875	0	0
7	-9701	24205	0	-14505	0	-11520	24205	144	-12829	0
8	-9429	1033	8418	-22	0	-11520	1033	10487	0	0
9	-9832	935	8898	-2	0	-11520	935	10585	0	0
10	-9950	8257	4158	-2464	0	-11520	8257	5037	-1774	0
11	-9868	9906	4136	-4174	0	-11520	9906	4449	-2835	0
12	-10223	6469	4490	-736	0	-11520	6469	5504	-453	0
13	-10324	919	9406	0	0	-11520	919	10601	0	0
14	-10214	20372	0	-10157	0	-11520	20372	288	-9140	0
15	-10332	4219	6308	-196	0	-11520	4219	7374	-74	0
16	-9997	3718	7279	-1000	0	-11520	3718	8238	-435	0
17	-9707	3159	6637	-89	0	-11520	3159	8361	0	0
18	-9764	6030	4412	-678	0	-11520	6030	5860	-370	0
19	-9757	4518	5611	-372	0	-11520	4518	7206	-204	0
20	-9641	3174	6844	-377	0	-11520	3174	8616	-270	0
21	-9908	5993	4540	-625	0	-11520	5993	5771	-243	0
22	-10008	10961	2492	-3445	0	-11520	10961	2835	-2276	0
23	-9906	15632	648	-6373	0	-11520	15632	770	-4882	0
24	-10048	16022	2379	-8352	0	-11520	16022	2777	-7279	0
Summe	-237371	253628	103742	-119983	-17	-276480	253628	126881	-104029	0

alle Werte in MWh

Abbildung 4.18: Gegenüberstellung der Betriebsmodi „Flat Power“ und „UCTE“ anhand ihrer Planungswerte am 3. Mittwoch eines Monats von Jan. 2005 (1) bis Dez. 2006 (24)

Anhand der in Abb. 4.18 gezeigten tabellarischen Gegenüberstellung der beiden Betriebsmodi und ihrer Planungswerte zeigt sich tendenziell die bei UCTE- Einspeisung reduzierte EE-Energieeinspeisung (Wind!) ins Übertragungssystem (rd. -14%), ein verringerter Einsatz des GuD (rd. -18%) und eine um rd. 15% erhöhte Wasserstoffproduktion. Unter Berücksichtigung flacher verlaufender Profile an Wochenenden und Feiertagen, die allerdings nicht bei UCTE zu finden sind, – d. h. bei geringeren Abständen zwischen Maxima und Minima – reduziert sich die o.g. Verlagerung um ca. 2..3 Prozentpunkte.

Daraus wird zugleich die bereits oben gemachte Aussage unterstrichen, dass im Betriebsmodus UCTE aufgrund geringeren (Bio-) Gasverbrauchs eine längere Betriebszeit über das Jahr erreicht wird. Unter dem Vorbehalt der natürlichen Schwankungen des jeweiligen Wind- und/oder Erntejahres kann somit ein näherungsweise Ganzjahresbetrieb eines - wie oben beschriebenen - EE-HyKW auf Basis der EE-Ressourcen im EE-Cluster angenommen werden.

4.4 Technologischer Stand der Großkomponenten für ein EE-Hybridkraftwerk

- A) Gaswäsche und Trennung von Biogas in CH₄ und CO₂ und Einspeisung ins Erdgasnetz sind Stand der Technik.
- B) Die Einspeisung und Beimischung von H₂ ins Erdgasnetz wird von Experten heute als möglich angesehen, die Angaben schwanken jedoch je stark: EWE als Endversorger sieht die Grenze bei 2% wegen Dichte-, Qualitäts- und Messproblemen; Siemens PG sieht 10% wegen veränderten Brennverhaltens in Gasturbinen als Grenze an; andere Quellen weisen z. T. auch noch höhere Werte aus.
- C) Elektrolyseure sind z. Zt. auf alkalischer Basis mit bis zu 65% Wirkungsgrad und begrenzter Teillastfähigkeit verfügbar. Die Hochtemperatur-Elektrolyse mit bis zu 80% Wirkungsgrad und dynamischer Teillastfähigkeit ist noch zu entwickeln.
- D) GuD-Kraftwerke mit 60% Wirkungsgrad im Teillastbereich sind Stand der Technik, an weiterer Steigerung wird gearbeitet – insbesondere GT für höhere Temperaturen. Bei kleineren GuD-Anlagen unter 500 MW (Siemens PG) mit geringem Wirkungsgrad sind für den beschriebenen Einsatz Anpassungen erforderlich.
- E) Automatisierungs- und IT-Systeme im Sinne von SPS und DEMS sind generell verfügbar, eine projektweise Anpassung ist jedoch erforderlich.

4.5 Anpassung der Rahmenbedingungen

Zur Realisierung dieses Konzeptes und zur Ausschöpfung der unterschiedlichen energiewirtschaftlichen Potentiale sind jedoch grundsätzliche Anpassungen/ Erweiterungen der Rahmenbedingungen erforderlich:

Speicherung allgemein und insbesondere der Wasserstoff-Pfad mit Elektrolyse und Netzzugang sind in ähnlicher Weise gesetzlich zu fördern und abzusichern wie bisher beim Strom.

Für Wasserstoff-Erzeugung und Einspeisung ins Gasnetz bzw. nach Rückverstromung ins elektrische Netz sind Vergütungen festzulegen, die mit dem Grad der Veredelung ansteigen, da z. B. für den Übertragungsnetzbetreiber eine Reduzierung der EEG-getriebenen Aufwendungen ermöglicht wird: Reduzierung von Regelleistungsbedarf, Verringerung von Netzausbau.

Die Einspeisung entspr. UCTE-Profilen im Sinne einer „bedarfsorientierten profilbasierten Einspeisung“ zeigt Fähigkeit zu einer vorher mit dem Netzbetreiber abgestimmten Einspeisung, z. B. auch day ahead zur optimalen Ausschöpfung von kurzzeitigen Systemkapazitäten einschließlich z. B. Leitungsmonitoring bzw. marktorientierte fahrplanbasierte Einspeisung. Eine verstetigte Einspeisung als „Flat Power“ unterstreicht zudem auch die Grundlastfähigkeit von EE- Hybridkraftwerken.

Damit wird also mit EE-Hybridkraftwerken

- eine Anpassung der Leistungsabgabe aus EE-basierten Kraftwerken an den Bedarf erreicht
- eine nennenswerte Reduzierung konventioneller Kraftwerkskapazität möglich.

Da also mit Hybridkraftwerken auf Basis regenerativer Primärenergieträger ein gesamtwirtschaftlicher Vorteil im Sinne des Schutzes der Umwelt, der Schonung der Energieressourcen und einer Verringerung der Energieimportabhängigkeit Deutschlands bei zugleich aufwand-/nutzengerechtem Ausbau der Energieversorgungssysteme erreichbar ist, wird empfohlen, im EEG eine geeignete Förderung zu verankern.

4.6 Nächste Schritte auf dem Weg zum EE-Hybridkraftwerk

Um die Einspeisung großer Mengen stark fluktuierender regenerativer Energie in EE-Hybridkraftwerken zu ermöglichen, werden folgende Teilschritte in kleinen Pilotanwendungen untersucht werden:

- a) Entwicklung einer angepassten Betriebsführungsstrategie zur Kompensation fluktuierender Wind- Einspeisung (zukünftig auch PV-Einspeisung) durch eine Gasturbine. Auf Basis der Windprognose für den jeweiligen Folgetag sollte versucht werden die Einspeiseleistung eines Windparks in der Größenordnung von 10-50 MW in Kombination mit einer Gasturbine (ca. 3-10 MW) so zu optimieren, dass sich gesicherte Einspeisebänder für den Folgetag ergeben.
In diesem ersten Entwicklungsschritt ist es akzeptabel, wenn die Gasturbine mit Erdgas gefeuert wird. Optimierungskriterium für die Festlegung der Einspeisebänder wäre u.a. eine Nutzung der erzeugbaren regenerativen Energie von mindestens 90 %. Das Abregeln der Winderzeugung sollte sich auf wenige unerwartet hohe Windspitzen beschränken, wobei dies natürlich sehr von der Güte der regionalen Windprognose für den Folgetag abhängen wird.

Das nachfolgende Bild zeigt mögliche Planungen für den Einsatz der Gasturbine in einem Zeitraum von ca. 5 Tagen. Bei der Peak-orientierten Einsatzplanung muss die Gasturbine wesentlich größer ausgelegt werden, als bei der Mittelwert-orientierten Einsatzplanung. Auch ist bei Peak-Einsatz ein wesentlich höherer Brennstoffbedarf vorzusehen, was speziell beim Betrieb mit Bio-Methan zu beachten ist. Dabei hat die Peak-orientierte Fahrweise den Vorteil der 100%-igen Nutzung der Windenergie, während bei der Mittelwert-orientierten Fahrweise hier in geringem Umfang Windspitzen abgeregelt werden müssen.

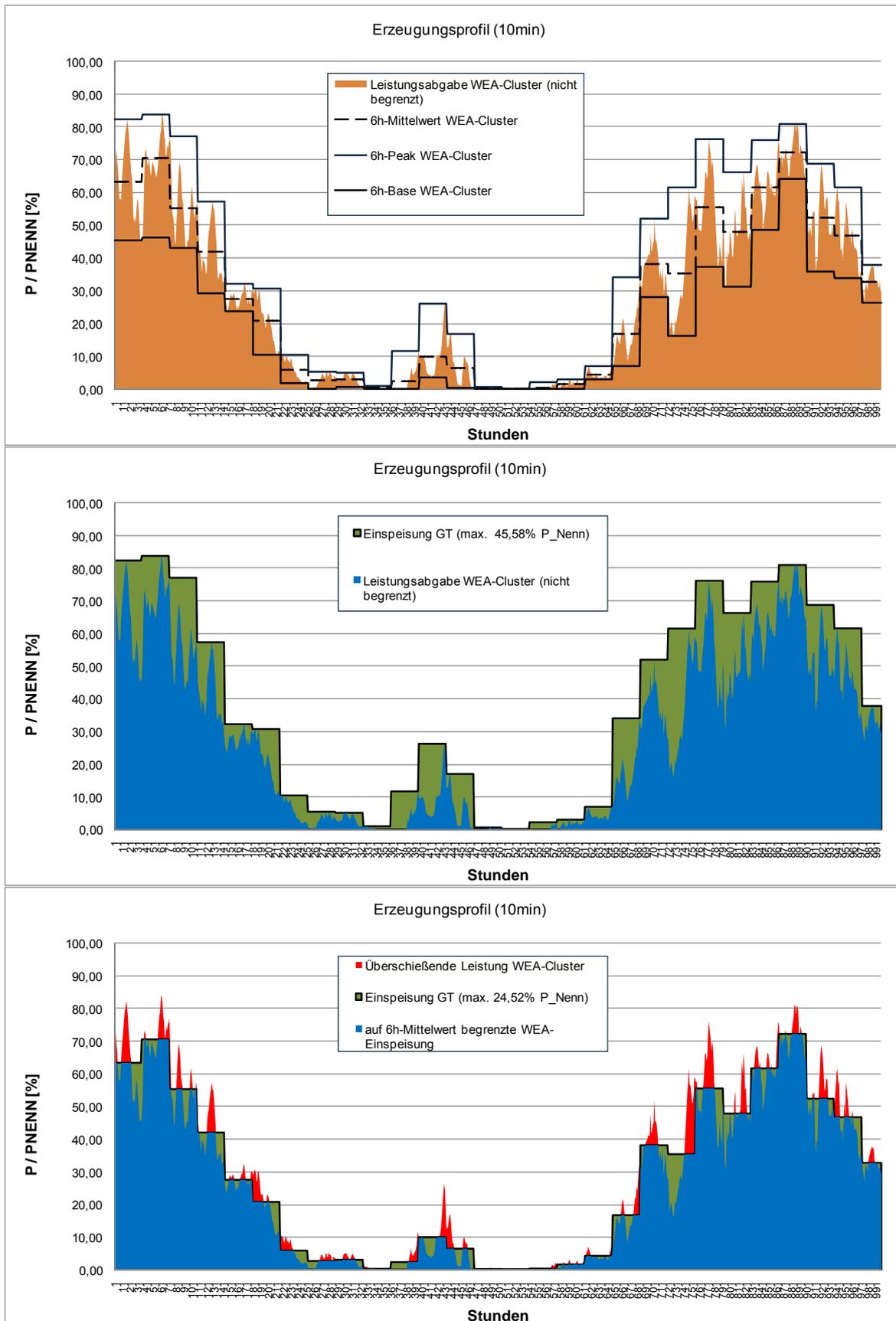


Abbildung 4.19 Mögliche Einsatzszenarien der Gasturbine (Peak- oder Mittelwertregelung)

-
- b) Verfügt das EE-Hybridkraftwerk nach den ersten Schritt über eine entsprechende Betriebsführungsstrategie und ist in der Lage planbare Einspeisebänder zu erzeugen, liegen zu diesem Zeitpunkt auch Erfahrungswerte vor, in welchem Umfang
- a. Erdgas zum Ausgleich regenerativer Untererzeugung benötigt wurde
 - b. Regenerative Energie zum Ausgleich von Übererzeugung abgeregelt werden musste
- c) Da bei den hier beschriebenen Schritten nicht eine regenerative Grundlasterzeugung sondern eine planbare Einspeisung für den Folgetag zu erreichen ist, liegt die erforderliche Ausgleichenergie und damit die Gasmenge, die für die Gasturbine benötigt wird, weit unter den in Kap. 4.2 benötigten Mengen. Insofern könnte in diesem Teilschritt geprüft werden, ob die benötigte Gasmenge regional aus Biogas bereitgestellt werden kann, um so den „regenerativen Anteil“ des EE-Hybridkraftwerkes weiter zu erhöhen.
- d) Der abschließende Untersuchungs- und Entwicklungsschritt kann sich mit der Nutzung der nach a)-b) ermittelten, ungenutzten regenerativen Energiemenge befassen, um so in dem in a)-c) entwickelten EE-Hybridkraftwerk 100 % der umgewandelten Windenergie zu nutzen. Hier bietet sich die bereits im Kap. 4.1 beschriebene Umwandlung in Wasserstoff und dessen Nutzung in einer noch zu etablierenden Wasserstoff-Wirtschaft oder dessen Zwischenspeicherung im Gasnetz an. Die hierfür erforderliche Technologie liegt vom Grundsatz her zwar vor, ist allerdings nach den Aussagen von Kap. 5 der kostenintensivste Teil des EE-Hybridkraftwerkes.

5 Ermittlung der ökonomischen Effekte

Prof. Dr. rer. pol. Wolf Fichtner, Dipl.-Wirtsch.-Ing. René Pforte

5.1 Ökonomische Berechnungen zur Netzintegration Erneuerbarer Energien

Die beschriebenen Netzausbaumaßnahmen zur Netzintegration Erneuerbarer Energien in Brandenburg bis zum jeweiligen Bezugsjahr (2020 bzw. 2030) werden im Folgenden ökonomisch bewertet.

Als wesentliche Kriterien zur Beschreibung der ökonomischen Auswirkungen der Netzintegration werden herangezogen:

- A. Gesamtinvestition in €
- B. spezifische Kosten resultierend aus dem Investitionsbedarf in ct/kWhel (Bezugsbasis: Elektrizitätsverbrauch in Brandenburg 2020 bzw. prognostizierte Einspeisung aller Erneuerbaren Energien in Brandenburg im Bezugsjahr)

CEBra – Centrum für Energietechnologie Brandenburg

5.1) Ökonomische Effekte des Netzausbaus

Berechnungsgrundlagen:

- I. Mengengerüst entsprechend den untersuchten Szenarien (Arbeitsgruppe Dr. Pfeiffer)
- II. Marktpreise bzw. Kosten der Netzbetriebsmittel von Anbietern und durch Abstimmung mit Projektpartnern ermittelt
- III. Sonstige Parameter aus Literatur und gesetzlichen Regelungen (Nutzungsdauer, StromNEV Kalkulationszins, u.a.)

Abbildung 5.1 Grundlagen des erstellten Kalkulationsmodells

Für die Berechnungen wurde ein umfangreiches Kalkulationsmodell erstellt (zu den Grundlagen vgl. Abbildung 5.1). Der Gesamtinvestitionsbedarf wird durch die Anwendung von spezifischen Investitionen bzw. aktuellen Schätzungen spezifischer Marktpreise für die notwendigen Netzbetriebsmittel unter Berücksichtigung interner Prozess- und Verwaltungskosten der Netzbetreiber auf das entsprechende Mengengerüst ermittelt. Zudem wurden weitere Parameter, wie z. B. die betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern und der Kalkulationszins, für die zugrunde liegenden Berechnungen (WACC-Methode, Annuitätenmethode) zusammengetragen (vgl. Abbildung 5.2). Der Kalkulationszinssatz wurde mit 7,0 % berechnet. Er berücksichtigt dabei den entsprechenden Vorschlag der Bundesnetzagentur für die Eigenkapitalverzinsung von windenergiebedingten Netzausbaumaßnahmen ab dem Jahr 2009 (ca.

10,22 %), einen Fremdkapitalzinssatz von 4,8 % sowie einen Eigenkapitalanteil von 40 %.

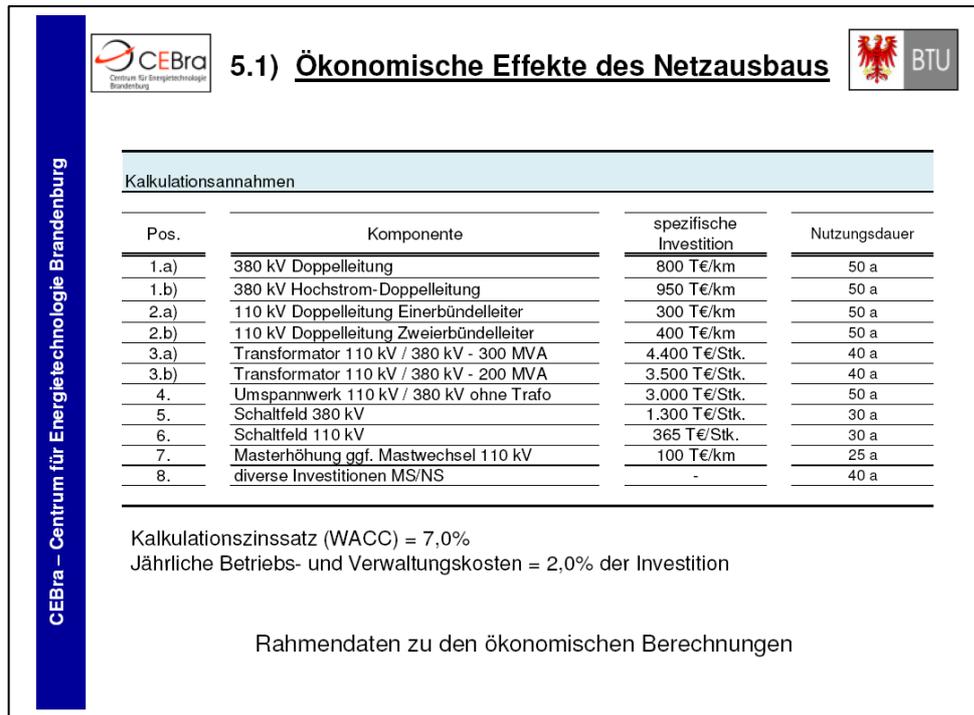


Abbildung 5.2 Rahmendaten zu den ökonomischen Berechnungen

Die Mengengerüste der Netzbetriebsmittel werden bezüglich der drei Netzebenen Höchstspannung (380-/220-kV), Hochspannung (110-kV) und Mittel- bzw. Niederspannung unterschieden (<110-kV). Für das Szenario 1 (im Fall der Kraftwerksabsenkung auf die technische Mindestleistung und eines Exportsaldos von 2,5 GW) sind die notwendigen Netzbetriebsmittel der 380-kV-Ebene in Abbildung 5.3 aufgeführt.

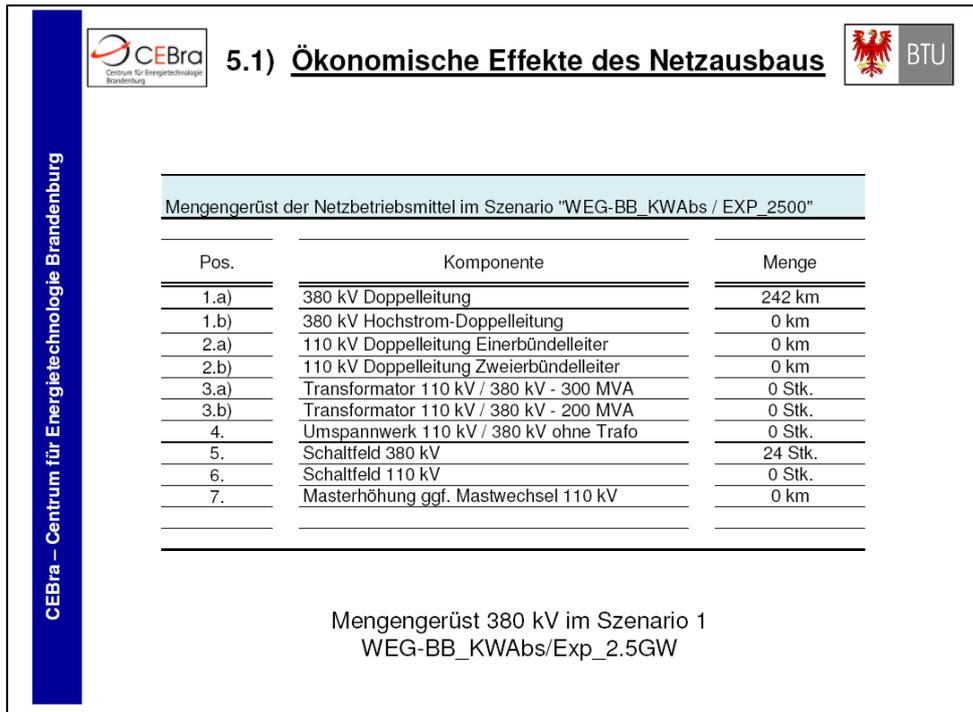


Abbildung 5.3 Mengengerüst 380 kV im Szenario 1

Das Mengengerüst für die 110-kV-Ebene ist für alle Untersuchungsszenarien gleich und umfasst die in Abbildung 5.4 dargestellten Netzbetriebsmittel.

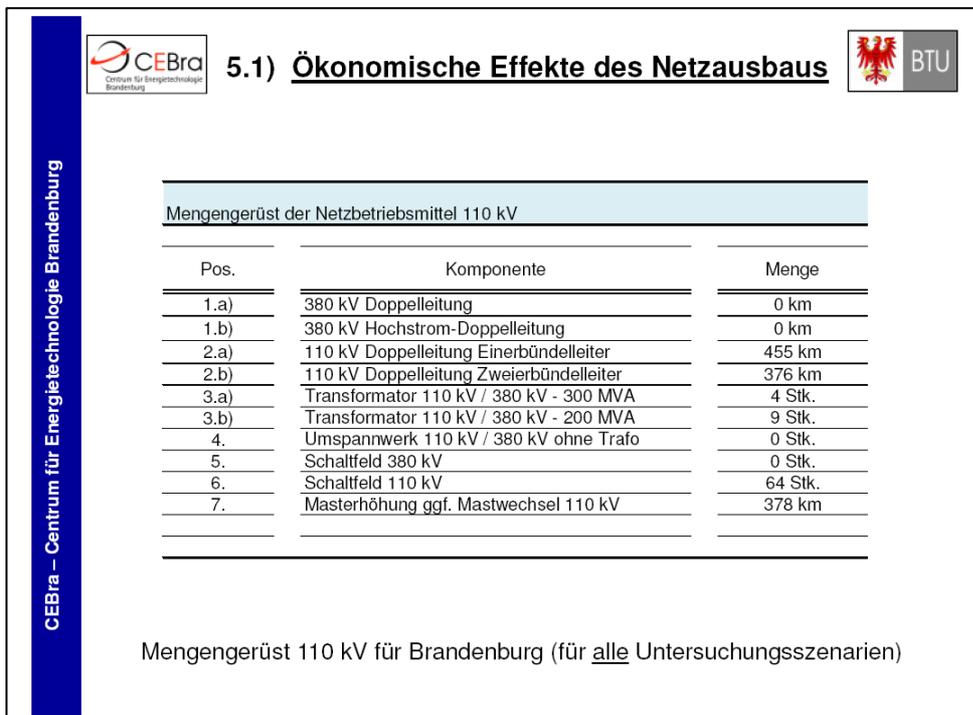


Abbildung 5.4 Mengengerüst 110 kV für Brandenburg

Für die Abschätzung des Investitionsbedarfs in den Mittel- und Niederspannungsnetzen haben die Projektteilnehmer envia Verteilnetz GmbH und E.ON edis Netz GmbH ein Modell erstellt, das auf Basis der Investitionen der vergangenen Jahre sowie der erwarteten Anschlussleistung bis zum Jahr 2020 in diesen Spannungsebenen eine Hochrechnung ermöglicht. Für deren Netzgebiete, die das Bundesland Brandenburg vollständig abdecken, und unter Berücksichtigung der Prognosen des Ausbaus der Erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020 werden folgende Investitionsbedarfe abgeschätzt und für alle Untersuchungsszenarien zugrunde gelegt (vgl. Abbildung 5.5).

CEBra – Centrum für Energietechnologie Brandenburg



5.1) Ökonomische Effekte des Netzausbaus



Investitionsbedarf MS/NS lt. E.ON edis Netz und envia NETZ bis 2020

Pos.	Komponente	Investition
1.	envia NETZ 2007-2010	6.600 T€
2.	envia NETZ 2011-2015	25.450 T€
3.	envia NETZ 2016-2020	34.100 T€
4.	<i>envia NETZ gesamt bis 2020</i>	<i>66.150 T€</i>
5.	E.ON edis Netz 2007-2010	56.213 T€
6.	E.ON edis Netz 2011-2015	63.480 T€
7.	E.ON edis Netz 2016-2020	43.973 T€
8.	<i>E.ON edis Netz gesamt bis 2020</i>	<i>163.666 T€</i>
9.	<i>MS/NS gesamt bis 2020</i>	<i>229.816 T€</i>

Investitionsbedarf MS/NS in Brandenburg (für alle Untersuchungsszenarien)

Abbildung 5.5 Investitionsbedarf MS/NS in Brandenburg bis 2020

Damit berechnet sich der Gesamtinvestitionsbedarf für das Szenario 1 mit ca. 852 Mio. €. Die jährlichen Gesamtkosten (Kapitalkosten sowie Betriebs- und Verwaltungskosten) betragen ca. 80,2 Mio. € (vgl. Abbildung 5.6).

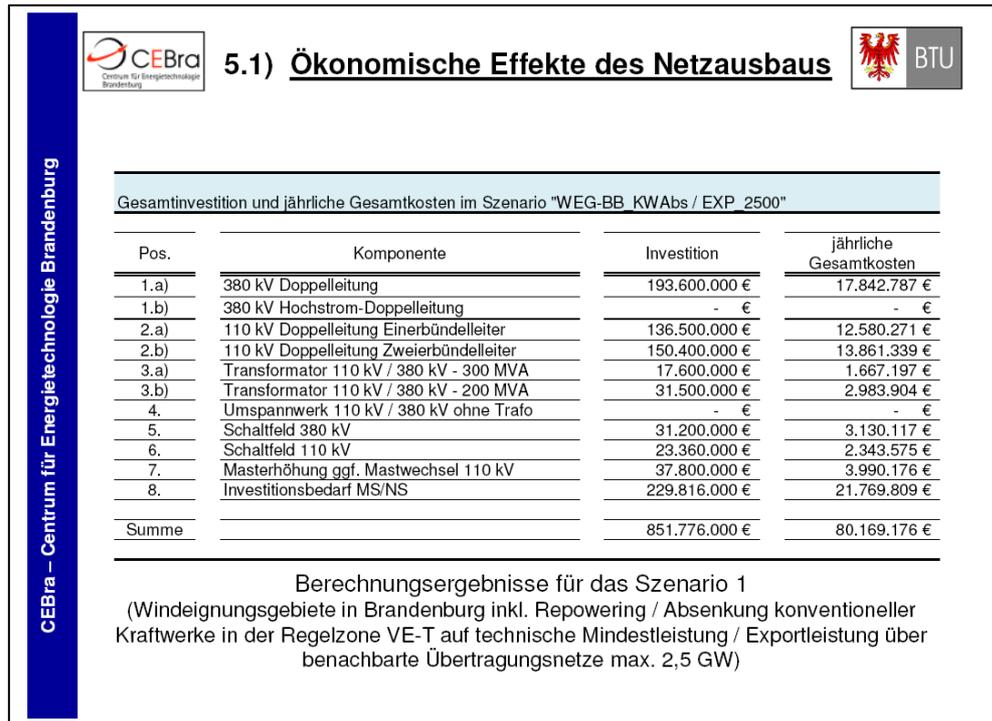


Abbildung 5.6 Berechnungsergebnisse für das Szenario 1

Von der Gesamtinvestition im Basisszenario entfallen etwa 32 % auf die 380-kV-Ebene, ca. 41 % auf die 110-kV-Ebene und ca. 27 % auf die Mittel- und Niederspannungsebene (<110 kV). Die Zusammensetzung der Gesamtinvestition bezüglich der wesentlichen Netzbetriebsmittel ist in Abbildung 5.7 dargestellt.

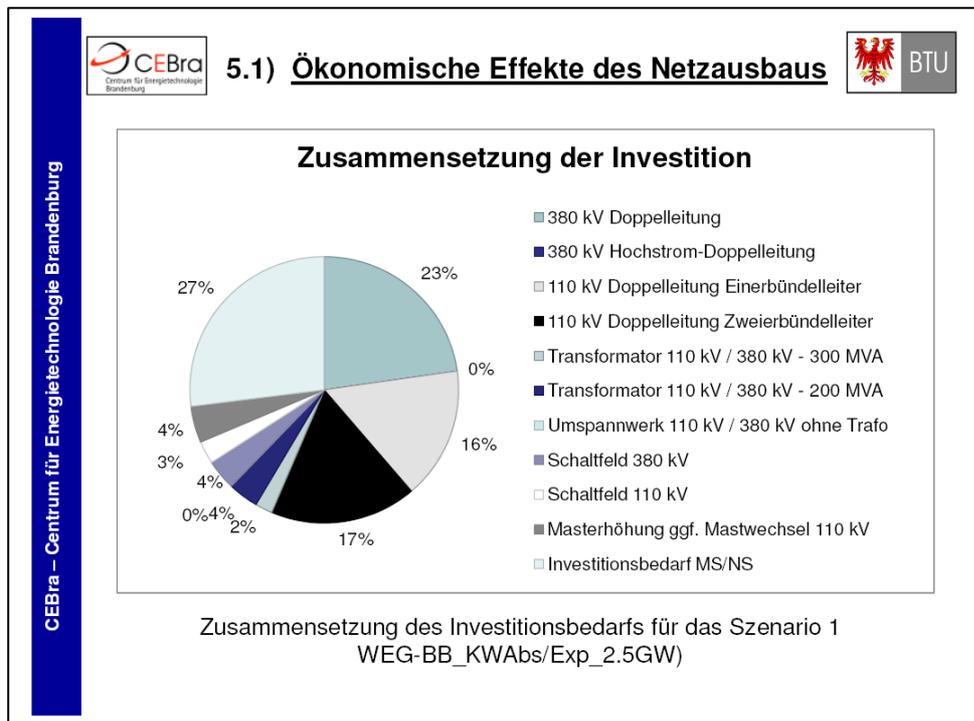


Abbildung 5.7 Zusammensetzung der Investition für das Szenario 1

Der Investitionsbedarf für alle 16 untersuchten Szenarien ist in Abbildung 5.8 dargestellt. Er beträgt zwischen etwa 852 Mio. € (im Szenario 1 bei Kraftwerksabsenkung auf die technische Mindestleistung und einem Exportsaldo von 2,5 GW) und ca. 1,172 Mrd. € im „teuersten“ Fall des Szenarios 4 (keine Kraftwerksabsenkung, Exportfluss 0 MW). Deutlich wird, dass die Unterbindung des bislang möglichen Exportflusses über das polnische Übertragungsnetz höhere Investitionen bedingt. Auch eine Nichtabsenkung der Einspeiseleistung der bestehenden konventionellen Kraftwerke auf deren technische Mindestleistung führt zu einem höheren Investitionsbedarf.

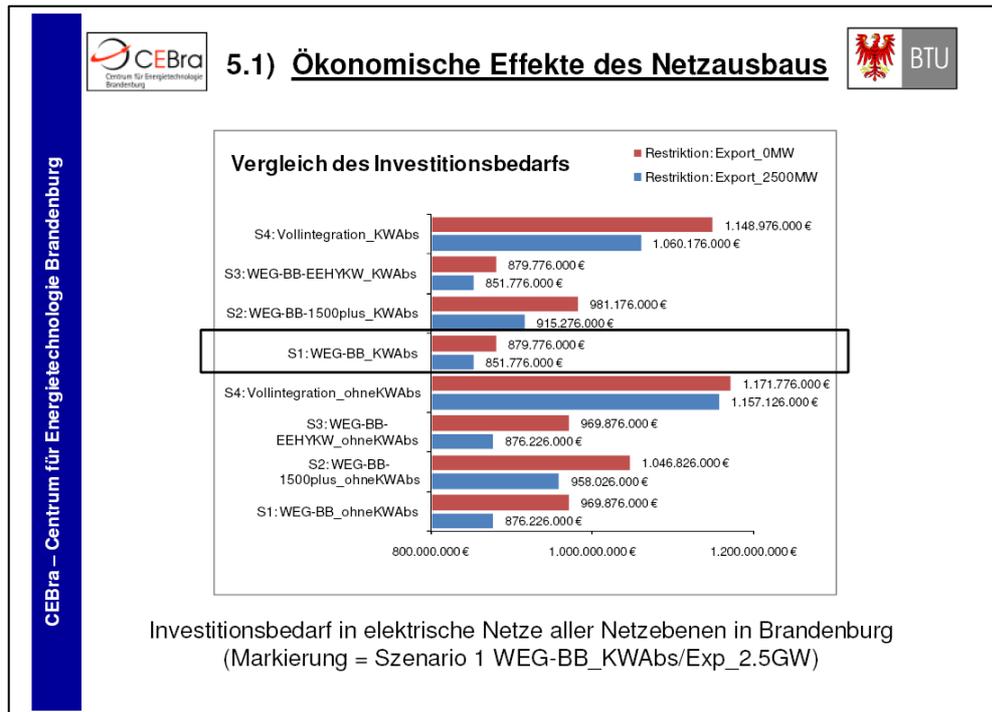


Abbildung 5.8 Vergleich des Investitionsbedarfs

In Abbildung 5.9 sind die spezifischen Investitionsbedarfe, angegeben in 1.000 € pro MW installierte Nennleistung aller zusätzlich bis zum Bezugsjahr (2020 oder 2030) angeschlossenen Erneuerbare Energien-Anlagen, in den 16 Untersuchungsszenarien aufgeführt. Das mit dem höchsten spezifischen Investitionsbedarf in Höhe von 246 T€/MW verbundene Szenario ist das Szenario 1 ohne Absenkung der konventionellen Kraftwerke und mit Unterbindung des Exportflusses über das polnische Übertragungsnetz. In diesem Szenario ist auch die Anschlussleistung der zusätzlichen Erneuerbare Energien-Anlagen mit ca. 3.947 MW (davon ca. 3.143 MW Windenergieanlagen) am geringsten. Den niedrigsten spezifischen Investitionsbedarf weist das Szenario 4 mit Absenkung der konventionellen Kraftwerke und mit Nutzung des Exportflusses über das polnische Übertragungsnetz in Höhe von maximal 2,5 GW mit etwa 79 T€/MW auf.

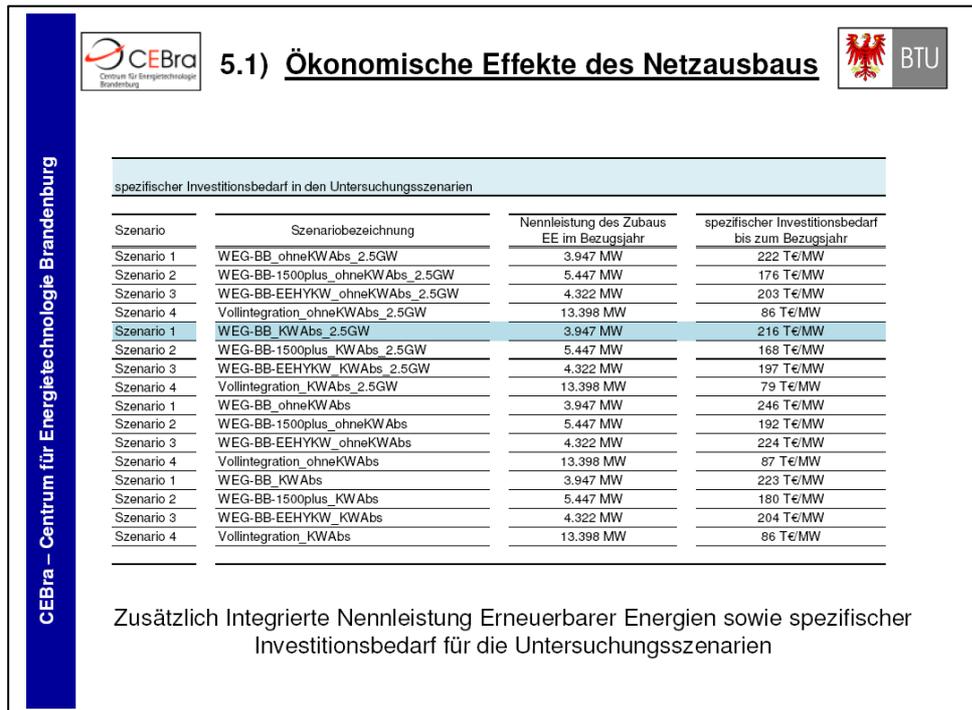


Abbildung 5.9 Spezifischer Investitionsbedarf für die Untersuchungsszenarien

Bezogen auf den erwarteten Elektrizitätsverbrauch des Jahres 2020 in Brandenburg sowie die Gesamteinspeisung aus Erneuerbaren Energien in den Untersuchungsszenarien (vgl. nachfolgende Tabelle) ergeben sich die in Abbildung 5.10 dargestellten spezifischen Kosten resultierend aus dem Investitionsbedarf.

Prognose der Einspeisung Erneuerbarer Energien im Bezugsjahr in Brandenburg				
Szenario	Bezeichnung	Nennleistung EE 31.12.2006	Nennleistung EE im Bezugsjahr	Einspeisung EE im Bezugsjahr
Szenario 1	WEG-BB	3.374 MW	7.321 MW	17.084 GWh
Szenario 2	1500plus	3.374 MW	8.821 MW	20.077 GWh
Szenario 3	EE-HyKW	3.374 MW	7.696 MW	20.369 GWh
Szenario 4	Vollintegration	3.374 MW	16.772 MW	35.939 GWh

Bezieht man die investitionsabhängigen Kosten auf die erwartete Elektrizitätsnachfrage in Brandenburg im Jahr 2020 von rund 16.200 GWh so ergeben sich spezifische Kosten des Netzausbaus im Szenario 1 (Kraftwerksabsenkung, 2.500 MW Exportrestriktion) von ca. 0,49 ct/kWh. Demgegenüber belaufen sich die spezifischen Kosten im „teuersten“ Fall des Szenarios 4 (keine Kraftwerksabsenkung, kein Export) auf rund 0,68 ct/kWh (vgl. Abbildung 5.10).

Bezieht man die Kosten des Netzausbaus auf die eingespeiste Elektrizität aus allen regenerativen Energieanlagen in Brandenburg im jeweiligen Bezugsjahr ergeben sich

spezifische Kosten von 0,28 ct/kWh im Szenario 4 (Kraftwerksabsenkung, Exportrestriktion 2.500 MW) bis 0,53 ct/kWh im Szenario 1 (keine Kraftwerksabsenkung, kein Export).



5.1) Ökonomische Effekte des Netzausbaus



Vergleich der Berechnungsergebnisse aller untersuchten Szenarien

Szenario	Gesamt- Investitionsbedarf	spezifische Kosten resultierend aus dem Investitionsbedarf in Relation zu		jährliche Gesamtkosten
		Brutto- Elektrizitätsverbrauch	Einspeisung EE Bezugsjahr	
Restriktion: Export 2500MW				
S1: WEG-BB_ohneKWAbs	876.226.000 €	0,51 ct/kWh	0,48 ct/kWh	82.443.784 €
S2: WEG-BB-1500plus_ohneKWAbs	958.026.000 €	0,56 ct/kWh	0,45 ct/kWh	90.046.386 €
S3: WEG-BB-EEHYKW_ohneKWAbs	876.226.000 €	0,51 ct/kWh	0,40 ct/kWh	82.443.784 €
S4: Vollintegration_ohneKWAbs	1.157.126.000 €	0,67 ct/kWh	0,30 ct/kWh	108.502.165 €
S1: WEG-BB_KWAbs	851.776.000 €	0,49 ct/kWh	0,47 ct/kWh	80.169.176 €
S2: WEG-BB-1500plus_KWAbs	915.276.000 €	0,53 ct/kWh	0,43 ct/kWh	86.106.412 €
S3: WEG-BB-EEHYKW_KWAbs	851.776.000 €	0,49 ct/kWh	0,39 ct/kWh	80.169.176 €
S4: Vollintegration_KWAbs	1.060.176.000 €	0,61 ct/kWh	0,28 ct/kWh	99.460.853 €
Restriktion: Export 0MW				
S1: WEG-BB_ohneKWAbs	969.876.000 €	0,56 ct/kWh	0,53 ct/kWh	91.096.082 €
S2: WEG-BB-1500plus_ohneKWAbs	1.046.826.000 €	0,61 ct/kWh	0,49 ct/kWh	98.272.912 €
S3: WEG-BB-EEHYKW_ohneKWAbs	969.876.000 €	0,56 ct/kWh	0,45 ct/kWh	91.096.082 €
S4: Vollintegration_ohneKWAbs	1.171.776.000 €	0,68 ct/kWh	0,31 ct/kWh	109.852.355 €
S1: WEG-BB_KWAbs	879.776.000 €	0,51 ct/kWh	0,48 ct/kWh	82.749.744 €
S2: WEG-BB-1500plus_KWAbs	981.176.000 €	0,57 ct/kWh	0,46 ct/kWh	92.201.182 €
S3: WEG-BB-EEHYKW_KWAbs	879.776.000 €	0,51 ct/kWh	0,41 ct/kWh	82.749.744 €
S4: Vollintegration_KWAbs	1.148.976.000 €	0,67 ct/kWh	0,30 ct/kWh	107.751.036 €

Überblick der Berechnungsergebnisse für alle Untersuchungsszenarien

Abbildung 5.10 Vergleich der Berechnungsergebnisse aller Szenarien

Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse wurden die beiden wesentlichen Kalkulationsparameter (die Höhe der Investition und der Kalkulationszinssatz) verändert und die Auswirkung auf die spezifischen Kosten resultierend aus dem Investitionsbedarf abgeleitet (vgl. Abbildung 5.11). Eine Veränderung der Höhe der Investition von 1,0 % verändert auch die spezifischen Kosten resultierend aus dem Investitionsbedarf um 1,0 %. Es besteht ein linearer Zusammenhang zwischen diesen beiden Größen. Der Zusammenhang zwischen dem Berechnungsergebnis und dem Kalkulationszinssatz ist nicht linear sondern exponentiell.

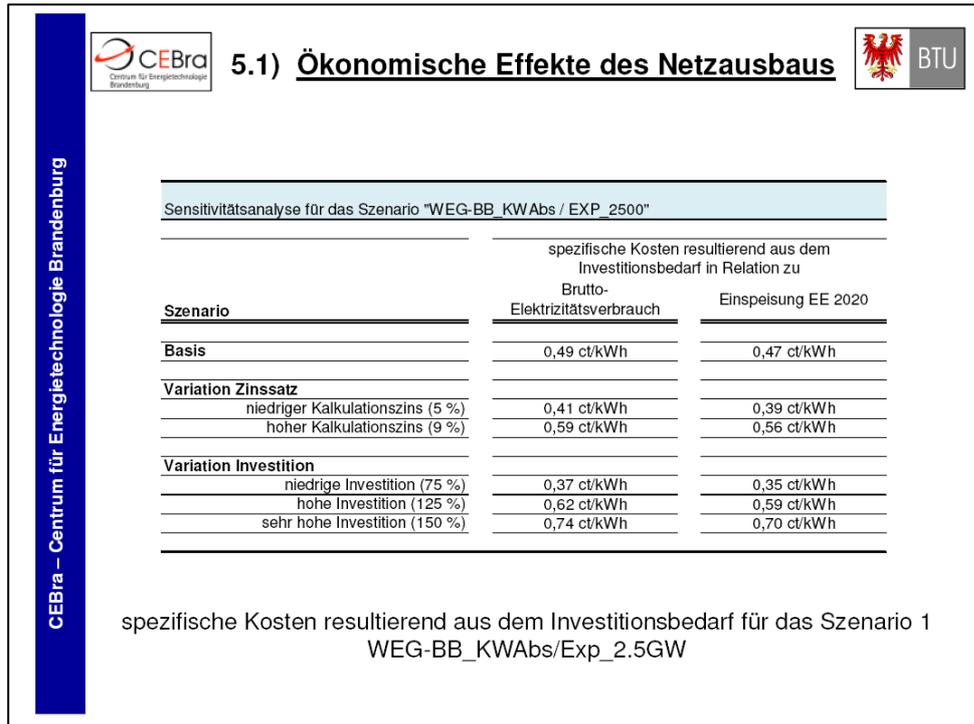


Abbildung 5.11 Sensitivitätsanalyse für das Szenario 1

5.2 Ökonomische Berechnungen zum Erneuerbare Energien-Hybridkraftwerk (EE-HyKW)

Im vorliegenden Teil der Untersuchung wird das in Kapitel 4 dargestellte Konzept eines Erneuerbare Energien-Hybridkraftwerks (EE-HyKW), als Kombination aus zwei Erneuerbaren Energien, der Windenergie und der zentralen Biogasverstromung, sowie der Elektrolyse weiter konkretisiert, um die ökonomischen Auswirkungen analysieren zu können (vgl. Abbildung 5.12).

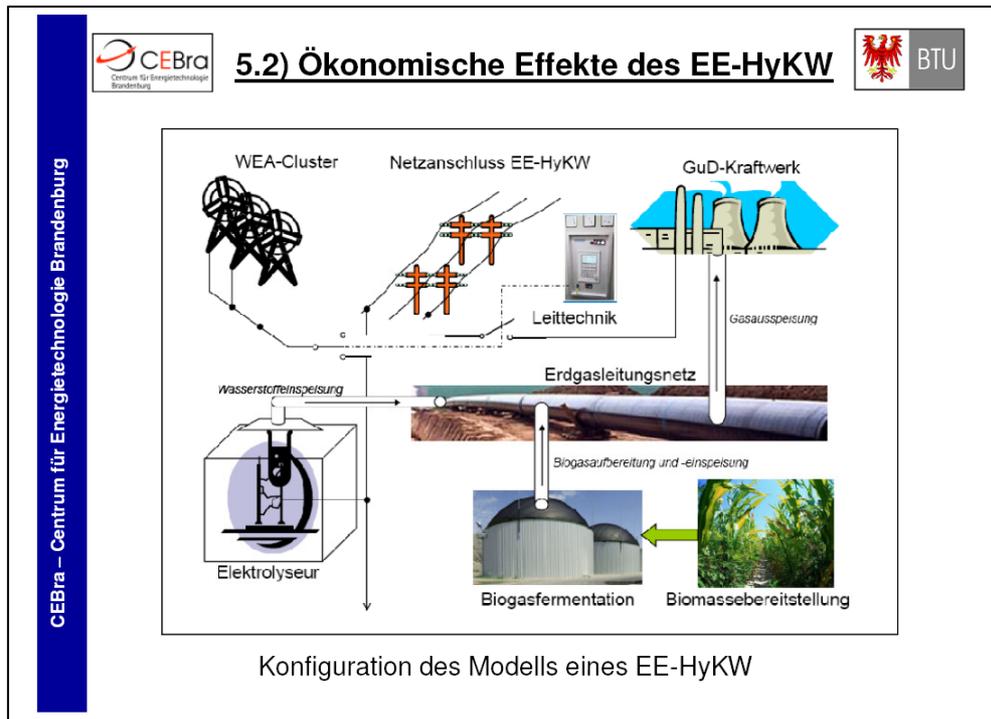


Abbildung 5.12 Konfiguration des Modells eines EE-HyKW

Ein gewählter Windenergieanlagen-Cluster mit 2.000 MW Nennleistung speist mit einer Einspeisebegrenzung von 24 % bzw. 480 MW über einen definierten Netzanschlusspunkt in das 380 kV-Netz ein. Die verbleibende Elektrizität wird einem alkalischen Elektrolyseur (Anschlussleistung 1.520 MW) zugeführt und damit Wasserstoff erzeugt. Dezentral erzeugtes und anschließend aufbereitetes Biomethan wird über das Erdgasnetz zu einem GuD-Kraftwerk transportiert und dort zu den Zeiten, in denen der Windenergieanlagen-Cluster weniger als 480 MW einspeist, verstromt. Die durch das GuD-Kraftwerk erzeugte Elektrizität wird am gleichen Netzanschlusspunkt eingespeist, so dass im Ergebnis eine konstante Einspeisung von 480 MW erfolgt (vgl. Abbildung 5.13). Der erzeugte Wasserstoff kann anteilig im GuD-Kraftwerk verstromt oder über einen Sekundärmarkt z. B. als Treibstoff vermarktet werden.

Der gewählte Modellansatz ermöglicht eine verbrauchsabhängige oder eine Grundlasteinspeisung von Elektrizität. Das Gesamtsystem kann somit wie ein konventionelles Kraftwerk betrieben werden. Damit wird ein Modellansatz beschrieben, mit dem eine große Windenergieanlagenleistung nachfrageorientiert und systemverträglich in bestehende Elektrizitätsversorgungsstrukturen integriert werden könnte.

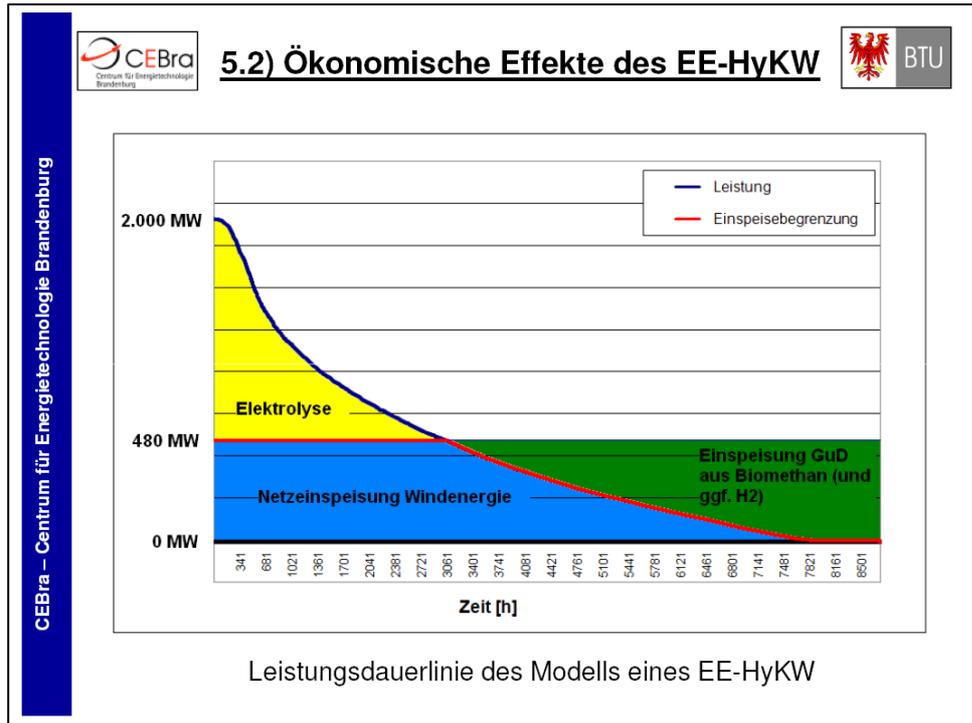


Abbildung 5.13 **Leistungsdauerlinie des Modells eines EE-HyKW**

Im Rahmen der Bearbeitung des Untersuchungsauftrags wurde ein Modell zur ökonomischen Analyse eines Erneuerbare Energien-Hybridkraftwerks entwickelt und grundlegende Daten hierfür zusammengetragen. Als zentrales Bewertungskriterium werden die **Stromgestehungskosten** ermittelt. Die folgenden Parameter und Annahmen wurden zugrunde gelegt (vgl. Abbildung 5.14).

Komponente	Spezifische Investition	Wirkungsgrad bzw. Effizienz	Betriebskosten	Nutzungsdauer
Elektrolyseur	600 €/kW _{el}	4,30 kWh _{el} / Nm ³ H ₂	1,87 ct/Nm ³ H ₂	40 a
GuD-Kraftwerk	500 €/kW _{el}	60% max.	34 €/kW _{el} *a	20 a
Biogaserzeugung und -einspeisung	4.700 €/(Nm ³ /h)	--	0,17 €/Nm ³	20 a
Gasnetznutzung			0,60 ct/kWh _{th}	
Netzanschluss	52 €/kW _{el}		2% Investition	42 a
Leittechnik	1,5 Mio. €		500 T€/a	20 a
Weitere Komponenten und Kalkulationsannahmen				
Windenergie-Cluster	2.000 MW _d Nennleistung, 1.995 Volllaststunden, Einspeisebegrenzung 24%, Einspeiseanteil dabei 55% bzw. 61%, Vergütungssatz 7,7 ct/kWh _{el}			
Biomassebereitstellung	Frischmasseanteil NaWaRo 80% / Gülle 20%, Biogasgehalt NaWaRo 200 m ³ /t (Frischmasse), Hektarertrag NaWaRo 35 t _{FM} /(ha* a), Ausgasungsgrad 90%, Methangehalt im Rohbiogas 55,2%, Marktpreis NaWaRo 40 €/t _{FM}			
Wasserstofflöse	0,57 ct/kWh _{th} (Erdgasäquivalent)			
Kalkulationsparameter	Kalkulationszinssatz 7,90%			

Parameter und Kalkulationsannahmen (Auswahl)

Abbildung 5.14 Ausgewählte Parameter und Kalkulationsannahmen

Der elektrische Wirkungsgrad der GuD-Kraftwerke im Jahr 2020 wird mit 60 % angenommen. Als Elektrolyseure wurden marktverfügbare alkalische Elektrolyseure modelliert. Die Hektarerträge von Silomais wurden für Brandenburg mit ca. 35 Tonnen/a (Frischmasse) bezogen auf das Jahr 2020 abgeschätzt. Der erzeugte Wasserstoff wird, da er im Modell ins Erdgasnetz eingespeist wird, mit seinem thermischen Energieinhalt im Vergleich zum Erdgas und dem Marktpreis von Erdgas bewertet.

Die Berechnungsergebnisse zeigen, dass die **Stromgestehungskosten** in der gewählten Konfiguration **für das Jahr 2020 im Bereich von 15,6 bis 16,3 ct/kWh_{el}** (die Spanne ergibt sich durch die Variation der Jahresarbeit des Windenergieanlagen-Clusters) liegen. Den höchsten Anteil an den Stromgestehungskosten hat mit rund 32 % die Elektrolyse (Vollkostenbetrachtung unter Berücksichtigung der Windenergiekosten für den Anteil der Elektrolyse). Etwa 24 % der Stromgestehungskosten resultieren aus der Erzeugung der Windenergie (Vergütungssatz für die direkt eingespeiste Elektrizität aus dem Windenergie-Cluster), wohingegen rund 21 % der Kosten durch den Bezug der notwendigen Biomasse und etwa 16 % durch die Umwandlung der Biomasse in den Fermentationsanlagen sowie durch die Aufbereitung und Einspeisung des Biomethans in das Erdgasnetz entstehen (vgl. Abbildung 5.15).

Aufgrund des hohen Anteils des Vergütungssatzes der Windenergie an den Stromgestehungskosten wirkt sich die Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2009) kostenerhöhend auf die Ergebnisse aus. Der durchschnittliche Vergü-

tungssatz aller Windenergieanlagen im Land Brandenburg im Jahr 2020 könnte bei andauernder Geltung des EEG 2009 bei etwa 8,7 ct/kWh liegen. Damit liegen die Berechnungsergebnisse der Stromgestehungskosten bei 16,6 bis 17,3 ct/kWh_{el}.

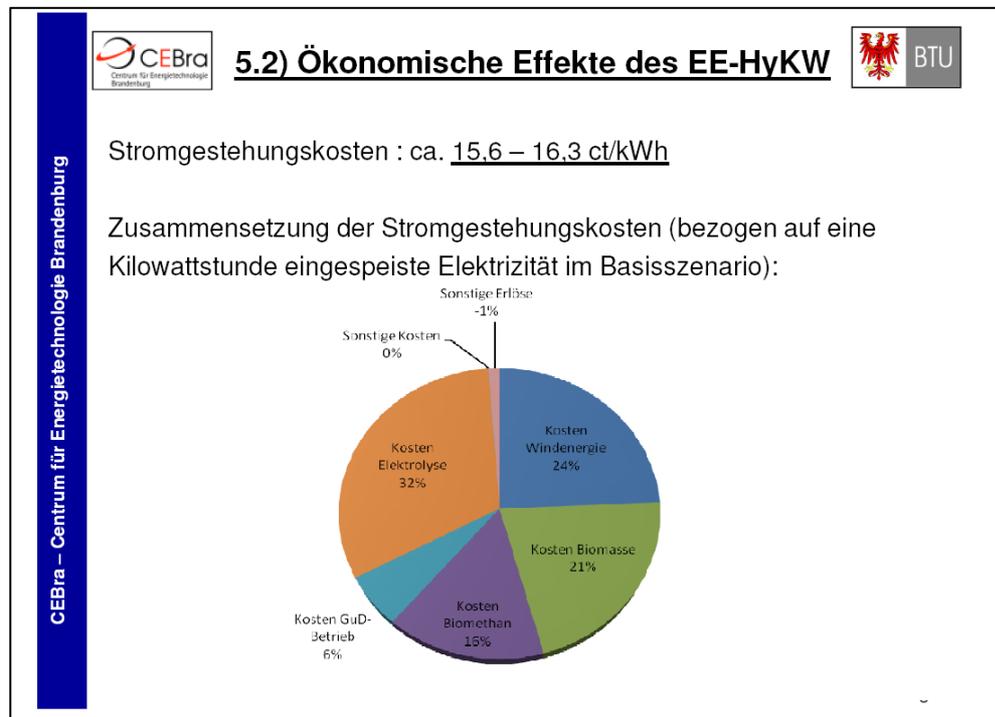


Abbildung 5.15 **Zusammensetzung der Stromgestehungskosten im Basisszenario**

Die durchgeführten Sensitivitätsberechnungen weisen auf eine **hohe Sensitivität** der Stromgestehungskosten bezüglich einzelner Parameter (z.B. Biogasgehalt der Substrate, Biomassepreise, Markterlöse des Wasserstoffs, Vergütung der Windenergie, Kalkulationszinssatz) hin. So wurden bei entsprechender Parametervariation (Vergütungssatz Windenergie 7,3 bzw. 8,1 ct/kWh, Investitionen +/- 20 %, Kalkulationszins 11,2 % / 4,5 %, Biomassepreis +/-37,5 %, Biogasgehalt der Biomasse +/-20 %, H₂-Anteil an den GuD-Brennstoffen 15 % / 60 %, H₂-Preis 5,0 bzw. 10,0 ct/kWh sowie Kombinationen aus den genannten Parametervariationen) Stromgestehungskosten in Höhe von **9,99 bis 17,6 ct/kWh_{el}** berechnet (vgl. Abb. 5.16).

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass bei einzelnen Komponenten und der Systemkonfiguration insgesamt ein **Optimierungspotential** besteht. Das Optimierungspotential wird auf Komponentenebene vor allem im Bereich der Elektrolyseure (u. a. Wirkungsgradsteigerung, Verringerung der spezifischen Investition) und der Biogasbereitstellung (z. B. Steigerung der Biogaserträge und Hektarerträge unterschiedlicher Feldfrüchte, Senkung der Investitionen und Verringerung des Eigenverbrauchs der Biogasfermentation) gesehen. Auf Systemebene können eine anderweitige Nutzung der Leistungsspitzen der Windenergieanlagen, eine anteilige Verstromung des erzeugten Wasserstoffs im GuD-Kraftwerk und eine Erhöhung des Windenergieanteils an der Gesamterzeugung des Erneuerbare Energien Hybridkraftwerks die Stromgestehungskosten reduzieren. Auch der zumindest anteilige Einsatz von Erdgas oder zukünftig von z. B. pyrolytisch erzeugten Synthesegasen etwa aus Braun- oder Steinkohle könnte zu geringeren Stromgestehungskosten führen.

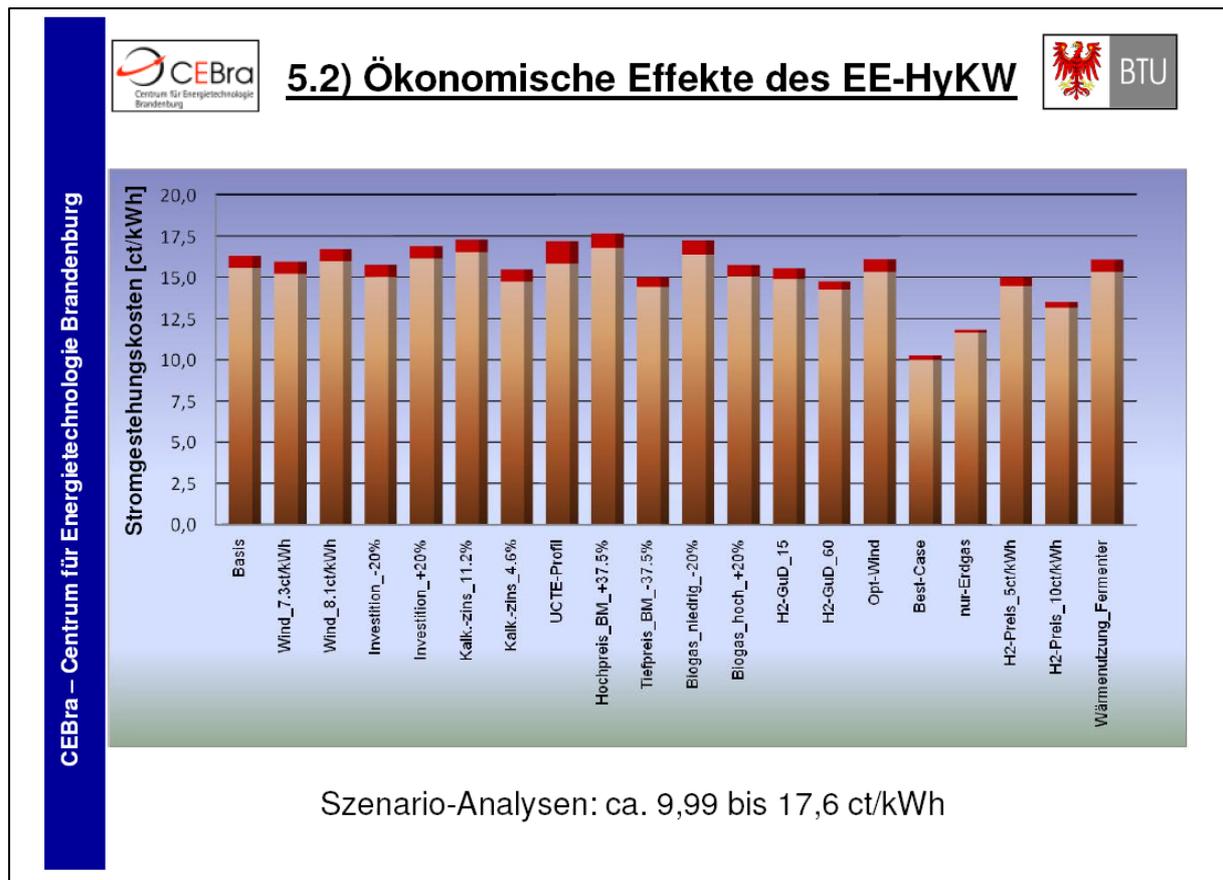


Abbildung 5.16 Szenario-Analysen für das EE-HyKW

Die Modellergebnisse verdeutlichen des Weiteren, dass bereits bei einer Blockgröße von 480 MW_{el} Nennleistung des Erneuerbare Energien Hybridkraftwerks **umfangreiche landwirtschaftliche Flächen** beansprucht werden (etwa 200 bis 220 ha/MW_{el} bezogen auf die Nennleistung des EE-HyKW). Auch andere Nutzungsoptionen im Bereich Erneuerbarer Energien (z. B. biogene Treibstoffe wie Biodiesel, Bioethanol oder synthetische BtL-Treibstoffe, Verbrennung fester Biomasse zur Wärme- und/oder Elektrizitätsbereitstellung, Biomethan als Austauschgas für die Erdgasversorgung) könnten zukünftig große Flächen zum Anbau entsprechender Biomassefraktionen benötigen. Die Flächeninanspruchnahme des Erneuerbare Energien-Hybridkraftwerks stellt somit, neben den Erzeugungskosten und der verfügbaren Windenergieanlagenkapazität, **den limitierenden Faktor für die Auslegung und die Skalierbarkeit eines solchen Systems** dar. Die umfangreiche Flächeninanspruchnahme des Erneuerbare Energien-Hybridkraftwerks könnte zudem den zu beobachtenden Preisanstieg von Agrarrohstoffen weiter befördern und damit die Stromgestehungskosten erhöhen. Des Weiteren erfordert die Umsetzung des vorliegenden Konzepts vergleichsweise hohe Investitionen.

Im Ergebnis einer durchgeführten SWOT (Strength, Weakness, Opportunities and Threats) - Analyse wurden mögliche **Strategien für eine Markteinführung** des EE-HyKW identifiziert (vgl. Abbildung 5.17). Sie zeigen, dass ein Erneuerbare Energien-

Hybridkraftwerk in der untersuchten Konfiguration im Jahr 2020 durchaus eine Option zur Elektrizitätsbereitstellung sein kann.

Die Strategien berücksichtigen die erkannten Stärken (z. B. CO₂-freie Elektrizitätsbereitstellung, ausschließliche Verwendung Erneuerbarer Energien) und Schwächen (z. B. relativ hohe Stromgestehungskosten, hoher Flächenbedarf) des EE-HyKW in Bezug auf die Chancen und Risiken, die mit der weiteren Entwicklung der Energiewirtschaft verbunden sind. So könnte beispielsweise das EE-HyKW aufgrund seiner Stärken in einem durchaus realistischen Entwicklungsszenario mit sehr hohen internationalen Emissionsminderungszielen eine geeignete Option zur Zielerreichung sein. Die Schwächen des EE-HyKW-Konzepts, insbesondere seine vergleichsweise hohen Stromgestehungskosten, könnten einen Markterfolg aber auch behindern, falls es nicht gelingt, diese weiter zu reduzieren und auch in Zukunft alternative, kostengünstigere Stromerzeugungsoptionen zur Verfügung stehen.

CEBra – Centrum für Energietechnologie Brandenburg



5.2) Ökonomische Effekte des EE-HyKW



	Stärken des EE-HyKW	Schwächen des EE-HyKW
Externe Marktchancen	<ul style="list-style-type: none"> CO₂-freie Bereitstellung von Elektrizität angesichts international ambitionierter Emissionsminderungsziele Ausschließliche Nutzung einheimischer Erneuerbarer Energien (Verringerung der Importabhängigkeit bei Energierohstoffen) Ausweitung der bisherigen, fluktuierenden Netzeinspeisung (in Deutschland) ist begrenzt Exportchance (Anlagen, Technologie) für deutsche Unternehmen 	<ul style="list-style-type: none"> Verteuerung fossiler Energieträger erhöht Kosten dieser Stromerzeugungsoptionen Grundlastfähige Stromerzeugungsoptionen Erneuerbarer Energien mit z.T. höheren Stromgestehungskosten (Geothermie, EE und Speicher) Kuppelprodukt Wasserstoff: höhere Marktpreise bzw. höherer Verstromungsanteil im GuD-Kraftwerk erhöhen Wirtschaftlichkeit der EE-HyKW
Externe Marktrisiken	<ul style="list-style-type: none"> Potenzial an Anbaufläche und damit Biomasse ist begrenzt: alternative Brennstoffe und/oder Technologien können verwendet werden 	<ul style="list-style-type: none"> Senkung der Stromgestehungskosten durch Senkung der Investition (u.a. durch Lernkurven- und Größen-degressionseffekte) Max. Volumenanteil von H₂ im Erdgasnetz und begrenzte Speicherkapazität des Erdgasnetzes für Biomethan müsste durch zusätzliche Speicher ausgeglichen werden

Strategien zur Markteinführung des EE-HyKW

Abbildung 5.17

Strategien zur Markteinführung des EE-HyKW

6 Zusammenfassung, Bewertung und Ausblick

Prof. Dr.-Ing. Harald Schwarz

Die Studie hat mit Bezugsdatum 01.01.2007 für das Land Brandenburg eine GPS-metergenaue Erfassung der zu diesem Zeitpunkt existenten 2.330 Windenergieanlagen, das Errichtungsdatum, den Anlagentyp, den zuständigen Netzbetreiber und den genauen Netzanschlusspunkt ermittelt. Insgesamt betrug die installierte Leistung für regenerative Erzeugung zum 01.01.2007 im Bereich

- Windenergie ca. 3.100 MW und
- Biomasse ca. 191 MW.

Photovoltaik, Geothermie und Wasserkraft waren zum Referenz-Zeitpunkt von untergeordneter Bedeutung. Ebenfalls wurde die geografische Verteilung der regenerativen Erzeugerleistung im Raster von 10 x 10 km dargestellt.

Auf dieser Basis wurden mögliche Einspeise-Szenarien für 2010; 2020, 2020 Plus; 2030 ermittelt. Speziell im Bereich der Windenergie-Einspeisung wurde dabei auf die üblichen pauschalen Abschätzungen mit einem durchschnittlichen Flächenbedarf pro MW installierter Leistung verzichtet, da diese Werte je nach Quelle von 2 – 15 ha/MW schwanken. Stattdessen wurde für alle der 200 derzeit in Brandenburg ausgewiesenen Windvorranggebiete auf Basis des räumlichen Zuschnittes des jeweiligen Gebietes, der noch zur Verfügung stehenden Teilflächen und den aktuell gültigen Mindestabständen auf Basis von Windenergieanlagen moderner Bauart ermittelt, welche Leistung zusätzlich installiert werden kann.

Der so ermittelte Wert von zusätzlich ca. 3.100 MW würde auf Basis einer Zubauleistung von ca. 500 MW/a (Mittelwert 2001-2006) bis 2012/13 zu einem Ausbau der bisherigen Windvorranggebiete in Brandenburg führen. Kontrovers geführte Diskussionen in windstarken Regionen Brandenburgs zur Intensität der Windenergienutzung und zu Mindestabständen zwischen Windparks und Wohnbebauung lassen aber vermuten, das die bisherigen Windvorranggebiete zum einen nicht mit der maximalen Anlagendichte bebaut werden und auch der Endausbau später erreicht wird. Somit das vorgenannte erschließbare Potential deutlich unterschritten werden. Die Energiestrategie 2020 weist deshalb eine Ausweitung der Flächen für Windvorranggebiet um 50 % auf 555 km² aus. Unter Berücksichtigung einer möglichen Leistungserhöhung durch Repowering, d.h. den Ersatz alter Anlagen durch neue und leistungsfähigere wird im Rahmen der Studie wurde für das Jahr 2020 im **Szenario 1** eine installierte Windenergieleistung von ca. 7.000 MW (davon 6.000 MW im 110-kV-Netz, ca. 1.000 MW im 380/220-kV-Übertragungsnetz) sowie zusätzlich etwa 575 MW Biomasseleistung angenommen.

Die Energiestrategie 2020 des Landes Brandenburg weißt als Ausbauziel für Windenergie inkl. Repowering eine installierte Leistung von 7.500 MW aus. Dieses Ziel korrespondiert mit der als Szenario 1 untersuchten Einspeiseverteilung.

Unter dem Blickwinkel von Vorlaufzeiten von 10-15 Jahren zur Realisierung von signifikanten Netzausbaumaßnahmen müssen jedoch auch Szenarien betrachtet werden, die weit über den Zeitraum der Energiestrategie, d.h. das Jahr 2020 hinausgehen.

Ermöglicht die öffentliche Diskussion in der nächsten Dekade die regionalplanerische Einordnung von geografisch eng begrenzten Groß-Windparks (je 500 – 2.000 MW) wird in Brandenburg ein zusätzliches Potential von 5 – 8 GW für derartige Groß-Windparks gesehen. Aufbauend auf dem Szenario 1 wurden in einem **Szenario 2** die Auswirkungen zusätzlicher Groß-Windparks von 1.500 MW mit 1 bis 2 Direktanschlüssen an das 380/220-kV-Übertragungsnetz untersucht. Im **Szenario 3** wird diese zusätzliche Windenergieleistung als EE-Hybridkraftwerk mit einer elektrisch wirkenden Direkteinspeisung von 375 MW nachgebildet. Das abschließende **Szenario 4** betrachtet die Auswirkungen von mehreren regional verteilten Groß-Windparks mit einer Summenleistung von 5 - 8 GW.

Unabhängig davon, aus welchen Gründen die Flächen für Windeignungsgebiete ausgeweitet werden sollten, ist eine Konzentration dieser Flächen in speziellen Regionen anzuraten, die dann gezielt mit einer höheren elektrischen Anschlusskapazität, möglichst direkt an das 380/220-kV-Übertragungsnetz ausgestattet werden kann. Von einem simplen Vergrößern der bisherigen Windvorranggebiete ohne Prüfung der Verfügbarkeit von Netzanschlusskapazität wird dringend abgeraten.

Ferner ist in den kommenden Jahren ein besonderes Augenmerk auf die Entwicklung im Bereich der Photovoltaik zu richten. Während zum Referenzzeitpunkt der Studie zum 1.1.2007 praktisch kaum elektrische Energieeinspeisung aus Photovoltaik zu erkennen war, zeichneten sich in 2008 bereits mehrere Großprojekte ab, so dass bis 2020 durchaus von etwa 200 - 300 MW installierter Leistung von PV-Anlagen auszugehen ist. Während Großprojekte mit Nennleistungen von jeweils 50 – 100 MW sich im 110-kV-Netz auswirken wie ein zusätzlicher großer Windpark, werden die vielen kleinen Dachinstallationen in den Städten als besonders kritisch eingestuft. Hier kann es sehr schnell zur Überlastung der dortigen Niederspannungs-Verteilnetze kommen, sofern es nicht gelingt, zusätzliche unmittelbar und verteilt angeschlossene Verbraucher zu finden, die einen Großteil der auf der untersten Spannungsebene erzeugten PV-Energie sofort nutzen. Eine von mehreren zu untersuchenden Optionen könnte die Energienutzung in Plug-In Hybridfahrzeugen sein, um so die Flottenverbräuche speziell im kraftstoffintensiven Fahrbetrieb in der Stadt zu senken. Notwendig wären hierzu aber kleine, dezentrale Speicher, ähnlich den in Fahrzeugen eingebauten Batterien, um die am Tag erzeugte PV-Energie bis zur nächtlichen Umladung zu speichern.

Insgesamt müssen aufgrund der inzwischen hohen und vor allem stark fluktuierenden Energieeinspeisung die elektrischen Versorgungsnetze auf allen Spannungsebenen, d.h. Nieder-, Mittel- Hoch- und Höchstspannung aus- und umgebaut werden. Hierbei sind folgende Problemkreise besonders zu untersuchen:

- Aufrechterhaltung der Systemstabilität
 - Da elektrische Energie nicht in den notwendigen Größenordnungen speicherbar ist, muss im elektrischen Versorgungssystem zu jedem Zeitpunkt Erzeugung und Verbrauch ausbalanciert werden. Stark fluktuierende Einspeisungen gefährden diese Systembalance.
 - Während 2005 die Fluktuationen durch Windenergie in Ostdeutschland noch 300 MW in 15 min und 1.000 MW in 60 min betragen, lagen die Werte in 2007 schon bei 1.000 MW in 15 min und 1.600 MW in 60 min.

- Vermeidung von Leitungsüberlastung
 - Die Mittel- und Hochspannungsnetze (10kV, 20kV, 110 kV) wurden für die regionale und lokale Energieverteilung geplant und gebaut. Die entsprechenden Leitungsquerschnitte wurden an der Abnehmerstruktur der jeweiligen Region orientiert. Da Windenergie und auch großflächige PV-Nutzung i.d.R. in schwachbesiedelten Regionen erfolgt, fehlt dort die notwendige Abnahme und die regenerativ erzeugte Energie muss über die Mittel- und Hochspannungsnetze in das 380/220-kV-Übertragungsnetz zurück gespeist werden. Für diese Aufgabe wurden die Netze in diesen eher bevölkerungsschwachen Gebieten nicht gebaut und es könnte somit zu Leistungsüberlastungen kommen, wenn zur Abwehr solcher Fälle die regenerative Energieeinspeisung über Netzsicherheits-Management Systeme nicht vorher abgeschaltet werden würde.
 - Die Höchstspannungsnetze (380/220 kV) wurden zur überregionalen Energieübertragung zwischen den Kraftwerken und den Verteilnetzen geplant und gebaut. Der jeweilige Netzbetreiber war für die Sicherstellung der Systemstabilität verantwortlich. Alle Höchstspannungsnetze in Europa sind zwar elektrisch mit einander verbunden, die Kuppelleitungen zwischen den einzelnen europäischen Übertragungsnetzbetreibern wurden aber für den Energieaustausch in Störfällen, z.B. Ausfall großer Kraftwerksblöcke, dimensioniert. Durch inzwischen europaweit große Energie-Handelsmengen, den Abtransport von beträchtlichen Energiemengen, den Abtransport von beträchtlichen Leistungsgrößen aus regenerativer Erzeugung in weit von der Erzeugung entfernte Regionen kommt es in Wahrnehmung der Systemverantwortung vermehrt zu Situationen, in denen Maßnahmen nach EnWG § 13(1) angewendet werden.
- Ausfall von regenerativer Erzeugung in Folge von Unterspannungen bei Netz-Kurzschlüssen
 - Bei Netzkurzschlüssen kommt es zur kurzfristigen, aber großflächigen Absenkung der Spannung. Dadurch werden viele der regenerativen Erzeugeranlagen über die eingebauten Unterspannungsrelais vom Netz getrennt. Nach Beseitigung des Kurzschlusses kann somit in hohem Maß Erzeugerleistung fehlen, was die Systemstabilität gefährden kann. Die DENA Studie weist hier mögliche regenerative Leistungsausfälle von bis zu 4.000 MW aus. Durch technische Maßnahmen an den Anlagen könnte dieser Wert bis 2020 auf 2.500 MW reduziert werden. Auch dieser reduzierte Wert kann die Systemstabilität akut gefährden. Praktische Erfahrungen belegen, dass bei Fehlern im Höchstspannungsnetz Ausfälle von WEA, hauptsächlich in unterlagerten Netzen, in Höhe von 2.800 MW bereits aufgetreten sind.
- Hoher Bedarf an Blindleistung für die regenerative Erzeugung bei gleichzeitiger Wirkleistungsabgabe
 - Klassische Erzeugeranlagen in Kraftwerken sind in der Lage, neben der Lieferung von Wirkleistung auch je nach Erfordernissen Blindleistung in das Netz zu liefern bzw. diesem zu entnehmen. Diese kapazitive oder induktive Blindleistung wird benötigt, um die elektrischen und magneti-

schen Felder als wesentliche Komponenten des elektrischen Systems aufrecht zu erhalten. Ältere regenerative Erzeugeranlagen liefern Wirkleistung, benötigen aber Blindleistung. Müssen konventionelle Anlagen wegen starker Wirkleistungseinspeisung aus regenerativen Anlagen eingesenkt werden, kann es zu Problemen bei der Bereitstellung der Blindleistung kommen. Dies ist neben dem Ausgleich von Fluktuationen mit Grund dafür, dass ein Anteil konventioneller Erzeugung nicht unterschritten werden kann, auch wenn ein hohes Angebot an regenerativer Energieeinspeisung vorliegt. In Ostdeutschland liegt dieser Mindestwert an konventioneller Einspeisung bei 4.000 – 4.500 MVA.

Für den Ausbau der Windenergie von derzeit 3.100 MW installierter Leistung auf 6.200 MW (nur der Anteil mit Anschluss an 110 kV) bis spätestens 2020 wurde in der vorliegende Studie für

- das Netzgebiet Brandenburg der E.ON edis
- die Netzgruppe Brandenburg der envia Netz

folgendes Mengengerüst notwendiger Um- und Ausbaumaßnahmen ermittelt:

Neue 110 kV Doppelleitung Einzelseilleiter	455 km
Neue 110 kV Doppelleitung Zweierbündelleiter	376 km
Masterhöhung ggf. Mastwechsel bestehender 110 kV Freileitungen	378 km
Zusätzliche Transformatoren 110 / 380 kV – 300 MVA	4 Stk.
Zusätzliche Transformatoren 110 / 380 kV – 200 MVA	9 Stk.
Zusätzliche Schaltfelder 110 kV	64 Stk.

Für die Betrachtungen im 380/220-kV-Übertragungsnetz der VE Transmission wurden die vorab erläuterten vier grundlegenden EEG-Prognoseszenarien entsprechend der Abstimmung im Lenkungskreis für jede der folgende 4 Untervarianten differenziert betrachtet:

- Konventionelle Kraftwerksleistung
 - Bestandskraftwerke und neue konventionelle Kraftwerke in der Regelzone von VE Transmission werden leistungsmäßig nicht eingesenkt.
 - Bestandskraftwerke 9.520 MW,
davon in Brandenburg 4.320 MW
 - Bestandskraftwerke nach KraftNAV 11.158 MW,
davon in Brandenburg 1.852 MW
 - Bestandskraftwerke in der Regelzone von VE Transmission werden bis zu ihrer technischen Mindestlast eingesenkt; neue konventionelle Kraftwerke mit Vorrang nach KraftNAV werden mit ihrer installierten Leistung berücksichtigt.
 - Bestandskraftwerke 3.905 MW (eingesenkt)
davon in Brandenburg 1.840 MW (eingesenkt)
 - Netzanschlussbegehren nach KraftNAV 11.158 MW,
davon in Brandenburg 1.852 MW

- Kuppelleitungen zum benachbarten polnischen Übertragungsnetz
- Kein Leistungsfluss von Deutschland nach Polen – Ausschalten der verfügbaren Kuppelleitungen zum polnischen Übertragungsnetz (Das Ausschalten der Kuppelleitungen verletzt die UCTE-Regeln.)
- Leistungsfluss in Höhe von maximal 2.500 MW von Deutschland nach Polen (Stromhandel unter der Voraussetzung von drei verfügbaren zwei-systemigen 380-kV-Kuppelleitungen).

Je nach betrachteter Untervariante sind im brandenburgischen Teil des 380/220-kV-Übertragungsnetzes der VE Transmission folgende Um- und Ausbaumaßnahmen erforderlich:

Mengengerüst für 380-kV-Betriebsmittel				
Komponente	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
380 kV Doppelleitung	220 - 243 km	212 - 326 km	220 - 243 km	290 - 427 km
380 kV Hochstrom-Doppelleitung	0 - 118 km	68 - 123 km	0 - 118 km	141 - 228 km
Umspannwerk 110 kV / 380 kV ohne Trafo	---	1 Stk.	---	---
Schaltfeld 380 kV	24 - 28 Stk.	32 - 36 Stk.	24 - 28 Stk.	32 - 42 Stk.

Der Investitionsbedarf bis zum Jahr 2020 in die Brandenburger Netze aller Spannungsebenen liegt nach dieser Studie zwischen ca. 852 Mio. € im Szenario 1 (bei der Möglichkeit zur Kraftwerksabsenkung und einem Export nach Polen in Höhe von max. 2,5 GW) bis ca. 1,172 Mrd. € im Szenario 4 bis zum Jahr 2030 (bei keiner Möglichkeit zur Kraftwerksabsenkung und einem Export nach Polen in Höhe von 0 MW). Bezogen auf eine kWh eingespeiste elektrische Energie aus EE-Erzeugungsanlagen im Jahr 2020 entspricht dies unter Berücksichtigung der voraussichtlich anfallenden Betriebskosten der Netzbetriebsmittel zwischen 0,28 und 0,53 ct/kWh. In Bezug auf die von der Landesregierung erwartete Stromnachfrage in Brandenburg im Jahr 2020 ergeben sich 0,49 bis 0,68 ct/kWh.

Eine Möglichkeit für die netzverträglichere Integration Erneuerbarer Energien sind die in der Studie vorgestellten Hybridkraftwerke. Diese unterscheiden sich von den in der Literatur oft beschriebenen virtuellen Kraftwerken oder Kombi-Kraftwerken darin, dass die verschiedenen Komponenten dieser Hybridkraftwerke räumlich nah beieinander angesiedelt sind. So fasst das in der Studie entwickelte Hybridkraftwerk regional (Umkreis von 20-30 km) die regenerative Erzeugung über ein nicht zur öffentlichen Versorgung gehörendes „Einsammel-Netz“ zusammen, kombiniert diese mit Anlagen (z.B. Gasturbinen oder GuD Anlagen), die Fluktuationen der regenerativen Erzeugung kurzfristig ausgleichen können und speist die so erzeugte Elektrizität an einem Punkt in das öffentliche Versorgungsnetz ein. Derartige Hybridkraftwerke eignen sich besonders gut für Regionen, in denen große Windparks (500 – 1.000 MW) betrieben werden und in denen die Flächen zwischen den Windenergieanlagen

landwirtschaftlich für den Abbau von Biomasse genutzt werden. Durch diese Kombination könnte Biogas anstatt Erdgas für den Betrieb der o.g. Gasturbine bzw. GuD Anlage genutzt werden. Als Zwischenspeicher könnte das öffentliche Gasnetz genutzt werden, an das die Gasturbine /GuD Anlage angeschlossen wird und in das ggf. zeitlich versetzt Bio-Methan eingespeist wird.

Für den Betrieb solcher EE-Hybridkraftwerke wurden zwei Optionen entwickelt.

Die erste, eher langfristig zu entwickelnde Option geht von einem eher grundlastorientierten Betrieb aus. Da im Bereich Windenergie bzw. Photovoltaik bei einer ganzjährigen Betrachtungsweise große Zeiträume der Nichtverfügbarkeit auftreten, müssen große Menge Energie gespeichert werden. Für diese Anwendung wurde eine Direkteinspeisung aus Windenergie in Höhe von 25 % der installierten Windparkleistung zugrunde gelegt. Dies würde einer Direkteinspeisung von etwa 65 % der Windenergie entsprechen. Die verbleibenden 35 % der Energie aus Windspitzen würden über einen Elektrolyseur in Wasserstoff umgewandelt und in das Gasnetz eingespeist. In Kombination mit einem hohen Anteil Bio-Methan aus Biomasse könnte so die Energie für eine GuD-Anlage bereitgestellt werden, die in windschwachen Zeiten die definierte Einspeisung in Höhe von 25 % der installierten Windparkleistung (entspricht der Nennleistung des Erneuerbare Energien Hybridkraftwerks) absichert. Die Stromgestehungskosten für eine derartige Lösung wurden abgeschätzt zu 15,6 – 16,3 ct/kWh_{el}, wobei

24 %	auf die Vergütung der Windenergie,
21 %	auf die Bereitstellung der notwendigen Biomasse,
16 %	auf die Umwandlung der Biomasse in Bio-Methan und Einspeisung in das Gasnetz,
6 %	auf den Betrieb der GuD-Anlage und
32 %	auf den Betrieb des Elektrolyseurs entfallen.

Die zweite Option für ein EE-Hybridkraftwerk zielt auf einen gesicherten Fahrplan-Betrieb für den jeweiligen Folgetag ab. Basierend auf der regionalen Windprognose für den Folgetag werden Einspeisebänder fest vereinbart. Kurzzeitige Unterdeckungen zwischen vereinbarten Lieferungen und regenerativer Erzeugung werden über eine Gasturbine abgesichert. Regenerative Übererzeugung wird abgeregelt. Über entsprechende Pilotanwendungen sollten neben der Entwicklung entsprechender Regelalgorithmen für den Betrieb der Gasturbine auch Modelle für die Bestimmung der Einspeise-Bänder entwickelt werden, mit dem Ziel mindestens 90 % der regenerativ nutzbaren Energie einzuspeisen. Da die Gasturbine sowohl von der Leistung, als auch von der Betriebsdauer im Vergleich zur vorgenannten Grundlast-orientierten Fahrweise deutlich geringer auszulegen ist, wird eine Versorgung eines derartigen „Mittellast-Hybridkraftwerkes“ mit Bio-Methan aus regionaler Biomasse deutlich einfacher zu realisieren sein. Als wesentliche Großkomponenten für eine derartige erste Pilot-Anwendung wären die Unterstützung eines Windpark-Betreibers mit ca. 20-50 MW, eine Gasturbine mit 3-10 MW sowie eine regional vorhandene Biogas-Erzeugung erforderlich. Mit Unterstützung des Wirtschaftsministeriums Brandenburg wäre eine solche Pilotanwendung in Brandenburg denkbar und wünschenswert.