

Fortführung der Studie zur Netzintegration der Erneuerbaren Energien im Land Brandenburg

Studie

im Auftrag des

Ministeriums für Wirtschaft und Europaangelegenheiten
des Landes Brandenburg

in Kooperation mit

50Hertz Transmission GmbH
envia Verteilnetz GmbH
E.ON edis AG
WEMAG Netz GmbH

Bearbeiter:

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

Lehrstuhl Energieverteilung und Hochspannungstechnik
Lehrstuhl Dezentrale Energiesysteme und
Kraftwerkselektrotechnik

Dipl. Ing. André Fuchs

Lehrstuhl Dezentrale Energiesysteme und
Kraftwerkselektrotechnik

Dipl. Ing. Tobias Porsinger
Dipl. Ing. (FH) Alexander Feige

Lehrstuhl Energieverteilung und Hochspannungstechnik
Centrum für Energietechnologie Brandenburg

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	I
Abbildungsverzeichnis.....	II
Tabellenverzeichnis.....	III
Abkürzungsverzeichnis.....	IV
1 Einleitung.....	1
2 Ist-Stand der erneuerbaren Energien in Brandenburg.....	3
3 Prognose der EEG-Einspeisung.....	6
3.1 Prognose Windenergie.....	6
3.2 Prognose Photovoltaik-Freiflächenanlagen.....	12
3.3 Prognose Photovoltaik auf Dachflächen.....	15
3.4 Prognose Biomasseverstromung.....	17
3.5 Zusammenfassung der Prognoseergebnisse.....	19
4 Netzausbau und Ermittlung des Investitionsbedarfs.....	22
4.1 Methodik bei der Ermittlung des Netzausbaubedarfs.....	22
4.2 Der Netzausbaubedarf.....	26
4.3 Investitionen.....	31
5 Weitere Themenstellungen.....	40
5.1 Geeignete Speichertechnologien für den Einsatz in Stromnetzen in Brandenburg.....	40
5.1.1 Grundsätze zum Einsatz von Energiespeichern.....	40
5.1.2 Allgemeine Anforderungen an Energiespeicher.....	41
5.1.3 Klassifizierung geeigneter Energiespeicher für den stationären Einsatz.....	42
5.1.4 Diskussion einzelner Speichertechnologien im Land Brandenburg.....	45
5.1.5 Das Konzept „Hybrid-Kraftwerk“ als vielseitiger Lösungsansatz.....	50
5.1.6 Vergleichende Betrachtung beispielhafter Speicherprojekte aus wirtschaftlicher Sicht.....	51
5.1.7 Schlussfolgerungen zum Einsatz von Speichersystemen.....	56
5.1.8 Ausgewählte Forschungsprojekte im Bereich der Energiespeicherung an der BTU Cottbus.....	58
5.2 Beurteilung der Entschädigungsmodalitäten bei NSM Aufruf.....	61
5.3 Blindleistungsbereitstellung durch EEG-Erzeugungsanlagen.....	68
5.4 Beurteilung Energiestrategie 2020.....	70
6 Zusammenfassung und Ausblick.....	71
Quellenverzeichnis.....	77
Anlagen.....	80

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Regionale Verteilung der Planungsgemeinschaften in Brandenburg.....	4
Abbildung 2:	Windeignungsgebiete in Brandenburg.....	5
Abbildung 3:	Durchschnittliche Flächenlast in W/m ² für Windenergieanlagen	7
Abbildung 4:	Räumliche Verteilung der prognostizierten Windleistung für das Jahr 2015.....	9
Abbildung 5:	Räumliche Verteilung der prognostizierten Windleistung für das Jahr 2020.....	10
Abbildung 6:	Räumliche Verteilung der prognostizierten Photovoltaik-Leistung auf Freiflächen für das Jahr 2015	13
Abbildung 7:	Räumliche Verteilung der prognostizierten Photovoltaik-Leistung auf Freiflächen für das Jahr 2020	14
Abbildung 8:	Räumliche Verteilung der prognostizierten Photovoltaik-Leistung auf Dachflächen für das Jahr 2015	16
Abbildung 9:	Räumliche Verteilung der prognostizierten Photovoltaik-Leistung auf Dachflächen für das Jahr 2020	16
Abbildung 10:	Räumliche Verteilung der prognostizierten Leistung aus Biomasseverstromung für das Jahr 2015	18
Abbildung 11:	Räumliche Verteilung der prognostizierten Leistung aus Biomasseverstromung für das Jahr 2020	18
Abbildung 12:	Räumliche Verteilung der prognostizierten EE-Summenleistung für das Jahr 2015...	21
Abbildung 13:	Räumliche Verteilung der prognostizierten EE-Summenleistung für das Jahr 2020...	21
Abbildung 14:	Verteilung der Investitionen nach Maßnahmen in der Höchstspannungsebene	31
Abbildung 15:	Abgrenzung EEG-bedingter Netzausbau von Sanierung	32
Abbildung 16:	Anteil separate Netze in der Kategorie Freileitungs- bzw. Kabelneubau.....	33
Abbildung 17:	Verteilung der Maßnahmen an der Gesamtinvestition E.ON edis AG bis 2020.....	34
Abbildung 18:	Verteilung der Teilbereiche in der Gesamtinvestition envia Verteilnetz GmbH	35
Abbildung 19:	EEG-Netzausbaukostenprognose MS/NS Netz.....	35
Abbildung 20:	Verteilung der Gesamtinvestition auf die Netzbetreiber Brandenburgs	36
Abbildung 21:	Investitionsverteilung nach Maßnahmenkategorie	37
Abbildung 22:	Verteilung des benötigten Investitionsvolumens bis zum Zieljahr 2015.....	37
Abbildung 23:	Verteilung des benötigten Investitionsvolumens von 2015 bis 2020	38
Abbildung 24:	Verteilung der Gesamtinvestition auf die Netzebenen.....	39
Abbildung 25:	Verlauf von Windenergieeinspeisung und Last in der Regelzone von 50Hz-T.....	41
Abbildung 26:	Übliche Entladungszeit und Systemgröße von Speichersystemen.....	43
Abbildung 27:	Einsatzmöglichkeiten dezentraler Energiespeichersysteme	44
Abbildung 28:	Hybrid-Kraftwerk	48
Abbildung 29:	Windeinspeisung/-prognose in Deutschland/50Hertz Transmission Regelzone während des Sturmtiefs EMMA 2008.....	58
Abbildung 30:	Ausfallarbeit mit dem "pauschalen Verfahren"	64
Abbildung 31:	Schematisches Beispiel der Leistungskennlinie einer Windenergieanlage	64
Abbildung 32:	Ausfallarbeit mit dem Spitzabrechnungsverfahren.....	66

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Gesamtübersicht der von den Netzbetreibern bereitgestellten Angaben zu EEG-Anlagen	3
Tabelle 2:	Übersicht zu den übermittelten Daten der Regionalen Planungsgemeinschaften bezüglich Windenergie	5
Tabelle 3:	Prognose für Windenergie, geordnet nach RPG.....	9
Tabelle 4:	Zuordnung der prognostizierten Leistungen für Windenergie auf Netzbetreiber	10
Tabelle 5:	Prognostizierte Leistungen für Windenergie unter Berücksichtigung des theoretisch verfügbaren Restflächenpotenzials	11
Tabelle 6:	Ergebnisse der Prognose für Photovoltaik-Freiflächenanlagen	13
Tabelle 7:	Ergebnisse der Prognose für innerstädtische Photovoltaik auf Dachflächen.....	15
Tabelle 8:	Prognose für Biomasseverstromung	17
Tabelle 9:	Übersicht über die Prognoseergebnisse, zugeordnet auf Netzbetreiber.....	19
Tabelle 10:	Erläuterung der Einzelmaßnahmen die Freileitungen betreffend.....	27
Tabelle 11:	Teilmaßnahmen der Kategorie Schaltanlagen.....	27
Tabelle 12:	Netzausbau im Übertragungsnetz	28
Tabelle 13:	Unterteilung bereits im Genehmigungsverfahren und Vorbetrachtungen.....	28
Tabelle 14:	Netzausbau (Freileitung) E.ON edis AG	29
Tabelle 15:	Netzausbau (Schaltanlagen) E.ON edis AG	29
Tabelle 16:	Netzausbau (Freileitung) envia Verteilnetz GmbH	30
Tabelle 17:	Netzausbau (Schaltanlagen) envia Verteilnetz GmbH.....	30
Tabelle 18:	Netzausbau (Schaltanlagen) WEMAG Netz GmbH	30
Tabelle 19:	Investitionen Netzausbau (Schaltanlagen) Höchstspannungsebene.....	31
Tabelle 20:	Investition Netzausbau (Freileitung) E.ON edis AG	33
Tabelle 21:	Investition Netzausbau (Schaltanlagen) E.ON edis AG	33
Tabelle 22:	Investition Netzausbau (Freileitung) envia Verteilnetz GmbH	34
Tabelle 23:	Investition Netzausbau (Schaltanlagen) envia Verteilnetz GmbH.....	34
Tabelle 24:	Ergebnisse der Netzausbaukostenberechnung im Mittel- und Niederspannungsnetz für die Netzbetreiber	36
Tabelle 25:	Investitionsverteilung in den Hoch- und Höchstspannungsnetzen bis 2020.....	36
Tabelle 26:	Investitionsverteilung in den Hoch- und Höchstspannungsnetzen 2015	37
Tabelle 27:	Investitionsverteilung in den Hoch- und Höchstspannungsnetzen 2015 bis 2020.....	38
Tabelle 28:	Gesamtinvestitionsbedarf für Brandenburg über alle Netzebenen	38
Tabelle 29:	Anforderungskenngrößen an Energiespeicher	42
Tabelle 30:	Versuch der Zuordnung anwendbarer Speichertechnologien auf die Netzspannungsebenen	45
Tabelle 31:	Übersicht technischer Daten für Batteriesysteme	46
Tabelle 32:	Übersicht Vollkosten für verschiedene Speichertechnologien.....	52

Abkürzungsverzeichnis

EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Kurzfassung: Erneuerbare-Energien-Gesetz)
EEG-Anlagen	Erzeugungsanlagen welche unter die Bestimmungen des EEG fallen
50Hz-T	50Hertz Transmission GmbH
BB	Brandenburg
BNetzA	Bundesnetzagentur
WEG	Windeignungsgebiet
WEA	Windenergieanlage
PV	Photovoltaik
HS	Hochspannung
HÖS	Höchstspannung
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
UW	Umspannwerk
MUGV	Ministerium für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz
AIS-I	Anlageninformationssystem - Immissionsschutz
RPG	Regionale Planungsgemeinschaft
NB	Netzbetreiber
HF	Havelland-Fläming
LS	Lausitz-Spreewald
OS	Oderland-Spree
UB	Uckermark-Barnim
PO	Prignitz-Oberhavel
SDL	Systemdienstleistung
FRT	Fault Ride Through
EU	Europäische Union
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
EE	erneuerbare Energien

1 Einleitung

Im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft des Landes Brandenburg wurde im Zeitraum 2006 bis 2008 in Kooperation mit den Brandenburger Netzbetreibern (Vattenfall Europe Transmission GmbH, envia Verteilnetz GmbH, E.ON edis AG) und Unternehmen der Erneuerbare-Energien-Branche (ENERTRAG, NAWARO BioEnergie) eine Studie zur Netzintegration der Erneuerbaren Energien im Land Brandenburg erarbeitet.

Wesentliche Arbeitsschwerpunkte dieser Studie waren:

- Datenerfassung des Ist-Standes von EEG-Anlagen in Brandenburg (mit Bezugsdatum 01.01.2007),
- Prognose der Leistungseinspeisung aus EEG-Anlagen bis zum Jahr 2020,
- Ermittlung der Auswirkungen auf die Brandenburger Verteilnetze und den Brandenburger Teil des Übertragungsnetzes,
- Handlungsempfehlungen für den netzebenenübergreifend koordinierten Netzausbau in Brandenburg,
- Erarbeitung von Alternativszenarien für die EEG-Einspeisung durch Clusterung von EEG-Anlagen, konventioneller Erzeugung und Speichertechnologien zu Erneuerbare-Energien-Hybrid-Kraftwerken (EE-HyKW),
- Ökonomische Bewertung der vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen und der Konzepte für EE-Hybrid-Kraftwerke.

Seit dem Störfall im japanischen Kernkraftwerk Fukushima ist die Abkehr von der Kernenergie eines der dominierenden Ziele sowohl der Bundesregierung als auch der Landesregierungen. Um die Versorgung mit Elektroenergie weiterhin auf dem heutigen, sehr hohen Niveau zu halten und dabei nicht gleichzeitig den CO₂-Ausstoß stark zu erhöhen, wird ein stärkerer, ambitionierter Ausbau der erneuerbaren Energien erforderlich.

Der von der Bundesregierung geforderte Ausbau der Erneuerbare-Energien-Anlagen auf 18 % des Bruttoendenergieverbrauchs bis zum Jahr 2020 und eine schrittweise Steigerung auf 60 % bis zum Jahr 2050 zeigen die Forcierung der Energiewende.

Gleichzeitig ist zu beachten, dass die Energienetze, welche historisch bedingt eine zentrale Einspeisung als Ausbaugrundlage hatten, intensiv überprüft, teils stark ausgebaut und nicht unwesentlich gänzlich neu gestaltet werden müssen, um den veränderten Bedingungen, d.h. der dezentralen Einspeisung aus EEG-Anlagen gerecht zu werden.

Die dena-Netzstudie II hat bereits für die Höchstspannungsebene (HöS) einen Netzausbaubedarf in Deutschland von 3.600 km ausgewiesen. In der Studie wurden die 110-kV-Netze nicht betrachtet, in denen bisher allerdings ein Großteil der EEG-Anlagen angeschlossen wurde und auch zukünftig angeschlossen sein wird.

In der ersten Studie zur Netzintegration der erneuerbaren Energien im Land Brandenburg wurden für die Hochspannungsnetze bereits die damals erkennbaren Ausbaumaßnahmen beziffert, die mengenmäßig um ein (2-3)-faches höher lagen als für die Höchstspannungsebene. Zu diesem Zeitpunkt war allerdings nicht abzusehen, dass der Ausbau der EEG-Anlagen solch einen politischen und gesellschaftlichen Stellenwert mit einer breiten öffentlichen Diskussion erreichen würde.

Deshalb ergibt sich die Notwendigkeit, die nach der Fertigstellung der o.g. Studie stattgefundenen Entwicklungen zu berücksichtigen und die Ergebnisse, insbesondere bei den Prognosen für EEG-Anlagen zu aktualisieren.

Die Brandenburgische Technische Universität Cottbus wurde, in Zusammenarbeit mit den Unternehmen 50Hertz Transmission GmbH, E.ON edis AG, envia Verteilnetz GmbH und WEMAG Netz GmbH, vom Ministerium für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburg mit der Fortführung der Studie zur Netzintegration der Erneuerbaren Energien im Land Brandenburg beauftragt.

Im Einzelnen sollen drei Arbeitspakete bearbeitet werden.

Das Arbeitspaket 1 lässt sich in zwei grundlegende Teile untergliedern. Im ersten Teil wird der Ist-Stand der Einspeisung (EEG-Anlagen und konventionelle Anlagen) in die Brandenburger Netze ermittelt, im zweiten Teil wird eine Prognose für diese Einspeisung in den Zeitschritten 2015 und 2020 erstellt.

Die Datenermittlung erfolgt mit Unterstützung der Brandenburger Netzbetreiber 50Hertz Transmission GmbH, E.ON edis AG, envia Verteilnetz GmbH und WEMAG Netz GmbH. Parallel dazu erfolgt ebenfalls eine Abfrage dieser Daten bei den Regionalen Planungsgemeinschaften im Land Brandenburg, um eine Verifizierung vornehmen zu können.

Für die Erstellung der Prognose werden die Prognoseansätze der Netzbetreiber und, wenn vorhanden, die der Regionalen Planungsgemeinschaften verglichen. Auf dieser Grundlage wird ein einheitlicher Prognoseansatz entwickelt.

Die Ergebnisse des Arbeitspakets 1 stellen die Grundlage für eine Plausibilitätsüberprüfung der bestehenden Netzausbaukonzepte der Brandenburger Netzbetreiber dar, die im 2. Arbeitspaket erfolgen.

Abschließend werden in Arbeitspaket 3 energiepolitische Empfehlungen erarbeitet, die wesentliche Aspekte des Spannungsfeldes zwischen EEG-Ausbau, Netzintegration von EEG-Anlagen und dem dazugehörigen Netzausbau beinhalten.

2 Ist-Stand der erneuerbaren Energien in Brandenburg

Als Stichtag für den Ist-Stand wurde laut Aufgabenstellung der 31.12.2009 festgelegt. Für die Ist-Stand-Ermittlung der Einspeisung erneuerbarer Energien in Brandenburg wurden sowohl Angaben der Brandenburger Netzbetreiber als auch der Regionalen Planungsgemeinschaften zu Grunde gelegt.

Angaben der Netzbetreiber

Nachfolgend werden die von den Brandenburger Netzbetreibern übermittelten Angaben zusammengefasst in Tabelle 1 dargestellt.

Netzbetreiber	Windenergie [MW]	Photovoltaik [MW]	Biomasse/-gas [MW]	Wasserkraft [MW]	Summe [MW]
50Hz-T	788	0	21	0	809
E.ON edis	2.136	69	280	1	2.486
envia	856	120	43,5	3,2	1.023
WEMAG	186	4	5	0,001	195
Summe	3.966	193	350	4,2	4.513

Tabelle 1: Gesamtübersicht der von den Netzbetreibern bereitgestellten Angaben zu EEG-Anlagen
Ist-Stand 31.12.2009

Im Gebiet der envia Verteilnetz GmbH sind zum Stichtag überwiegend Windenergieanlagen mit hoher Leistung installiert. Auch im Höchstspannungsnetz der 50Hertz Transmission GmbH speisen größtenteils neuere Windenergieanlagen mit hoher Leistung ein.

Im Netzgebiet der E.ON edis AG sind hingegen viele ältere und leistungsmäßig kleinere Windenergieanlagen vorzufinden, sodass trotz hoher Anzahl eine dazu im Verhältnis kleine Leistung eingespeist wird.

Die folgende Übersicht zeigt bezüglich der Windenergie das Verhältnis zwischen installierter Leistung und Anlagenanzahl im Gebiet der jeweiligen Netzbetreiber.

50Hz-T	1,9 MW / WEA
E.ON edis	1,2 MW / WEA
envia	1,9 MW / WEA
WEMAG	1,5 MW / WEA

Biomasse- und Biogasanlagen sind überwiegend im Netz der E.ON edis AG installiert, Photovoltaik ist dort im Vergleich zum Versorgungsgebiet der envia Verteilnetz GmbH zum Stichtag verhältnismäßig gering vertreten.

Wasserkraftanlagen spielen derzeit eine untergeordnete Rolle im Vergleich zu den anderen EEG-Anlagenarten.

Da das diesbezügliche Potential auch zukünftig vernachlässigbar gering sein wird, werden Wasserkraftanlagen bei der Prognose für die EEG-Einspeisung (siehe Kapitel 3) nicht weiter betrachtet.

Angaben der Regionalen Planungsgemeinschaften zu Windenergie

Der starke Ausbau von erneuerbaren Energien erfordert es, die räumliche Nutzung der zur Verfügung stehenden Flächen zu steuern. Diese Aufgabe wird im Land Brandenburg von den Regionalen Planungsgemeinschaften (RPG) wahrgenommen. Die Konzentration auf möglichst konfliktarme Bereiche steht dabei stark im Vordergrund. Die Beurteilung der Ausweisung von Windeignungsgebieten und der dafür zugrunde gelegten Kriterien sind nicht Gegenstand dieser Studie.

Abbildung 1 zeigt die Zuständigkeitsaufteilung der Regionalen Planungsgemeinschaften in Brandenburg.



Abbildung 1: Regionale Verteilung der Planungsgemeinschaften in Brandenburg [1]

Folgende Daten wurden von den Regionalen Planungsgemeinschaften bezüglich der Windenergienutzung abgefragt:

- derzeit ausgewiesene Windeignungsgebiete und deren geografische Position,
- Angaben zum Ist-Stand der installierten Leistung von Windenergieanlagen.

Nachfolgend sind die übermittelten Daten bezüglich des Ist-Standes bei der Windenergienutzung zusammengefasst dargestellt.

RPG	Anzahl Windeignungsgebiete	Fläche der Windeignungsgebiete [ha]	Anzahl Windenergieanlagen	Installierte Leistung [MW]
Havelland-Fläming	13	7.732	601	900
Lausitz-Spreewald	61	9.448	527	812
Oderland-Spree	31	4.087	489	746
Uckermark-Barnim	39	6.718	662	996
Prignitz-Oberhavel	44	10.578	718	1.083
Summe	188	38.563	2.997	4.537

Tabelle 2: Übersicht zu den übermittelten Daten der Regionalen Planungsgemeinschaften bezüglich Windenergie

Abbildung 2 zeigt die zum Stichtag 31.12.2009 gültigen Windeignungsgebiete in Brandenburg, für die sich eine Gesamtfläche von 38.563 ha ergibt.

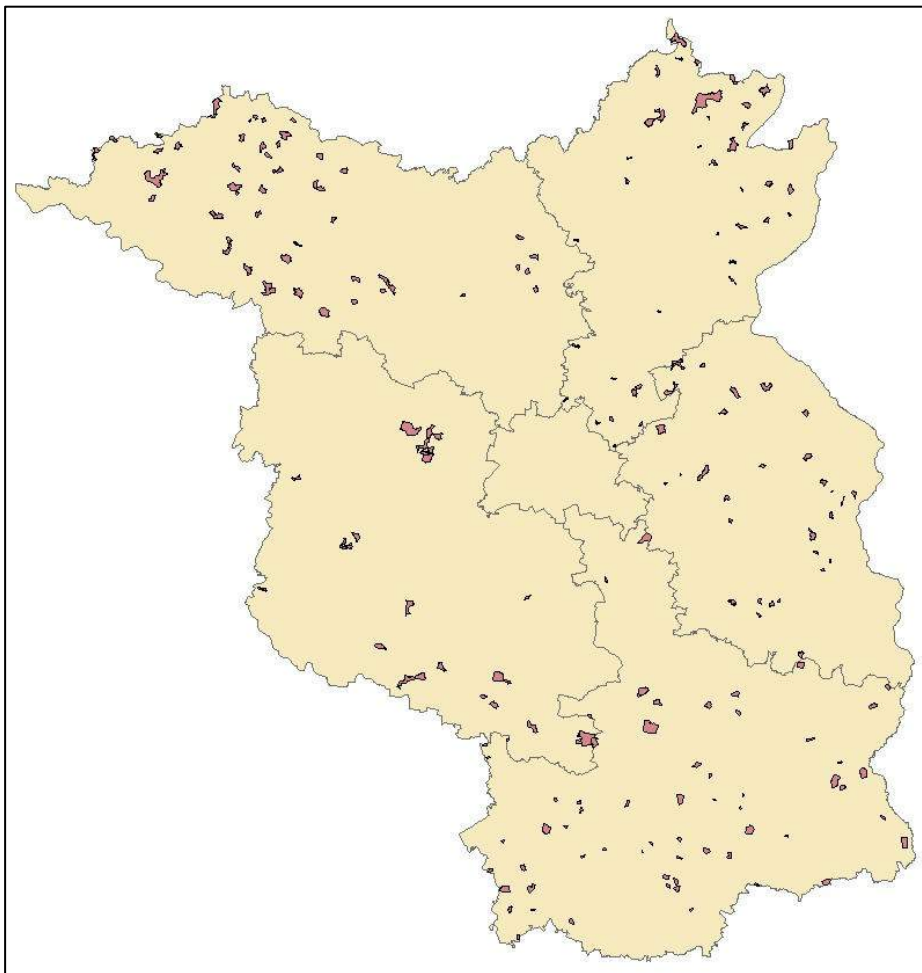


Abbildung 2: Windeignungsgebiete in Brandenburg (Stichtag 31.12.2009)

Es zeigt sich, dass die Angaben von Netzbetreibern und Regionalen Planungsgemeinschaften zu den installierten Leistungen von Windenergieanlagen nicht genau übereinstimmen. Die Abweichungen sind im Wesentlichen auf die unterschiedlichen Aktualisierungsstände geplanter bzw. bereits realisierter Windenergieanlagen am Stichtag (31.12.2009) zurückzuführen. Den nachfolgenden Berechnungen wurde der höhere Wert zugrunde gelegt.

3 Prognose der EEG-Einspeisung

3.1 Prognose Windenergie

Wie aus Kapitel 2 ersichtlich, gehört Windenergie in Brandenburg zu den tragenden Säulen der regenerativen Energieversorgung. Demzufolge ist auch zukünftig mit einem weiteren Anstieg an installierter Windleistung zu rechnen. Dies ist auch als Zielstellung in der Energiestrategie 2020 des Landes Brandenburg enthalten, um den Anteil der erneuerbaren Energien am Energiemix weiter zu steigern.

Grundlagen der Prognose

Zur Erstellung der Prognose für die Leistung aus Windenergieanlagen wurden die zum Stichtag 31.12.2009 gültigen Windeignungsgebiete in Brandenburg zugrunde gelegt.

Alle relevanten Parameter dieser Windeignungsgebiete, wie

- Lage
- Gesamtfläche
- Bebauungsstand
- noch zur Verfügung stehende Restfläche je Windeignungsgebiet

wurden für diese Studie bei den Regionalen Planungsgemeinschaften abgefragt. Windeignungsgebiete, die nach diesem Stichtag ausgewiesen wurden, werden in dieser Studie nicht berücksichtigt. Weiterhin wurde angenommen, dass außerhalb dieser Windeignungsgebiete zukünftig keine Windenergieanlagen errichtet werden.

Prognoseerstellung

Die Prognoseerstellung erfolgte in zwei Schritten:

- 1.) Auffüllen der zur Verfügung stehenden Restflächen je Windeignungsgebiet
- 2.) Repowering

Auffüllen der Restflächen

Im Rahmen dieser Studie wurde angenommen, dass die vorhandenen Restflächen je Windeignungsgebiet im Durchschnitt bis zum Jahr 2015 vollständig bebaut sein werden, da die Windeignungsgebiete derzeit schon einen hohen Auslastungsgrad haben. Im Einzelfall können sich hier natürlich zeitlich betrachtet andere Verhältnisse ergeben. Dies hat jedoch auf die prognostizierte Summenleistung zum Prognosehorizont 2015 keinen Einfluss.

Um die technische Weiterentwicklung der Windenergieanlagen zu berücksichtigen, wird der Zubau in drei 2-Jahres-Abschnitte unterteilt (2010/11, 2012/13, 2014/15), in denen die Leistung der zu installierenden Windenergieanlagen stetig steigt.

In den einzelnen Zeitabschnitten werden folgende durchschnittlichen Leistungen je neu zu errichtender Windenergieanlage zu Grunde gelegt:

Zeitabschnitt 2010/11	2 MW / WEA
Zeitabschnitt 2012/13	2,5 MW / WEA
Zeitabschnitt 2014/15	3 MW / WEA

Eine Auswertung der bereits angemeldeten Windenergieanlagen im Netzgebiet der envia Verteilnetz GmbH und E.ON edis AG hat diese Annahmen zu den Leistungsklassen bestätigt.

Um eine Abschätzung über den Flächenbedarf einer Windenergieanlage zu erhalten, wurden Anlagen der 2-MW-Leistungsklasse untersucht. Diese Leistung ist die zur Zeit der Studiererstellung am häufigsten beantragte Leistungsklasse. Aus den bereits installierten 2-MW-Anlagen ließ sich der Flächenbedarf für diese Leistungsklasse bestimmen. Hierfür wurden mit durchschnittlich 2-MW-Anlagen vollständig bebaute Windeignungsgebiete herangezogen, auf denen ein weiteres Aufstellen von Windenergieanlagen nicht mehr möglich ist. Auf diesem Weg wurden für mehrere Windeignungsgebiete Flächenlasten (installierte Windleistung bezogen auf die in Anspruch genommene Fläche) ermittelt. Dabei zeigte sich eine große Vielfalt an Flächenlasten. Wesentliche Ursache hierfür ist der starke Einfluss der Randbebauung eines Windeignungsgebietes. Die ermittelten Flächenlastkurven stimmen sehr gut mit [2] überein, welche ebenfalls durch Auswertung von bebauten Windeignungsgebieten im Netzgebiet der envia Verteilnetz GmbH ermittelt wurde.

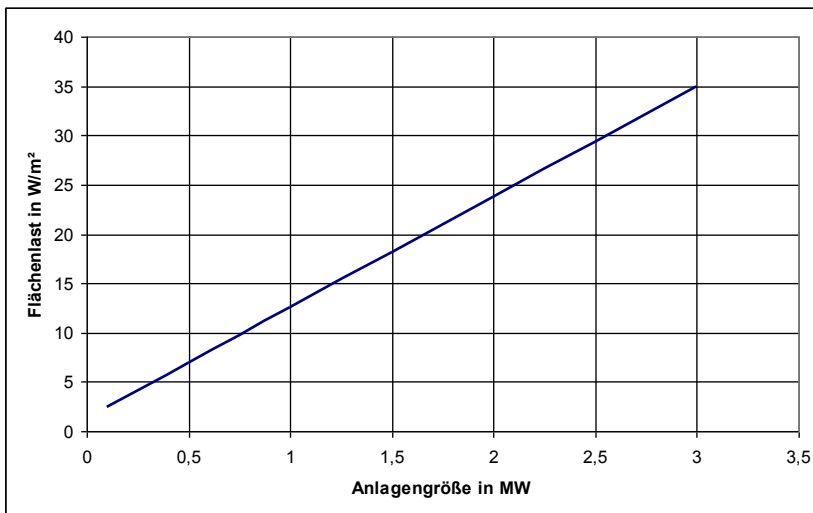


Abbildung 3: Durchschnittliche Flächenlast in W/m² für Windenergieanlagen (nach [2])

Im Rahmen dieser Studie werden somit folgende Flächenlasten angesetzt:

2-MW-WEA	25 W/m ²
2,5-MW-WEA	30 W/m ²
3-MW-WEA	35 W/m ²

Es wird davon ausgegangen, dass jeweils ein Drittel der zur Verfügung stehenden Restfläche in jedem Zeitabschnitt bebaut wird.

Repowering

Repowering bezeichnet im Allgemeinen das Ersetzen alter Anlagen durch neue, leistungsfähigere und modernere Anlagen. Neben der Effizienzsteigerung soll die Akzeptanz in der Öffentlichkeit erhöht und der Umweltschutz stärker berücksichtigt werden. Grundsatz des Repowerings ist nach dem Bundesverband Windenergie e.V.: „Bei einer Halbierung der Anlagenzahl und gleichzeitiger Verdopplung der Leistung kann durch effiziente Nutzung der Standorte eine Verdreifachung des Ertrags erreicht werden.“ [3]

Die rechtliche Grundlage des Repowerings von Windenergieanlagen ist im §30 EEG [4] festgeschrieben. Nach dem Gesetz müssen verschiedene Kriterien eingehalten werden. Ersetzt werden können bestehende WEA durch Repowering, wenn

- sich die zu ersetzenden Anlagen im selben oder angrenzenden Landkreis befinden,
- die Repowering-Anlage frühestens zehn Jahre nach der ursprünglichen Anlage in Betrieb genommen wird,
- die neue Anlage mindestens das Zweifache und maximal das Fünffache der ursprünglichen Leistung beträgt.

Weiterhin können im Rahmen eines Neudesigns des Windparks auch mehrere Anlagen gleichzeitig repowert werden. Die gesetzlichen Bestimmungen bleiben gleich, nur dass in diesem Fall die Leistung der zu ersetzenden Anlagen summiert wird [3] [4].

Für den Zeitabschnitt 2016 bis 2020 wird modellhaft angenommen, dass der Leistungszuwachs der Windenergie nur noch über Repowering stattfindet. Es wurde folgender Ansatz für das Repowering gewählt:

Alle Anlagen, die im Leistungsbereich (100 - 1.000) kW liegen und vor dem Jahr 2000 errichtet worden sind, werden durch Windenergieanlagen ersetzt, die im Durchschnitt eine vierfache Leistung aufweisen. Da das Repowering auch das Versetzen einer Anlage in ein nahegelegenes Windeignungsgebiet vorsieht, werden alle Windenergieanlagen in das Kriterium eingeschlossen, auch wenn sie sich zum Stichtag nicht innerhalb eines Windeignungsgebietes befinden. Hierzu wurden alle Bestandswindenergieanlagen einzeln ausgewertet.

Die für das Repowering zu Grunde gelegten Annahmen lassen sich derzeit noch nicht an praktischen Fällen überprüfen, da ein Repowering von Bestandsanlagen noch nicht nennenswert stattfindet. Innerhalb der großen Bandbreite unterschiedlicher Ansätze für das Repowering, von fast gar keinem Potenzial bis hin zu hohen Abschätzungen, ist der hier gewählte Ansatz eher als konservativ einzuschätzen. Hier liegt also derzeit eine hohe Sensitivität bei der Prognose, so dass der Repowering-Ansatz zu gegebener Zeit wieder überprüft werden sollte.

Innerhalb dieser Studie wurde angenommen, dass bei allen Anlagen, auf die die genannten Kriterien zutreffen, das Repowering bis zum Jahr 2020 vollzogen sein wird.

Ergebnisübersicht

Tabelle 3 zeigt die Ergebniszusammenfassung der Prognose für die Windenergie, aufgeteilt auf die Regionalen Planungsgemeinschaften.

RPG	Prognose 2015 [MW]	Prognose 2020 [MW]
Prignitz-Oberhavel	2.208	2.325
Havelland-Fläming	1.282	1.375
Lausitz-Spreewald	2.068	2.196
Oderland-Spree	825	941
Uckermark-Barnim	1.217	1.350
Gesamt	7.600	8.187

Tabelle 3: Prognose für Windenergie, geordnet nach RPG

Abbildung 4 zeigt die räumliche Verteilung der prognostizierten Windleistung für das Jahr 2015 in Brandenburg.

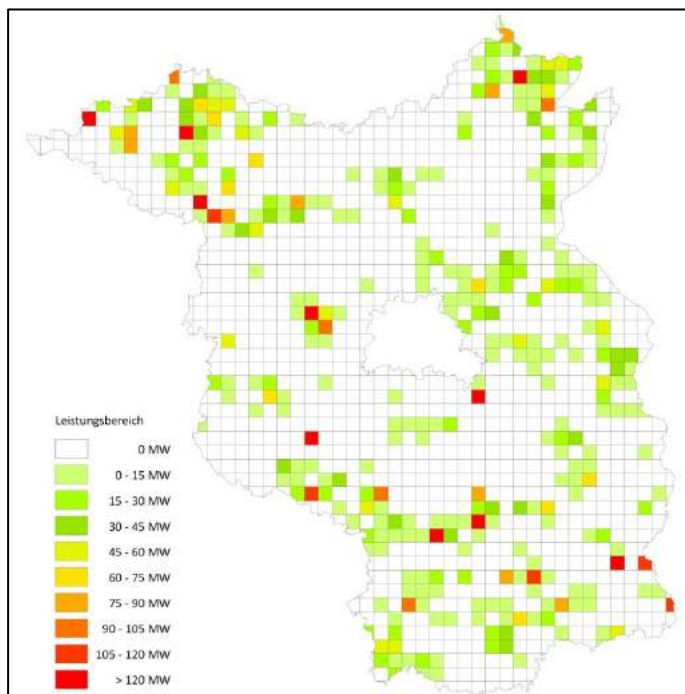


Abbildung 4: Räumliche Verteilung der prognostizierten Windleistung für das Jahr 2015

In Abbildung 5 ist die räumliche Verteilung der prognostizierten Windleistung für das Jahr 2020 in Brandenburg dargestellt.

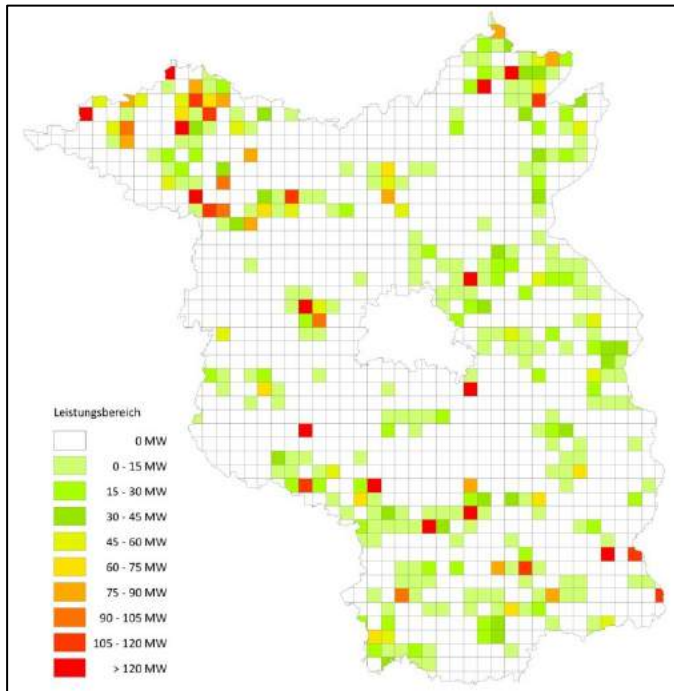


Abbildung 5: Räumliche Verteilung der prognostizierten Windleistung für das Jahr 2020

Aus den Abbildungen 4 und 5 ist ersichtlich, dass die Schwerpunkte der Windenergienutzung in folgenden Regionen liegen:

- Prignitz
- Norden des Landkreises Uckermark
- Teilgebiet im Süden des Landkreises Barnim
- Teilgebiet im Süden des Landkreises Havelland
- Teilgebiet im Süden des Landkreises Potsdam-Mittelmark
- Teilgebiet zwischen dem Landkreisen Teltow-Fläming und Dahme-Spreewald
- Teilgebiete um Norden und Süden des Landkreises Dahme-Spreewald
- Teilgebiete im Zentrum und Osten des Landkreises Spree-Neiße

In Tabelle 4 sind die auf Basis der vorstehenden Ansätze prognostizierten Leistungen für Windenergie den Netzgebieten der Brandenburger Netzbetreiber zugeordnet.

Netzbetreiber	Prognose 2015 [MW]	Prognose 2020 [MW]
envia Verteilnetz GmbH	2.068	2.196
E.ON edis AG	4.022	4.408
50Hertz Transmission GmbH	1.102	1.163
WEMAG Netz GmbH	408	420
Summe	7.600	8.187

Tabelle 4: Zuordnung der prognostizierten Leistungen für Windenergie auf Netzbetreiber

Diskussion zu den verfügbaren Restflächen in den Windeignungsgebieten

Wie bereits erwähnt, liegen der Windenergieprognose die von den Regionalen Planungsgemeinschaften abgefragten Restflächen in den Windeignungsgebieten zum Stand 31.12.2009 zugrunde. Es zeigt sich, dass diese Restflächen in einigen Fällen stark von dem rechnerisch ermittelten theoretischen Restflächenpotenzial abweichen. Ursache hierfür sind Konflikte um die Nutzung der Restflächenpotenziale, die eine Bebauung mit Windenergieanlagen in mehreren Fällen unwahrscheinlich machen, was durch die Regionalen Planungsgemeinschaften bereits berücksichtigt wurde. Das theoretisch verfügbare Restflächenpotenzial ist allerdings beträchtlich größer, sodass es angebracht ist, auch dafür eine Windenergieprognose zu erstellen, um die Prognosebandbreite zu verdeutlichen. In Tabelle 5 sind die diesbezüglichen Prognosewerte dargestellt. Es zeigt sich, dass über diesen Ansatz ein zusätzliches Windenergiepotenzial von ca. 1.000 MW ermittelt wird. Insbesondere für das Netzgebiet der E.ON edis AG wird dieses Potenzial relevant.

Darüber hinaus muss ebenfalls erwähnt werden, dass geplante Neuausweisungen weiterer Windeignungsgebiete in der Region der Regionalen Planungsgemeinschaft Uckermark-Barnim bekannt sind. Die derzeit im Entwurf ausgewiesenen Windeignungsgebiete würden eine zusätzlich installierbare Leistung von bis zu 1.000 MW Windenergie allein im Gebiet der Regionalen Planungsgemeinschaft Uckermark-Barnim ermöglichen. Eine Neuausweisung weiterer Windeignungsgebiete wird voraussichtlich von allen Regionalen Planungsgemeinschaften durchgeführt, sodass die hier verwendeten Flächen zu gegebener Zeit überprüft werden müssen.

RPG	Prognose 2015 [MW]	Prognose 2020 [MW]
Prignitz-Oberhavel	2.640	2.757
Havelland-Fläming	1.282	1.375
Lausitz-Spreewald	2.390	2.519
Oderland-Spree	1.005	1.121
Uckermark-Barnim	1.461	1.594
Summe	8.778	9.376

Tabelle 5: Prognostizierte Leistungen für Windenergie unter Berücksichtigung des theoretisch verfügbaren Restflächenpotenzials

3.2 Prognose Photovoltaik-Freiflächenanlagen

Grundlagen der Prognose

Für die Prognose der installierten Leistung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen wurden zunächst von den Regionalen Planungsgemeinschaften die zum Stand 31.12.2009 angemeldeten Anlagen, die entweder in Planung, Bau oder schon realisiert sind, abfragt. Zusätzlich zu den von den Regionalen Planungsgemeinschaften übermittelten Flächen wurden die in [5] ermittelten geeigneten Flächen zur Nutzung für Photovoltaik-Freiflächenanlagen für die Prognose verwendet. Es handelt sich hierbei hauptsächlich um ehemalige Tagebauflächen sowie um Konversionsflächen (ehemalige Truppen-Übungsplätze, ehemalige Militärflugplätze), die in Brandenburg in erheblicher Größenordnung vorhanden sind.

Es besteht jedoch eine große Unsicherheit über die tatsächliche zukünftige Bebauung der theoretisch verfügbaren Flächen. Unter Zugrundelegung eines eher konservativen Ansatzes wurde festgelegt, dass von den ermittelten Flächen bis zum Jahr 2015 ein Viertel bebaut wird und bis zum Jahr 2020 die Hälfte. Da zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht bestimmt werden kann, welche der Flächen in diesem Zeitraum bebaut werden, wird zunächst ein Gleichverteilungsansatz zu Grunde gelegt, d.h., jeder Fläche wird eine 50%ige Bebauung bis zum Jahr 2020 zugewiesen.

Der Einfluss der geplanten Kürzungen bei der Vergütung von Strom aus Photovoltaik-Freiflächenanlagen bleibt in diesem Zusammenhang ebenfalls ein großer Unsicherheitsfaktor. Besonders für Investoren größerer Solarparks könnte eine weiterhin stark degressive Entwicklung der Einspeisevergütung die Wirtschaftlichkeit der Vorhaben erheblich einschränken [3].

Die bereits realisierte Photovoltaik-Freiflächenanlage der Firma Juwi in der Lieberoser Heide [6] wurde als Grundlage für die der Prognose zu Grunde liegenden Flächenlasten herangezogen. Dafür wurde die mit Solarmodulen besetzte Fläche auf die gesamte Solarparkfläche bezogen und somit, ähnlich wie bei der Prognose für Windenergie, eine Flächenlast ermittelt. Diese beträgt $32,5 \text{ W/m}^2$ und wird als durchschnittliche Flächenlast für das ermittelte Flächenpotenzial angewendet.

Bei Flächen, auf denen bereits Anlagen geplant, angemeldet oder realisiert wurden, wird die ermittelte Flächenlast nicht herangezogen. Diese Flächen werden stattdessen mit ihrer geplanten Leistung berücksichtigt.

Das in der Studie berücksichtigte Potenzial für Photovoltaik-Freiflächenanlagen hat eine Größe von ca. 20.000 ha, die im ersten Zeitschritt bis 2015 zu 25 % und im zweiten Zeitschritt bis 2020 zu 50 % bebaut werden.

Ergebnisübersicht

Tabelle 6 zeigt die Ergebnisse der Prognose der Photovoltaik-Freiflächenanlagen in den Zeitschritten 2015 und 2020, zugeordnet auf die Versorgungsgebiete der Netzbetreiber.

Netzbetreiber	Photovoltaik-Freiflächenanlagen [MW]	
	2015	2020
envia	364	680
E.ON edis	1.171	2.359
50Hz-T	0	0
WEMAG	20	41
Summe	1.555	3.080

Tabelle 6: Ergebnisse der Prognose für Photovoltaik-Freiflächenanlagen

Abbildung 6 zeigt die räumliche Verteilung der prognostizierten Anlagenleistung für Photovoltaik-Freiflächenanlagen im Jahr 2015.

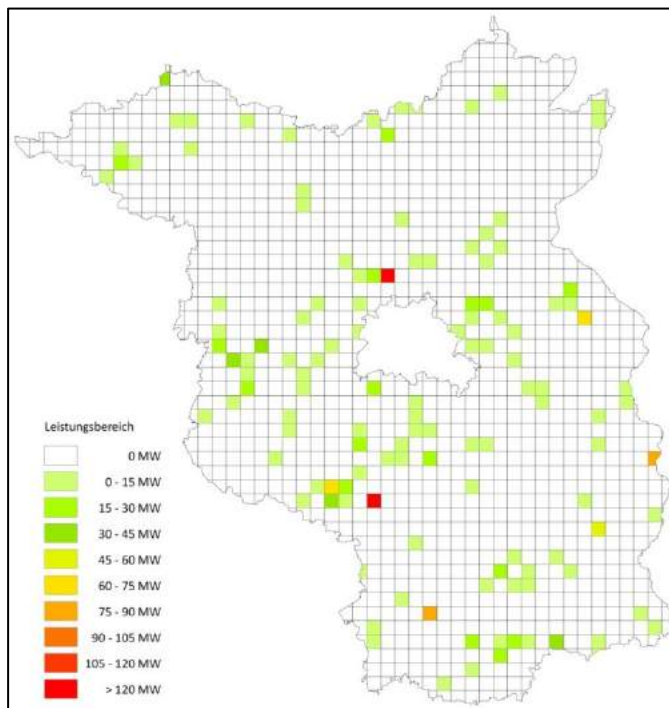


Abbildung 6: Räumliche Verteilung der prognostizierten Photovoltaik-Leistung auf Freiflächen für das Jahr 2015

In Abbildung 7 ist die räumliche Verteilung der prognostizierten Photovoltaik-Freiflächenanlagenleistung für das Jahr 2020 für Brandenburg abgebildet.

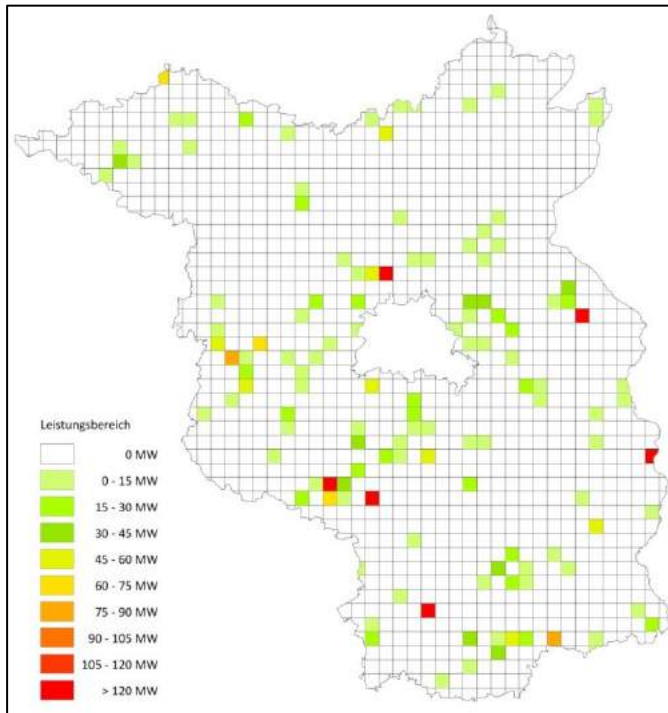


Abbildung 7: Räumliche Verteilung der prognostizierten Photovoltaik-Leistung auf Freiflächen für das Jahr 2020

Es ist eine verstärkte Häufung von Photovoltaik-Freiflächen in der Mitte und im Süden Brandenburgs zu erkennen. In Nordbrandenburg sind viele Flächen durch Naturschutzgebiete nicht mit Photovoltaik-Freiflächenanlagen bebaubar, sodass dort vergleichsweise wenig installierte Leistung zu erwarten ist.

3.3 Prognose Photovoltaik auf Dachflächen

Grundlagen der Prognose

Für die Prognoseerstellung der innerstädtischen Photovoltaik auf Dachflächen sind mehrere Verfahrensweisen denkbar. Zum einen gibt es die Möglichkeit der Ermittlung der verfügbaren Dachflächen im Betrachtungsgebiet, zum anderen ist ein Ansatz über die Einwohnerzahl als Grundlage der Prognose möglich. Im Rahmen dieser Studie wurde der Prognoseansatz über die Einwohnerzahl gewählt. Die detaillierte Ermittlung der verfügbaren Dachflächen muss gesonderten Studien vorbehalten bleiben.

Unter den Begriff Photovoltaik auf Dachflächen fallen in dieser Studie alle Photovoltaik-Anlagen, die auf Dächern installiert sind und eine installierte Leistung von unter 200 kW haben. Die Bestands- und Anmeldedaten für Photovoltaik-Dachflächenanlage wurden grob ausgewertet, um daraus Rückschlüsse auf die zukünftige Entwicklung ziehen zu können. Es lässt sich die Tendenz ableiten, dass in Brandenburg ein ähnlicher, zeitlich aber verzögerter Anstieg an innerstädtischer Photovoltaik zu beobachten ist, wie in anderen Bundesländern. Dies wurde besonders in den vergangenen Jahren deutlich, obwohl auch hier schon eine starke Degression der Einspeisevergütung den ökonomischen Anreiz einer Photovoltaik-Dachflächenanlage reduziert hat.

Für die Prognose wurde daher bis zum Jahr 2015 eine installierte Leistung von 400 W pro Einwohner, für das Jahr 2020 eine installierte Leistung von 600 W pro Einwohner angesetzt [7]. Es wurde eine Gleichverteilung der installierten Photovoltaik-Leistung, beruhend auf der Einwohnerzahl jeder Gemeinde, jedes Amtes und jeder kreisfreien Stadt zugrunde gelegt.

Die Einwohnerzahlen der kreisfreien Städte, Gemeinschaften und Ämter in Brandenburg sowie der prognostizierte demografische Wandel wurden aus den Veröffentlichungen des Amtes für Statistik [8] entnommen.

Ergebnisübersicht

Tabelle 7 zeigt die Ergebnisse der Prognose für die Jahre 2015 und 2020, aufgeteilt nach Netzbetreibern.

Netzbetreiber	Prognose Photovoltaik auf Dachflächen [MW]	
	2015	2020
envia	251	376
E.ON edis	720	1.080
50Hz-T	0	0
WEMAG	34	50
Summe	1.005	1.506

Tabelle 7: Ergebnisse der Prognose für innerstädtische Photovoltaik auf Dachflächen

Abbildung 8 zeigt die räumliche Verteilung der prognostizierten Photovoltaik-Leistung auf Dachflächen für das Jahr 2015.

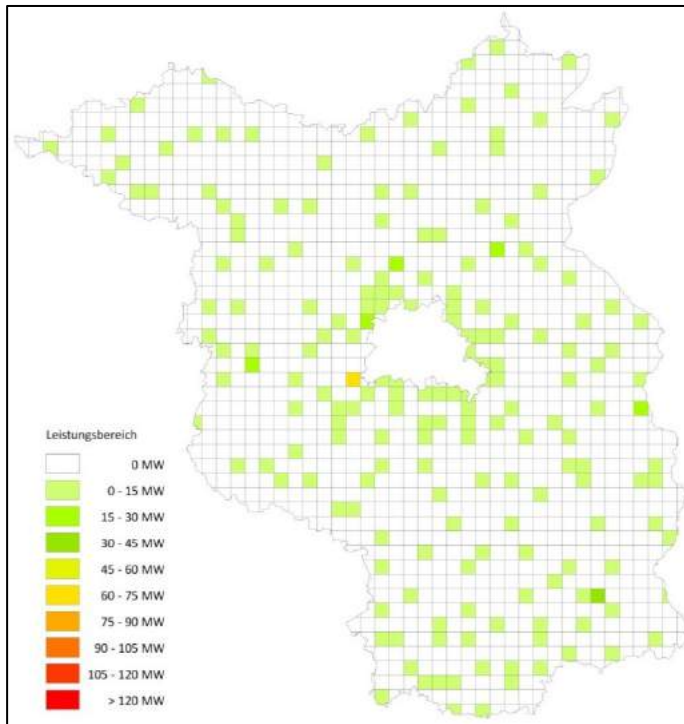


Abbildung 8: Räumliche Verteilung der prognostizierten Photovoltaik-Leistung auf Dachflächen für das Jahr 2015

Abbildung 9 zeigt die räumliche Verteilung der prognostizierten Photovoltaik-Leistung auf Dachflächen für das Jahr 2020.

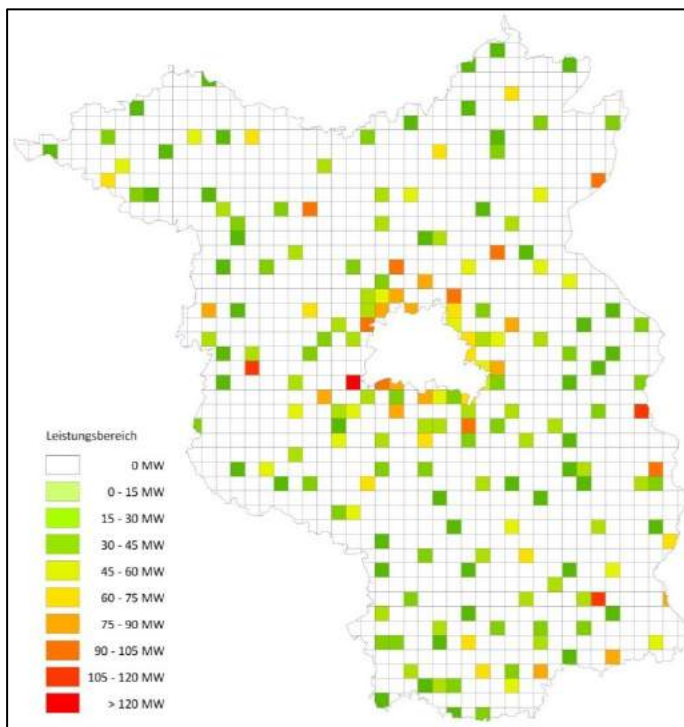


Abbildung 9: Räumliche Verteilung der prognostizierten Photovoltaik-Leistung auf Dachflächen für das Jahr 2020

Eine signifikante Häufung zeigt sich im Bereich um Berlin und bei größeren Städten, da die Bevölkerungsdichte dort vergleichsweise hoch ist.

3.4 Prognose Biomasseverstromung

Grundlagen der Prognose

Der Begriff Biomasse umfasst Stoffe organischer Herkunft. Für die Prognose des zukünftigen Biomassepotenzials sind nur die Verfahren zur Biomasseverstromung durch regenerative Blockheizkraftwerke von Bedeutung. Hierzu zählen Anlagen, die feste Biomasse oder gasförmiges Biogas verbrennen, um elektrische Energie zu erzeugen [3]. Für die Prognose der Biomasseverstromung wird keine Unterscheidung zwischen Biogas und Biomasse vorgenommen, sodass unter Biomasse in dieser Studie beide Formen zu verstehen sind.

Die für den Ausbau der Biomasse-Leistung verfügbaren Ackerflächen werden aus den Veröffentlichungen des Statistischen Amtes Brandenburg ausgewertet. Dabei wird zusätzlich unterschieden in Ackerfläche und Dauergrünland [3]. Des Weiteren wird angenommen, dass 20 % des Ackerlandes und 10 % des Dauergrünlandes für Biomasse-Anbau verwendet werden.

Eine weitere Steigerung des Biomasse-Potenzials geschieht unter Berücksichtigung der Viehhaltung in Form von Güllepotenzial. Die Grundsätze und Annahmen für dieses zusätzliche Potenzial beruhen auf einer Arbeit zum Stand und Potenzial der Biogas-Produktion in Brandenburg [9]. Hierfür wurde das bestehende Tieraufkommen der Schweine und Rinder aus den Angaben des statistischen Bundesamts ausgewertet und ein Güllepotenzial abgeschätzt, woraus sich ein Potenzial für die elektrische Leistung ableiten lässt [3].

Ergebnisübersicht

Tabelle 8 zeigt die Ergebnisse für die Prognose zur Biomasseverstromung, aufgeteilt auf die Netzbetreiber.

Netzbetreiber	Prognose Biomasseverstromung [MW]	
	2015	2020
envia	62	87
E.ON edis	401	508
50Hz-T	1	1
WEMAG	8	13
Summe	472	609

Tabelle 8: Prognose für Biomasseverstromung

Die installierte Leistung über ganz Brandenburg ist in etwa gleichverteilt.

Die im Vergleich zu den anderen EEG-Erzeugungsanlagen niedrigen prognostizierten Leistungen spiegeln auch die Konflikte in der Flächennutzung des Acker- und Grünlandes wider. Da ebenfalls ein hoher Flächenbedarf für die Nahrungs- und Futtermittelerzeugung besteht, sind die Potenziale für Biomasse stark eingeschränkt.

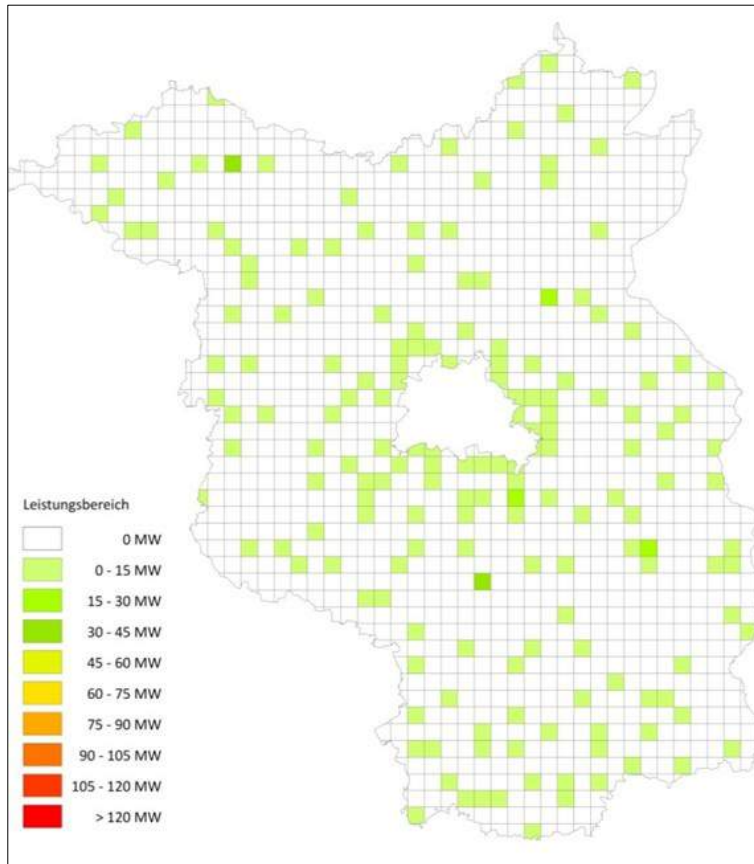


Abbildung 10: Räumliche Verteilung der prognostizierten Leistung aus Biomasseverstromung für das Jahr 2015

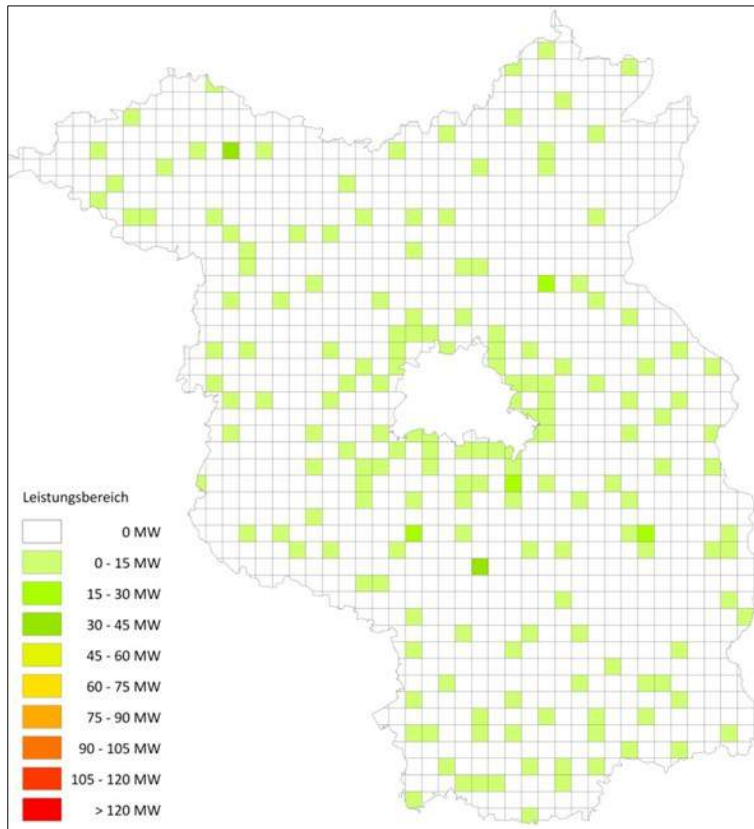


Abbildung 11: Räumliche Verteilung der prognostizierten Leistung aus Biomasseverstromung für das Jahr 2020

3.5 Zusammenfassung der Prognoseergebnisse

Ausgehend vom Ist-Stand der EEG-Erzeugungsanlagen (Stichtag 31.12.2009) wurden für die EEG-Arten

- Windenergie,
- Photovoltaik-Freiflächenanlagen,
- Photovoltaik auf Dachflächen,
- Biomasseverstromung

Prognosen in den Zeitschritten 2015 und 2020 erstellt. Eine zusammenfassende Übersicht zu den prognostizierten Leistungen unter Berücksichtigung des theoretisch verfügbaren Restflächenpotentials, zugeordnet auf die Brandenburger Netzbetreiber, ist in Tabelle 9 enthalten.

Netzbetreiber	Windenergie [MW]		Photovoltaik auf Freiflächen [MW]		Photovoltaik auf Dachflächen [MW]		Biomasse- verstromung [MW]		Summe [MW]	
	2015	2020	2015	2020	2015	2020	2015	2020	2015	2020
envia	2.390	2.467	364	680	251	376	62	87	3.067	3.610
E.ON edis	4.838	5.286	1.171	2.359	720	1.080	401	508	7.130	9.233
50Hz-T	1.122	1.183	0	0	0	0	1	1	1.123	1.184
WEMAG	428	440	20	41	34	50	8	13	490	544
Summe	8.778	9.376	1.555	3.080	1.005	1.506	472	609	11.810	14.571

Tabelle 9: Übersicht über die Prognoseergebnisse, zugeordnet auf Netzbetreiber

Die Ergebnisse der Prognosen zeigen deutlich, dass auch zukünftig die Windenergie die dominierende EEG-Anlagenart sein wird. Auf Basis der zum Stichtag 31.12.2009 ausgewiesenen Windeignungsgebiete und unter Berücksichtigung eines Repowerings wurde ein Potenzial von ca. 9,4 GW ermittelt.

Signifikant werden zukünftig auch die Einspeisungen aus Photovoltaik-Freiflächenanlagen sein, da hierfür in Brandenburg ebenfalls ein umfangreiches Flächenangebot vorhanden ist. Entsprechend den unter Abschnitt 3.2 getroffenen Prognoseansätzen wurde eine Summenleistung von ca. 3,1 GW ermittelt.

Ebenfalls zeichnet sich eine deutliche Entwicklung bei den Photovoltaik-Dachflächenanlagen ab, deren Summenleistung zu 1,5 GW prognostiziert wurde. Diese beträchtliche Leistung ist relevant für die Betrachtungen in den Mittel- und Niederspannungsnetzen (siehe Kapitel 4.1).

Auch bei der Biomasseverstromung zeigt sich eine deutliche Entwicklung, allerdings hat diese EEG-Anlagenart mit ca. 0,6 GW den geringsten Anteil an der EEG-Summenleistung in Brandenburg.

Zusammengefasst ergeben sich für Brandenburg folgende EEG-Summenleistungen:

2015: 11.810 MW
2020: 14.571 MW

In den Abbildungen 12 und 13 ist die räumliche Verteilung der prognostizierten Summenleistungen für die Zeitschritte 2015 und 2020 dargestellt. Es ist deutlich zu erkennen, dass die prognostizierten Leistungen von EEG-Anlagen sehr großflächig verteilt sind, da Brandenburg als sogenanntes Flächenland hierfür nahezu ideale Bedingungen bietet.

Als Schwerpunktregionen stellen sich heraus:

- Prignitz
- Norden des Landkreises Uckermark
- Teilgebiet im Süden des Landkreises Barnim
- Teilgebiet im Süden des Landkreises Havelland
- Teilgebiet im Süden des Landkreises Potsdam-Mittelmark
- Teilgebiet zwischen dem Landkreisen Teltow-Fläming und Dahme-Spreewald
- Teilgebiete um Norden und Süden des Landkreises Dahme-Spreewald
- Teilgebiete im Zentrum und Osten des Landkreises Spree-Neiße

Abschließend muss nochmals darauf hingewiesen werden, dass die den Prognosen zugrunde liegenden Randbedingungen und Annahmen immer nur die zum Zeitpunkt der Prognoseerstellung aktuellen Verhältnisse widerspiegeln können.

Da sich jedoch auf diesem Gebiet in kurzen Zeitabständen Entwicklungsprozesse vollziehen, die zu veränderten Prognoseparametern führen können, ist ein kontinuierliches Monitoring dieser Rahmenbedingungen und gegebenenfalls eine neue Prognoseerstellung erforderlich.

Als Beispiel seien die zum Stichtag 31.12.2009 ausgewiesenen Windeignungsgebiete genannt, bei denen sich bei Fertigstellung der Studie bereits der Trend zu Neuausweisungen weiterer Flächen in großem Umfang abzeichnete.

Vergleich zur dena-Netzstudie II

Ein Vergleich mit den Prognoseergebnissen der dena-Netzstudie II gestaltet sich schwierig, da in der dena-Netzstudie Brandenburg nicht als eigenes Gebiet betrachtet, sondern auf verschiedene Regionen aufgeteilt wird, in denen jeweils auch andere Bundesländer inbegriffen sind.

Lediglich bei der Windenergie ist ein direkter Vergleich der Zahlen möglich. Allerdings beruht die Windenergieprognose der dena-Netzstudie II nicht auf einer Flächenanalyse der Windeignungsgebiete (wie als Zielstellung in der vorliegenden Studie vorgenommen), sondern geht von der Zielsetzung der Brandenburger Energiestrategie 2020 aus, in der 7,5 GW Windleistung angestrebt werden. Die mögliche Realisierung dieser Zielstellung wird durch die Windenergieprognose dieser Studie theoretisch bestätigt.

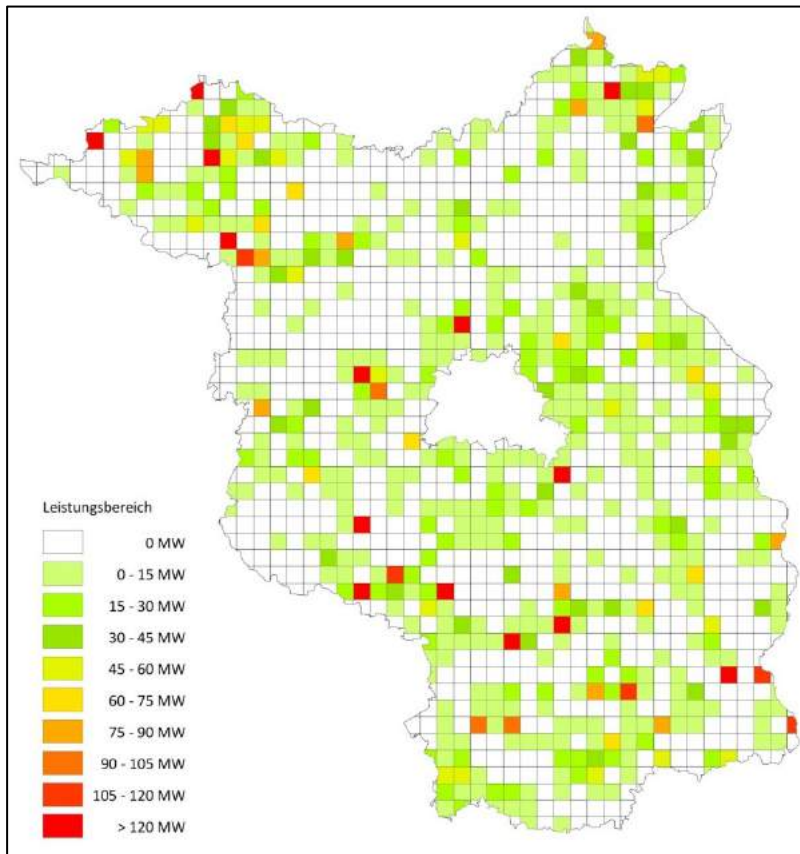


Abbildung 12: Räumliche Verteilung der prognostizierten EE-Summenleistung für das Jahr 2015

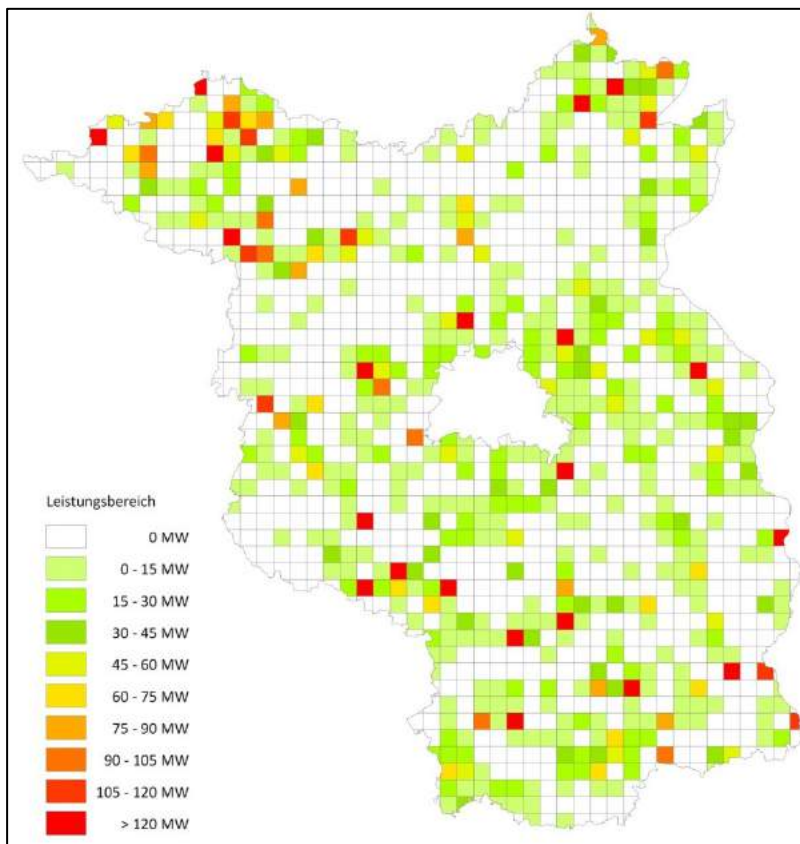


Abbildung 13: Räumliche Verteilung der prognostizierten EE-Summenleistung für das Jahr 2020

4 Netzausbau und Ermittlung des Investitionsbedarfs

4.1 Methodik bei der Ermittlung des Netzausbaubedarfs

Entsprechend der Aufgabenstellung sollen die bei den Brandenburger Netzbetreibern erarbeiteten Netzausbaukonzepte für ihre jeweiligen Netzgebiete in Brandenburg plausibilisiert werden. Als Ausgangsbasis dienen dazu die in Kapitel 3 für die Jahresscheiben 2015 und 2020 prognostizierten Leistungen für EEG-Erzeugungsanlagen. Da nicht nur die Summenleistungen prognostiziert wurden, sondern auch deren räumliche Verteilung, kann eine Zuordnung auf mögliche Netzeinspeisepunkte in den jeweiligen Netzen vorgenommen werden.

Im Zusammenhang mit den von den Netzbetreibern bereitgestellten Netzmodellen ihrer jeweiligen Netze in Brandenburg konnten unter Anwendung von Netzberechnungsprogrammen stationäre Lastflussberechnungen durchgeführt werden, in deren Ergebnis die Strombelastung der Leitungen und die sich einstellenden Betriebsspannungen in den Umspannwerken ermittelt werden.

Mit dieser Vorgehensweise kann nachvollzogen werden, inwieweit die bei den Netzbetreibern (auf Basis ihrer eigenen EEG-Prognosen) ermittelten Netzausbaumaßnahmen für die in dieser Studie prognostizierten EEG-Leistungen ausreichend bzw. zutreffend sind.

Um „worst-case-Bedingungen“ bei den Netzberechnungen zu berücksichtigen, wird eine hohe Einspeisung aus den EEG-Erzeugungsanlagen bei gleichzeitiger Schwachlast im Netz zugrunde gelegt. Dies führt zu weiträumigen, hohen Leistungsströmen mit einer entsprechend hohen Strombelastung der Leitungen. Das zeitliche Zusammentreffen von Schwachlast und hoher EEG-Einspeisung wurde anhand von realen Messwerten netzbetreiberspezifisch ausgewertet, wodurch entsprechende Gleichzeitigkeitsfaktoren für die Einspeisung der verschiedenen EEG-Anlagenarten bei Schwachlast abgeleitet werden konnten.

Grundsätzlich werden alle erforderlichen Leitungs-Neubaumaßnahmen in den Hoch- und Höchstspannungsnetzen in dieser Studie als Freileitungen geplant, da aus technischer und ökonomischer Sicht Freileitungen die optimalen Betriebsmittel sind. Allerdings besteht ein zunehmend starker Druck aus der Öffentlichkeit und der Politik, Kabel in Erdverlegung anstelle der bewährten Freileitungen einzusetzen. Dieser Druck besteht insbesondere auf die Verteilnetzbetreiber. Die Thematik des großflächigen und umfangreichen Einsatzes von Hochspannungskabeln bedarf jedoch einer gesonderten technischen Grundsatzbetrachtung. Es kann an dieser Stelle schon deutlich hervorgehoben werden, dass der überwiegende oder ausschließliche Einsatz von Kabeln grundsätzlich neue Netzausbaukonzepte bedingen wird, da sich aufgrund anderer elektrischer Parameter gegenüber Freileitungen zum Teil andere Lastflüsse (bei vergleichbaren Einspeise- und Lastverhältnissen) einstellen werden. In diesem Fall müsste das Netzausbaukonzept der Hochspannungsebene grundsätzlich überarbeitet und angepasst werden, um die Änderung anlagentechnischer Randbedingungen – im Wesentlichen die Sternpunktbehandlung – im erforderlichen Umfang vornehmen zu können. Auf einige wesentliche Aspekte zum Einsatz von Kabeln, insbesondere auf die damit im Zusammenhang stehenden Folgeaufwendungen, wird in Kapitel 6 näher eingegangen.

Ein weiterer Grundsatz bei der Netzausbauuntersuchung ist die strikte Anwendung des (n-1)-Prinzips. In Netzen, die (n-1) sicher ausgeführt worden sind, werden einfache Störfälle, d.h. der störungsbedingte Ausfall eines beliebigen Betriebsmittels im Netz (z.B. einer Hochspannungsfreileitung) ohne Verletzung zulässiger Grenzwerte bzgl. Strombelastbarkeit und Spannungsband beherrscht. Aber auch im täglichen Netzbetrieb, wenn Leitungen wegen Inspektions- oder Wartungsarbeiten nicht verfügbar sind, wird der (n-1)-Fall relevant. Die Anwendung dieses Prinzips erfordert umfangreichere Netzausbaumaßnahmen, um entsprechende Übertragungskapazitätsreserven bei den noch verbleibenden Betriebsmitteln zu haben, um die vom nicht mehr verfügbaren Betriebsmittel ursprünglich geführte Leistung übernehmen zu können. Die (n-1)-Sicherheit ist Grundlage für eine hohe Versorgungszuverlässigkeit.

Hochspannungsnetze

Da bei dem zugrunde gelegten Berechnungsansatz einer hohen EEG-Einspeisung bei gleichzeitiger Schwachlast im Netz erhebliche Leistungsrückspeisungen aus den Hochspannungsnetzen (HS-Netz) in das überlagerte Höchstspannungsnetz (HöS-Netz) auftreten, ergeben sich vorrangig auf den Leitungen bzw. Leitungsabschnitten vor den HöS/HS-Umspannwerken teilweise sehr hohe Überlastungen, die sich dann ebenso bei den HöS/HS-Transformatoren in diesen Umspannwerken widerspiegeln. Darüber hinaus stellen sich aber auch im ganzen Netzgebiet verteilt weitere Engpässe ein. Damit ergibt sich das generelle Erfordernis nach strukturellen Veränderungen, um die ursprünglich ausschließlich für die Versorgung von Verbrauchern konzipierten Netze der zusätzlichen neuen Aufgabe einer Abführung von EEG-Einspeisungen in Größenordnungen anzupassen. Vor allem in Gebieten mit einer hohen regenerativen Einspeisedichte bei gleichzeitig geringer Lastdichte ist ein massiver Umbau der Netze erforderlich.

Derartige strukturelle Veränderungen umfassen einerseits den Neubau von Umspannwerken zur gezielten erzeugungsnahen Leistungsabführung in das Übertragungsnetz, um weiträumige Leistungstransite 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. Zudem wird durch geeignete Verbindungen die Vermaschung in den Netzen erhöht und damit eine Leistungsflussverteilung erreicht, die eine (n-1)-sichere Versorgung auch weiterhin möglich macht. Trotz dieser Neubaumaßnahmen sind bei einer Vielzahl der bestehenden Hochspannungsfreileitungen die Übertragungskapazitäten nicht mehr ausreichend und müssen erhöht werden.

Allerdings stößt die hier beschriebene generelle Vorgehensweise beim Netzausbau in den Hochspannungsnetzen auch an ihre Grenzen, wenn die regional zu integrierenden EEG-Leistungen die dort vorhandenen Leitungskapazitäten und den dortigen Bedarf der Verbraucher (Last) in Größenordnungen überschreiten. Dies trifft insbesondere auf einige strukturschwache Regionen im Netzgebiet der E.ON edis AG zu, wo die hohen EEG-Einspeisungen fast ausschließlich nur abtransportiert werden müssen, da sie den tatsächlichen Lastbedarf deutlich überschreiten. In diesen Fällen wird im Netzausbaukonzept der E.ON edis AG ein neuer Ansatz verfolgt, bei dem die EEG-Leistungen nicht in das bestehende Hochspannungs-Freileitungsnetz integriert werden, sondern über separate Netze hin zu neu zu errichtenden HöS/HS-Umspannwerken abgeführt werden. Dieses Alternativkonzept ist vorteilhaft, da für die regionale Lastdeckung überschüssige EEG-Leistungen gar nicht erst den öffentlichen Hochspannungsnetzen aufgeprägt, sondern direkt in das überlagerte Höchstspannungsnetz abgeführt werden.

Die in dieser Studie enthaltenen separaten Netze im Netzgebiet der E.ON edis AG sind folgendermaßen grob konzipiert worden:

- Die Standorte der neu zu errichtenden HöS/HS-Umspannwerke liegen zentral in Schwerpunktregionen der EEG-Einspeisung und gleichzeitig in der Nähe einer Freileitung des Höchstspannungsnetzes, in welche die EEG-Leistung abgeführt werden soll. Im Rahmen dieser Studie wurden vier derartige Standorte definiert, die sich als geeignet herausgestellt haben.
- Alle sich im Radius von ca. 50 km um den neuen UW-Standort befindlichen derzeitigen und prognostizierten EEG-Erzeugungsanlagen werden entweder über Freileitungen oder Kabel zum Umspannwerk geführt. Die Wegführung der Trassen wurde im ersten Ansatz zweckmäßig so gewählt, dass entlang einer Trasse mehrere Standorte (Windparks bzw. Photovoltaik-Freiflächenanlagen) „eingesammelt“ werden.

Die Planung der separaten Netze im Rahmen dieser Studie hat zunächst nur das Ziel, den Längenumfang an Trassenkilometern grob zu bestimmen, damit die Maßnahmen kostenmäßig bewertet werden können (siehe Kapitel 4.3). Alle weiteren technischen bzw. rechtlichen Belange, wie Kompensationsanlagen, Schutz- und Leittechnik, Genehmigungen usw. wurden hierbei nicht mit berücksichtigt. In erster Instanz erfolgte die Ausführung dieser Netze mit Freileitungen als Vorzugsvariante. Es wird aber auch eine Variante in Kabelausführung betrachtet. Die Festlegung auf eine Ausbauvariante wird letztendlich darüber erfolgen, welche Alternative die volkswirtschaftlich günstigere ist. Eine tiefgreifendere Betrachtung dazu ist jedoch im Rahmen einer gesonderten Studie erforderlich, wenn dieses Konzept umgesetzt werden soll.

Höchstspannungsnetz

Die Regelzone des Höchstspannungsnetzes der 50Hertz Transmission GmbH umfasst die fünf ostdeutschen Bundesländer. Der Netzausbau im Brandenburger Teil des Höchstspannungsnetzes wird nicht nur allein durch die innerhalb Brandenburgs prognostizierten EEG-Leistungen sowie konventioneller Kraftwerksleistung bestimmt, sondern auch durch die Entwicklung der Einspeise- und Lastverhältnisse in den anderen Bundesländern als auch in den angrenzenden Regelzonen.

Für die Betrachtungen zum Netzausbau wurden die aus den Netzberechnungen für die Brandenburger Hochspannungsnetze konkret ermittelten Rückspeiseleistungen an den jeweiligen UW-Standorten und die direkt integrierten leistungsstarken Windparks zugrunde gelegt sowie die Entwicklung außerhalb Brandenburgs an Hand der Annahmen für die Netzberechnungen zum Netzausbauplanungsbericht 2010 berücksichtigt.

Neben, wie vorstehend bereits erwähnt, mehreren neuen HöS/HS-Umspannwerken als koordinierte Schnittstellen zur EEG-Leistungsabführung aus den Hochspannungsnetzen, besteht hauptsächlich Netzausbaubedarf für die Nord-Süd-Trassen, bedingt durch den EEG-Leistungstransport aus dem Norden Brandenburgs und den Offshore Windparks vor der (östlichen) Küste Mecklenburg-Vorpommerns. Weiterhin ist der „Nordring“ um Berlin vorgesehen. In der Leitlinie für transeuropäische Energienetze (TEN-E) ist zudem die Schaffung zusätzlicher Interkonnektoren zum benachbarten polnischen Übertragungsnetz geplant. Neben diesen bekannten Maßnahmen ist in den Untersuchungen deutlich erkennbar geworden, dass die horizontale Übertragungskapazität des Höchstspannungsnetzes grundsätzlich zu erweitern ist.

Mittel- und Niederspannungsnetz

Vorbemerkung

Aufgrund des starken Ausbaus der EEG-Erzeuger besteht gerade in der Hoch- und Höchstspannungsebene starker Netzausbaubedarf, da dort große EEG-Anlagen, wie Windenergieanlagen und Photovoltaik auf Freiflächen, angeschlossen werden. Bisher ist der Ausbau in den unteren Spannungsebenen, Mittel- und Niederspannung, gegenüber dem Netzausbau in der Hoch- und Höchstspannungsebene eher von untergeordneter Bedeutung, da hier noch kein signifikanter Zubau an EEG-Anlagen erfolgte. Der Trend, der sich allerdings beobachten lässt, zeigt deutlich, dass in absehbarer Zukunft ein verstärkter Ausbaubedarf in diesen Spannungsebenen notwendig sein wird.

Der Zubau an Photovoltaikanlagen auf Dachflächen in Brandenburg erreicht in den letzten Monaten eine Entwicklung, die weit über den bisherigen Prognosen liegt.

Durch den verstärkten Ausbau von Photovoltaik auf Dachflächen in Wohngebieten besteht künftig auch dort ein starker Netzausbaubedarf, um die erzeugte Energie in den Niederspannungsnetzen aufnehmen zu können.

Niederspannungs-Modell

Entgegen der Verfahrensweise bei den HS/HÖS-Netzen sind Netzberechnungen für den kompletten Umfang der Brandenburger Mittel- und Niederspannungsnetze aufgrund der Vielzahl dieser Netze im Rahmen dieser Studie nicht zu leisten.

Um den Ausbaubedarf und die damit verbundenen Kosten abzuschätzen, wurde ein Modell entwickelt, das die Prognose aus dem ersten Teil der hier vorliegenden Studie als Grundlage zur Netzberechnung und den sich daraus ergebenden Kosten für den Netzausbau verwendet. Dieses Modell berücksichtigt die in Brandenburg auftretenden Gegebenheiten der Netzstrukturen in den Nieder- und Mittelspannungsnetzen der Netzbetreiber E.ON edis AG und envia Verteilnetz GmbH. Da eine Einzelfallbetrachtung nicht zielführend für die Studie wäre, wurde eine Modellregion erstellt, die eine durchschnittliche Netzstruktur vorweist. Zu diesem Zweck wurden reale Gegebenheiten, wie die durchschnittliche Anzahl an Niederspannungsabgängen von Transformatorstationen, durchschnittliche Niederspannungs-Netzimpedanzen, durchschnittliche Photovoltaik-Anlagengrößen und weitere Details ausgewertet und in das Modell eingebracht. Ein Vergleich der unterschiedlichen Netzstrukturen in den Niederspannungsnetzen der E.ON edis AG und der envia Verteilnetz GmbH hat gezeigt, dass eine Modellstruktur herangezogen werden kann, die auf die Brandenburger Kommunen beider Netzbetreiber übertragbar ist.

Das Modell enthält 1.080 Anschlusspunkte, denen eine repräsentative Niederspannungs-Netzimpedanz zugeordnet wird. Als Grundlage hierfür dienen die Impedanzen der aus den Datenbanken der Netzbetreiber auswertbaren Anschlusspunkte im Niederspannungsnetz. An die Anschlusspunkte werden schrittweise auf Basis einer Monte-Carlo-Simulation (zufallsbedingte Simulation) zufällig verteilt EEG-Anlagen (1-30 kW) angeschlossen. Nach jedem Zubau (Iterationsschritt) erfolgt eine einfache Netzberechnung, bei der entschieden wird, ob bereits ein Netzausbau erforderlich ist. Ist ein Ausbau notwendig, wird dieser im Netz vorgenommen. In den darauffolgenden Iterationsschritten wird das ausgebaute Netz berücksichtigt. Dieses Vorgehen erfolgt solange bis die prognostizierte Einspeiseleistung erreicht ist. Durch mehrfaches Ausführen des

gesamten Iterationsprozesses zeigt sich ein Trend der spezifischen Netzausbaukosten im Niederspannungsnetz in €/MW, welcher in Kapitel 4.3 dargestellt ist.

4.2 Der Netzausbaubedarf

Aus den vorangegangenen Netzberechnungen und der damit verbundenen Plausibilisierung der Netzausbaukonzepte der jeweiligen Netzbetreiber aus der Hoch- und Höchstspannungsebene wurde der erforderliche Netzausbau für die jeweiligen Prognoseszenarien ermittelt. Unter Mithilfe der Netzbetreiber wurden mögliche Ausbaumaßnahmen identifiziert, um den Anforderungen einer verstärkten EEG-Einspeisung (insbesondere Wind) gerecht zu werden. Dabei musste, im Fall der öffentlichen Energiever-/entsorgung nicht nur auf den (n-0)-Fall eingegangen, sondern wie in Kapitel 4.1 beschrieben, das (n-1)-Kriterium angewendet werden. Des Weiteren wurden in den Untersuchungen der Netzausbaukonzepte neue Maßnahmen zur Entlastung des öffentlichen Energieversorgungsnetzes in Brandenburg untersucht und dimensioniert. Eine große Rolle spielten dabei die separaten Netze.

Die Ermittlung des Netzausbaubedarfes gliedert sich in die Jahresschritte 2015 und 2020. Dabei beinhaltet das Zieljahr 2015 folgende Annahmen:

- den kompletten Ausbau der bis jetzt ausgewiesenen Windeignungsgebiete
- rd. 25% der geeigneten Flächen zur Bebauung mit Photovoltaik-Freiflächenanlagen sind bebaut
- rd. 77% des Biomassepotenzials ist installiert
- rd. 66% des innerstädtischen Photovoltaikpotenzials speist in das Netz.

Das Zieljahr 2020 geht von folgenden Nebenbedingungen aus:

- Repowering von Altanlagen im Bereich der Windenergieanlagen ist abgeschlossen
- rd. 50% der geeigneten Flächen zur Bebauung mit Photovoltaik-Freiflächenanlagen sind bebaut
- das Biomassepotenzial ist vollständig ausgeschöpft
- die Einspeisung aus Photovoltaik auf Dachflächen erreicht ihr Maximum

Diese Zieljahre sind nicht als fest gegeben anzusehen, sondern vielmehr eine erste grobe zeitliche Einordnung der oben genannten Annahmen. In einigen Netzausbauplanungen werden die Annahmen des Zieljahres 2020 erst im Jahr 2025 erreicht, so dass hier ein gewisser Spielraum in Bezug auf das zeitliche Erreichen der Zielvorgaben und dem dazugehörigen Netzausbau besteht. So ist die Lesart der hier ermittelten Maßnahmen wie folgt zu verstehen: Der Netzausbau, welcher hier für das Zieljahr 2015 ermittelt wurde, bezieht sich auf die Annahmen der Prognose für den Zeitraum bis 2015.

In der Einzelbetrachtung der identifizierten Maßnahmen wird auf die Hauptbestandteile des Netzausbaus eingegangen. Das sind zum einen die Maßnahmen, welche die Freileitungen betreffen. Diese sind unterteilt in Neubaumaßnahmen, Maßnahmen zur Erhöhung der Übertragungsfähigkeit bestehender Leitungen und Andere (Tabelle 10). Zum anderen werden die notwendigen Maßnahmen zum Ausbau der Schaltanlagen analysiert. Hierunter fallen zum Beispiel der Neubau von

Umspannwerken, die Installation zusätzlicher Transformatoren und die Errichtung von Sammelschienen (Tabelle 11).

Kategorie	Maßnahme	Erläuterung
Neubaumaßnahmen	110-kV-Doppelfreileitung Al/St 265/35	Neubau einer Freileitung mit zwei Systemen
	110-kV-Doppelfreileitung Al/St 265/35 (Bündelleiter)	Neubau einer Freileitung mit zwei Doppelsystemen
	Kabel N2XS(FL)2Y	In der Planung der separaten Netze der E.ON edis AG verwendetes Kabel In der Planung wurden folgende Querschnitte verwendet: 630 mm ² , 800 mm ² , 1000 mm ²
	380-kV-Freileitung	Neubau einer Freileitung im Übertragungsnetz
Erhöhung der Übertragungsfähigkeit bestehender Leitungen	Verstärkung 110-kV-Freileitung	Installation eines Bündelsystems
	60-->80 °C Leiterseilregulage einschl. 1x Mastwechsel	Erhöhung des Leiter-Boden-Abstandes ggf. Ersatz durch das Al/St 265/35 Standardseil
Andere	Leitungsprovisorium	Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, insbesondere der (n-1)-Sicherheit müssen Leitungsprovisorien bei Bau- oder anderen Maßnahmen errichtet werden, da der Ausfall einer Leitung problematisch für den Netzbetrieb ist.
	Leitungsschwenkung	

Tabelle 10: Erläuterung der Einzelmaßnahmen die Freileitungen betreffend

Kategorie	Teilbestandteile
Transformatoren	110-kV-Transformatoren (40MVA)
	110-kV-Transformatoren (63MVA)
	380-kV-Transformatoren (300MVA)
	380-kV-Transformatoren (400MVA)
Schaltfelder	110-kV-SA - Leitungsfeld (Doppel SS, Freiluft)
	110-kV-SA - Trafofeld (Doppel SS, Freiluft)
	110-kV-SA - Kupplungsfeld (Doppel SS, Freiluft)
	110-kV-E-Spule 6300 kVar, incl. Fundament
	380-kV-Schaltfeld
Umspannwerkneubau bzw. -erweiterung	110/20-kV-SA-Neubau
	110/20-kV-SA-Erweiterung
	380/110-kV-Umspannwerk Neubau
	380/110-kV-Umspannwerk Erweiterung

Tabelle 11: Teilmaßnahmen der Kategorie Schaltanlagen

Im Folgenden wird das Mengengerüst unterteilt nach Spannungsebene und Netzbetreiber dargestellt. Hier sind die notwendigen Netzausbaumaßnahmen aufgeführt, die bis zum Jahr 2020 fertig gestellt werden sollten, um den (n-1) sicheren Netzbetrieb aufrechterhalten zu können.

Der Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz (380 kV, 220 kV)

Für das Netz der 50Hertz Transmission GmbH wurde der in Tabelle 12 dargestellte Netzausbaubedarf ermittelt.

	bis 2015	2015 bis 2020	Gesamt
Neubau Freileitung	227 km	398 km	625 km
380/110-kV-Transformatoren	17 Stk.	16 Stk.	33 Stk.
Schaltfelder	57 Stk.	46 Stk.	103 Stk.
UW Neubau/Erweiterung	16 Stk.	11 Stk.	27 Stk.

Tabelle 12: Netzausbau im Übertragungsnetz

Insgesamt besteht ein Bedarf von Zubau an Freileitungen in Höhe von 625 km. Bis zum Jahr 2015 müssen davon rund 36 % errichtet worden sein, um der prognostizierten EEG-Leistung und den in den Netzberechnungen ermittelten Rückspeisungen aus dem Verteilnetz adäquat, d.h. unter den Voraussetzungen der Versorgungssicherheit ((n-1)-Kriterium), begegnen zu können. Ein Zubau von Umspannwerken und die Erweiterung bestehender Umspannwerke sind in diesem Zusammenhang unumgänglich. So müssen im Brandenburger Netzgebiet der 50Hertz Transmission GmbH insgesamt 27 Umspannwerke erweitert bzw. neu gebaut werden. Das erfordert einen massiven Zubau an Transformatorleistung in Höhe von insgesamt ca. 10,5 GW. Bei den ermittelten 33 neu zu installierenden Transformatoren handelt es sich um 300-MVA- bzw. 400-MVA-Transformatoren.

In dem von der 50Hertz Transmission GmbH ermittelten Netzausbau sind bereits von der Bundesnetzagentur genehmigte Maßnahmen enthalten, jene welche sich im Genehmigungsverfahren befinden bzw. dieses angestrebt wird. Zudem sind Maßnahmen dargestellt, deren Notwendigkeit auf Grund von Kapazitätsvorbetrachtungen festgestellt wurde. Eine Konkretisierung soll gegebenenfalls im Rahmen des Nationalen Netzentwicklungsplans 2012 erfolgen. Die Verteilung ist in Tabelle 13 dargestellt.

Bearbeitungsstand	Freileitung [km]	Neubau- UW [Stk.]	Erweiterung von UW [Stk.]	Schaltfelder [Stk.]	Transformatoren [Stk.]
im laufenden oder angestrebten Genehmigungsverfahren	250	7	11	54	14
festgestellter Bedarf – Kapazitätsvorbetrachtungen	375	6	3	49	19
Summe	625	13	14	103	33

Tabelle 13: Unterteilung bereits im Genehmigungsverfahren und Vorbetrachtungen

Hochspannungsebene

Das Verteilnetz von Brandenburg wird von drei Verteilnetzbetreibern betrieben. Dabei entfällt der flächenmäßig größte Teil des Netzes auf die E.ON edis AG. Die envia Verteilnetz GmbH betreibt das Verteilnetz im südlichen Teil Brandenburgs (Gebiet der Regionalen Planungsgemeinschaft Lausitz-Spreewald). Auf den hauptsächlich im Mecklenburg-Vorpommerischen Gebiet agierenden

Verteilnetzbetreiber WEMAG Netz GmbH entfällt eine 110-kV-Freileitung im Norden von Perleberg. In den folgenden Abschnitten wird auf die jeweilige Verteilung der Maßnahmen je Netzbetreiber genauer eingegangen.

E.ON edis AG

Das in den umfangreichen Netzberechnungen ermittelte Mengengerüst für das Brandenburger Netzgebiet der E.ON edis AG ist in Tabelle 14 dargestellt.

	bis 2015 [km]	2015 bis 2020 [km]	Gesamt [km]
Neubau Freileitung/separate Netze	560/119	304/374	864/493
Erhöhung der Übertragungsfähigkeit	153	292	445
Andere	521	596	1.117

Tabelle 14: Netzausbau (Freileitung) E.ON edis AG

Die Neubaumaßnahmen im Brandenburger Teilnetz der E.ON edis AG unterteilen sich in den konventionellen Netzausbau mit dem Neubau von 110-kV-Freileitungssystemen und den im Netzausbaukonzept vorgesehenen separaten Netze (Spannungsebene 110 kV). Bei der Ermittlung der Leitungslängen für die separaten Netze wurde unterstellt, dass vom Gesamtausbaubedarf 40 % auf die Verteilnetzbetreiber und 60 % auf die Betreiber der Energieerzeugungsanlagen entfallen. Im Folgenden wird ausschließlich auf den Ausbaubedarf der Verteilnetzbetreiber eingegangen. Bis zum Jahr 2015 müssen auf 560 Trassenkilometern neue Freileitungen errichtet werden. Das separate Netz um den neu zu errichtenden Netzverknüpfungspunkt Freyenstein erfordert den Bau von Freileitungen mit einer Gesamttrassenlänge von 119 km. Im Zeitschritt von 2015 bis zum Jahr 2020 besteht die Notwendigkeit zur Errichtung von weiteren 304 km Freileitungstrasse. In diesen Zeitabschnitt fällt auch die Errichtung von drei weiteren separaten Netzen im Brandenburger Teilnetzgebiet der E.ON edis AG. Dafür ist eine Trassenlänge von insgesamt ca. 374 km notwendig¹. Auf 445 km müssen bestehende Freileitungssysteme so angepasst werden, um den Anforderungen höherer EEG-Einspeisung gerecht zu werden. Auf insgesamt 1.117 km müssen Provisorien und andere Maßnahmen zur Aufrechterhaltung eines sicheren Netzbetriebes errichtet werden.

	bis 2015 [Stk.]	2015 bis 2020 [Stk.]	Gesamt [Stk.]
HS/MS-Transformatoren	27	15	42
Schaltfelder	109	26	135
UW Neubau/Erweiterung	16	8	24

Tabelle 15: Netzausbau (Schaltanlagen) E.ON edis AG

In Tabelle 15 sind die notwendigen neu zu errichtenden Schaltanlagen dargestellt. Darunter fallen die HS/MS-Transformatoren, welche in die Betrachtung in den Ausführungen mit 40 MVA und 63 MVA eingegangen sind. Bis zum Zieljahr 2020 besteht ein Gesamtbedarf von 42 Hochspannungstransformatoren. Dafür müssen 24 Umspannwerke mit insgesamt 135 Schaltfeldern erweitert bzw. neu errichtet werden.

¹ Bei Ausführung der separaten Netze als Kabeln wird die Systemlänge (Dreileiterdrehstromsystem, teilweise mit Parallelkabelsystemen) für die vier separaten Netze um 10 % bis 20 % höher ausfallen.

envia Verteilnetz GmbH

In Tabelle 16 sind die erforderlichen Maßnahmen die Freileitungstrassen betreffen dargestellt.

	bis 2015 [km]	2015 bis 2020 [km]	Gesamt [km]
Neubau Freileitung	81	124	205
Erhöhung der Übertragungsfähigkeit	0	85	85
Andere	76	126	202

Tabelle 16: Netzausbau (Freileitung) envia Verteilnetz GmbH

Hier ist es erforderlich, das Netz um insgesamt 205 km zu erweitern. Dabei müssen ca. 40 % der Neubaumaßnahmen bis zum Jahr 2015 abgeschlossen sein. Im Netzausbaukonzept der envia Verteilnetz GmbH sind bis zum Jahr 2015 Maßnahmen zum Komplettersatz von Freileitungen auf vorhandenen bzw. neuen Trassen vorgesehen. Im Zeitraum 2015 bis 2020 sind von der envia Verteilnetz GmbH neben Leitungsneubaumaßnahmen auch Maßnahmen zum Aufrüsten bestehender Freileitungen geplant. Ein zur E.ON edis AG vergleichbares Konzept der separaten Netze findet sich im Netzausbaukonzept der envia Verteilnetz GmbH nicht wieder. Zur Aufrechterhaltung eines sicheren Netzbetriebes während der Aus- bzw. Umbaumaßnahmen sind Provisorien und andere Maßnahmen mit einer Gesamtlänge von 202 km in die Netzausbauplanung mit einbezogen worden.

Das Mengengerüst, welches die notwendigen Maßnahmen an Schaltanlagen darstellt, ist in Tabelle 17 enthalten.

	bis 2015 [km]	2015 bis 2020 [km]	Gesamt [km]
HS/MS-Transformatoren	19	9	28
Schaltfelder	44	12	56
UW Neubau/Erweiterung	22	12	34

Tabelle 17: Netzausbau (Schaltanlagen) envia Verteilnetz GmbH

Es müssen bis zum Jahr 2020 34 Umspannwerke neu errichtet bzw. erweitert werden. Dabei werden 28 HS/MS-Transformatoren und 56 Schaltfelder installiert.

WEMAG Netz GmbH

Die Netzausbaumaßnahmen der WEMAG Netz GmbH auf ihrem Brandenburger Teilnetz umfasst die Erweiterung des Umspannwerkes Perleberg um 4 Transformatoren und den dazugehörigen Schaltfeldern. Die einzige auf dem Brandenburger Teil befindliche Freileitung genügt den prognostizierten EEG-Einspeisungen im WEMAG Netzgebiet Brandenburgs und muss nicht ausgebaut werden.

	bis 2015 [km]	2015 bis 2020 [km]	Gesamt [km]
HS/MS-Transformatoren	4	0	4
Schaltfelder	4	0	4
UW Neubau/Erweiterung	0	0	0

Tabelle 18: Netzausbau (Schaltanlagen) WEMAG Netz GmbH

4.3 Investitionen

In den folgenden Abschnitten wird auf die ermittelten notwendigen Investitionen für einen anforderungsgerechten Netzausbau eingegangen. Dabei werden zuerst die notwendigen Investitionen in das Übertragungsnetz der 50Hertz Transmission GmbH dargestellt. Daraufgehend werden die erforderlichen Investitionen für Brandenburger Verteilnetz aufgezeigt. Dabei wird auch auf die Unterscheidung von EEG-bedingtem Netzausbau und sanierungsbedingtem Netzausbau in der Hochspannungsebene eingegangen. Im Anschluss daran werden die Ergebnisse der Simulation des erforderlichen Netzausbaus in der Mittel- bzw. Niederspannungsebene dargestellt und erläutert. Am Ende findet eine Betrachtung der ermittelten Investitionen über alle Spannungsebenen im Netzbereich Brandenburgs statt.

Höchstspannungsebene

Das von der 50Hertz Transmission GmbH betriebene Übertragungsnetz erfordert zur Integration der prognostizierten EEG-Einspeiseleistung die im Folgenden dargestellten Investitionen.

Die Maßnahmen bestehen hauptsächlich aus dem Neubau von 380-kV-Freileitungen. Dafür sind bis zum Zieljahr 2015 272 Mio. € zu investieren, was ca. 36% des Gesamtinvestitionsbedarfes bis zum Jahr 2020 entspricht. Im Zeitabschnitt 2015 bis 2020 sind weitere Investitionen in das Höchstspannungsnetz von 478 Mio. € notwendig. Insgesamt ergibt sich ein Investitionsbedarf von ca. 750 Mio. € für den Freileitungsnetzausbau in der Höchstspannungsebene im Teilnetzgebiet des Landes Brandenburg.

	bis 2015 [T€]	2015 bis 2020 [T€]	Gesamt [T€]
380-kV-Transformatoren	78.400	75.200	153.600
Schaltfelder	85.500	69.000	154.500
UW Neubau/Erweiterung	25.500	20.500	46.000
Summe	189.400	164.700	354.100

Tabelle 19: Investitionen Netzausbau (Schaltanlagen) Höchstspannungsebene

Im Teilbereich der Investitionen für Schaltanlagen und Umspannwerke ist es erforderlich, bis zum Zieljahr 2020 354 Mio. € (Tabelle 19) zu investieren. Die Aufteilung nach Maßnahmen ist in Abbildung 14 grafisch dargestellt.

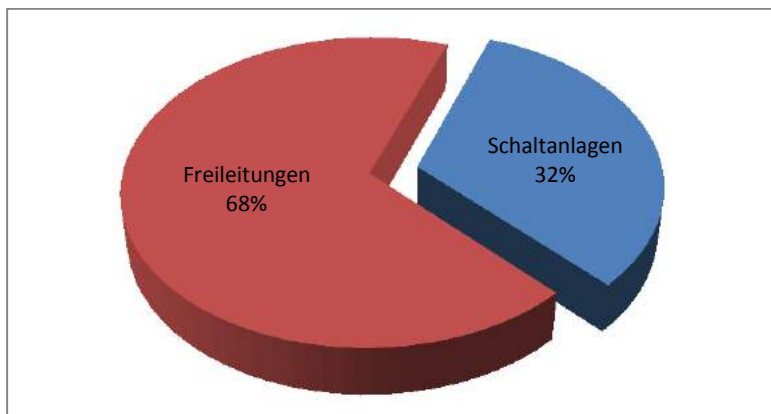


Abbildung 14: Verteilung der Investitionen nach Maßnahmen in der Höchstspannungsebene

Für die Höchstspannungsebene ergibt sich somit ein Gesamtinvestitionsbedarf von rd. 1,14 Mrd. €. Davon befinden sich Maßnahmen für Investitionen in Höhe von ca. 420 Mio. in Genehmigungsverfahren bzw. werden angestrebt. Die restlichen angegebenen Investitionen konkretisieren sich mit der Erarbeitung des Nationalen Netzentwicklungsplans 2012, bevor ein Investitionsbudgetantrag bei der Bundesnetzagentur erfolgt und das öffentlich-rechtliche Genehmigungsverfahren begonnen wird.

Hochspannungsebene

Auch für die Verteilnetzbetreiber wurde der benötigte Investitionsbedarf zum bedarfsgerechten Ausbau des 110-kV-Netzes im Land Brandenburg ermittelt. Basis hierfür waren wiederum umfangreiche Netzberechnungen.

In der Untersuchung zum Investitionsbedarf der Verteilnetzbetreiber in Brandenburg wurde der Versuch unternommen, eine Unterscheidung zwischen EEG-getriebenem Netzausbau und instandhaltungsbedingten Sanierungsmaßnahmen vorzunehmen. Hilfe bietet dabei der Kalkulationsleitfaden der Bundesnetzagentur. In diesem sind die Nutzungsdauern von Betriebsmitteln für Abschreibungsberechnungen dargestellt. Freileitungen werden zum Beispiel in einer Zeit von 50 Jahren abgeschrieben. So liegt es nahe, dass der Netzbetreiber diese Leitung nicht vor der Abschreibungsdauer/Nutzungsdauer erneuern würde. In der folgenden Abbildung ist die Altersverteilung (Anzahl) an Freileitungen innerhalb der identifizierten Netzausbaumaßnahmen dargestellt.

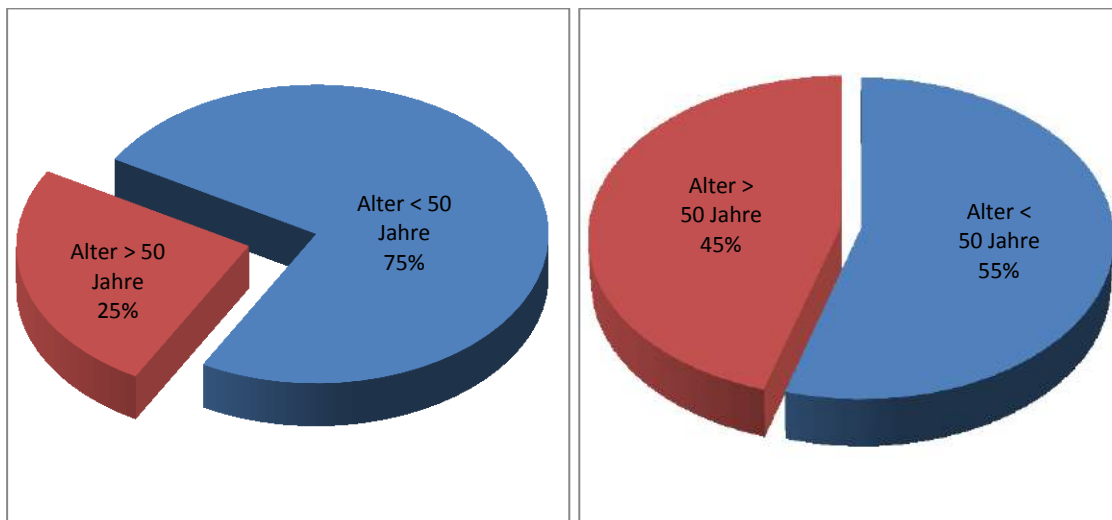


Abbildung 15: Abgrenzung EEG-bedingter Netzausbau von Sanierung (links Anzahl; rechts Länge)

Die Diagramme in Abbildung 15 sind demzufolge so zu verstehen, dass der rot gekennzeichnete Anteil aufgrund der Nutzungsdauer von über 50 Jahren sanierungsbedingte Instandhaltungsmaßnahmen sein könnten, der blau gekennzeichnete Anteil eindeutig EEG-getriebene Ausbaumaßnahmen sind.

Die in den Unternehmen veranschlagte technische Nutzungsdauer liegt mit ca. 80 Jahren weit über der vorgeschlagenen buchhalterischen Abschreibungsdauer. Innerhalb der betroffenen Freileitungen im Brandenburger Netzgebiet existiert dann genau eine Leitung mit einer Länge von 31 km, die im Zieljahr der Maßnahme (2015 oder 2020) über 80 Jahre alt sein wird.

E.ON edis AG

In Tabelle 20 ist der Investitionsbedarf für die Teilkategorie Freileitungsmaßnahmen für den Brandenburger Teil des Verteilnetzes der E.ON edis AG dargestellt.

	bis 2015 [T€]	2015 bis 2020 [T€]	Gesamt [T€]
Neubau Freileitung/separate Netze	264.823	249.477	514.300
Erhöhung der Übertragungsfähigkeit	47.337	90.582	137.919
Andere	27.369	31.290	58.659
Summe	339.529	371.349	710.878

Tabelle 20: Investition Netzausbau (Freileitung) E.ON edis AG

Auf den Verteilnetzbetreiber E.ON edis AG kommen somit für den Netzausbau bis zum Zieljahr 2020 Investitionen im Freileitungsbereich in Höhe von 711 Mio. € zu. Darin enthalten sind die vier separaten Netze zur direkten Abführung von EEG-Leistung in das Übertragungsnetz. Die Kalkulation der Investition beruht auf der Annahme, dass diese separaten Netze mit Freileitungen² in der Spannungsebene 110 kV ausgeführt werden. In Abbildung 16 ist der Anteil der im Netzausbaukonzept vorzufindenden separaten Netze an den gesamten Neubaumaßnahmen im Verteilnetz der E.ON edis AG dargestellt.

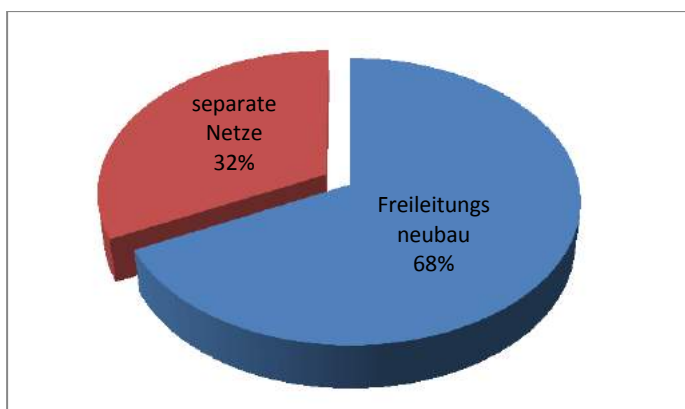


Abbildung 16: Anteil separate Netze in der Kategorie Freileitungs- bzw. Kabelneubau

Im Teilbereich der Investitionen für Schaltanlagen bzw. Umspannwerke ergibt die Untersuchung einen Investitionsbedarf von ca. 108 Mio. €, deren Aufteilung in Tabelle 21 dargestellt ist.

	bis 2015 [T€]	2015 bis 2020 [T€]	Gesamt [T€]
Transformatoren	15.450	9.450	24.900
Schaltfelder	49.540	11.680	61.220
UW Neubau/Erweiterung	14.400	7.200	21.600
Summe	79.390	28.330	107.720

Tabelle 21: Investition Netzausbau (Schaltanlagen) E.ON edis AG

² Die gesonderte Untersuchung zur Ausführung der separaten Netze in Kabeln ergab, dass die zu tätigen Investitionen im Vergleich zur Freileitungsvariante mindestens um den Faktor drei höher liegen. Dieser Investitionsvergleich bezieht sich jedoch ausschließlich nur auf die beiden Betriebsmittel Freileitung und Kabel (einschließlich Errichtung bzw. Verlegung). Weitere Folgeaufwendungen sind hierbei nicht berücksichtigt.

Somit ergibt sich ein Gesamtinvestitionsbedarf für den Brandenburger Teil des Verteilnetzes der E.ON edis AG von ca. 819 Mio. €. Dieser immense Bedarf ist einerseits der Größe und Struktur des bestehenden Netzes, andererseits den prognostizierten Einspeiseleistungen von EEG-Erzeugungsanlagen geschuldet. In Abbildung 17 ist zu erkennen, dass der Hauptteil der Investitionen in die Infrastruktur des Netzes, d.h. Maßnahmen an den Freileitungskomponenten (Neubau oder Erhöhung der Übertragungsfähigkeit bestehender Freileitungssysteme) und den Aufbau der separaten Netze zur direkten Anbindung an das Übertragungsnetz (in Summe 85 % der Gesamtinvestition bis 2020) fließen muss.

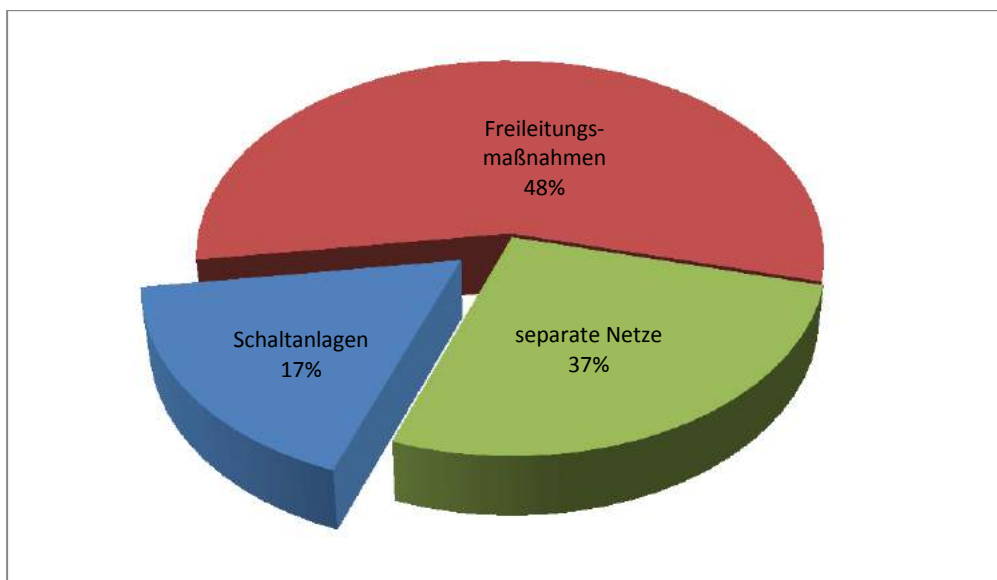


Abbildung 17: Verteilung der Maßnahmen an der Gesamtinvestition E.ON edis AG bis 2020

envia Verteilnetz GmbH

In Tabelle 22 sind die Investitionen im Teilbereich der Freileitungsmaßnahmen dargestellt.

	bis 2015 [T€]	2015 bis 2020 [T€]	Gesamt [T€]
Neubaumaßnahmen	31.956	52.834	84.790
Erhöhung der Übertragungsfähigkeit	0	14.068	14.068
Andere	5.175	3.133	8.308
Summe	37.131	70.035	107.166

Tabelle 22: Investition Netzausbau (Freileitung) envia Verteilnetz GmbH

Demnach müssen im Brandenburger Teilnetz der envia Verteilnetz GmbH Investitionen in Höhe von ca. 107 Mio. € für Maßnahmen die Freileitungen betreffend bereitgestellt werden. Rund 35 % der Investitionen müssen bereits bis zum Zieljahr 2015 getätigt werden.

	bis 2015 [T€]	2015 bis 2020 [T€]	Gesamt [T€]
Transformatoren	13.300	6.300	19.600
Schaltfelder	24.050	5.260	29.310
UW Neubau/Erweiterung	7.200	3.600	10.800
Summe	44.550	15.160	59.710

Tabelle 23: Investition Netzausbau (Schaltanlagen) envia Verteilnetz GmbH

Bei den Maßnahmen zu Schaltanlagen müssen voraussichtlich 36 % der Gesamtinvestition bis zum Zieljahr 2015 getätigt werden.

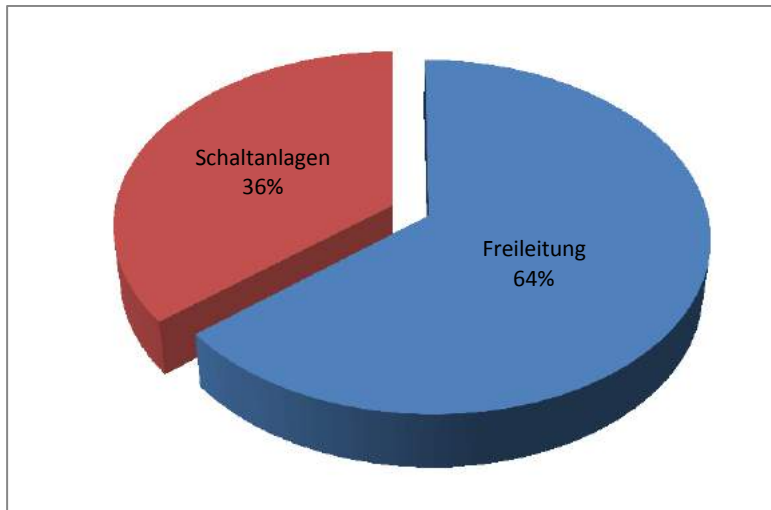


Abbildung 18: Verteilung der Teilbereiche in der Gesamtinvestition envia Verteilnetz GmbH

Circa 64 % der Gesamtinvestition im envia-Teilnetz Brandenburgs entfällt auf Freileitungsmaßnahmen.

Investitionen in das Mittel- und Niederspannungsnetz des Landes Brandenburg

In der folgenden Grafik sind Netzausbaukosten in Abhängigkeit der jeweiligen installierten EEG-Leistung in der Niederspannungsebene als Ergebnis der in Kapitel 4.1 erläuterten Simulation dargestellt.

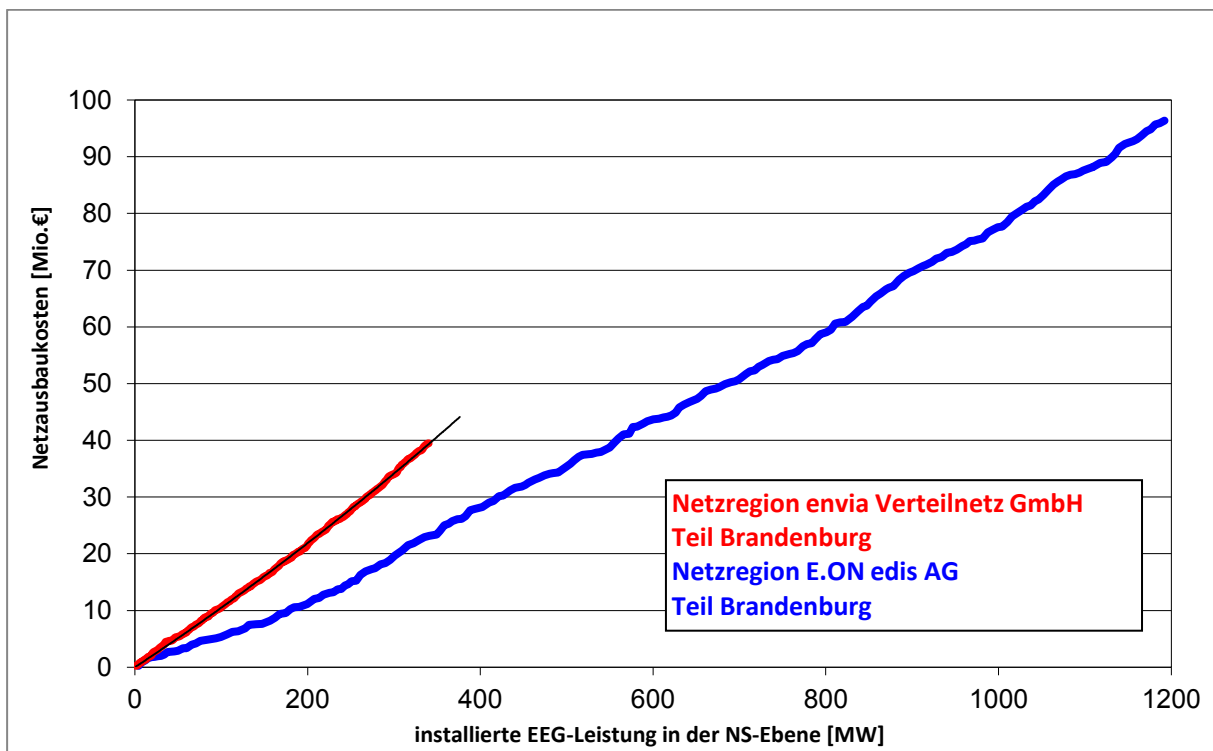


Abbildung 19: EEG-Netzausbaukostenprognose MS/NS Netz

Tabelle 24 zeigt die Ergebnisse (kumuliert) der Netzausbaukosten für die beiden Netzbetreiber E.ON edis AG und envia Verteilnetz GmbH. Für die Berechnung der Netzausbaukosten wurden die unterschiedlichen Gegebenheiten, wie z.B. der Verkabelungsgrad, einbezogen, sodass für jeden Netzbetreiber ein spezifischer Wert für die Netzausbaukosten im Niederspannungsnetz je MW ausgewiesen werden kann.

	Prognose 2015 [MW]	Netzausbaukosten 2015 [Mio. €]	Prognose 2020 [MW]	Netzausbaukosten 2020 [Mio. €]
envia	251	28	376	44
E.ON edis	754	55	1.130	90
Gesamt	1.005	83	1.506	134

Tabelle 24: Ergebnisse der Netzausbaukostenberechnung im Mittel- und Niederspannungsnetz für die Netzbetreiber envia Verteilnetz GmbH und E.ON edis AG

Gesamtinvestitionsbedarf der Netzbetreiber in Brandenburg

In den vorangegangenen Darstellungen wurde auf die zu tätigen Investitionen der einzelnen Netzbetreiber in der Hoch- bzw. Höchstspannungsebene sowie der Mittel- und Niederspannungsebene eingegangen. In Tabelle 25 ist der Gesamtbedarf (HÖS-, HS-Netz) zusammenfassend dargestellt.

	50Hz- T [T€]	E.ON edis [T€]	envia [T€]	WEMAG [T€]	Gesamt [T€]
Freileitung/separate Netze	750.000	710.878	107.166	0	1.568.044
Schaltanlagen	354.100	107.720	59.710	3.400	524.930
Gesamt	1.104.100	818.598	166.876	3.400	2.092.974

Tabelle 25: Investitionsverteilung in den Hoch- und Höchstspannungsnetzen bis 2020

Auf die Netzbetreiber in Brandenburg kommen somit Investitionen in Höhe von ca. 2,09 Mrd. € zu, wobei die spezifische Verteilung in Abbildung 20 dargestellt ist.

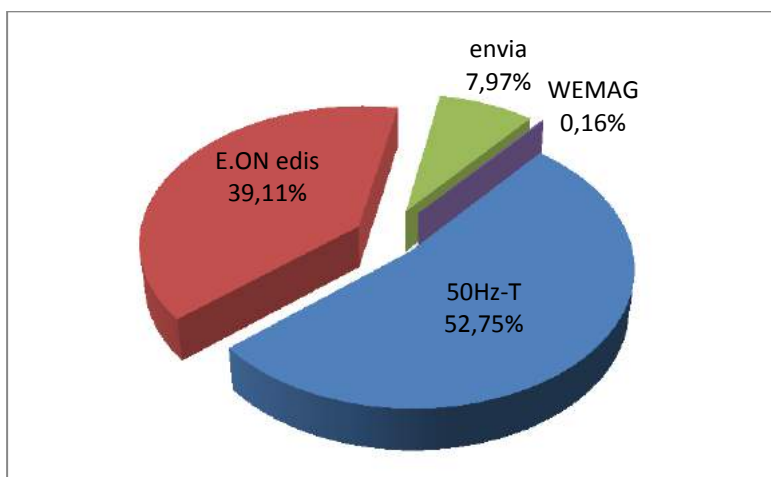


Abbildung 20: Verteilung der Gesamtinvestition auf die Netzbetreiber Brandenburgs

Hier ist zu sehen, dass ein Hauptteil der Belastungen auf den Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission GmbH und den Verteilnetzbetreiber E.ON edis AG entfällt.

Die Verteilung der Investitionssummen nach Maßnahmenkategorie ist in Abbildung 21 enthalten.

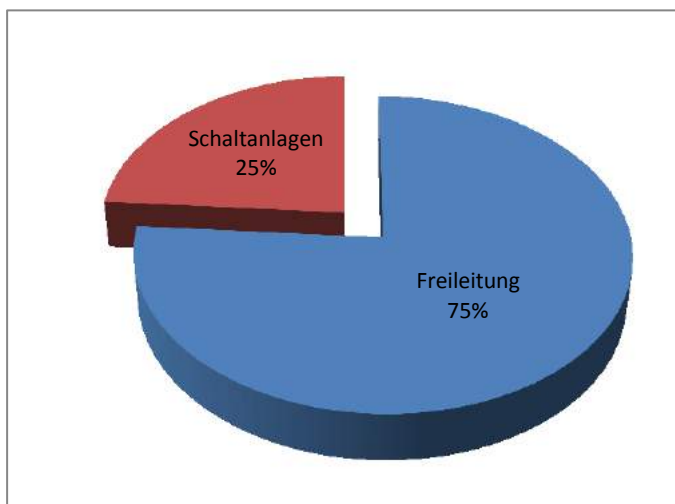


Abbildung 21: Investitionsverteilung nach Maßnahmenkategorie

Hier ist zu erkennen, dass drei Viertel der Investitionssumme auf die Verstärkung des Freileitungsnetzes und die Errichtung der separaten Netze entfällt.

Bis zum Zieljahr 2015 ergibt sich folgende Aufteilung:

	50Hz-T [T€]	E.ON edis [T€]	envia [T€]	WEMAG [T€]	Gesamt [T€]
Freileitung/separate Netze	272.400	339.528	37.130	0	649.058
Schaltanlagen	189.400	79.390	44.550	3.400	316.740
Gesamt	461.800	418.918	81.680	3.400	965.798

Tabelle 26: Investitionsverteilung in den Hoch- und Höchstspannungsnetzen 2015

So müssen bis zum Zieljahr 2015 ca. 46% der Gesamtinvestition getätigt werden, um den prognostizierten EEG-Zubau gerecht zu werden.

Die Aufteilung nach Netzbetreiber ist der Abbildung 22 dargestellt.

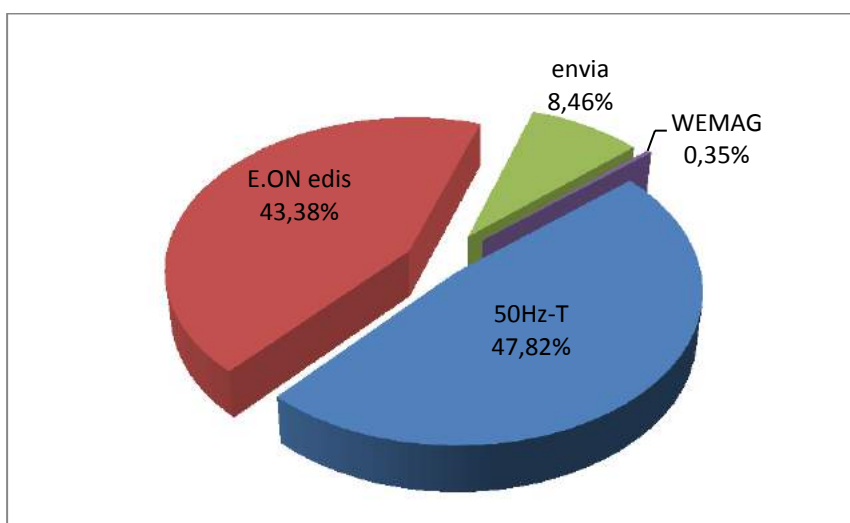


Abbildung 22: Verteilung des benötigten Investitionsvolumens bis zum Zieljahr 2015

Auch hier ist zu erkennen, dass der Hauptteil der Belastung auf den Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission GmbH und den Verteilnetzbetreiber E.ON edis AG entfällt.

In Tabelle 27 sind die Investitionssummen für den Zeitbereich von 2015 bis 2020 dargestellt.

	50Hz-T [T€]	E.ON edis [T€]	envia [T€]	Gesamt [T€]
Freileitung/separate Netze	477.600	371.349	70.034	918.983
Schaltanlagen	164.700	28.330	15.160	208.190
Gesamt	642.300	399.679	85.194	1.127.173

Tabelle 27: Investitionsverteilung in den Hoch- und Höchstspannungsnetzen 2015 bis 2020

In diesen Zeitraum fällt die Errichtung von drei Netzverknüpfungspunkten und den dazugehörigen separaten Netzen. Dieses spiegelt sich in den höheren Ausbauinvestitionen im Bereich Freileitung/separate Netze der E.ON edis AG wider.

Für den Brandenburger Teil der WEMAG Netz GmbH sind in diesem Zeitraum keine Netzausbaumaßnahmen vorgesehen.

Aus der Tabelle ergibt sich die in Abbildung 23 dargestellte Verteilung auf die Brandenburger Netzbetreiber.

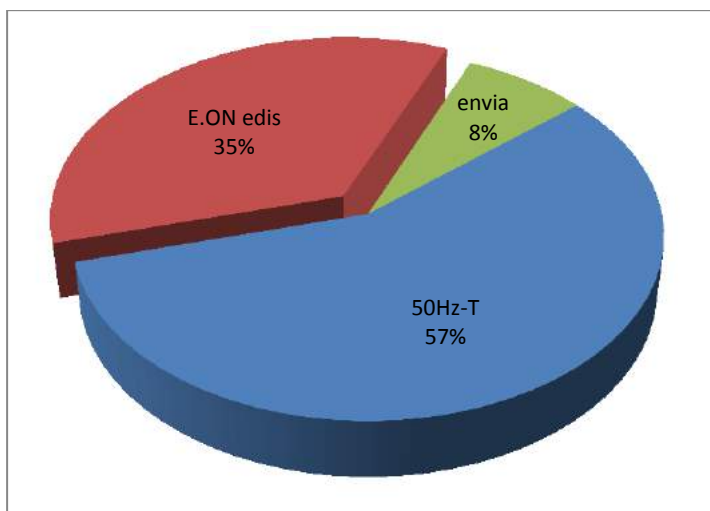


Abbildung 23: Verteilung des benötigten Investitionsvolumens von 2015 bis 2020

57 % der notwendigen Investition im Hoch- bzw. Höchstspannungsnetz entfallen demnach auf den Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission GmbH.

Zusammenfassend ist in Tabelle 28 der Gesamtinvestitionsbedarf über alle Netzebenen im Land Brandenburg dargestellt.

	HÖS-Netz [T€]	HS-Netz [T€]	MS/NS-Netz [T€]	Gesamt [T€]
Investitionsbedarf	1.104.100	988.872	134.000	2.226.972

Tabelle 28: Gesamtinvestitionsbedarf für Brandenburg über alle Netzebenen

Die entsprechende Verteilung der Gesamtinvestition auf die Netzebenen ist in Abbildung 24 enthalten.

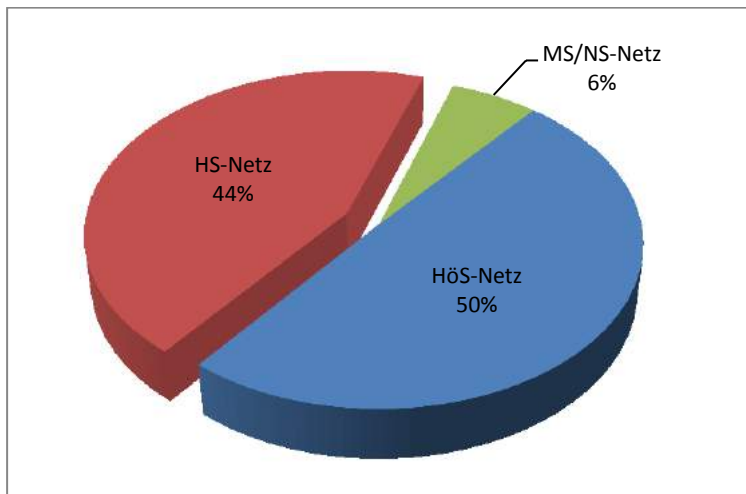


Abbildung 24: Verteilung der Gesamtinvestition auf die Netzebenen

5 Weitere Themenstellungen

5.1 Geeignete Speichertechnologien für den Einsatz in Stromnetzen in Brandenburg

5.1.1 Grundsätze zum Einsatz von Energiespeichern

Mit dem Integrierten Energie- und Klimapaket der letzten Bundesregierung wurden ehrgeizige Ziele zur Steigerung der Energieeffizienz sowie zum Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gesetzt, die von der jetzigen Bundesregierung im Koalitionsvertrag bestätigt wurden. Diese Ziele finden sich untersetzt auch im Energiekonzept 2020 des Landes Brandenburg. Betrachtet man den aktuell verfügbaren Arbeitsstand der Studie des BMU mit dem Titel „Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen“ [10] ist zu konstatieren, dass dieses Ziel bei Umsetzung in Brandenburg einen weiteren sehr massiven Zubau von Erzeugungsanlagen aus EE notwendig machen würde.

Realisieren lassen sich diese Ziele aber nur dann, wenn es gelingt, die fluktuierende Einspeisung aus erneuerbaren Energien mit der tatsächlichen Stromnachfrage augenblicklich in zeitlichen Einklang zu bringen. Der heute geforderte regionale und überregionale Netzausbau zum Transport überschüssiger oder fehlender Leistung bringt nur dann eine Lösung, wenn an anderer Stelle tatsächlich passende „Energiesenken“ verfügbar sind und der Transport sich außerdem auch über weite Entfernungen bezüglich der Übertragungsverluste wirtschaftlich darstellen lässt. Die bereits heute vorhandenen Differenzmengen bei hoher Erzeugung aus EE und geringem Verbrauch begegnet man derzeit deutschlandweit mit Maßnahmen des Erzeugungsmanagements, also der Anpassung (Reduzierung) der Erzeugung aus konventionellen Energieträgern ausgerichtet auf die vorhandenen Lasten und den verfügbaren Netzkapazitäten zum Transport der Elektroenergie. Maßnahmen zur Anpassung der Last (Lastmanagement) finden derzeit nur sehr vereinzelt Anwendung. In Deutschland als Hochtechnologieland mit einer hohen Versorgungszuverlässigkeit (als derzeit nicht in Frage zu stellenden Standard) fällt es schwer, sich möglicherweise auf fluktuierend verfügbare Elektroenergie umzustellen, zumal die heute verfügbaren konventionellen Erzeugungsanlagen Elektroenergie noch sicher und preiswert liefern können.

Betrachtet man Energieversorgungssysteme der Zukunft mit noch höheren Anteilen fluktuierender Energieeinspeisung und veränderten Bezugsbedingungen für fossile Energierohstoffe, wird klar, dass es zur Aufrechterhaltung der heute gewohnten Versorgungssicherheit des massiven Einsatzes von Energiespeicherlösungen bedarf. Diese Notwendigkeit ergibt sich schon allein aus der Tatsache, dass die bislang im Fokus stehende Verteilung der ggf. bereits heute oft überschüssigen Windenergie hin zu Gebieten großer Last verbunden mit der Ausregelung von Minder- oder Mehrmengen über Regelkraftwerke nur begrenzt sinnvoll und machbar ist, wenn man das physikalische Grundprinzip der Gleichheit von Einspeisung und Entnahme zur Erhaltung der Netzstabilität (Frequenz) aufrechterhalten möchte.

In den nachfolgenden Ausführungen soll der Einsatz von Speichern zur Optimierung des Netzbetriebes im Land Brandenburg untersucht werden. Es wird dabei teilweise Bezug genommen auf Erkenntnisse der Netzstudie I des Landes Brandenburg aus dem Jahr 2008, insbesondere auch zu den dortigen Ausführungen zum Hybrid-Kraftwerk (Kapitel 5.1.5) [18]. Ferner werden zwei aktuell begonnene Großprojekte im Land Brandenburg beschrieben, die einerseits auf die Bereitstellung von

Regelleistung aus Fahrzeugbatterien von Elektroautos abzielen bzw. andererseits Konzepte zur überwiegend regenerativen, innerstädtischen Nahwärme- und Stromversorgung entwickeln sollen (Kapitel 0).

5.1.2 Allgemeine Anforderungen an Energiespeicher

Stellt man den zeitlichen Verlauf von Windenergieeinspeisung und Last zueinander, ist wie in nachfolgender Abbildung am Beispiel eines der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH zu erkennen, dass es gemessen an der Speicherkapazität der derzeit in Deutschland verfügbaren Pumpspeicherkraftwerke bereits heute sehr großer Speicherkapazitäten bedarf, um mit erneuerbaren Energien eine kontinuierliche Elektroenergieversorgung zu bewerkstelligen.

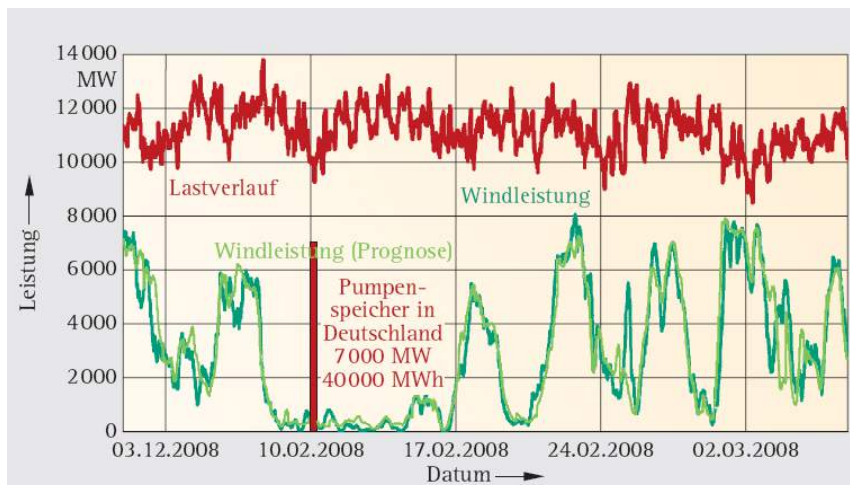


Abbildung 25: Verlauf von Windenergieeinspeisung und Last in der Regelzone von 50Hz-T (ehemals VE-T)

Obwohl die Energiespeicherung als ein Forschungs- und Wissensgebiet mit einer relativ langen Tradition und einer hohen wirtschaftlichen als auch strategischen Bedeutung für eine zuverlässige Energieversorgung definiert werden kann, ist es dennoch ein bis heute bestehendes technisches Problem, elektrische und thermische Energie in größeren Mengen und über längere Zeiträume verlustarm zu speichern [11].

Als ausgereifte Technologie wurden und werden bislang nur Pumpspeicherkraftwerke für die Deckung von Spitzenlasten betrieben. Der mögliche Zubau an Pumpspeicherkapazitäten ist auf Grund der sehr begrenzt vorhandenen geologischen Voraussetzungen und der sehr schwierigen Genehmigungspraxis für die zum Teil massiven Landschaftseingriffe jedoch gering. Es ist deshalb notwendig, alle anderen Speichertechnologien unter den gegenwärtigen und zukünftigen Anforderungen immer wieder neu zu bewerten, da technologische Fortschritte bei der Herstellung bzw. beim Wirkungsgrad des Speichers eine veränderte Aussage zum wirtschaftlichen Einsatz von Energiespeichern erbringen können.

Detaillierte Anforderungen an Energiespeicher werden bestimmt durch den konkreten Anwendungsfall. In den unterschiedlichen Anwendungsfeldern stehen Energiespeicher dabei im gegenseitigen Wettbewerb und auch im Wettbewerb mit Alternativtechnologien. Eine Optimierung auf höchstmögliche Leistungsdichte führt beispielsweise meist zu Einbußen bei der Energiedichte. Weiterhin führt nahezu jede technische Optimierung zu höheren spezifischen Kosten.

Im Blickfeld auf das gesamte Elektroenergiesystem können Energiespeicher sowohl zur verbesserten Betriebsweise konventioneller Erzeugungsanlagen als auch für die Entkopplung angebotsabhängiger regenerativer Energieerzeugung dienen.

Allgemeingültig lassen sich nach [12], [13] die in nachfolgender Übersicht erfassten grundsätzlichen Anforderungskenngrößen an Energiespeicher benennen.

Anforderung	Parameter	Einheit	Erläuterung
energetische Qualität	Energiedichte	kWh/m ³ , Ws/cm ³ , kWh/kg etc.	Verhältnis der nutzbaren Energiemenge zur Masse (gravimetrische Energiedichte) oder zum Volumen (volumetrische Energiedichte). Dabei wird die Größe bezogen auf das Gesamtsystem oder auch nur auf das Speichermedium als Teil des Gesamtsystems.
	Energiemenge	kWh, Ws	Gesamte oder nur die nutzbare Energiemenge; letzteres berücksichtigt die Tatsache, dass die gespeicherte Energiemenge nicht vollständig entnommen werden kann (z.B. in einer Bleibatterie). Der nutzbare Energieinhalt wird dann als Speicherkapazität bezeichnet
	Leistungsdichte	W/s, kW/min	Verhältnis der abrufbaren Leistung zur Masse oder zum Volumen (siehe Energiedichte)
	Verlustleistung	W, kW	Summe der pro Zeiteinheit auftretenden Lade-/Entlade-Energieverluste (Selbstentladung) und des Verbrauchs von Hilfsenergie z.B. für Kühlaggregate, über eine typische Zykluszeit betrachtet
	Zugriffszeit	s, min	Zeitraum zwischen Leistungsanforderung und Abgabe von 50 % der Speicherkapazität
Lebensdauer	Zyklische/ kalendarische Lebensdauer	h	Kalendarische bzw. zyklische Lebensdauer, die abhängig bzw. unabhängig von der Anzahl der Lade-/Entladezyklen sein kann. In der Regel hat die Lebensdauer zumindest einen zyklischen Anteil, dann muss die Anzahl der Zyklen des betrachteten Einsatzfalles zusätzlich angegeben werden.
	Zyklenzahl		Maximal mögliche Anzahl von Lade-/Entladezyklen während der Lebensdauer eines Speichers
Sicherheit	Betriebssicherheit		
	Schadenspotential		
Umweltverträglichkeit	Umweltverträglichkeit bei Herstellung, Nutzung und Entsorgung		
Wirtschaftlichkeit	Investitionen	€	
	Betriebskosten	€	
	Rückbau- und Entsorgungskosten	€	

Tabelle 29: Anforderungskenngrößen an Energiespeicher

5.1.3 Klassifizierung geeigneter Energiespeicher für den stationären Einsatz

Für mobile Anwendungsfälle existiert bereits eine breite Palette an mehr oder minder erprobten Energiespeicherlösungen, bei kleineren Energieeinheiten meist für die Bereitstellung für Hilfsenergie, wie z.B. bei der Bleibatterie im KFZ. Wesentliche Kenngrößen für die Einsetzbarkeit dieser Technik im mobilen Sektor sind die Leistungs- und Energiedichte der Speicher. Im Zielfokus liegen hier kleine und leichte Speicher.

Für den Einsatz von stationären Speichern im Energieversorgungsnetz sind Größe und Masse eines Speichers nur von untergeordneter Bedeutung. Je nach Anwendungsfall bedarf es aber auch hier, bezugnehmend auch auf das dargestellte Beispiel des Last- und Einspeiseverlaufs bei 50Hz-T, Speicherlösungen mit hoher Leistungs- und Energiedichte, bestenfalls gepaart mit hohen Zyklenzahlen.

Werden die Speicher nach ihrer Entladezeit in Abhängigkeit ihrer Systemnennleistung dargestellt (Abbildung 26), lassen sich entsprechende Einsatzzwecke ableiten:

- Großtechnische Energiespeicherung/Energiemanagement
- Notstromversorgung/Überbrückungsleistung
- Energiequalitätsbeeinflussung durch Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV)

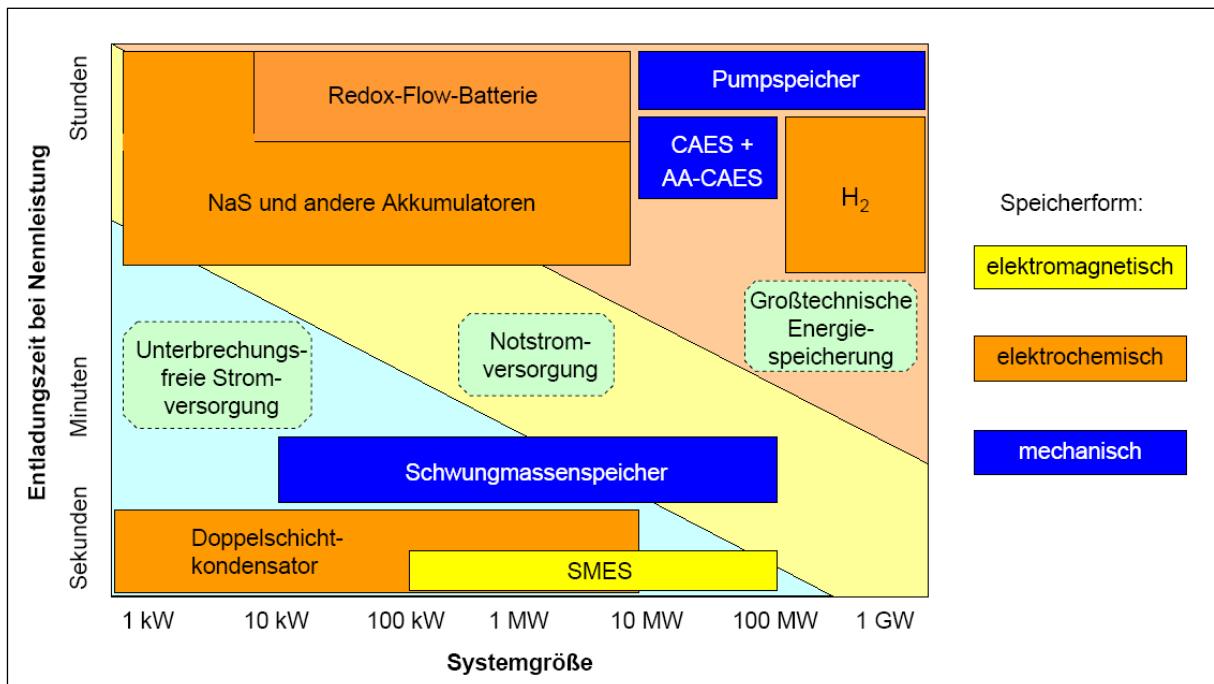


Abbildung 26: Übliche Entladungszeit und Systemgröße von Speichersystemen [13]

In dieser Studie wird nachfolgend auf Speichersysteme für die netzgebundene großtechnische Speicherung eingegangen, worunter hier sämtliche Anwendungsfälle in den Netzen der öffentlichen Energieversorgung verstanden werden.

Die typische Systemnenngröße der einzelnen Speichertechnologien bestimmt wesentlich auch die möglichen Anwendungsfälle in den einzelnen Netzebenen und den Anschlusspunkt in den Netzen. Je nach Anforderung muss entschieden werden, ob ein Einbau eher an zentraler Stelle oder dezentraler Stelle erfolgt. Grundsätzlich ist der Einbau eines Energiespeichers an zentralerer Stelle eher geeignet, einen wirtschaftlichen Betrieb zu erreichen, da der Speicher dann i.d.R. mehrere Funktionen (wie z.B. Engpassmanagement, Blindleistungsregelung etc.) übernehmen kann.

Es eröffnet sich die Frage, für welche typischen Anwendungsfälle Energiespeicher in Netzen heute und zukünftig sinnvoll und notwendig sind.

Aus [14] lässt sich folgende Übersicht der Einsatzmöglichkeiten dezentraler Energiespeicher entnehmen.

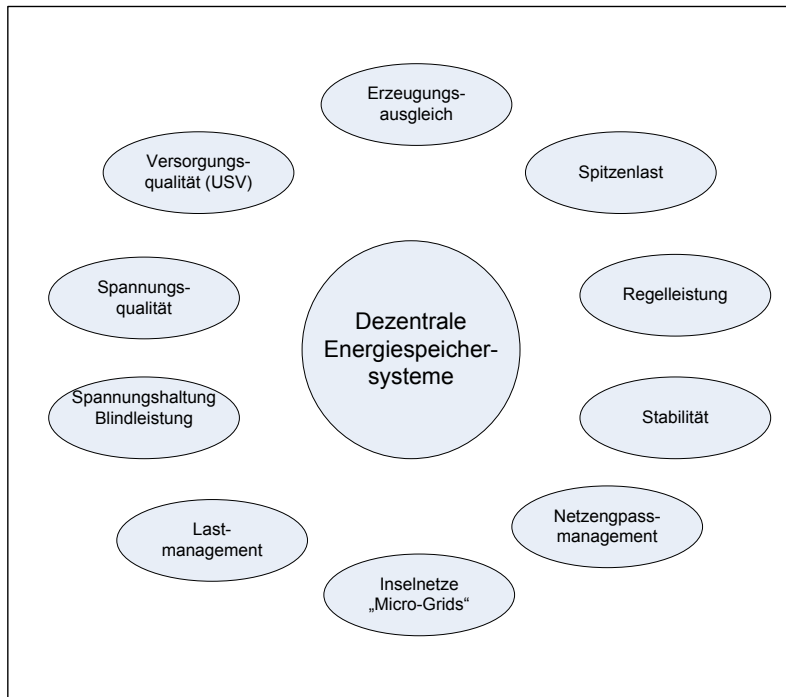


Abbildung 27: Einsatzmöglichkeiten dezentraler Energiespeichersysteme

Es muss an dieser Stelle auf die „Unbundling“-Forderungen des aktuellen EnWG und dem 3. Binnenmarktpaket der Europäischen Union verwiesen werden, nach denen die klassischen Aufgabenbereiche der Energieversorgung Erzeugung, Netzbetrieb und Stromvertrieb klar voneinander zu trennen sind. In Wahrnehmung der zahlreichen Einsatzmöglichkeiten für einen „integrierten Energieversorger“ nach alter, nicht mehr zulässiger Struktur, ergeben sich für einen Netzbetreiber nur eingeschränkte Einsatzmöglichkeiten. Diese liegen im Wesentlichen in folgenden Anwendungen:

- Netzengpassmanagement
- Spannungshaltung / Lieferung von Blindleistung (Blindleistungskompensation), da ein Netzbetreiber gemäß EnWG nicht gleichzeitig als Erzeuger fungieren darf.

Dies bedeutet, dass nicht nur das wirtschaftliche Interesse der Netzbetreiber an der Errichtung von Speichern eingeschränkt ist sondern auch regulatorische Gründe der Errichtung von Speichern durch die Netzbetreiber entgegenstehen.

Bezugnehmend auf die in der Studie zuvor aufgezeigte Prognose des Zubaus an EE-Erzeugungsanlagen (siehe Kapitel 3) und den ermittelten Netzausbaubedarf der Netze (siehe Kapitel 4) ist zu untersuchen, ob durch den wirtschaftlichen Einsatz von Energiespeichern der Netzausbaubedarf der Netzbetreiber verringert oder sogar eingespart werden kann. Der Nutzen des Speichereinsatzes müsste sich also gegen die Investitions- und Betriebskosten des eingesparten Netzausbaus rechnen. Geht man davon aus, dass bei hoher Einspeisung und zu geringer Netzkapazität heute in der Regel eine Reduzierung der Einspeisung über ein sogenanntes Erzeugungs- oder Netzsicherheitsmanagement erfolgt und der quasi nicht eingespeiste Strom gemäß

EEG [4] jedoch vom Netzbetreiber trotzdem zu vergüten ist, kommen weitere Kostenbestandteile in der Vergleichsrechnung hinzu.

Typische Anwendungsfälle, wie sie in geschlossenen, kleineren Inselnetzen auftreten, wie z.B. die Steuerung des Systems hinsichtlich Frequenz und Spannung, sollen hier nicht betrachtet werden, da in Brandenburg keine solchen Netzstrukturen zu finden sind, sondern vielmehr eine bereits gut ausgebaute elektroenergetische Infrastruktur vorzufinden ist.

Je nach typischer Leistungsgröße und speicherbarer Energiemenge in den Speichersystemen ergeben sich für die eben genannte Anwendung der Vermeidung/Verringerung des Netzausbaus nach Einschätzung des Verfassers folgende technisch sinnvolle Anwendungsmöglichkeiten in der NS-, MS-, HS- oder HÖS-Ebene:

Netzspannungsebene	Typische Leistungsgröße	(Minimal) speicherbare Energiemenge	Anwendbare Speichertechnologien
NS	bis ca. 500 kW	10 ... 100 ... 500 kWh	Batterien
MS	ab 500 kW bis ca. 10 MW	1 .. 10 MWh	Batterien, Wasserstoffpfad
HS	ab 10 MW bis ca. 100 MW	10 ... 100 MWh	Batterien, Wasserstoffpfad, Druckluftspeicher (CAES, AA-CAES)
HÖS	ab ca. 100 MW	größer 100 MWh	Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher (CAES, AA-CAES)

Tabelle 30: Versuch der Zuordnung anwendbarer Speichertechnologien auf die Netzspannungsebenen

Der Versuch der leistungsmäßigen Klassifizierung nach Tabelle 30 kann jedoch zunächst nur als grobe Orientierung verstanden werden.

5.1.4 Diskussion einzelner Speichertechnologien im Land Brandenburg

Nachfolgende Ausführungen zu einzelnen Speichertechnologien sind unter dem Aspekt zusammengestellt, dass die Verfasser eine Vorauswahl prinzipiell in Brandenburg anwendbarer Technologien (nach derzeitigem Kenntnis- und Entwicklungsstand) diskutieren. Dabei wird z.B. auch auf das Pumpspeicherkraftwerk nicht näher eingegangen, da sich in Brandenburg keine geeigneten herkömmlichen geologischen Formationen für den Einsatz der Pumpspeichertechnologie abbilden. Allerdings tauchen in der öffentlichen Diskussion neuerdings vermehrt Vorschläge zur Nutzung von ehemaligen Tagebauen als Pumpspeicherkraftwerke auf. Diese theoretische Nutzungsmöglichkeit muss jedoch zunächst durch umfangreiche geologische und bergbauliche Untersuchungen bestätigt werden. Hauptsächlich ist dabei die Frage zu beantworten, ob auf geschütteten Haldenflächen Oberbeckenreservoirs sicher errichtet werden können. Es muss deshalb abgewartet werden, ob derartige Projekte generell realisierbar sind.

Elektrochemische Speicher (Batterien)

Batterien sind elektrochemische Energiespeicher, die aus einer Serienschaltung mehrerer elektrochemischer Elemente bestehen. Ihre Vorteilhaftigkeit besteht in deren universeller Anwendbarkeit und der für einige Technologien vorliegenden Verfügbarkeit industriell gefertigter und bewährter Systemlösungen. Als nachteilig sind die auftretenden Speicherverluste zu betrachten. Kritisch ist bei Batteriesystemen die begrenzte Lebensdauer in Verbindung mit einer relativ geringen Zyklenzahl.

In der nachfolgenden Tabelle 31 ist eine Übersicht über heute grundsätzlich einsetzbare Batterietechnologien gegeben [12], [13], [15]:

Technologie	Blei-Säure-Batterie	Ni-Cd-Batterie	NaS-Batterie	Redox-Flow-Batterie	Li-Ion-Batterie
Systemgröße	skalierbar	skalierbar	skalierbar	10 kW – 10 MW	skalierbar
Verfügbarkeit	verfügbar	verfügbar	Prototypen / erster Einsatz	Prototypen	verfügbar
Zugriffszeit	Sekunden	Sekunden	Sekunden	Sekunden	Sekunden
Einsatztemperatur	Umgebungstemperatur		300 – 350 °C	50°C	Umgebungstemperatur
Energiedichte	35 Wh/kg	35 Wh/kg	80 - 130 Wh/kg	Bis 35 Wh/kg	Bis 160 Wh/kg
Wirkungsgrad	ca. 80 %	ca. 70 %	ca. 90 %	ca. 80 %	
Zyklenzahl	ca. 1000	ca. 1.000 – 2.000	ca. 3.500	Bis ca. 10.000	
Lebensdauer	2 - 12 a (im stationären Einsatz)	1 -10 a	Bis 15 a	>20 a	ca. 5 a
Kosten	100..300 €/kWh				500 ... 2000 €/kWh
Vorteile	Kostengünstig, ausgereifte Technologie	Hohe Zyklenzahlen, lange Lebensdauer	Lange Lebensdauer, teilweise bewährte Technologie	Hoher Nutzungsgrad, Recyclebarkeit	Hohe Energiedichte
Nachteile	Lange Ladezeiten	Umweltbelastung bei Unfällen	Hohe Betriebstemperaturen	Hohe Kosten, technologisch noch nicht ausgereift	Sicherheit, geringe Lebensdauer, noch hohe Kosten, derzeit keine Verfügbarkeit serienreifer Module mit hoher Leistung

Tabelle 31: Übersicht technischer Daten für Batteriesysteme

Der Einsatz von Bleibatterien erstreckt sich heute auf Anwendungen der Unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV), zur Notstromversorgung und in Energiespeichersystemen für photovoltaische Anlagen. Bei der ehemaligen Berliner Städtische Elektrizitätswerke Aktiengesellschaft (BEWAG) wurde jahrelang eine 17-MW-Anlage erfolgreich betrieben, welche mit einer Speicherkapazität von 14 MWh das damalige Inselnetz der BEWAG stabilisierte. Die Lithium-Ionen-Batterie zeichnet sich durch eine hohe Energiedichte aus, stellt sich aber im Betriebsverhalten (z.B. keine zu hohen Lade- und Entladeströme) weniger robust als Blei- und Ni-Cd-Batterien dar. Derzeit gibt es noch keine praktischen Anwendungsfälle. Im Rahmen des nachfolgend noch beschriebenen „Solar Energy Research Fields“ der BTU (Kapitel 0) wird mit Unterstützung diverser Industriepartner beginnend ab Ende 2011 untersucht, ob sich technisch-wirtschaftlich sinnvolle Kombinationen ergeben für die Nutzung von stationären Bleibatterien im Zusammenspiel mit innerstädtischer Photovoltaik-Einspeisung, lokaler Wärme- und Stromerzeugung auf Basis von Gasmotoren sowie elektrisch geladener Wärmespeicher und Elektrofahrzeugen.

NaS-Batterien gehören zur Gruppe der Hochtemperaturbatterien, bei denen hohe Temperaturen notwendig sind, um die Elektroden zu verflüssigen (Elektroden sind flüssig, Elektrolyt fest). Da sich

auch Temperaturschwankungen ungünstig auswirken, ist eine Standheizung im Nebenbetrieb notwendig. Im praktischen Betrieb eignen sich NaS-Batterien für Stromerzeugungsanlagen sehr gut zum Fluktuationsausgleich für EE, jedoch auch zur Reduzierung elektrischer Spitzenleistung (peak shaving). Intensive Forschung wird in Japan betrieben. Ein Beispiel für einen „Load-Levelling-Betrieb“ (nachts mit günstigem Strom laden und Abgabe zu Spitzenlastzeiten) ist die Anlage der Tokyo Electric Power Company (Tsunashima) stellt die dortige 6 MW (48 MWh) NaS-Batterie dar. Ebenfalls in Japan wurde 2007 in der Region Tohoku eine NaS-Anlage mit 30 MW Leistung als Speicher für einen 50-MW-Windpark in Betrieb genommen.

Druckluftspeicherkraftwerke (Compressed Air Energy Storage – CAES)

Sogenannte CAES-Kraftwerke arbeiten in Leistungsbereichen und Betriebscharakteristiken, die Pumpspeicherkraftwerken ähnlich sind [14]. Sie nutzen die Kompressibilität von Luft, um elektrische Energie in Form von potentieller mechanischer Energie zu speichern. Einzuspeichernder Strom wird über elektrisch angetriebene Kompressoren genutzt, Luft zu verdichten, welche dann mit hohem Druck gespeichert wird. Bei Abruf gespeicherter Energie wird die Luft mit hohem Druck über Turbinen (gekoppelt mit Generatoren) wieder in elektrische Energie gewandelt. Notwendig ist das Vorhandensein ausreichend großer Luftreservoirs, wie sie z.B. in Salzkavernen vorzufinden sind. Bei adiabater konzipierten CAES (noch keine Serienreife) wird die Kompressionsabwärme über einen Wärmespeicher gespeichert und wieder in den Entladeprozess eingespeist. Damit ist keine Zuführung von „extern erzeugter“ Wärme notwendig (adiabater Vorgang). Zwei adiabate Anlagen sind seit vielen Jahren erfolgreich in Betrieb. In Huntorf (Niedersachsen) arbeitet eine 321-MW-Anlage der E.ON Kraftwerke GmbH als schnellstartendes Spitzenlastwerk. Weiterhin gibt es in McIntosh, Alabama USA eine weitere Anlage mit 110 MW Leistung.

Geeignete Speicherkavernen lassen sich in unterirdischen Salzstöcken ohne Bergbau durch Aussolung erzeugen [14]. Jedoch werden geeignete Kavernen überwiegend zur Zwischenspeicherung von Erdgas genutzt, um saisonale Lastschwankungen auszugleichen.

Die Investitionen liegen bei CAES-Kraftwerken in der Größenordnung von Pumpspeicherkraftwerken. [14] nennt hier einen Wert von >600 € pro kW installierter Turbinen-leistung (ohne Errichtungskosten eines Salzkavernenspeichers). Bei adiabater Technologie ist mit etwa noch (20-30) % höheren Kosten zu rechnen [14].

Wasserstoff

Gefolgt werden kann der Einschätzung in [14], [16], wonach Wasserstoff bisher als Energieträger in heutigen Energiesystemen weder als Endenergieträger noch als Medium zur Energiespeicherung eine Rolle spielt.

Technologisch erbringt ein System aus Elektrolyseur zur Wasseraufspaltung in Wasserstoff und Sauerstoff und zur Rückverstromung über eine Brennstoffzelle, Gasmotor, Gasturbine oder ein GuD-Kraftwerk den Vorteil der Trennung beider Prozesse und der damit möglichen externen Speicherung des Wasserstoffs, als Energieträger mit sehr hoher Energiedichte. Die Speicherung ist wiederum in Salzkavernenspeichern möglich. Nachteilig ist der erreichbare relativ niedrige Gesamtwirkungsgrad eines solchen Systems von knapp 40 % [14].

Einen Feldtestversuch zur Energiespeicherung mit Wasserstoff betreibt das skandinavische Energieversorgungsunternehmen Norsk Hydro auf der norwegischen Insel Utsira. Das System besteht

aus einem Elektrolyseur (48 kW), einer Brennstoffzelle (10 kW) und einem Wasserstoffmotor (55 kW). Es soll damit die eingespeiste Leistung aus einer Windkraftanlage an die Leistungsnachfrage der Verbraucher angepasst werden.

Auch an der BTU Cottbus werden Technologien zur Speicherung von Elektroenergie erforscht. Gerade im Bereich des sogenannten Wasserstoffpfades die Brandenburgische Technische Universität tätig. So wird eine Testanlage zur Untersuchung von Hochdruckelektrolyseuren am Standort der BTU Cottbus errichtet. Im Verbundprojekt mit der ENERTRAG AG und der TOTAL Deutschland GmbH werden hier Möglichkeiten zur Nutzung von Elektrolyseuren im Verbund mit Windparks nach Vorbild des Hybrid-Kraftwerkes untersucht.

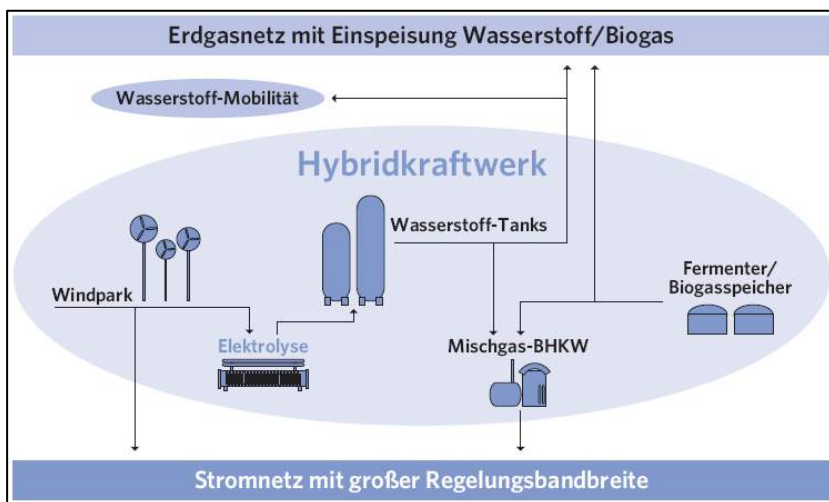


Abbildung 28: Hybrid-Kraftwerk [17]

Der Wasserstoffpfad wird zum Teil auch aktuell trotz technologischer Serienreife in der Diskussion der konkurrierenden Verfahren zur Speicherung elektrischer Energie nicht als erfolgsversprechend angesehen. Gründe hierfür liegen neben dem niedrigen Gesamtwirkungsgrad in der Unsicherheit bei der Prognostizierung des zukünftigen Bedarfs an Speicherkapazität sowie der derzeitigen Fokussierung auf Speicherkraftwerke zur Bereitstellung von Regelenergie für kurze Zeitdauern und weniger für den längerfristigen Ausgleich fluktuierender Windenergie [14]. Die Nutzung von Wasserstoff im Transportsektor wurde bislang als Chance zum Durchbruch der Wasserstofftechnologie betrachtet. Derzeit existieren einige Brennstoffzellenfahrzeuge von verschiedenen Herstellern (z.B. Honda FCX Clarity, Mercedes-Benz F-Cell, GM HydroGen4, VW Bora Hy-power u.a.). Ob sich Brennstoffzellenfahrzeuge gegenüber einfach zu konstruierenden Elektrofahrzeugen (mit Batterien) durchsetzen werden, wird sich zeigen. Derzeit ist wegen der geringen Verfügbarkeit und dem hohen Preis solcher Fahrzeuge gegenüber herkömmlichen Kraftfahrzeugen mit Verbrennungsmotoren keine Abschätzung möglich.

Auf weitere Energiespeichertechnologien, wie z.B. Supraleitende Magnetische Energiespeicher (SMES), Elektrochemische Doppelschichtkondensatoren (EDLC), Schwungmassenspeicher (SMS) u.a. soll in dieser Studie nicht weiter eingegangen werden, da sie gemäß den unter Abschnitt Grundsätze zum Einsatz von Energiespeichern diskutierten Anforderungen keinen Lösungsbeitrag für großtechnische Energiespeicheranforderungen liefern können.

Fazit - Geeignete Speichersysteme für Brandenburg

Nach Vorstellung und Diskussion wesentlicher Eigenschaften prinzipiell für den großtechnischen Einsatz geeigneter Energiespeichersysteme soll weiterhin unter dem Gesichtspunkt der infrastrukturellen Voraussetzungen und Gründen der Verfügbarkeit industriell gefertigter Systeme gemäß typischen Anwendungsfällen eine Zwischenbilanz der Eignung der verschiedenen Speichersysteme erfolgen.

Ausgehend davon, dass sich gemessen an den durchaus netz- bzw. energietechnischen Größenordnungen zunächst kleinere Speichersysteme im Anforderungsalltag wiederfinden werden (überschaubare Investitionen bei nicht erfolgender Änderung der gesetzlichen EEG-Förderbedingungen gegenüber dem derzeitigen Fördermechanismus), bieten sich in erster Linie heute bereits verfügbare Batteriespeichersysteme für eine kurzfristige Installation an (siehe Tabelle 30).

Bilanziert man rückgespeiste Energiemengen, sind damit leicht ermittelbare ungefähre Speichergrößenordnungen nicht ansatzweise wirtschaftlich über Batteriespeichersysteme darstellbar.

Auf Grund quasi nicht begrenzter Speicherkapazitäten bietet der „Wasserstoffpfad“ trotz ungünstiger Wirkungsgrade das zweifellos größte Potential einer sinnvollen Implementierung in zukünftige Energieversorgungssysteme in Brandenburg. Es bedarf hier einer sich stetig entwickelnden Bedarfssteigerung, wie sie z.B. durch einen stetig anwachsenden Fuhrpark von Brennstoffzellenfahrzeugen erreicht werden kann. Der zunächst ansetzbare Projektcharakter eines solchen Wasserstofferzeugungs- und Nutzungspfades ließe sich dann ggf. über den wirtschaftlichen Break-Even-Punkt führen.

Aktuelle Entwicklungstendenzen zielen auch in das Gebiet der Methanisierung von regenerativ erzeugtem Wasserstoff zur verträglicheren Einspeisung in das bestehende Gasnetz. Zu den Vorteilen von Methan gegenüber Wasserstoff gehören unter anderem die hohe Energiedichte (mit $1.200 \text{ kWh/m}^3_{\text{(el.)}}$ 3-mal so hoch wie Wasserstoff), die Verwendung von Kohlendioxid im Methanisierungsprozess und die gute Verträglichkeit mit der bestehenden Infrastruktur in Form des Erdgasnetzes Deutschlands. Dieses besitzt mit ca. 100 TWh die größte bis jetzt verfügbare Speicherkapazität zur Speicherung regenerativ erzeugten Methans. Erste Pilotanlagen wurden schon von der Firma Solar-Fuel aus Regensburg entwickelt. Die neueste Anlage wird für den Automobilhersteller AUDI entwickelt. Hier wird eine Anlage mit einer Anschlussleistung von $6,3 \text{ MW}_{\text{(el.)}}$ ab dem Juni 2011 geplant. Der größte Nachteil dieser Anwendung sind die weiteren Verluste durch den Methanisierungsprozess. So ergibt sich ein Gesamtwirkungsgrad über den gesamten Prozess (EEG-Strom \rightarrow Wasserstoff \rightarrow Methan \rightarrow Strom) von ca. 40 %.

5.1.5 Das Konzept „Hybrid-Kraftwerk“ als vielseitiger Lösungsansatz

Um die Vorteile eines Hybrid-Kraftwerkes gegenüber einem virtuellen Kraftwerk darstellen zu können, soll zunächst kurz auf das Konzept der virtuellen Kraftwerke eingegangen werden. In der Literatur ist unter dem Begriff „virtuelles Kraftwerk“ eine Zusammenschaltung von regional verteilten, i.d.R. dezentralen Anlagen, wie Wind-, Solar-, Biogasanlagen, Kleinwasserkraftwerken, Brennstoffzellen, Blockheizkraftwerke zu finden, die zentral gesteuert werden. Der Vorteil, der sich aus der Zusammenlegung der einzelnen, z.T. fluktuierenden Energien mit der Bereitstellung einer planbareren Energieeinspeisung ergibt, lässt sich durch den zusätzlichen Einsatz von Speichern noch wesentlich verbessern, wodurch allerdings wieder die Gesamtkosten eines solchen virtuellen Kraftwerkes erhöht werden. Die zentral gesteuerte Einspeisung verschiedener EE-Erzeugungsanlagen kann also wesentlich zur verbesserten Integration der erneuerbaren Energien in die öffentliche Elektroenergieversorgung beitragen, indem statt fluktuierend, schlecht prognostizierbarer Einspeiseleistung nun ein bestimmtes Einspeiseprofil gefahren werden kann. Da sich hierdurch wiederum der generelle Bedarf von Speichern verringert, kommt diesen quasi als „Großkraftwerk“ wirkenden Zusammenschaltungen mehrerer dezentraler Anlagen hohe Bedeutung zu. Zu beachten ist jedoch die netzseitige Einbindung der unterschiedlichen, zum „virtuellen Kraftwerk“ verbundenen Erzeugungsanlagen. Kommt es zur Bildung eines virtuellen Kraftwerkes aus z.T. bestehenden Windenergieparks und Biomasseerzeugungsanlagen (Kombination in Brandenburg vorzufinden), werden die Netzanschlüsse der einzelnen Anlagen in der Regel weit auseinander liegen. Es besteht damit beim entsprechenden Netzbetreiber die Aufgabe, den gewollten Verbund aus zeitlich unterschiedlich verfügbaren Energiepotentialen über sein Netz herzustellen. Für den Netzbetrieb wird damit keine Entlastung erbracht, da die vorhandenen oder auszubauenden Netzkapazitäten den Verbund aus den unterschiedlichen fluktuierenden Energien ermöglichen müssen.

Das im Rahmen der Studie „Netzintegration erneuerbarer Energien in Brandenburg“ der BTU Cottbus [18] konzipierte Hybrid-Kraftwerk auf Basis erneuerbarer Energien (EE-Hybrid-Kraftwerk) löst die eben aufgezeigte Problemstellung, da der örtliche Zusammenschluss der verschiedenen Erzeugungsanlagen erfolgt, weshalb nur ein Netzanschluss notwendig ist. Die am Netzanschluss abgegebene elektrische Energie kann in Ihrer Leistung den vorhandenen Netzkapazitäten angepasst werden, die Erzeugung kann außerdem einem vorgegebenen Erzeugungsprofil folgen.

Das im Rahmen der o.g. Studie konzipierte EE-Hybrid-Kraftwerk ging davon aus, dass große Windparks mit einer installierten Leistung von ca. 500 – 2.000 MW direkt an das 380/220-kV-Übertragungsnetz angeschlossen werden. Hierdurch würde außerdem erreicht werden, dass der heute vielfach notwendige Netzausbau in unterlagerten Spannungsebenen (\leq HS) bei Anschluss vieler kleinerer Windparks zwar nicht unmittelbar entfällt, jedoch der Zusammenschluss der Windenergieanlagen beim EE-Hybrid-Kraftwerkskonzept effektiver gestaltet werden kann.

Über die Kopplung eines GuD-Kraftwerks (wiederum auf Basis erneuerbarer Energien – Biomasse und über einen Elektrolyseur erzeugter Wasserstoff) am Netzanschlusspunkt wurde konzeptionell sichergestellt, dass das EE-Hybrid-Kraftwerk am Netzverknüpfungspunkt eine gesicherte und vor allem fahrplanfähige Einspeisung fahren kann. Das speziell für den Nord-Osten Brandenburgs entwickelte Kraftwerkskonzept mit einer Leistung von 480 MW und 7.550 Volllaststunden sah eine installierte Summenleistung der elektrisch zusammengefassten Windenergieanlagen von 2.000 MW vor. Auf Basis dieser technologischen Grunddaten wurde der Nachweis erbracht, dass unter den

genannten Randbedingungen und unter Verwendung größtenteils industriell-gefertigt verfügbarer Groß-komponenten ein wirtschaftlicher Betrieb erreicht werden kann [18].

Die in der Studie von 2008 genannten zu ändernden Randbedingungen, die bisher nicht geschaffen wurden, sind jedoch auch aus heutiger Sicht der Hauptgrund, warum solche Konzepte nicht einmal ansatzweise in eine tatsächliche Realisierung überführt werden konnten. So wurden in [18] bereits folgende Forderungen formuliert, deren Aktualität heute noch genauso gegeben ist:

- Gesetzliche Förderung der Energiespeicherung, insbesondere auch über den Wasserstoffpfad mit Elektrolyse
- Vergütungskonzept für Wasserstoffherzeugung und Einspeisung ins Gasnetz bzw. nach Rückverstromung in Abhängigkeit der jeweiligen Veredelungsstufe

Zumindest ist es jedoch gelungen, im Land Brandenburg ein diesbezügliches Forschungsprojekt auf den Weg zu bringen. In der Uckermark bei Prenzlau wird gegenwärtig der Prototyp eines EE-Hybrid-Kraftwerkes gebaut.

5.1.6 Vergleichende Betrachtung beispielhafter Speicherprojekte aus wirtschaftlicher Sicht

Für eine Gesamteinschätzung der Einsatzmöglichkeiten von Energiespeichersystemen in Brandenburg ist es sinnvoll, die Ergebnisse des bereits in den vergangenen Abschnitten diskutierten Vergleichs unterschiedlicher Speichersysteme beispielhaft auf typische Referenzanwendungsfälle zu übertragen.

Bezugnehmend auf die in der Studie zuvor aufgezeigte Prognose des Zubaus an EE-Erzeugungsanlagen (siehe Kapitel 3) und den ermittelten Netzausbaubedarf der Netze (siehe Kapitel 4) ist zu untersuchen, ob durch den wirtschaftlichen Einsatz von Energiespeichern der Netzausbaubedarf der Netzbetreiber verringert oder sogar eingespart werden kann. Der Nutzen des Speichereinsatzes müsste sich also gegen die Investitionen und Betriebskosten des eingesparten Netzausbaus rechnen. Geht man davon aus, dass bei hoher Einspeisung und zu geringer Netzkapazität heute in der Regel eine Reduzierung der Einspeisung über ein sogenanntes Erzeugungs- oder Netzsicherheitsmanagement erfolgt und der quasi nicht eingespeiste Strom gemäß EEG [4] jedoch vom Netzbetreiber trotzdem zu vergüten ist, kommen weitere Kostenbestandteile in der Vergleichsrechnung hinzu.

Davon ausgehend sowie unter Berücksichtigung der generellen Eignung von Speicheranlagen in Brandenburg sollen nachfolgende Referenzfälle konzipiert werden.

Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit werden die in [14] ermittelten Kosten pro über die jeweilige Speicherlösung umgesetzter Energieeinheit in € ct/kWh verwendet, deren Aktualität nach wie vor gegeben ist. Bei diesen verwendeten Speicherkosten sind die Installationskosten des eigentlichen Speichermediums einschließlich aller notwendigen Nebenaggregate und Managementsysteme, die Kosten für die Leistungsschnittstelle einschließlich Kosten für die Umrichter hin zum Netz, die Zyklenlebensdauer bei jeweils definierter maximaler Entladetiefe, die Selbstentladungsrate und mittlere Kosten für Wartung und Reparatur berücksichtigt. Die im Ergebnis der Barwert-Kostenbetrachtungen entstehenden Kosten pro dem Netz wieder zugeführten kWh, die sich mit der jeweiligen Speichertechnologie unter Berücksichtigung von Lebensdauern, Wirkungsgraden und Kosten ergeben, ermöglichen einen Vergleich auf Basis dieser einen charakteristischen Größe.

Nachfolgende Übersicht zeigt die in [14] ermittelten Ergebnisse. Der jeweils genannte Preis für jede aus dem Speicher verkaufte kWh muss also im Vergleich mindestens erwirtschaftet werden (Break Even) um insgesamt einen wirtschaftliche Betrieb der gesamten Speicheranlage zu ermöglichen. Die angegebene Bandbreite berücksichtigt, dass sich in Zukunft bei steigender Nachfrage und damit steigender automatisierter Massenherstellung eine Kostensenkung einstellen wird.

Speichertechnologie	Vollkosten für Speichersysteme in € ct/kWh	
Langzeitspeicher (Energiespeicherung über Wochen bei ca. 500 MW und 100 GWh)	Pumpspeicher	ca. 3 bis 11
	CAES (Druckluft adiabatisch)	ca. 22 (> 10 Jahre) bis 38 (heute)
	Wasserstoff	ca. 8 (> 10 Jahre) bis 23 (heute)
„Load-Leveling-Speicher“ (Stundenspeicher) im HÖS/HS-Netz (typ. Auslegung eines großen Pumpspeicherkraftwerks, z.B. 1 GW, 8 GWh, 1 Zyklus pro Tag)	Pumpspeicher	ca. 3 bis 5
	CAES (Druckluft) adiabatisch	ca. 4 (> 10 Jahre) bis 6 (heute)
	Wasserstoff	ca. 10 (> 10 Jahre) bis 25 (heute)
	Zink-Brom-Batteriesystem	ca. 8 (> 10 Jahre) bis 25 (heute)
	Redox-Flow-Batteriesystem	ca. 10 (> 10 Jahre) bis 31 (heute)
	NaNiCl (Hochtemp.)-Batteriesystem	ca. 10 (> 10 Jahre) bis 22 (heute)
	NaS (Hochtemperatur)-Batteriesystem	ca. 7 (> 10 Jahre) bis 23 (heute)
	Lithium-Ionen-Batteriesystem	ca. 13 (> 10 Jahre) bis 50 (heute)
	Blei-Batterien	ca. 7 (> 10 Jahre) bis 18 (heute)
	NiCd-Batteriesystem	ca. 19 (> 10 Jahre) bis 43 (heute)
„größere Peak-Shaving-Speicher“ im MS-Netz (Auslegung für ca. 10 MW und 40 MWh, 2 Zyklen pro Tag)	Zink-Brom-Batteriesystem	ca. 7 (> 10 Jahre) bis 22 (heute)
	Redox-Flow-Batteriesystem	ca. 7 (> 10 Jahre) bis 19 (heute)
	NaNiCl (Hochtemp.)-Batteriesystem	ca. 6 (> 10 Jahre) bis 13 (heute)
	NaS (Hochtemperatur)-Batteriesystem	ca. 4 (> 10 Jahre) bis 14 (heute)
	Lithium-Ionen-Batteriesystem	ca. 7 (> 10 Jahre) bis 30 (heute)
	NiCd-Batteriesystem	ca. 13 (> 10 Jahre) bis 30 (heute)
	Blei-Batterien	ca. 6 (> 10 Jahre) bis 16 (heute)
„kleinere Peak-Shaving-Speicher“ (Auslegung 100 kW, 250 kWh, 2 Zyklen pro Tag)	Zink-Brom-Batteriesystem	ca. 7 (> 10 Jahre) bis 22 (heute)
	Redox-Flow-Batteriesystem	ca. 10 (> 10 Jahre) bis 27 (heute)
	NaNiCl (Hochtemp.)-Batteriesystem	ca. 6 (> 10 Jahre) bis 16 (heute)
	NaS (Hochtemperatur)-Batteriesystem	ca. 5 (> 10 Jahre) bis 17 (heute)
	Lithium-Ionen-Batteriesystem	ca. 8 (> 10 Jahre) bis 38 (heute)
	NiCd-Batteriesystem	ca. 15 (> 10 Jahre) bis 37 (heute)
Blei-Batterien	ca. 8 (> 10 Jahre) bis 17 (heute)	

Tabelle 32: Übersicht Vollkosten für verschiedene Speichertechnologien [14]

Einsatz eines Batteriespeichers bei vorhandenem Netzengpass beim Anschluss einer Windenergieerzeugungsanlage

Im hier beispielhaft betrachteten Fall besteht die Aufgabe der Netzanbindung einer Enercon E126 mit einer Nennleistung von 7,5 MW an das öffentliche Verteilnetz.

Zur Netzanbindung steht eine Mittelspannungsleitung mit einer noch verfügbaren Einspeisekapazität von maximal 2,5 MW zur Verfügung. Außerdem verläuft in sehr geringer Entfernung eine 110-kV-Leitung, die in der Lage ist, die 7,5 MW insgesamt ohne Einschränkungen aufzunehmen.

Die Kosten für den Netzanschluss einschließlich des ggf. erforderlichen Netzausbaus sowie die Kosten für den Einsatz eines Speichers sollen über eine Barwert-Betrachtung über 20 Jahre gegenübergestellt werden.

Folgende Varianten werden betrachtet:

Variante 1:

Anschluss der Windenergieanlage an das Hochspannungsnetz über ein dafür zu errichtendes 110-kV-Umspannwerk.

Variante 2a:

Anschluss der Windenergieanlage über das Mittelspannungsnetz (mit beschränkter Einspeisekapazität auf 2,5 MW) und damit Ausbau des vorhandenen Mittelspannungsnetzes, so dass die installierte Gesamtleistung der Windenergieanlage komplett in jeder Netzsituation eingespeist werden kann.

Variante 2b:

Anschluss der Windenergieanlage über das Mittelspannungsnetz (beschränkte Einspeisekapazität auf 2,5 MW) und Kopplung der Windenergieanlage mit einem Batteriespeicher.

Für die Barwertberechnungen der genannten Varianten werden folgende Annahmen getroffen (siehe hierzu Anlage 1):

- Kapitalzins: 8 %
- Inflationszins: 1 %
- Laufzeit der Kostenbetrachtung: 20 Jahre

Die für die jeweilige Variante zu Grunde liegenden Kosten sind Anlage 1 zu entnehmen. Die Kosten entsprechen den bei einem in Brandenburg tätigen Verteilnetzbetreiber derzeit aktuellen Wiederbeschaffungswerten.

In Variante 1 ergeben sich für einen Hochspannungsnetzanschluss ohne notwendigen Netzausbau des vorgelagerten Hochspannungsnetzes über 20 Jahre Kosten von ca. 1.500 T€ (Barwert).

In Variante 2a erfolgt der Netzanschluss relativ kostengünstig an das in der Nähe vorhandene Mittelspannungsnetz. Um die komplette Erzeugungsleistung von 7,5 MW abführen zu können ist jedoch ein umfangreicher Ausbau des vorgelagerten Mittelspannungsnetzes und der Umspannwerkskapazitäten notwendig. Die Gesamtkosten belaufen sich auf ca. 1.950 T€ (Barwert).

Unter volkswirtschaftlichen Aspekten wäre demnach die Variante 1 zu bevorzugen.

In Variante 2b wird der Ausbau des vorgelagerten Mittelspannungsnetzes nicht ausgeführt, d.h. über den Netzanschluss sind tatsächlich nur maximal 2,5 MW einspeisbar. Bei Zeiten hoher Energieerzeugung soll die dann überschüssige Energie in einem Energiespeicher gespeichert werden, um in Zeiten geringer Erzeugungsleistung an das Netz wieder abgegeben werden. Bei beispielhafter Annahme eines täglichen Ladezyklus über 8 Stunden wäre damit ein Speicher von ca. 40 MWh notwendig. Mit Bezug auf die in Tabelle 31 genannten Vollkosten für jede über den Speicher umgesetzte Energieeinheit ergeben sich nur für den Speichereinsatz damit aktuell ungefähre jährliche Kosten (Ansatz: 40 MWh; ein Lade-/Entladezyklus an 365 Tage) von:

Fall A: bei Einsatz Natrium-Schwefel-Batterie (NaS): (14 € ct/kWh)	ca. 2.044 T€
Fall B: bei Einsatz Blei-Batterie: (16 € ct/kWh)	ca. 2.336 T€
Fall C: bei Einsatz Lithium-Ionen-Batterie: (30 € ct/kWh)	ca. 4.380 T€.

Berücksichtigt man die eingeschätzte Preisentwicklung nach [14], z.B. bei NaS-Batterien für den hier aufgezeigten Anwendungsfall würden mit dann anzusetzenden Kosten von ca. 4 € ct/kWh noch jährliche Kosten von 584 T€ bestehen.

Bei Ansatz dieser jährlichen Kosten für den Speicherbetrieb in der Barwertbetrachtung für die hier aufgezeigte Variante 2 b ergeben sich dann über 20 Jahre Gesamtkosten von 21.995 T€ (Barwert). Der Vergleich mit der Variante 1 (1.500 T€ Barwert) ergibt ein Kostenverhältnis von 14,7 : 1!

Netzüberlastung bei zu hoher Windenergieeinspeisung, Abschaltung von Windenergieanlagen versus Speichereinsatz

Die Abschaltung von Erzeugungsanlagen wird bei Engpasssituationen derzeit vorgenommen, wenn entweder im Netz eines Netzbetreibers lokale Kapazitätsprobleme im Leitungsnetz auftreten (Fall 1) oder beim Übertragungsnetzbetreiber eine Gefährdung der Systemsicherheit nach § 13 Abs. 2 EnWG eintritt (Fall 2). Im ersten Fall geschieht eine Abregelung von Erzeugungsanlagen nach § 11 EEG um die Überlastung (mit Gefahr des Ausfalls) eines Netzelementes zu vermeiden. Nach aktueller Fassung des EEG ist der Netzbetreiber verpflichtet, an Anlagenbetreiber von EE-Erzeugungsanlagen für die verlorengegangene Einspeisung eine Vergütungsentschädigung zu zahlen. Für den Anlagenbetreiber wird so das wirtschaftliche Risiko, welches bei nicht ausreichend vorhandener Netzkapazität entstehen kann, minimiert. Die entstehenden Kosten der Entschädigungszahlungen kann der Netzbetreiber bei den Netzentgelten zum Ansatz bringen, soweit er die Gründe für den noch nicht erfolgten Netzausbau nicht selbst zu vertreten hat.

Bei einer eintretenden Gefährdung der Systemsicherheit im Übertragungsnetz kann der Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 13 Absatz 2 EnWG eine Reduzierung der Erzeugungsleistung aller direkt und indirekt an sein Netz angeschlossenen Erzeugungseinheiten verlangen, soweit die Gefährdung durch einen hohen Überschuss der eingespeisten Energie gegenüber einer zu geringen Netzlast (im Sinne einer einzuhaltenden Stabilitätsbedingung zwischen Netzeinspeisung und Netzlast) entstanden ist. In diesem Fall wird der Anlagenbetreiber der Erzeugungsanlagen jedoch nicht für die entgangene Einspeisevergütung entschädigt.

Der Einsatz von Speichersystemen kann also im erstgenannten Fall erfolgen, um die Entschädigungskosten des Netzbetreibers zu verringern, soweit der geforderte Netzausbau zur Beseitigung der Netzengpassstelle kurz- und mittelfristig nicht erbracht werden kann. Im zweiten Fall wird der Anlagenbetreiber der Erzeugungsanlage durch den Einsatz von Speichersystemen versuchen, seinen Verlust durch die nicht erbrachte Einspeisung zu minimieren. Der „Nutzen“ der durch den Speichereinsatz erbracht werden soll, läge also im erstgenannten Fall beim Netzbetreiber, im zweiten Fall beim Betreiber der Erzeugungsanlage, der seine Anlage vor dem Netzanschluss mit einem Speicher gekoppelt hat. Mit Verweis auf die bereits diskutierten Möglichkeiten bei einem „unbündelten“ Netzbetreiber wird nachfolgend davon ausgegangen, dass der Speichereinsatz durch den Netzbetreiber rechtlich gesehen möglich ist, da er im Interesse seiner Netzkunden versucht, die Netzkosten (hier Kosten für Entschädigungszahlungen) insgesamt niedrig zu halten.

Bei dem in der Studie prognostizierten Zubau von EE-Erzeugungsanlagen (siehe Kapitel 3) ist von einer deutlichen Zunahme beider beschriebener Ereignisfälle auszugehen.

Bei detaillierter Diskussion des erstgenannten Falles wird deutlich, dass eine „mobile“ Speicherlösung für den Netzbetreiber von Vorteil wäre, da der Speicher immer dort einsetzbar ist, wo derzeit den Anforderungen an den Netzausbau nicht zeitnah entsprochen werden kann. Umfangreiche Probleme bei Netzausbaumaßnahmen treten wegen umfangreicher Genehmigungsdurchläufe besonders im 110-kV- und HÖS-Netz auf.

Betrachtet man die typische Übertragungskapazität eines üblichen 110-kV-Leitungssystems von 120 MW und geht man davon aus, dass bei Zeiten hoher Einspeiseleistung im Netz und niedriger Netzlast eine Leistung von 50 MW wegen fehlender Übertragungsnetzkapazität über beispielsweise 5 h zwei Mal monatlich nicht abgeleitet werden kann, bedarf es dafür einer Speicherkapazität von mindestens 250 MWh mit z.B. zweiwöchigem Lade-/Entladezyklus.

Unter Verwendung der in Tabelle 31 angesetzten Vollkosten für eine Blei-Batterie (kostengünstigster Speicher) mit ca. 19 € ct/kWh (die eigentlich nur angesetzt werden können, wenn der Speicher über mindestens 15 Jahre betrieben wird) ergeben sich bei angenommenen 24 Zyklen jährliche Kosten von ca. 1.140 T€.

Im Falle der Abregelung der Energieerzeugung wären in einem Jahr maximal 24 x 250 MWh, also 6.000 MWh vom Netzbetreiber zu entschädigen. Bei einer angenommenen Entschädigungszahlung von 6 € ct/kWh entstehen jährliche Kosten von 360 T€. Auch in dieser Beispielbetrachtung rechnet sich gegenwärtig also kein Speichereinsatz. Die Entschädigung der nicht einspeisbaren Energie ist für den Netzbetreiber derzeit deutlich wirtschaftlicher.

5.1.7 Schlussfolgerungen zum Einsatz von Speichersystemen

Aus den zuvor diskutierten Themenstellungen zum Einsatz von Speichern lassen sich folgende Schlussfolgerungen ableiten:

- Der weiterhin in Brandenburg geplante und prognostizierte Ausbau der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien wird das heute bereits bestehende massive Ungleichgewicht von Einspeisung und Netzlast weiter verstärken. Dem Abtransport über das Höchstspannungsnetz werden dann Grenzen aufgezeigt, wenn die Energie auch in anderen Teilen Deutschlands oder den benachbarten EU-Staaten nicht benötigt wird. Dieser Situation der Gefährdung des stabilen Netzbetriebes muss gegenüber der heutigen Abregellösung durch den Einsatz von großtechnischen Speichern mit bereits heute erheblicher Kapazität entgegengewirkt werden, um auch die umweltpolitischen Zielstellungen der Bundesregierung zu erfüllen.
- Speichertechnologien sind grundsätzlich verfügbar (auch nach Einschätzung von [14], [10] u.a.). Es bedarf jedoch durch entsprechende gesetzliche Förderung einer Intensivierung von Forschung, generellem Ausbau und Aufbau einer Massenfertigung, um Serienreife in vielen Technologien und sinkende Kosten zu erreichen. Der Aufbau weiterer Pilotprojekte neben den Wasserstoff-Forschungsaktivitäten mit Unterstützung der Industrie und der Energieversorgungsunternehmen in Brandenburg ist sehr zu empfehlen, um die Spitzenplatzierung als „Energieland“ weiter auszubauen.
- Technologische, energetische und umweltschonende Gesamtkonzepte, wie das dargestellte EE-Hybrid-Kraftwerkskonzept, das als Pilotanlage von der ENERTRAG AG betrieben werden wird, sind mit heute verfügbaren technischen Komponenten realisierbar. Die bereits zuvor genannten Schlussfolgerungen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit von Speichern und der noch nicht hinreichend nutzbaren Wasserstofferzeugung sind Gründe, dass bisher keine weiteren Projekte über den Pilotcharakter hinaus umgesetzt worden sind.
- Die aufgezeigten Kosten für Speicherlösungen lassen einen massiven Ausbau nur mit erheblichen Fördergeldern möglich erscheinen. Da außerdem auf den bisherigen Bedarf an Speicherlösungen in den Netzen nicht reagiert werden konnte, ist abzusehen, dass der derzeitige und zukünftige Bedarf an Speicherlösungen nicht dem weiteren Ausbau der EE-Erzeugung standhalten werden. Es ist deshalb nach alternativen Wegen zu suchen, um bestehende und sich weiter verschärfende Ungleichgewichte in Waage zu bringen. [14] nennt hier u.a. Maßnahmen des Lastmanagements, der Beteiligung aller EE-Erzeugungsanlagen an der Netzregelung oder die Nutzung von thermischen Speichern. Es steht jedoch außer Frage, dass damit die generelle Notwendigkeit des massiven Aufbaus von Speichersystemen weder gemildert noch gestoppt werden kann.
- Rechtliche und energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen für den Betrieb von Speichern müssen langfristig definiert werden, da insbesondere bei dringend notwendigen Langfristspeicherlösungen erhebliche Investitionsentscheidungen getroffen werden müssen. Ein Anreizprogramm für die Speichertechnologien wäre die Einspeisevergütung der Energie nach Bedarf und nicht zum Zeitpunkt der Stromerzeugung. Daraus ließe sich ableiten, dass bei

einer „Marktfähigkeit“ der erneuerbaren Energien sich Speicherlösungen möglicherweise „von selbst“ rentieren.

- Für die öffentlichen Netzbetreiber stellt sich der Einsatz von Speicherlösungen gegenüber dem gesetzlichen Auftrag zum Ausbau ihrer Netze nicht ansatzweise als wirtschaftlich dar. Sie werden deshalb weiter der Verpflichtung zum Netzausbau nachkommen, ohne jedoch die Frage nach der tatsächlichen Nutzbarkeit des eingespeisten Stromes bei Überangebot von Erneuerbaren Energien in Betracht ziehen zu können.
- Es sollten klare Rahmenbedingungen für den Einsatz und Ausbau von Speicherlösungen hinsichtlich des Unbundlings und der rechtlichen Rahmenbedingungen sowie Investitionsförderungen geschaffen werden. Das Unbundling erfordert unter Umständen ein spezielles, vom reinen Energieerzeuger abweichendes, Betreibermodell. Die zu erwartenden erheblichen Investitionssummen und hohen Betriebskosten von Speicherlösungen sollten unter entsprechende finanzielle Anreize gestellt werden.
- Der Einsatz von Speichern in Netzen der öffentlichen Energieversorgung ist dann eher in wirtschaftliche Bereiche zu führen, wenn Speicherlösungen mehrere Funktionen übernehmen.

5.1.8 Ausgewählte Forschungsprojekte im Bereich der Energiespeicherung an der BTU Cottbus

Das Berlin-Brandenburgische Leitprojekt e-SolCar – Elektroautos als dezentrale Speichereinheiten im Niederspannungsnetz

Während des Sturmtiefs EMMA im Jahr 2008 wurde in der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH eine durchschnittliche Windeinspeisung von ca. 7.000 MW über einen Zeitraum von 60 Stunden beobachtet. In Abbildung 29 ist die prognostizierte und tatsächliche Windeinspeisung für Gesamtdeutschland als auch für die Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH zum Zeitpunkt des Sturmtiefs dargestellt.

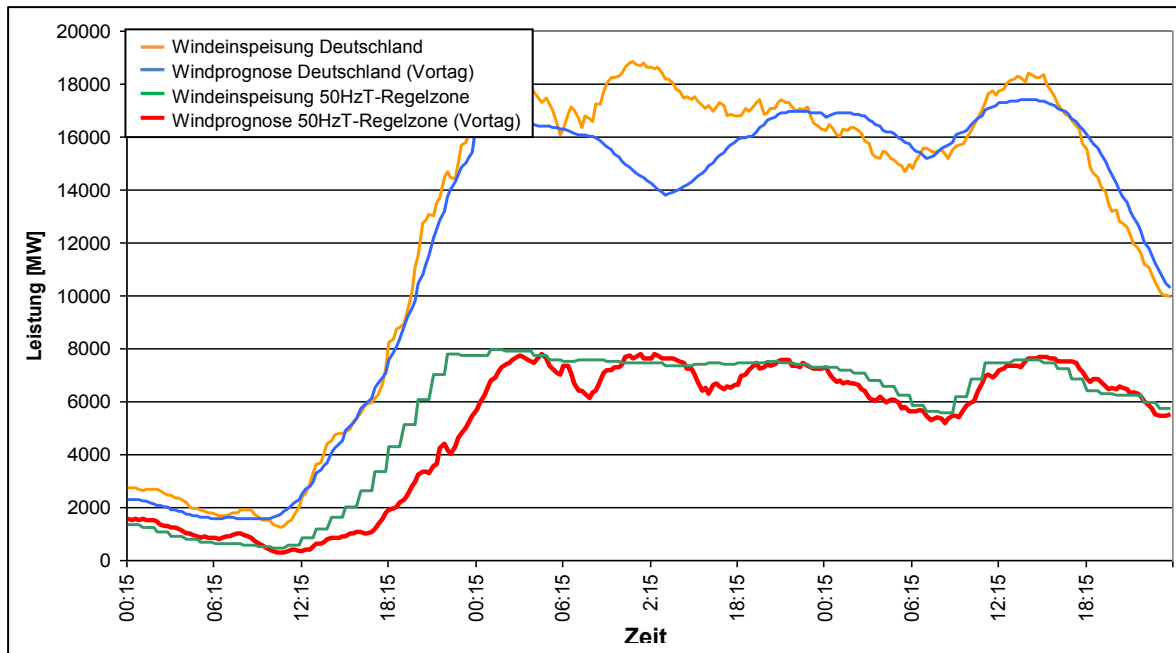


Abbildung 29: Windeinspeisung/-prognose in Deutschland/50Hertz Transmission Regelzone während des Sturmtiefs EMMA 2008 [20]

Während des Sturmtiefs wurde somit eine ausschließlich von Windenergieanlagen erzeugte Energiemenge von ca. 420 GWh in der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH präsent. Etwa 50 % davon konnte in dieser Regelzone genutzt werden. Die andere Hälfte musste über das Übertragungsnetz in andere Regelzonen entsorgt werden. An diesem Beispiel wird deutlich, dass bereits im Jahr 2008 ein Speicherbedarf von einigen 100 GWh vakant war, um die Energie dort netzverträglich nutzen zu können, wo sie produziert wird.

An der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus wird in dem durch das Wirtschaftsministerium Brandenburg und das Wissenschaftsministerium Brandenburg geförderte Berlin-Brandenburgische Leitprojekt e-SolCar mit den beteiligten Projektpartnern Vattenfall Europe Mining & Generation und German E-Cars untersucht, inwieweit dezentrale kleine Speichereinheiten in Form von batteriebetriebenen Elektroautos einen Beitrag zur netzverträglichen Energieversorgung mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien (insbesondere Windenergie) im Land Brandenburg leisten können.

In einer ersten Näherung wurde das mögliche Potential an Speicherkapazität in Form von Elektroautos über eine einfache Hochrechnung ermittelt. Unter der Annahme, dass alle 8 Millionen Fahrzeuge in der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH aus Elektroautos mit einer nutzbaren

Batterie (20 kWh) bestehen, ergibt sich ein oberer Grenzwert der installierten Speicherkapazität in Höhe von 160 GWh. Der Vermutung folgend, dass zu keinem Zeitpunkt alle Fahrzeuge mit einem für die jeweilige netztechnische Maßnahme optimalen Ladezustand (geladen oder entladen) der Batterie für Systemdienstleistungen zur Verfügung steht, wird davon ausgegangen, dass eine Speicherkapazität von (20...40) GWh zu erwarten ist. Gelingt es zukünftig, die Kapazität der Fahrzeugbatterien zu erhöhen und gleichzeitig die spezifischen Kosten zu senken, könnte die Umstellung auf Elektrofahrzeuge einen wesentlichen Anteil bei der notwendigen Speicherung regenerativer Überschusserzeugung leisten. Es ist aber auch zu erkennen, dass die Elektromobilität in den kommenden 10 bis 20 Jahren im günstigsten Fall nur einen langsam wachsenden Anteil an den notwendigen Systemdienstleistungen (im Besonderen positive und negative Regelleistung) leisten kann. Aus diesen Zusammenhängen ergeben sich verschiedenste Fragestellungen, die im Rahmen des Leitprojektes untersucht werden sollen. So werden unter anderem folgende Themengebiete bearbeitet:

- statistische Untersuchung den tatsächlichen Standzeiten der Fahrzeuge und den dazugehörigen Ladezuständen der Fahrzeugbatterie
- Untersuchungen zur Informations- und Kommunikationstechnik der Einzelkomponenten
 - Ladesäule (Abrechnungsverfahren, variable Tarifmodelle, Bi-Direktionalität)
 - Fahrzeug (Steuerung/Regelung des Lade- bzw. Entladeverhaltens)
 - Interaktion zwischen Fahrzeug und Netz
 - Interaktion zwischen Fahrzeug und Ladesäule
- ökonomische Untersuchungen zu neuen Vertriebsmodellen, insbesondere Untersuchung von Anreizsystemen zur bidirektionalen Bereitstellung des Speichers (Speicher oder Einspeiser) durch den Nutzer des Fahrzeuges

Dazu soll eine Fahrzeugflotte bestehend aus 51 umgerüsteten Fahrzeugen eingesetzt werden. Zu dieser Flotte gehören 30 Opel Corsa, 17 Mercedes Sprinter und 4 Toyota Highlander. 16 Fahrzeuge werden auf dem BTU Campus stationiert, wo sie ebenfalls im Projekt „Solar Energy Research Field“ eingesetzt werden. Die anderen Fahrzeuge sollen unter Realbedingungen an den Standorten der Vattenfall Europe Mining & Generation in der Lausitz getestet werden. Die verwendeten Fahrzeuge basieren auf verschiedensten Arten von Elektroantrieben. So werden reine Elektrofahrzeuge, Elektrofahrzeuge mit Range Extender und Plug-In Hybrid-Fahrzeuge untersucht. Dabei sollen alle Fahrzeuge und Ladesäulen mit einem bidirektionalen Ladesystem sowie unterschiedlichen Kommunikationssystemen zum Netz ausgestattet werden.

Das Projekt „Solar Energy Research Field“ als Modell für eine regenerative innerstädtische verbrauchernahe Strom und Wärmeversorgung

Während das Projekt e-SolCar auf die mobile, dezentrale Speicherkomponente und das Nutzerverhalten (Laden, Entladen) der Fahrzeugnutzer eingeht, konzentrieren sich die Untersuchungen des Projektes „Solar Energy Research Field“ auf die Auswirkungen hoher innerstädtischer Photovoltaikleistung bei gleichzeitig steigender Lasterhöhung im Niederspannungsnetz durch Elektromobilität. Dabei soll das Zusammenspiel einer Photovoltaikanlage mit angeschlossener stationärer Batterie (zum Beispiel Blei-Gel-Technologie) und dem Ladeverhalten von Elektroautos erforscht werden. So wird im Versuch die Einspeisung einer Photovoltaikanlage ($P_{\text{inst}} = 120 \text{ kW}$) netzverträglich und lastabhängig über eine Batterieanlage

bereitgestellt. Für sonnenschwache Zeiten werden wärmegeführte Mini-BHKW's auf Basis biogasfähiger Gasmotoren für die Ladevorgänge zum Einsatz kommen. Diese Systeme sind Stand der Technik, werden aber hauptsächlich wärmegeführt, also nicht der Stromnachfrage entsprechend eingesetzt. Auch hier wird der Batteriespeicher als Puffer des im Mini-BHKW erzeugten Stromes zur Ladung der Elektrofahrzeuge dienen. Eine weitere Untersuchung beschäftigt sich mit einem elektrisch geladenen Wärmespeicher, welcher entweder zur Brauchwassererwärmung oder als Speicher für ein Niedertemperaturheizungssystem dienen kann.

5.2 Beurteilung der Entschädigungsmodalitäten bei NSM Aufruf

Mit der Novellierung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2009 sollte der positive Trend, welcher in der Erzeugung von Elektroenergie aus alternativen Energiequellen in den letzten Jahren zu erkennen war, weiterhin gefördert und gefordert werden. So steht ferner in §1 der Gesetzesneufassung [4] das ehrgeizige Ziel „[...] den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2020 auf mindestens 30 Prozent und danach kontinuierlich weiter zu erhöhen“.

Um einen größtmöglichen Teil der erzeugten Elektroenergie aus EEG-Anlagen volkswirtschaftlich sinnvoll verwerten zu können, gewährt der Gesetzgeber diesen Anlagen eine Privilegierung: „Netzbetreiber sind vorbehaltlich des § 11 verpflichtet, den gesamten angebotenen Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas unverzüglich vorrangig abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen“ (§8 Abs.1 EEG). Der Netzbetreiber ist somit verpflichtet die gesamte dargebotene Menge an EEG Strom zu jeder Zeit abzunehmen und zu verwerten bzw. zu verteilen. Dazu ist er aufgefordert langfristig sein Netz dem zukünftigen Kapazitätsbedarf anzupassen. Im §9 Abs.1 EEG verpflichtet der Gesetzgeber die Netzbetreiber „[...] ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus erneuerbaren Energien oder Grubengas sicherzustellen [...]“. Aber der Gesetzgeber hat ebenfalls erkannt, dass der notwendige Netzausbau mit dem massiven Ausbau an dezentralen alternativen Erzeugungseinheiten nicht Schritt halten kann. Mit dem Netzausbau sind auch aktuell langwierige Genehmigungsverfahren und erhebliche Vorbehalte innerhalb der betroffenen Bevölkerung verknüpft. Um bis zur erfolgten Kapazitätserweiterung des Netzes dennoch eine maximale Einspeisung aus erneuerbaren Energien zu ermöglichen, wurde das Instrument des Einspeisemanagements (§ 11 EEG) geschaffen. Hier hat der Netzbetreiber die Möglichkeit auf die Energieerzeugung aus EEG-Anlagen wie folgt regelnd einzuwirken:

„Netzbetreiber sind unbeschadet ihrer Pflicht nach §9 ausnahmsweise berechtigt, an ihr Netz angeschlossene Anlagen mit einer Leistung über 100 Kilowatt zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, Kraft-Wärme-Kopplung oder Grubengas zu regeln [...]“.

Hierbei müssen folgende Bedingungen erfüllt sein:

- „ohne eine Regelung von EEG-Anlagen wäre die Netzkapazität im jeweiligen Netzbereich überlastet,
- es ist sichergestellt, dass die größtmögliche Strommenge aus EEG-Erzeugung und KWK-Erzeugung abgenommen wird³,
- die jeweiligen Ist-Einspeisung der Netzregion wurden abgerufen.“ (§11 Abs.1 EEG).

Sind diese Voraussetzungen erfüllt, kann der Netzbetreiber bis zum Abschluss von Maßnahmen im Sinne des §9 EEG sogenannte „Einspeisereduzierungen“ anordnen.

³ Nach Ansicht der Bundesnetzagentur heißt das nicht, dass der konventionelle Teil des Kraftwerksportfolios auf null gefahren werden soll bevor die erste EEG Anlage geregelt wird, sondern dass dieser Teil auf ein „netztechnisch erforderliches Minimum“ heruntergefahren wird [10].

Um auf die Einspeisung aus EEG-Anlagen einwirken zu können sind fernwirktechnische Einrichtungen an der Anlage notwendig. Im §6 EEG ist die Ausstattung mit einer solchen Anlage geregelt: „Anlagenbetreiberinnen und -betreiber sind verpflichtet,

1. Anlagen, deren Leistung 100 Kilowatt übersteigt, mit einer technischen oder betrieblichen Einrichtung
 - a) zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung und
 - b) zur Abrufung der jeweiligen Ist-Einspeisung auszustatten, auf die der Netzbetreiber zugreifen darf“

Diese Vorschrift gilt, nach Ansicht der Clearingstelle nicht für Photovoltaikanlagen, da die Einzelanlage (ein Modul) keinesfalls die Leistung von 100 kW übersteigen kann (Clearingstelle AZ: 2009/14). Hier hat der jeweilige Netzbetreiber zum gegenwärtigen Zeitpunkt keine Handhabe, um gegebenenfalls auf die Stromeinspeisung aus Photovoltaikanlagen regelnd einzuwirken.

Eine weitere Möglichkeit auf Netzengpässe im Übertragungsnetz einzuwirken, stellt das Erzeugungsmanagement nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) [21] dar. Im §13 EnWG („Systemverantwortung der Betreiber von Übertragungsnetzen“) wird dem Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) die Systemverantwortung übertragen. Nach §13 Abs.1 EnWG ist er bei einer sich abzeichnenden Gefährdung der Systemsicherheit verpflichtet, zuerst netzbezogene Maßnahmen⁴ zu ergreifen (§ 13 Abs.1 Satz 1 Nr. 1 EnWG). Sollte es dadurch nicht möglich sein, der Gefährdung der Systemsicherheit ausreichend zu begegnen, hat der ÜNB marktbezogene Maßnahmen⁵ zu ergreifen (§ 13 Abs.1 Satz 1 Nr. 2 EnWG). Hier könnten ebenfalls EEG-Anlagen im Sinne eines Einspeisemanagements geregelt werden, soweit dies im Vorfeld vertraglich vereinbart worden ist. Maßnahmen des § 13 Abs. 1 EnWG basieren auf ex ante vertraglich vereinbarten Regelungsmöglichkeiten. Sollten diese Maßnahmen jedoch nicht ausreichen einer drohenden Gefährdung der Systemsicherheit zu begegnen, hat der ÜNB mit dem § 13 Abs. 2 EnWG das Recht und die Pflicht, ohne ex ante vereinbarter vertraglicher Regelungen im Rahmen von Anpassungsmaßnahmen neben konventionellen Erzeugern auch auf EEG-Anlagen regelnd einzuwirken. Bei dieser Art der Regelung von EEG-Anlagen sind auch keine Entschädigungszahlungen gem. § 12 Abs. 2 EEG zu veranschlagen.

Die Rangfolge dieser unterschiedlichen Regelungsmaßnahmen ist nicht widerspruchsfrei geregelt. Die Bundesnetzagentur betrachtet als sachgerecht folgende Reihenfolge, die sie in ihrem Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement benennt:

1. Netzbezogene im Sinne des § 13 Abs. 1 Satz. 1 Nr. 1 EnWG und vertraglich geregelte Maßnahmen im Sinne des § 8 Abs. 3 EEG
2. Marktbezogene Maßnahmen im Sinne des § 13 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EnWG in Verbindung mit § 11 Abs. 1 EEG

⁴ Unter Netzbezogenen Maßnahmen versteht man insbesondere die Herstellung geeigneter Schaltzustände im Netz und ähnliche Maßnahmen

⁵ Unter Marktbezogenen Maßnahmen versteht man „insbesondere den Einsatz von Regelenergie, vertraglich vereinbarte ab- und zuschaltbare Lasten, Informationen über Engpässe und Management von Engpässen sowie die Mobilisierung zusätzlicher Reserven; inklusive vertraglich vereinbarter Anpassungen von Stromeinspeisungen mit konventionellen Anlagen“ [10] (z.B. ein „Redispatch“)

Für diese Ausfallarbeit soll der Anlagenbetreiber gemäß § 12 Abs. 1 EEG eine Entschädigungszahlung erhalten: „Der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Notwendigkeit der Regelung nach § 11 Abs. 1 liegt, ist verpflichtet, Anlagenbetreiberinnen und –betreibern, die aufgrund von Maßnahmen nach § 11 Abs. 1 Strom nicht einspeisen konnten, in einem vereinbarten Umfang zu entschädigen. Ist eine Vereinbarung nicht getroffen, sind die entgangenen Vergütungen und Wärmeerlöse abzüglich der ersparten Aufwendungen zu leisten“.

Ermittlung der Ausfallarbeit (Vorschlag BNetzA)

Für die Ausfallarbeit, welche während eines Einspeisemanagements nicht in das Netz eingespeist werden kann, soll der Anlagenbetreiber gemäß § 12 Abs. 1 EEG eine Entschädigungszahlung erhalten: „Der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Notwendigkeit der Regelung nach § 11 Abs. 1 liegt, ist verpflichtet, Anlagenbetreiberinnen und –betreibern, die aufgrund von Maßnahmen nach § 11 Abs. 1 Strom nicht einspeisen konnten, in einem vereinbarten Umfang zu entschädigen. Ist eine Vereinbarung nicht getroffen, sind die entgangenen Vergütungen und Wärmeerlöse abzüglich der ersparten Aufwendungen zu leisten“. Bis heute hat aber der Gesetzgeber noch keinen einheitlichen Ansatz gefunden, diese Ausfallarbeit adäquat und gerecht zu ermitteln. Deshalb erarbeitete die Bundesnetzagentur [19] im Jahr 2011 einen Vorschlag, wonach sich die Netzbetreiber voraussichtlich in Zukunft richten werden.

Die Bundesnetzagentur erläutert in ihrem Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement im Wesentlichen zwei Möglichkeiten zur Ermittlung der Ausfallarbeit. Das erste Verfahren („pauschales Verfahren“) stellt ein vereinfachtes Verfahren dar. Dabei wird unterstellt, dass der letzte Leistungsmittelwert P_0 der Einspeisung (im Allgemeinen über eine Viertelstunde) vor der Einspeisemanagementmaßnahme, die aktuelle Windsituation am Anlagenstandort widerspiegelt. Des Weiteren wird der Einfachheit halber unterstellt, dass sich diese über den Zeitraum der Einspeisemanagementmaßnahme nicht ändert. Womit sich folgende Formel zur Berechnung der Ausfallarbeit ergibt:

$$W_A = \sum_{i=1}^n (P_0 - \max(P_{i,ist}; P_{red})) \cdot 0,25h \quad \begin{array}{l} \text{mit } P_{i,ist} < P_0 \text{ und} \\ \text{mit } P_{i,ist} > P_0 \text{ dann } (P_0 - \max(P_{i,ist}; P_{red})) = 0 \end{array}$$

W_A	Ausfallarbeit während EEG-Einspeisemanagement
P_0	Letzter gemessener Leistungsmittelwert vor EEG-Einspeisemanagement
$P_{i,ist}$	Tatsächlich gemessener Leistungsmittelwert während EEG-Einspeisemanagement
P_{red}	Vorgegebener reduzierter Leistungsmittelwert während EEG-Einspeisemanagement
h	Stunde
n	Anzahl an Viertelstunden währen EEG-Einspeisemanagement

Die folgende Abbildung erklärt diesen Zusammenhang grafisch:

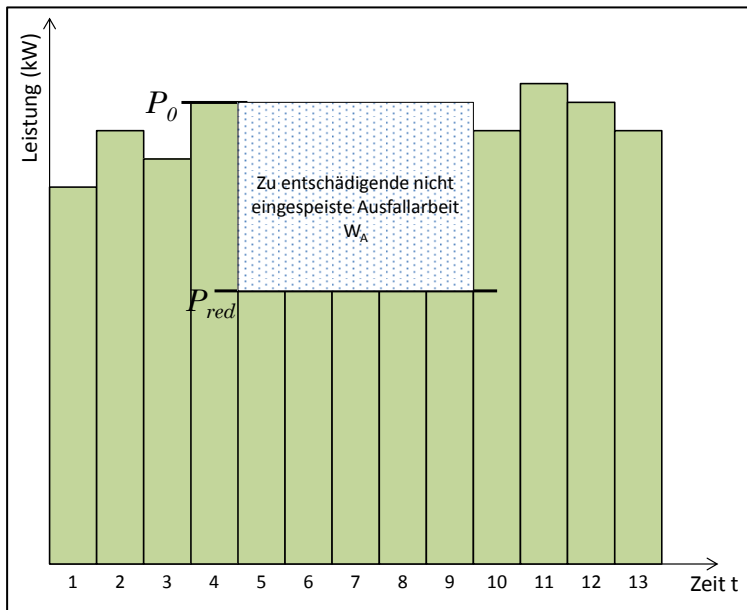


Abbildung 30: Ausfallarbeit mit dem "pauschalen Verfahren"

Der Entschädigungsanspruch für die Einspeisemanagementmaßnahme ergibt sich dann aus:

$$\text{Entschädigungszahlung [€]} = W_A \cdot \frac{V_{Einsp}}{100}$$

W_A Ausfallarbeit während EEG-Einspeisemanagement

V_{Einsp} Vergütungssatz gemäß EEG

In einem weiteren Vorschlag wird von der Bundesnetzagentur eine komplexere realitätsnähere Herangehensweise vorgeschlagen. Dieses Verfahren wird als „Spitzabrechnungsverfahren“ bezeichnet. Hierbei werden die Windgeschwindigkeiten während der Einspeisemanagementmaßnahme in die Berechnung einbezogen, um ein genaueres Abbild der Realität zu erreichen. Dafür muss an der Gondel der Windenergieanlage eine geeignete Messeinheit zur Erfassung der momentanen Windgeschwindigkeiten installiert sein. Über die sogenannte „anlagenspezifische Leistungskennlinie“ (Abbildung 31) kann die nicht eingespeiste Ausfallarbeit ermittelt werden.

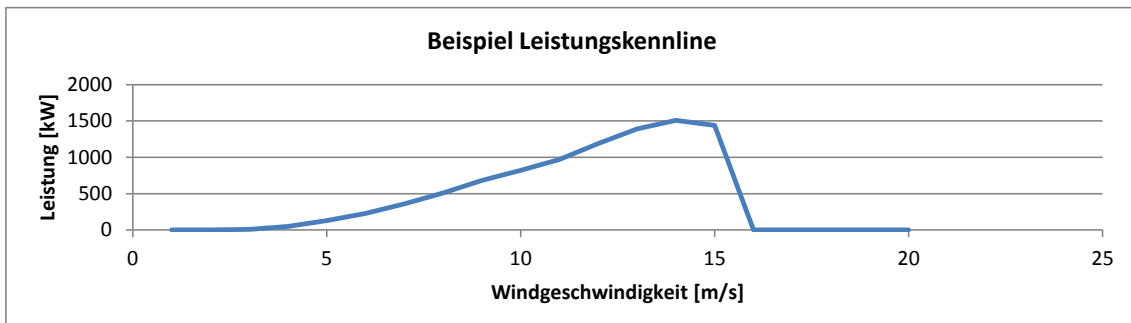


Abbildung 31: Schematisches Beispiel der Leistungskennlinie einer Windenergieanlage

Aus der hier dargestellten anlagenspezifischen Leistungskennlinie lassen sich aufgrund der momentanen Windgeschwindigkeiten $v_{i,Wind}$ die theoretisch erreichbaren Leistungen $P_{i,theo}$

ablesen. In dem hier aufgeführten Beispiel ergibt sich bei einer Momentangeschwindigkeit von $v_{i,Wind} = 7 \frac{m}{s}$ eine theoretisch erreichbare Leistung in Höhe von $P_{i,theo} = 500kW$.

$$P_{i,theo} = P(LK_{Typ}, v_{i,Wind})$$

LK_{Typ} Anlagentypbezogene Leistungskennlinie

$v_{i,Wind}$ Durchschnittliche Windgeschwindigkeit im Zeitintervall i

Zur Minimierung von Ungenauigkeiten sollte die Leistungskurve auf einer Auflösung von $0,1 \frac{m}{s}$ beruhen. Ist dies jedoch nicht möglich, sind der Genauigkeit halber die Werte für etwaige Zwischenschritte zu interpolieren.

Da bei der Ermittlung der Leistungskennlinie von Normbedingungen ausgegangen wird, muss in der Berechnung ferner ein Korrekturfaktor $k_{kennlinie}$ eingeführt werden. Hierbei sollen die standortspezifischen Gegebenheiten (Vegetation, Windschatten anderer Anlagen usw.) in die Ermittlung der Ausfallarbeit einbezogen werden. Dabei werden die tatsächlich eingespeisten Leistungsmittelwerte $P_{vor,ist}$ mit den theoretisch ermittelten Leistungsmittelwerten aus der Leistungskennlinie $P_{vor,theo}$ verglichen.

$$k_{kennlinie} = \frac{P_{vor,ist}}{P_{vor,theo}}$$

$k_{kennlinie}$ Korrekturfaktor der anlagenbezogenen Leistungskennlinie

$P_{vor,ist}$ Tatsächlich gemessener Leistungsmittelwert vor der Einspeisemanagementmaßnahme

$P_{vor,theo}$ Theoretisch ermittelte Leistung aus der anlagenspezifischen Leistungskennlinie

Für die Ermittlung des Korrekturfaktors sollten die Leistungsmittelwerte der letzten 12 Monate vor der Einspeisemanagementmaßnahme herangezogen werden. Aus der theoretisch ermittelten Leistung $P_{i,theo}$ lässt sich daraufhin mit Hilfe des Korrekturfaktors $k_{kennlinie}$ die Soll-Leistung während der Einspeisemanagementmaßnahme ermitteln.

$$P_{i,soll} = k_{kennlinie} \cdot P_{i,theo}$$

$P_{i,soll}$ Ermittelte mögliche Soll-Leistung während der Einspeisemanagementmaßnahme

$P_{i,theo}$ Ermittelte theoretische Leistung während der Einspeisemanagementmaßnahme

Die Ausfallarbeit lässt sich im folgenden Schritt wie folgt berechnen:

$$W_A = \sum_{i=1}^n (P_{i,soll} - \max(P_{i,ist}; P_{red})) \cdot 0,25h \quad \begin{array}{l} \text{mit } P_{i,ist} < P_{i,soll} \text{ und} \\ \text{mit } P_{i,ist} > P_{i,soll} \text{ dann } (P_{i,soll} - \max(P_{i,ist}; P_{red})) = 0 \end{array}$$

- W_A Ausfallarbeit während EEG-Einspeisemanagement
- $P_{i,soll}$ Ermittelte mögliche Soll-Leistung während der Einspeisemanagementmaßnahme
- $P_{i,ist}$ Tatsächlich gemessener Leistungsmittelwert während EEG-Einspeisemanagement
- P_{red} Vorgegebener reduzierter Leistungsmittelwert während EEG-Einspeisemanagement
- h Stunde
- n Anzahl an Viertelstunden während EEG-Einspeisemanagement

In der folgenden Darstellung ist die Ausfallarbeit W_A nach dem Spitzabrechnungsverfahren grafisch dargestellt.

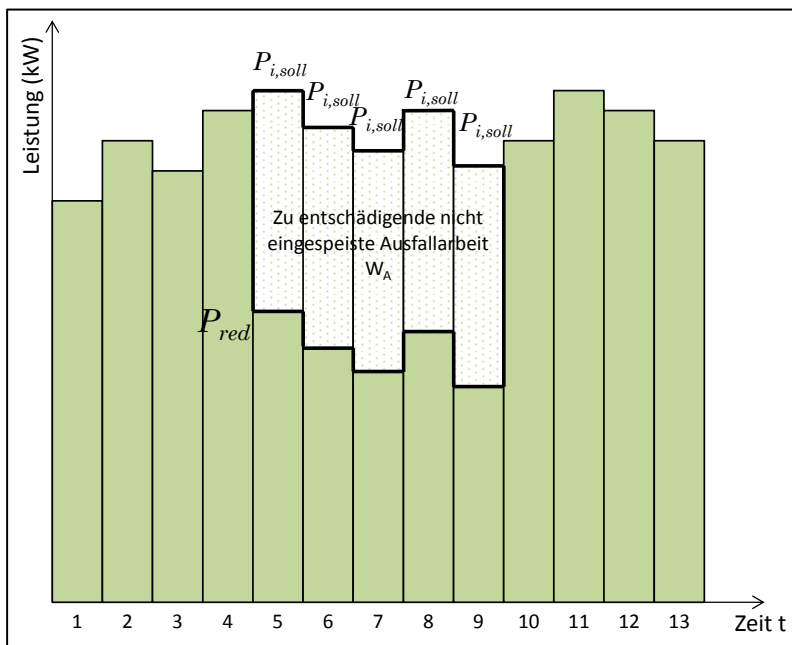


Abbildung 32: Ausfallarbeit mit dem Spitzabrechnungsverfahren

Die Entschädigungszahlung errechnet sich ähnlich dem pauschalen Verfahren folgendermaßen:

$$\text{Entschädigungszahlung [€]} = W_A \cdot \frac{V_{Einsp}}{100}$$

- W_A Ausfallarbeit während EEG-Einspeisemanagement
- V_{Einsp} Vergütungssatz gemäß EEG

Zusammenfassung

Mit den in diesem Kapitel erläuterten Methoden zur Berechnung der Ausfallarbeit und den sich daraus ergebenden Entschädigungszahlungen hat die Bundesnetzagentur den Versuch unternommen eine gerechte Entschädigung für nicht eingespeiste Elektroenergie aus EEG-Anlagen (insbesondere Windenergieanlagen) zu ermitteln. Dabei musste berücksichtigt werden, dass noch nicht alle Windenergieanlagen mit Windgeschwindigkeitsmessgeräten für die Erfassung der Ausfallarbeit ausgestattet sind. Für diese Anlagen bietet das pauschale Verfahren einen plausiblen Ansatz, bis sie mit entsprechenden Messeinrichtungen ausgestattet worden sind. Das realitätsnähere Verfahren ist das Spitzabrechnungsverfahren. Hier wird im Idealfall nur jene Ausfallarbeit zu entschädigen sein, welche auch tatsächlich eingespeist worden wäre.

Im Allgemeinen lässt sich feststellen, dass mit diesen beiden Verfahren eine beiderseitige Rechtssicherheit geschaffen wird. Zum einen haben Windparkbetreiber Sicherheit in welcher Höhe der Entschädigungsanspruch wegen EEG-Einspeisemanagement besteht. Zum anderen haben die Netzbetreiber höhere Planungssicherheit sowie ein einheitliches Berechnungstool.

5.3 Blindleistungsbereitstellung durch EEG-Erzeugungsanlagen

Im Allgemeinen wird in der Öffentlichkeit im Zusammenhang mit Elektroenergie nur von Wirkleistungserzeugung und -abnahme sowie von den entsprechenden Wirkleistungsbilanzen gesprochen. Wirkleistung ist der Teil der komplexen Scheinleistung, der eine Arbeit verrichten kann. Allerdings erfordert der Betrieb von Elektroenergiesystemen, insbesondere der Betrieb der Übertragungs- und Verteilnetze, die Bereitstellung von Blindleistung.

Die Betriebsmittel Freileitung und Kabel in den Energieversorgungsnetzen stellen im elektrischen Sinne, durch ihre konstruktiven Eigenschaften bedingt, auch Kapazitäten (Leiter-Leiter-Kapazitäten zwischen den Leiterseilen und Leiter-Erde-Kapazitäten zwischen den Leiterseilen und der Erdoberfläche) und Induktivitäten (Selbstinduktivitäten der Leiterseile und gegenseitige Induktivitäten zwischen den Leiterseilen) dar. Zum notwendigen Aufbau der elektrischen Felder (bei Kapazitäten) bzw. magnetischen Felder (bei Induktivitäten) wird Blindleistung benötigt, die durch die Erzeugungsanlagen, welche in die Netze einspeisen, bereitgestellt werden muss.

Ohne eine ausreichende Blindleistungsbereitstellung ist der Betrieb von Energieversorgungsnetzen nicht möglich. Eine mangelnde Blindleistung wirkt sich insbesondere auf das Spannungsniveau in den Netzen aus: Bei fehlender induktiver Blindleistung verringert sich die Betriebsspannung.

Die bisherige Verfahrensweise war daraufhin ausgerichtet, dass die konventionellen Kraftwerksblöcke neben ihrer Wirkleistungseinspeisung auch den erforderlichen Blindleistungshaushalt der Netze decken, während die EEG-Erzeugungsanlagen überwiegend ausschließlich Wirkleistung einspeisen. Dieses Vorgehen stößt jedoch mittlerweile an die Grenzen der technischen Machbarkeit, da bei hoher Windenergieeinspeisung zur Gewährleistung einer für die Systemstabilität erforderlichen ausgeglichenen Wirkleistungsbilanz Kraftwerksleistung vom Netz genommen werden muss. Damit stehen in solchen Situationen weniger Kraftwerksblöcke zur Blindleistungsbereitstellung zur Verfügung. Somit wird das Erfordernis deutlich, Blindleistung vermehrt dezentral bereitzustellen und die EEG-Erzeugungsanlagen, insbesondere die leistungsstarken Windenergieanlagen, dabei mit einzubeziehen.

Die technischen Vorgaben zu den von den Erzeugungsanlagen zu ermöglichenden Blindleistungsfahrweisen sind im Transmission Code 2007 für Hoch- und Höchstspannungsnetze [22] sowie in der BDEW-Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ [23] beschrieben und werden im Allgemeinen als Erbringung von Systemdienstleistungen (SDL) bezeichnet. Die dortigen Vorgaben bedeuten, dass die EEG-Erzeugungsanlagen Eigenschaften und Fähigkeiten besitzen müssen, die sich am Betriebsverhalten konventioneller Kraftwerksblöcke orientieren. Dazu gehört neben der Bereitstellung statischer Blindleistung entsprechend vom Netzbetreiber vorgegebener Sollwerte auch die Blindleistungseinspeisung bei Netzfehlern zur Spannungsstützung und das Verbleiben der Anlagen am Netz in derartigen Situationen (FRT – Fault Ride Through).

Der Gesetzgeber hat hier entsprechend reagiert und die Erbringung von Systemdienstleistungen durch das EEG 2009 [4] forciert. Für Windenergieanlagen sind diese Anforderungen in der Systemdienstleistungsverordnung SDLWindV [24] genauer spezifiziert worden. Durch eine zusätzliche Vergütung der eingespeisten Energie durch Windenergieanlagen, die zwischen dem 01.01.2002 und 31.03.2011 errichtet wurden, wird somit ein Anreiz geschaffen, Systemdienstleistungen zu erbringen.

Für Anlagen, die nach dem 31.03.2011 in Betrieb genommen wurden, ist unabhängig von der zusätzlichen Vergütung die Fähigkeit zur Erbringung von Systemdienstleistungen generell vorgeschrieben.

Gegenwärtig ist absehbar, dass die Mehrzahl der Anlagenbetreiber, insbesondere die Betreiber leistungsstarker Windparks, aufgrund der finanziellen Anreize ein großes Interesse haben, diese Funktionalitäten in ihren Anlagen zu implementieren. Es ist deshalb davon auszugehen, dass neben den Neubauanlagen auch eine Vielzahl von Bestandsanlagen innerhalb kurzer Zeit zur Erbringung von Systemdienstleistungen fähig sein wird.

Dieser durchaus wünschenswerte Umstand erfordert nun allerdings eine Reihe von Untersuchungen, wie die abrufbare statische Blindleistung der EEG-Erzeugungsanlagen vorteilhaft für die Netzbetriebsführung eingesetzt werden kann. Im Vordergrund stehen dabei wie vorgenannt die Themen Spannungshaltung und Deckung des Blindleistungsbedarfs in den Netzen. Hierbei sind jedoch weitreichende Betrachtungen anzustellen, welche die Netze aller Spannungsebenen, hauptsächlich jedoch die Hoch- und Höchstspannungsnetze, umfassen, um den Blindleistungstransport bzw. -austausch zwischen den Netzen zu koordinieren und zu optimieren. Dies hat dann auch positive Auswirkungen bezüglich einer Verringerung der Netzauslastung durch den Blindleistungstransport zu Lasten der übertragbaren Wirkleistung.

Es wird deshalb vorgeschlagen, die Thematik Blindleistungsbereitstellung durch EEG-Erzeugungsanlagen in weiterführenden Studien detaillierter zu untersuchen. Insbesondere werden Grundsatzuntersuchungen zu folgenden Schwerpunkten empfohlen:

- Untersuchungen zu den Regelanforderungen an die EEG-Erzeugungsanlagen, um eine den aktuellen Netzsituationen angepasste bedarfsgerechte Blindleistungsbereitstellung zu gewährleisten (einschließlich der Ableitung und Bewertung von geeigneten Regelkonzepten),
- Untersuchungen zu den Wechselwirkungen mit den bisherigen Regeleinrichtungen (Stufensteller der Transformatoren zwischen den HöS/HS- bzw. HS/MS-Netzen),
- Ableitung von Konzepten für eine angepasste Betriebsweise der Netze bezüglich des Blindleistungstransports.

5.4 Beurteilung Energiestrategie 2020

Die in der Energiestrategie 2020 des Landes Brandenburg ausgewiesenen Ziele beinhalten einen starken Ausbau erneuerbarer Energieträger. Der Anteil erneuerbarer Energien soll in Brandenburg bis zum Jahr 2020 auf 20 % am Primärenergieverbrauch ausgebaut werden. Schwerpunkte sind die Energiegewinnung aus Wind- und Solarenergie sowie aus Biomasse, Geothermie-, Deponie-, Klärgas- und Wasserkraftnutzung [25]. Der politisch gewollte Ausbau der Windenergienutzung wird in der Energiestrategie auf 7.500 MW bis zum Jahr 2020 beziffert. Dies soll durch optimale Auslastung der Windeignungsgebiete, Repowering und Neuausweisungen von Windeignungsgebieten erreicht werden.

Im Vergleich mit den in der Prognose ermittelten Werten für die erneuerbaren Energien zeigt sich, dass die in der Energiestrategie 2020 formulierten Ziele erreicht und teilweise sogar übertroffen werden können. Die Ziele der Energiestrategie wurden auf Grundlage eines Referenzszenarios erarbeitet, in dem die Weiterentwicklungen der Technologien zur Energiegewinnung geringer eingeschätzt wurden, als sie heute abzusehen sind. In dem Referenzszenario wurde bei der Windenergie ein höherer Flächenbedarf als in der hier vorliegenden Studie gewählt, wodurch ein geringerer Endausbau auf vorhandenen Windeignungsgebieten ermittelt wurde. Weiterhin wurde die installierte Leistung von Photovoltaik-Dachanlagen wesentlich geringer eingeschätzt, als es heute zu beobachten ist.

Die hier angesprochenen Veränderungen der Randbedingungen und die sich im Wandel befindende politische Situation bezüglich des Ausstiegs aus der Kernenergie führen dazu, dass das Land Brandenburg die Weiterentwicklung der Energiestrategie als einen zentralen Punkt ansieht.

6 Zusammenfassung und Ausblick

In dieser Studie wurde im ersten Abschnitt eine Prognose über die für Brandenburg zu erwartenden EEG-Leistungen für das Jahr 2015 sowie das Jahr 2020 erstellt (Kapitel 3).

Die Windenergieprognose wurde auf Basis der zum Stichtag 31.12.2009 ausgewiesenen Windeignungsgebiete erstellt. Unter Annahme der vollständigen Bebauung dieser Flächen und unter Berücksichtigung eines konservativen Ansatzes für das Repowering wurde eine Summenleistung von 9.376 MW ermittelt. Damit wird die Windenergie auch zukünftig die leistungsstärkste EEG-Anlagenart sein.

Die Photovoltaik ist in Brandenburg deutlich auf dem Vormarsch. Insbesondere für Photovoltaik-Freiflächenanlagen ist in Brandenburg ein enormes Flächenpotenzial an ehemaligen Tagebauflächen und Konversionsflächen (ehemalige militärische Truppenübungsplätze und Militärflugplätze) vorhanden. Die vorrangige Nutzung dieser Flächen zur Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien ist auch erklärtes Ziel der Brandenburger Landesregierung. Bei einem pauschalen Ansatz einer 50%igen Nutzung des theoretisch möglichen Flächenpotenzials für Photovoltaik-Freiflächenanlagen ergibt sich eine Summenleistung von 3.080 MW. Während noch in der Vorgängerstudie Photovoltaik-Freiflächenanlagen nicht merklich ins Gewicht fielen, hat sich hier innerhalb kurzer Zeit eine enorme Entwicklung vollzogen.

Auch bei den Photovoltaik-Dachanlagen, die in dieser Studie ebenfalls mit berücksichtigt werden, zeichnet sich ein deutlicher Zuwachstrend ab. Hier werden unter Zugrundelegung eines einwohnerbezogenen Leistungsansatzes in Summe 1.506 MW für Brandenburg prognostiziert.

Die Prognose für die Biomasseverstromung ergab in Summe eine installierte Leistung von 609 MW.

Wie vorstehend beschrieben, sind die zu erwartenden installierten Leistungen, insbesondere bei der Windenergie und bei der Photovoltaik, neben der Entwicklung der Anlagentechnologie, eng mit dem verfügbaren Flächenpotenzial verbunden. Dies betrifft insbesondere die Ausweisung von Flächen für die Nutzung für Windenergie und Photovoltaik-Freiflächenanlagen. Es wird deshalb empfohlen, die Entwicklung der Rahmenbedingungen und deren Auswirkungen auf die Entwicklung beim Bau von EEG-Anlagen in kurzen Zeitabständen regelmäßig auf den Prüfstand zu stellen. An dieser Stelle wird auf die aktuellen Bestrebungen zur Ausweisung von weiteren Flächen für die Windenergienutzung verwiesen. Im konkreten Fall wurde von der Regionalen Planungsgemeinschaft Uckermark-Barnim bereits der Entwurf für eine geänderte Regionalplanung Windenergienutzung veröffentlicht, in deren Ergebnis ein zum gegenwärtigen Stand zusätzliches Flächenpotenzial von ca. 3.400 ha ausgewiesen wird. Diese beträchtliche Zusatzfläche korrespondiert überschlägig mit einer Windleistung von ca. 1.000 MW. Wenn sich diese Tendenzen bei den anderen Regionalen Planungsgemeinschaften ebenfalls zeigen, dann liegen grundsätzlich neue, gegenüber dieser Studie maßgeblich geänderte Ausgangsbedingungen im Bereich der Windenergienutzung vor, die eine generelle Neubetrachtung der Windenergieprognose erforderlich machen. Deshalb wird ein kontinuierliches Monitoring der dieser Studie zugrundeliegenden Rahmenbedingungen für die EE-Prognose empfohlen.

Ein weiterer Schwerpunkt dieser Studie war die Plausibilisierung der bei den Brandenburger Netzbetreibern bestehenden Netzausbaukonzepte für den Brandenburger Teil ihrer jeweiligen Netze (Kapitel 4.1). Unter Anwendung von Netzberechnungsprogrammen wurden für die Brandenburger Hoch- und Höchstspannungsnetze umfangreiche Lastflussberechnungen durchgeführt, mit denen nachvollzogen werden konnte, inwieweit die bei den Netzbetreibern (auf Basis ihrer eigenen EEG-Prognosen) ermittelten Netzausbaumaßnahmen für die in dieser Studie prognostizierten EEG-Leistungen ausreichend bzw. zutreffend sind.

Es zeigte sich, dass ein gegenüber den bestehenden Netzausbaukonzepten weiterer Netzausbaubedarf erforderlich wird, wenn die EEG-Prognoseleistungen dieser Studie realisiert werden.

Die Netzausbaumaßnahmen in den Brandenburger Hoch- und Höchstspannungsnetzen können wie folgt zusammengefasst werden:

- Im Übertragungsnetz müssen auf einer Länge von 625 km neue Freileitungen errichtet werden. Im Zuge dessen sind umfangreiche Ausbaumaßnahmen in Form von Umspannwerken, Schaltfeldern und die Erhöhung der Transformatorleistung notwendig.
- Im Verteilnetz müssen auf ca. 1.068 km Trassenlänge neue 110-kV-Freileitungen installiert werden
 - E.ON edis AG 863 km
 - envia Verteilnetz GmbH 205 km
- Auf einer Trassenlänge von 530 km müssen Maßnahmen zur Erhöhung der Übertragungskapazität der bestehenden 110-kV-Freileitungen durchgeführt werden.
- Das Konzept der separaten Netze der E.ON edis AG erfordert den Neubau von Freileitungen mit einer Gesamtlänge von ca. 493 km.
- Der Neubau und die Erweiterung von Umspannwerken, die Erhöhung der Transformatorkapazität und die Errichtung der benötigten Schaltfelder geht mit ca. 25 % in die Gesamtinvestition in das Hochspannungsnetz des Landes Brandenburg ein.

Auf Basis des erarbeiteten Mengengerüsts für die Netzausbaumaßnahmen wurde der Investitionsbedarf ermittelt (Kapitel 4.2). Es ergaben sich nach derzeitigem Stand notwendige Investitionen von in Summe 2,09 Mrd. €, die sich wie folgt auf die einzelnen Brandenburger Netzbetreiber aufteilen:

envia Verteilnetz GmbH	166.876 T€
E.ON edis AG	818.598 T€
50Hertz Transmission GmbH	1.104.100 T€
WEMAG Netz GmbH	3.400 T€

Durch den starken Zubau von Photovoltaikanlagen auf Dachflächen wird immer mehr Netzausbau auch in der Mittel- und Niederspannungsebene erforderlich. Im Gegensatz zu der Verfahrensweise bei den Hoch- und Höchstspannungsnetzen sind Netzberechnungen für den kompletten Umfang der Brandenburger Mittel- und Niederspannungsnetze aufgrund der Vielzahl dieser Netze nicht zu

leisten. Deshalb wurde zur Ermittlung des Netzausbaus in diesen Spannungsebenen ein simulationstechnischer Modellansatz entwickelt. Die dem Modell zugrunde liegende Netzstruktur und die Häufigkeitsverteilung für die Impedanzverhältnisse der Kabel beruhen auf einer umfangreichen Auswertung entsprechender Netzdaten bei den Netzbetreibern. Innerhalb eines Simulationslaufes werden jeweils per Zufallssimulation die Netzimpedanzwerte aus der Verteilungsfunktion bestimmt und die Photovoltaik-Dachflächenanlagen im Netz per Zufallsentscheid auf Netzknoten verteilt und in ihrer Leistung festgelegt. Über eine Vielzahl von Simulationsläufen ergeben sich dann repräsentative Ergebnisse, die durch wiederholte Durchläufe reproduzierbar sind. Die Erprobung des Modells wurde anhand der derzeitig installierten Leistungen für Photovoltaik-Dachanlagen in Brandenburg vorgenommen, in deren Ergebnis die vom Modell ermittelten Netzausbaukosten sehr gut mit den bis jetzt bei den Netzbetreibern tatsächlich angefallenen Kosten übereinstimmen.

Es ergaben sich für die Brandenburger Mittel- und Niederspannungsnetze Netzausbaukosten von in Summe 134 Mio. €.

In einem dritten Schwerpunkt dieser Studie wurden weitere Themenstellungen, die eng im Zusammenhang mit der Netzintegration erneuerbarer Energien stehen, betrachtet. Im Einzelnen umfasste dies Betrachtungen zu Regelungen bei Aufruf des Netzsicherheitsmanagements und Bereitstellung von Blindleistung durch EEG-Erzeugungsanlagen entsprechend der Erfordernisse des Netzbetriebs (Kapitel 5). Ebenfalls wurde auf die Thematik der Elektroenergiespeicherung vertiefend eingegangen. Es konnte dargestellt werden, dass im Land Brandenburg intensiv an diesbezüglichen Lösungen gearbeitet wird. Herausragendes Beispiel dafür ist das Pilotprojekt für ein EE-Hybrid-Kraftwerk in der Uckermark. Anhand einer beispielhaften Betrachtung der Kopplung einer 7,5-MW-Windenergieanlage mit einem Batteriespeichersystem konnte überschlüssig gezeigt werden, dass unter den derzeitigen Rahmenbedingungen der wirtschaftliche Einsatz von Speichern fraglich ist. Darüber hinaus wurde darauf eingegangen, dass nicht nur wirtschaftliche sondern auch regulatorische Gründe dem Speichereinsatz gegenwärtig entgegenstehen. Es müssen somit Betreibermodelle entwickelt werden, die sowohl mit den Unbundling-Forderungen des EnWG als auch mit den netztechnischen Anforderungen des Speicherbetriebes konform gehen. Die zu erwartenden erheblichen Investitionssummen und hohen Betriebskosten von Speicherlösungen sollten darüber hinaus unter entsprechende finanzielle Anreize gestellt werden.

In Anbetracht der in dieser Studie ermittelten Ergebnisse wird das Zusammenspiel zwischen EEG-Ausbau und dafür erforderlichem Netzausbau (unter Berücksichtigung weiterer netztechnischer Erfordernisse) deutlich sichtbar.

- Die Energieversorgungsnetze haben eine zentrale Bedeutung bei der Erreichung der Ausbauziele für EEG-Erzeugungsanlagen – insofern muss einem EEG-Ausbauziel gleichzeitig immer ein Ausbauziel für die Netze folgen, da die Zielstellungen der Energiestrategie sich nur verwirklichen lassen, wenn die Netze entsprechend ausgebaut werden. Die langen Realisierungszeiträume für den Netzausbau müssen dabei auch mit berücksichtigt werden. Es sollte deshalb angestrebt werden, die Zielstellungen für EEG-Leistungen an einer für Brandenburg bedarfsgerechten Planung unter Berücksichtigung der netztechnischen Aspekte auszurichten. Hohe installierte EEG-Leistungen verursachen einen immensen Netzausbau in Brandenburg (siehe Kapitel 4.2), jedoch werden die temporär eingespeisten hohen

Leistungsspitzen in diesem Umfang in Brandenburg nicht verbraucht und müssen abgeführt werden.

- Der sichere und stabile Netzbetrieb ist eng mit der Einhaltung des (n-1)-Kriteriums verbunden. Die Aufrechterhaltung von Kapazitätsreserven, die im Störfall in Anspruch genommen werden können, ist ein unabdingbares Planungskriterium beim Netzausbau. Eine Auswertung von Großstörungen der vergangenen Jahrzehnte hat gezeigt, dass überwiegend die Verletzung des (n-1)-Kriteriums beim Netzbetrieb eine entscheidende Ursache für das Entstehen einer Störung mit Versorgungsausfall war [26]. Bei Ausfall eines Elements muss das System sicher beherrschbar bleiben und seine Belastungsfähigkeit nicht überschritten sein. Es ist deshalb notwendig, die möglich hohe Auslastung der Betriebsmittel immer als natürliche Reserve zu erhalten und nicht als nutzbare Übertragungskapazität mit einzuplanen. Die Kapazitätsreserven sind aber auch schon für den ungestörten Netzbetrieb wichtig, da aufgrund von Wartungsarbeiten, Revisionen und Baumaßnahmen Leitungen temporär nicht verfügbar sein können. Derartige Maßnahmen finden fast täglich in den Netzen statt.
- Die gegenwärtige hohe Dynamik im Bereich der Energiepolitik der Bundesregierung, die den Ausstieg aus der Kernkraft bei gleichzeitiger Forcierung der erneuerbaren Energien hin zu einer tragenden Säule der zukünftigen Energieversorgung vorsieht, wirkt sich natürlich ebenfalls auf die Netzausbauplanung aus. Für die strategische und koordinierte Ausbauplanung der Netze, welche einen langfristigen zeitlichen Planungshorizont hat, spielt das Thema Planungssicherheit eine zentrale Rolle. Insofern wird auch aus diesem Grund nochmals auf realistische und verlässliche EEG-Ausbauziele hingewiesen. Insofern wäre ein landesplanerisch abgestimmtes Zielszenario für den EEG-Ausbau und den damit verbundenen Netzausbau vorteilhaft.

Die Problemstellungen beim Netzausbau sind vielfältig und werden im Wesentlichen bestimmt durch mangelnde Akzeptanz für Netzausbaumaßnahmen in Freileitungsausführung und zeitaufwändige Planungs- und Genehmigungsverfahren. Aus aktuellem Anlass soll deshalb auf das vom Deutschen Bundestag am 30. Juni 2011 verabschiedete „Gesetz über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze“, welches der Bundesrat am 8. Juli 2011 passieren lassen hat, eingegangen werden. Das Gesetz beinhaltet insbesondere Regelungen zur Beschleunigung des Netzausbaus der Übertragungsnetze (380 kV). Für Leitungen zum Transport von Elektroenergie mit europäischer oder überregionaler Bedeutung, insbesondere bundesländerübergreifende Höchstspannungsleitungen, ist eine bundeseinheitliche Prüfung der Raumverträglichkeit durch die Bundesnetzagentur unter Einbeziehung aller in diesem Verfahren relevanten gesetzlichen Vorschriften, insbesondere derjenigen Regelungen, die die Umweltverträglichkeit sowie sonstige raumplanungs- und naturschutzrechtliche Belange betreffen, vorgesehen. Diese Verfahrenskonzentrierung auf Bundesebene soll zu einer Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren führen.

Zum Ausbau der Hochspannungsnetze (110 kV) enthält das Gesetz Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes, des Bundesnaturschutzgesetzes, der Stromnetzentgeltverordnung und der Anreizregulierungsverordnung. Die Regelungen betreffen insbesondere Fragen der Erdverkabelung.

So ist u.a. nunmehr auf Antrag des Vorhabensträgers auch für Erdkabelleitungen im 110-kV-Hochspannungsbereich die Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens möglich.

Die für die Planung des Netzausbaus wesentlichste Regelung ist jedoch die im Gesetz enthaltene Verkabelungspflicht, die im Energiewirtschaftsgesetz wie folgt verankert wird:

„Hochspannungsleitungen auf neuen Trassen mit einer Nennspannung von 110 Kilovolt oder weniger sind als Erdkabel auszuführen, soweit die Gesamtkosten für Errichtung und Betrieb des Erdkabels die Gesamtkosten der technisch vergleichbaren Freileitung den Faktor 2,75 nicht überschreiten und naturschutzrechtliche Belange nicht entgegenstehen; die für die Zulassung des Vorhabens zuständige Behörde kann auf Antrag des Vorhabenträgers die Errichtung als Freileitung zulassen, wenn öffentliche Interessen nicht entgegenstehen.“ [27]

Grundsätzlich bedeutet dies einen Systemwechsel, der weit reichende Folgen für die Netzplanung hat. Zunächst bedarf es der Klärung, welche Kosten der Faktor 2,75 beinhaltet.

Der großflächige Einsatz von Hochspannungskabeln stellt aus technischer Sicht einen großen Einschnitt für die Netzausbauplanung und den Netzbetrieb dar. Es ergeben sich hohe Folgeaufwendungen, da die Sternpunktterdung der Netze von der bisherigen Resonanzsternpunktterdung auf die niederohmige Sternpunktterdung umgestellt werden muss. Damit einhergehend sind grundlegend neue Netzschutzkonzeptionen mit überwiegend neuer Schutz- und Schaltertechnik sowie umfangreiche Anpassungen der Masterdungen verbunden. Es wird relativ schnell deutlich, dass die weiträumige Verkabelung der Hochspannungsnetze zu gravierend höheren Kosten im Vergleich zur Freileitung führen wird. Inwieweit diese in den vorgenannten Faktor 2,75 einfließen, wurde bislang noch nicht diskutiert.

Der Redaktionsschluss der vorliegenden Studie war am 01.06.2011 und somit vor den oben genannten Gesetzesbeschlüssen. Der in dieser Studie ermittelte Netzausbaubedarf basiert daher auf dem Freileitungskonzept. Vorausgesetzt, die Bedingungen für die Erdverkabelung sind in der Regel erfüllt, bedarf es einer grundsätzlichen Neuberechnung und Umstrukturierung des Netzes, sodass der Netzausbaubedarf grundlegend neu zu berechnen ist. Gleichwohl bleiben die zugrunde gelegten Prognosen bezüglich der Einspeiseleistung bestehen.

Neben der Bearbeitung der technischen Fragestellungen und der kompletten Umstellung der Netzausbauplanung beim Einsatz von Kabeln ist in diesem Zusammenhang auch die Abschätzung des erforderlichen Zeitbedarfs für die Realisierung der durchzuführenden Maßnahmen bei Sternpunktumstellung erforderlich.

Die vorliegende Studie bleibt damit auch unter den geänderten Rahmenbedingungen eine wichtige Grundlage für den Netzausbaubedarf. Bereits jetzt ist aber davon auszugehen, dass es in Kürze einer Fortschreibung bedarf.

Im Ergebnis dieser Studie wird für weiterführende Untersuchungen die Arbeit in folgenden Bereichen empfohlen:

- koordinierte Konzepte zur Einbeziehung von EEG-Anlagen bei der Blindleistungsbereitstellung inklusive des koordinierten Blindleistungsaustauschs zwischen den Netzebenen,
- technische Grundsatzuntersuchungen zum Netzausbau mit Erdkabeln und darauf aufbauende ökonomische Betrachtungen,
- vertiefende Betrachtungen des Konzepts der separaten Netze (Freileitungs- oder Kabelauführung).

Abschließend sei noch einmal darauf hingewiesen, dass die Netze zentrale Elemente einer stabilen und sicheren Energieversorgung sind. Eine hohe Versorgungssicherheit ist ein unabdingbares Erfordernis für die Versorgung von Industriekunden und somit entscheidender Wirtschaftsfaktor. Die Herausforderung besteht derzeitig und auch zukünftig darin, für den Umbau der Energieversorgung die entsprechenden Netzinfrastrukturen aufzubauen. Es wäre deshalb wünschenswert, wenn die technischen Belange dieser Energieversorgungsnetze in der öffentlichen und politischen Diskussion wieder verstärkt in den Vordergrund gestellt werden. Letztendlich kann die Bewältigung der bevorstehenden Aufgaben nur in einem gemeinsamen, abgestimmten Handeln aller am Energieversorgungssystem beteiligten Akteure unter Vorgabe von ausgewogenen politischen Rahmenbedingungen erfolgreich gelingen.

Quellenverzeichnis

- [1] <http://gl.berlin-brandenburg.de/regionalplanung/regionen/index.html> (31.12.2009)
- [2] *envia Verteilnetz GmbH:*
EEG-Prognose bis 2025 / EEG-Netzausbaukonzept bis 2025
- [3] *Knerndel, C.:*
Prognose der Last und Erzeugung im Netzgebiet der E.ON edis AG und Ableitung von Vorgaben für die Netzentwicklung
Diplomarbeit BTU, 2011
- [4] Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien 2009
(Kurzfassung Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG)
- [5] *Muschter, A.:*
Untersuchung zur Realisierung von Photovoltaik-Großanlagen am Beispiel eines Modellprojektes
Diplomarbeit BTU, 2009
- [6] Referenzanlage Juwi, Lieberoser Heide
[http://www.solarpark-lieberose.de/dwnld/Lieberose_Stand Mai 2009.pdf](http://www.solarpark-lieberose.de/dwnld/Lieberose_Stand_Mai_2009.pdf)
- [7] Internetdatenbank der Zeitschrift Photon
http://www.photon.de/photon/photon-aktion_install-leistung.htm (21.12.2009)
- [8] Daten des Landes Brandenburg
<http://www.brandenburg.de> (31.12.2009)
- [9] *Höhne, B.:*
Stand und Potenzial der Biogas-Produktion in Brandenburg
- [10] *Klaus, T., Vollmer, C., Werner, K., Lehmann, H., Müschen, K.:*
Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen
Vorabdruck für die Bundespressekonferenz am 7. Juli 2010, Bundesumweltamt
- [11] *Oertel, D.:*
Energiespeicher – Stand und Perspektiven
Sachstandsbericht zum Monitoring »Nachhaltige Energieversorgung Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag Februar 2008
- [12] *Bodach, M.:*
Energiespeicher im Niederspannungsnetz zur Integration dezentraler, fluktuierender Energiequellen
vorgelegte Dissertationsschrift an der Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität Chemnitz

- [13] *Mauch, W., Mezger, T., Staudacher, T.:*
Anforderungen an elektrische Energiespeicher
Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., München
http://www.ffe.de/download/Veroeffentlichungen/2009_VDIFulda_paper_mauch_mezger_staudacher.pdf (05.08.2010)
- [14] *Autorenkollektiv der ETG Task Force Energiespeicher*
Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger
– Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf
Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG) 2009
- [15] *Burchardt, U.:*
Technikfolgenabschätzung Energiespeicher – Stand und Perspektiven
Sachstandsbericht zum Monitoring „Nachhaltige Energieversorgung“
Drucksache 16/10176 des Deutschen Bundestages, 28.08.2008
- [16] *Pehnt, M.:*
Energieevolution Brennstoffzelle – Perspektiven, Fakten, Anwendungen
Wiley Verlag
2002
- [17] BTU Cottbus: „BTU-News“, Dezember 2010
- [18] Centrum für Energietechnologie Brandenburg und Brandenburgische Technische Universität
Cottbus:
Netzintegration erneuerbarer Energien in Brandenburg,
Studie im Auftrag des damaligen Ministeriums für Wirtschaft des Landes Brandenburg, 2008
- [19] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen:
Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement – Abschaltfolge, Berechnung von
Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte
März 2011
- [20] *Erbring, H.-P., Pfeiffer, K., Schwarz, H., Zeidler, J., Dorendorf, S.:*
„Netzausbau – Aktuelle Herausforderungen an die Stromnetze, Anforderungen an
zukunftsfähige Netze, Lektion 1“
Euroforum Verlag
Düsseldorf 2011
- [21] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG 2011)
- [22] Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW:
Transmission Code 2007 Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber
August 2007

- [23] BDEW:
Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz
Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz
Juni 2008
- [24] Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen
(Systemdienstleistungsverordnung -SDLWindV)
<http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/sdlwindv/gesamt.pdf> (31.12.2009)
- [25] Bericht der Landesregierung:
Energiestrategie 2020 des Landes Brandenburg
Umsetzung des Beschlusses des Landtages, DS 4/2893-B, vom 18. Mai 2006
- [26] *Diebels, W.-D.:*
Lehren aus Systemstörungen
Vortrag auf Konferenz „Security of Supply“, Leipzig, 25./26.08.2008
- [27] Deutscher Bundestag Drucksache 17/6073 i.V.m. Drucksache 17/6366

Anlage

Anlage: Variantenbetrachtung – Netzanschluss einer Enercon E126 (7,5 MW)

Anlage 1: Variantenbetrachtung – Netzanschluss einer Enercon E126 (7,5 MW)

Eingabe (für alle Varianten)	
Zinssatz:	8 %
Teuerung:	1 %

Variante 1: 110-kV-Anschluss		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Eingabe der Maßnahmen, die zu einem bestimmten Zeitpunkt anfallen:		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
(Kosten positiv; Einnahmen negativ)																							
110-kV-Kundenumspannung (Eintachstich, Freileitungsunterspannung)																							
110-kV-Unterspannung		100,00																					
110-kV-Schaltfeld		382,00																					
110/20-kV-Transformator	20 MVA	447,00																					
20-kV-Schaltanlage (1x Traflo, 1x Ltg, 1x EB)		93,00																					
20-kV-Anschluss																							
20-kV-Leitung (NA2XS2Y 3x1x150)	1 km	72,00																					
Betriebskosten																							
Betriebskosten Et-Anlagen			20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	
Übertragungsverluste (Kundenanlage)	150 kW+719h		10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	
Übertragungsverluste Transformator	9kWx8760h		7,90	7,90	7,90	7,90	7,90	7,90	7,90	7,90	7,90	7,90	7,90	7,90	7,90	7,90	7,90	7,90	7,90	7,90	7,90	7,90	
Zwischenergebnisse:																							
Summe der Kapitalflüsse/ Jahr (statistisch):		1094,00	37,90	37,90	37,90	37,90	37,90	37,90	37,90	37,90	37,90	37,90	37,90	37,90	37,90	37,90	37,90	37,90	37,90	37,90	37,90	37,90	
Summe Jahr auf 2001 kapitalisiert:		1094,00	35,44	33,15	31,00	28,99	27,11	25,35	23,71	22,17	20,74	19,39	18,13	16,96	15,86	14,83	13,87	12,97	12,13	11,34	10,61	9,92	
Ergebnisse:																							
kapitalisierter Aufwand der Maßnahme:		1497,69 T Euro																					

Variante 2a: 20-kV-Netzausbau und MS-Netzausbau		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Eingabe der Maßnahmen, die zu einem bestimmten Zeitpunkt anfallen:		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
(Kosten positiv; Einnahmen negativ)																							
20-kV-Anschluss an MS-Netz																							
20-kV-Zuleitung (NA2XS2Y 3x1x150)	1 km	72,00																					
20-kV-Übergabestation (NA2XS2Y 3x1x150)		40,00																					
20-kV-Netzausbaukosten für (n-1)-Betriebsicherheit																							
Verstärkung vorhandener 20-kV-Leitungen (2 Halbringe wegen Versorgungszuverlässigkeit öff. Netz)	11,3 km	813,60																					
2x Querungen (B169)		200,00																					
Ausbau tW xx im vorgelagerten Netz																							
Verstärkung vorhandener 20-kV-Schaltzelle		10,00																					
Anpassungen Schutz- und Leittechnik		30,00																					
Betriebskosten																							
Betriebskosten Et-Anlagen (Kundenanlage)			0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	
Betriebskosten Et-Anlagen (öff. Netz)	kein Zusatzaufwand																						
Übertragungsverluste (Kundenanlage)	150 kW+719h		10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	
Übertragungsverluste (1 Halbring öff. Netz)	850kW+719h		61,00	61,00	61,00	61,00	61,00	61,00	61,00	61,00	61,00	61,00	61,00	61,00	61,00	61,00	61,00	61,00	61,00	61,00	61,00	61,00	
Zwischenergebnisse:																							
Summe der Kapitalflüsse/ Jahr (statistisch):		1165,60	71,50	71,50	71,50	71,50	71,50	71,50	71,50	71,50	71,50	71,50	71,50	71,50	71,50	71,50	71,50	71,50	71,50	71,50	71,50	71,50	
Summe Jahr auf 2001 kapitalisiert:		1165,60	66,67	62,53	58,48	54,69	51,14	47,83	44,73	41,83	39,12	36,58	34,21	31,99	29,92	27,98	26,17	24,47	22,89	21,40	20,02	18,72	
Ergebnisse:																							
kapitalisierter Aufwand der Maßnahme:		1927,17 T Euro																					

Variante 2b: 20-kV-Netzanschluss und Einsatz eines Batteriespeichers (NaS-Batterie)		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Eingabe der Maßnahmen, die zu einem bestimmten Zeitpunkt anfallen:		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
(Kosten positiv; Einnahmen negativ)																							
20-kV-Anschluss an MS-Netz																							
20-kV-Zuleitung (NA2XS2Y 3x1x150)	1 km	72,00																					
20-kV-Übergabestation (NA2XS2Y 3x1x150)		40,00																					
jährliche Kosten Betrieb Speicher (NaS heutiger Kostenansatz)			2044,00	2044,00	2044,00	2044,00	2044,00	2044,00	2044,00	2044,00	2044,00	2044,00	2044,00	2044,00	2044,00	2044,00	2044,00	2044,00	2044,00	2044,00	2044,00	2044,00	
Betriebskosten																							
Betriebskosten Et-Anlagen (Kundenanlage)			0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	
Betriebskosten Et-Anlagen (öff. Netz)	kein Zusatzaufwand																						
Übertragungsverluste (Kundenanlage)	150 kW+719h		10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	
Zwischenergebnisse:																							
Summe der Kapitalflüsse/ Jahr (statistisch):		112,00	2054,50	2054,50	2054,50	2054,50	2054,50	2054,50	2054,50	2054,50	2054,50	2054,50	2054,50	2054,50	2054,50	2054,50	2054,50	2054,50	2054,50	2054,50	2054,50	2054,50	
Summe Jahr auf 2001 kapitalisiert:		112,00	1921,34	1796,81	1680,35	1571,44	1469,58	1374,33	1285,26	1201,95	1124,05	1051,19	983,06	919,34	859,78	804,03	751,92	703,18	657,61	614,98	575,12	537,85	
Ergebnisse:																							
kapitalisierter Aufwand der Maßnahme:		21995,14 T Euro																					