Brandenburgische Technische Universität Cottbus
Fakultät für Maschinenbau, Elektrotechnik
und Wirtschaftsingenieurwesen
Institut für Energietechnik

Brandenburgische
Technische Universität
Cottbus

Studie zu separaten Netzen

Studie

im Auftrag des
Ministeriums für Wirtschaft und Europaangelegenheiten
des Landes Brandenburg

unter Mitwirkung von

50Hertz Transmission GmbH
E.ON edis AG
MITNETZ Strom mbH
WEMAG Netz GmbH
Zukunftsagentur des Landes Brandenburg
Gemeinsame Landesplanung Berlin Brandenburg
Regionale Planungsgemeinschaft Lausitz – Spreewald
Regionale Planungsgemeinschaft Prignitz – Oberhavel
Bundesverband Wind
Bundesverband Solarwirtschaft

Lehrstuhl Energieverteilung und Hochspannungstechnik

Prof. Dr.-Ing. Harald Schwarz

Bearbeiter:

Dipl. Ing. André Fuchs
Dr.-Ing. Klaus Pfeiffer

Cottbus, den 17.04.2013

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis I
Abbildungsverzeichnis II
Tabellenverzeichnis III
1 Einleitung 1
2 Darstellung des Modellansatzes 2
3 Separate Netze 4
3.1 Modellregionen 5
3.2 EE-Prognoseerstellung 7
3.3 Grundsätze für die Planung separater Netze 10
3.4 Planung der separaten Netze 14
3.4.1 Modellregion Ragow 14
3.4.2 Modellregion Putlitz 18
4 Konventioneller Netzausbau 23
4.1 Modellregion Ragow 24
4.2 Modellregion Putlitz 25
5 Exkurs Genehmigungs- und Realisierungszeiträume 28
6 Identifikation rechtlicher Fragestellungen 31
7 Zusammenfassung und Ausblick 33
Literaturverzeichnis 35
Anhang i

ENTWURF

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Einordnung des Modellansatzes 2
Abb. 2: Gegenüberstellung des Betrachtungsraumes der zu untersuchenden Netzausbauvarianten ... 3
Abb. 3: Modellregion Ragow 5
Abb. 4: Modellregion Putlitz 6
Abb. 5: Räumliche Verteilung der in der Netzstudie Brandenburg II prognostizierten EE-Leistungen .. 7
Abb. 6: Verteilung Windeignungsgebiete und PV-Freiflächen Modellregion Ragow 8
Abb. 7: Verteilung Windeignungsgebiete und PV-Freiflächen Modellregion Putlitz 9
Abb. 8: Separates Netz als 110-kV-Kabelnetz (Strahlennetz) 10
Abb. 9: EE-Schwerpunktregionen innerhalb der Modellregion Ragow 14
Abb. 10: Kabeltrassen des separaten Netzes in der Modellregion Ragow 15
Abb. 11: Verteilung der Investitionsmaßnahmen Vollintegration separates Netz Ragow 17
Abb. 12: EE-Schwerpunktregionen innerhalb der Modellregion Putlitz 18
Abb. 13: Kabeltrassen des separaten Netzes in der Modelregion Putlitz 19
Abb. 14: Verteilung der Investitionsmaßnahmen Vollintegration separates Netz Putlitz (Gesamt) 22
Abb. 15: Verteilung der Maßnahmen im konventionellen Netzausbau Modellregion Ragow 25
Abb. 16: Verteilung der Maßnahmen im konventionellen Netzausbau Modellregion Putlitz 27

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Vorgehensweise bei der Planung der zu vergleichenden Netzausbauvarianten 3
Tabelle 2: EE-Prognose Modellregion Ragow 9
Tabelle 3: EE-Prognose Modellregion Putlitz 9
Tabelle 4: Kabelparameter (Mitsystem) 110-kV-Kabel Typ N(A)2XS(FL)2Y [3] 12
Tabelle 5: Verlegebedingungen für die in Tabelle 4 angegebenen Übertragungsfähigkeiten [3] 12
Tabelle 6: Kabelparameter (Mitsystem) 30-kV-Kabel Typ N(A)2XS(FL)2Y 13
Tabelle 7: Verwendete Transformatoren 13
Tabelle 8: Investitionen separates Netz Modellregion Ragow 16
Tabelle 9: Mengen und Investitionen separates Netz Modellregion Putlitz I 20
Tabelle 10: Mengen und Investitionen separates Netz Modellregion Putlitz II 21
Tabelle 11: Investitionen des konventionellen Netzausbaus Modellregion Ragow 24
Tabelle 12: Investitionen des konventionellen Netzausbaus Modellregion Putlitz 26

1 Einleitung

Die von der Bundesregierung vorgegebenen Zielstellungen zum prozentualen Anteil von Erneuerbare-Energien-Anlagen am Bruttoendenergieverbrauch (18 % bis zum Jahr 2020 60 % bis zum Jahr 2050) zeigen deutlich, dass der Anstieg der installierten Leistungen von Erneuerbare-Energien-Anlagen unvermindert anhält bzw. sogar noch forciert wird. Diese ehrgeizigen Zielstellungen können jedoch nur erreicht werden, wenn die Energieversorgungsnetze aller Spannungsebenen in großem Umfang ausgebaut werden, um die leistungsstarken Einspeisungen aus überwiegend lastfernen Regionen aufnehmen und zu den Verbraucherschwerpunkten transportieren zu können. Die Größenordnungen des erforderlichen Netzausbaus wurden in mehreren Studien untersucht. Neben den bekannten dena-Netzstudien I und II, deren Hauptaugenmerk auf der Höchstspannungsebene liegt, wurde für das Land Brandenburg eine Studie zur Netzintegration der Erneuerbaren Energien erarbeitet, die als Schwerpunkt ebenfalls die Ermittlung des erforderlichen Netzausbaubedarfs für Brandenburg beinhaltet. Die aktuelle Studie weist einen Neubaubedarf für den Branden-burger Teil des Höchstspannungsnetzes von 625 km und für die Brandenburger Hochspannungsnetze von 1068 km Trassenlänge für Freileitungen aus. Darüber hinaus ist auf einer Trassenlänge von 530 km die Übertragungsfähigkeit bestehender Freileitungen zu erhöhen. In dieser Studie wurde auch erstmals das Konzept der separaten Netze innerhalb der Netzausbauplanung im Netzgebiet der E.ON edis mit betrachtet.

Ziel dieser Studie ist es, das Konzept der separaten Netze weiter vertiefend zu betrachten. Hierfür sollen anhand zweier Modellregionen jeweils ein separates Netz zur Aufnahme der EE-Einspeisungen grob geplant und kostenmäßig bewertet werden. Die entsprechenden Grundsätze der Planung separater Netze werden dargestellt. Demgegenüber ist für beide Modellregionen der konventionelle Netzausbau für die Integration der EE-Leistungen in den betrachteten Modellregionen zu ermitteln und ebenfalls kostenmäßig zu bewerten.

Abschließend werden im Rahmen dieser Studie rechtliche Fragestellungen, die im Zusammenhang mit der Errichtung separater Netze stehen, identifiziert, um somit einen Ausblick auf weiterhin erforderliche Untersuchungen geben zu können.

2 Darstellung des Modellansatzes

Der Themenbereich der separaten Netze ist mindestens so umfangreich, komplex und variantenreich wie der des konventionellen Netzausbaus. Um eine erste Untersuchung in dieser Thematik durchführen zu können, sind grundlegenden Annahmen und Einschränkungen des Modells erforderlich. Diese werden im Folgenden kurz dargestellt und diskutiert.

Um den Einstieg in die Thematik zu ermöglichen, werden in dieser Studie die Extrema des Untersuchungsfeldes und damit die mögliche Bandbreite aufgezeigt. So stellt die modellhafte Untersuchung die Vollintegration der in den Modellregionen zu erwartenden EE-Leistungen zum einen in das separate Netz und zum anderen in die bereits bestehenden Netzstrukturen des öffentlichen Netzes gegenüber (Abb. 1).

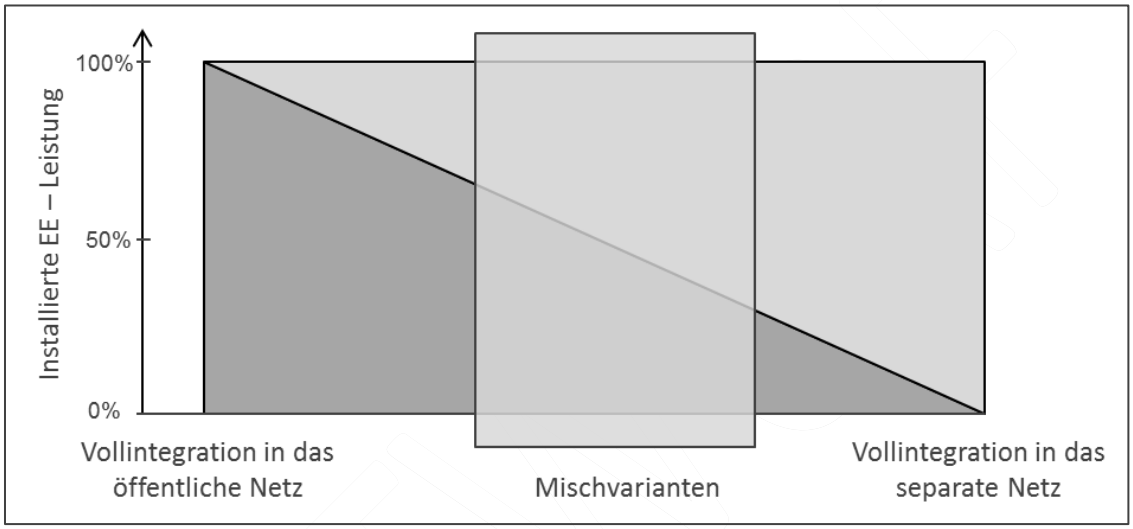


Abb. 1: Einordnung des Modellansatzes

In der Praxis werden sich in geeigneten Regionen Mischvarianten herausbilden, welche in weiteren Untersuchungen genauer betrachtet werden müssen. Im Zuge der Erstellung dieser Studie wurden erste Sensitivitätsanalysen überschläglich durchgeführt, um die zu erwartenden Investitionen in die separaten Netze zu relativieren. Hier wurde betrachtet, wie sich die ausschließliche Integration des Zubaus an EE-Leistung (also eine Mischvariante) auf die Gesamtinvestition im Vergleich zur Vollintegration auswirkt. Die hier angegebene Bandbreite zur Sensitivität kann jedoch nur als Anhaltswert der zu erwartenden Investition angesehen werden. Genauere Untersuchungen dieser Mischvarianten werden noch durchgeführt und sind nicht Bestandteil dieser Studie.

Im Folgenden wird dargestellt, welche weiteren Grundannahmen in das Modell einfließen.

In Tabelle 1 sind die Basiskomponenten der jeweiligen Netzausbauvariante dargestellt.

Tabelle 1: Vorgehensweise bei der Planung der zu vergleichenden Netzausbauvarianten

Separate Netze	Konventioneller Netzausbau
• (n-0)-sichere Strahlennetze	• (n-0)-sichere Übertragung auf MS-Kabelbasis zur nächstgelegenen 110-kV-Freileitung
• Ausschließlich auf Kabelbasis in Erdverlegung (sowohl MS als auch HS)	• (n-1)-sicherer Ausbau des 110-kV-Versorgungsnetzes
• Errichtung von neuen 380-/110-kV-Netzverknüpfungspunkten	• Vorzugsweise zweisystemige Freileitung auf bestehenden Trassen
	• Erweiterung der bestehenden 380/110-kV-Umspannwerke
	• Gegebenenfalls Errichtung neuer 380/110-kV-Umspannwerke

Die Erläuterung und Spezifizierung der Einzelbetriebsmittel sowie Definition der Netzausbauvarianten findet in den folgenden Kapiteln statt. In Abb. 2 sind die Betrachtungsräume (grau) im Vergleich der beiden Netzausbauvarianten schematisch aufgezeigt.

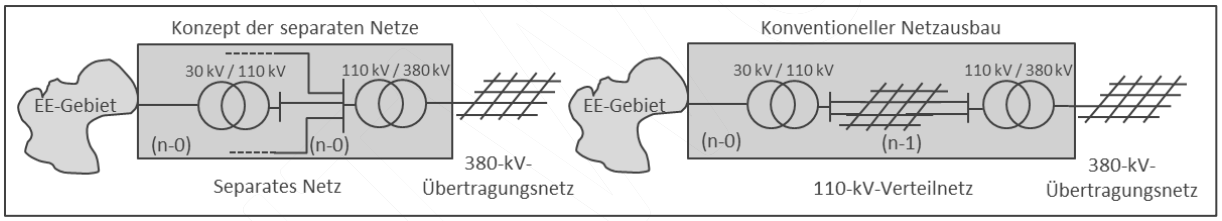


Abb. 2: Gegenüberstellung des Betrachtungsraumes der zu untersuchenden Netzausbauvarianten

Die Betriebsmittel innerhalb der EE-Eignungsflächen, welche zur Heranführung der Leistungen an die 30-kV-Spannungsebene (z.B. Wechselrichter und Netzinfrastrukturen innerhalb von Windparks) sowie der Netzausbau in der 380-kV-Höchstspannungsebene, der zur Übertragung des aufgenommenen EE-Stroms notwendig ist, werden nicht in die Untersuchung mit einbezogen. Der Untersuchungsraum erstreckt sich somit von der Grenze der Eignungsgebiete über die verschiedenen Spannungsebenen hinweg bis zur 380-kV-Sammelschiene inklusive der jeweiligen Transformator- bzw. Leitungsabgangsfelder.

Die in dieser Studie angenommenen Kostenansätze der Einzelbetriebsmittel zur Ermittlung der Investition sind Annahmen basierend auf Erfahrungswerten der beteiligten Netzbetreiber und Verbände. Um eine Transparenz herzustellen, wird das zu den Investitionen gehörende Mengengerüst mit dargestellt.

3 Separate Netze

Um den Anforderungen eines Energieversorgungsnetzes gerecht zu werden, sind Netzbetreiber verpflichtet, eine dem Versorgungsauftrag entsprechende Netzinfrastruktur bereitzustellen. Mit Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und der damit zunehmenden Präsenz von dezentralen EE-Anlagen in den Netzen, ergeben sich für die Netzbetreiber neue Herausforderungen, die durch die sogenannte Energiewende weiter verstärkt werden. Die für den Versorgungsauftrag erforderliche Infrastruktur muss schon derzeitig und zukünftig dem Ziel der Integration von EE-Anlagen dienen. Der Zielkonflikt besteht darin, dass Regionen mit hoher EE-Einspeisung (insbesondere Wind) meist ländlich geprägt sind. Die Netzinfrastruktur dieser Gebiete ist nicht für den Transport großer fluktuierender Einspeisungen ausgelegt sondern für die im Allgemeinen wenig leistungsstarke Versorgung von Endverbrauchern. Die Grenzen der Belastbarkeit sind schon heute daran zu erkennen, dass EE-Einspeiser regelmäßig vom Netz genommen werden müssen, um den stabilen und sicheren Betrieb der Netze gewährleisten zu können.

Ein umfänglicher Netzausbau/-umbau ist unumgänglich. Dabei stehen folgende konventionelle Maßnahmen zur Verfügung (entsprechend dem NOVA – Prinzip[1]):

- Optimierung/Ertüchtigung des bestehenden Netzes,
- Neubau/Erweiterung des bestehenden Netzes,
- Bau neuer Netzverknüpfungspunkte zum ÜNB mit Anbindung an das bestehende Verteilnetz.

Als zusätzliche Option zu den Maßnahmen des konventionellen Netzausbaus im Verteilnetz ergeben sich auch der Bau von neuen Netzverknüpfungspunkten zum Übertragungsnetz und die Errichtung daran angeschlossener separater Netze. Diese sollen ausschließlich dazu dienen, EE-Einspeiser so schnell wie möglich, dem § 5 EEG [1] folgend, den Netzanschluss zu gewähren und die bestehenden öffentlichen Versorgungsnetze der Mittel- und Hochspannungsebene zu entlasten.

Als Definitionsgrundlage für separate Netze im Rahmen dieser Studie soll folgende Formulierung dienen:

> *Ein separates Netz ist ein nicht dem Versorgungsauftrag unterliegendes Netz, welches der schnellen Gewährung des Netzanschlusses für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien dienen soll.*

[1] NOVA – Prinzip: Planungsbasis in der Netzausbauplanung von Netzbetreibern, welches besagt, dass die Netzoptimierung und –verstärkung vor dem Netzausbau (Neubau von Leitungen) stehen NOVA: NetzOptimierung – Verstärkung – Ausbau

3.1 Modellregionen

In dieser Studie werden zwei Modellregionen hinsichtlich ihrer Eignung für die Errichtung separater Netze näher untersucht. Um eine differenzierte Aussage treffen zu können, inwieweit dieses Konzept eine Alternative zu den bisherigen Maßnahmen des konventionellen Netzausbaus ist, werden zwei Regionen mit unterschiedlich geprägter Charakteristik betrachtet. Dabei spielen Eigenschaften wie Besiedelung (eher städtischer oder eher ländlicher Charakter), die Beschaffenheit der vorhandenen Netzinfrastruktur (Vermaschungsgrad des bestehenden Netzes) und das zu erwartende Potenzial an installierter Leistung von EE-Anlagen eine entscheidende Rolle. Die Modellregionen müssen sich schon jetzt als Schwerpunktregionen der dezentralen Energieerzeugung aus regenerativen Energien auszeichnen, wobei auch in Zukunft enorme Ausbaupotenziale zu erwarten sind. Demgegenüber sollen beide Regionen durch eine eher schwach ausgebaute Netzinfrastruktur in der Verteilnetzebene geprägt sein. Folglich sind die Modellregionen durch eine besonders große Häufigkeit von Eingriffen der Netzsicherheitsmanagementsysteme (NSM) der Verteilnetzbetreiber gekennzeichnet, wodurch der dringende Netzausbaubedarf deutlich unterstrichen wird.

Beide Regionen werden durch einen ca. 30-km-Radius um einen Netzverknüpfungspunkt (380/110-kV-Umspannwerk) zum Übertragungsnetz beschrieben. Als erste Modellregion dient das Gebiet innerhalb des 30-km-Radius um den Ort Ragow (Märkische Heide)(Abb. 3).

Abb. 3: Modellregion Ragow (Quelle: eigene Darstellung mit ArcGis und Bing Maps)

Das 110-kV-Verteilnetz dieser Region wird vom Netzbetreiber MITNETZ Strom mbH betrieben. Am Standort Ragow befindet sich derzeit schon ein 380/110-kV-Umspannwerk, welches weiter ausgebaut werden kann.

Die zweite Modellregion wird durch einen ca. 30-km-Radius um den neu zu errichtenden Netzverknüpfungspunkt Putlitz beschrieben, wobei ca. die Hälfte dieses Gebietes im Bundesland Mecklenburg-Vorpommern liegt. Auch in diesem Bundesland ist der politische Wille zum weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien (insbesondere Wind) stark zu erkennen.

Abb. 4: Modellregion Putlitz (Quelle: eigene Darstellung mit ArcGis und Bing Maps)

Im Brandenburger Teil dieser Modellregion betreibt die E.ON edis AG das 110-kV-Verteilnetz, während im Gebiet Mecklenburg-Vorpommern die WEMAG Netz GmbH als Netzbetreiber fungiert.

Generell treffen die vorgenannten Auswahlkriterien auf beide Modellregionen zu. Darüber hinaus tragen beide Regionen den vorhandenen unterschiedlichen Netzstrukturen und –kapazitäten als Ausgangsbasis für die Betrachtung Rechnung.

3.2 EE-Prognoseerstellung

Um eine Netzausbauplanung zur Integration von erneuerbaren Energiequellen zu erarbeiten, ist eine Prognose der zu erwartenden Leistungen unerlässlich. Schon in der Netzstudie Brandenburg II [2] wurde eine umfangreiche EE-Prognose für das Land Brandenburg erstellt. Die in Abb. 5 dargestellte räumliche Verteilung der in dieser Studie prognostizierten EE-Leistungen zeigt mehrere EE-Schwerpunktregionen.

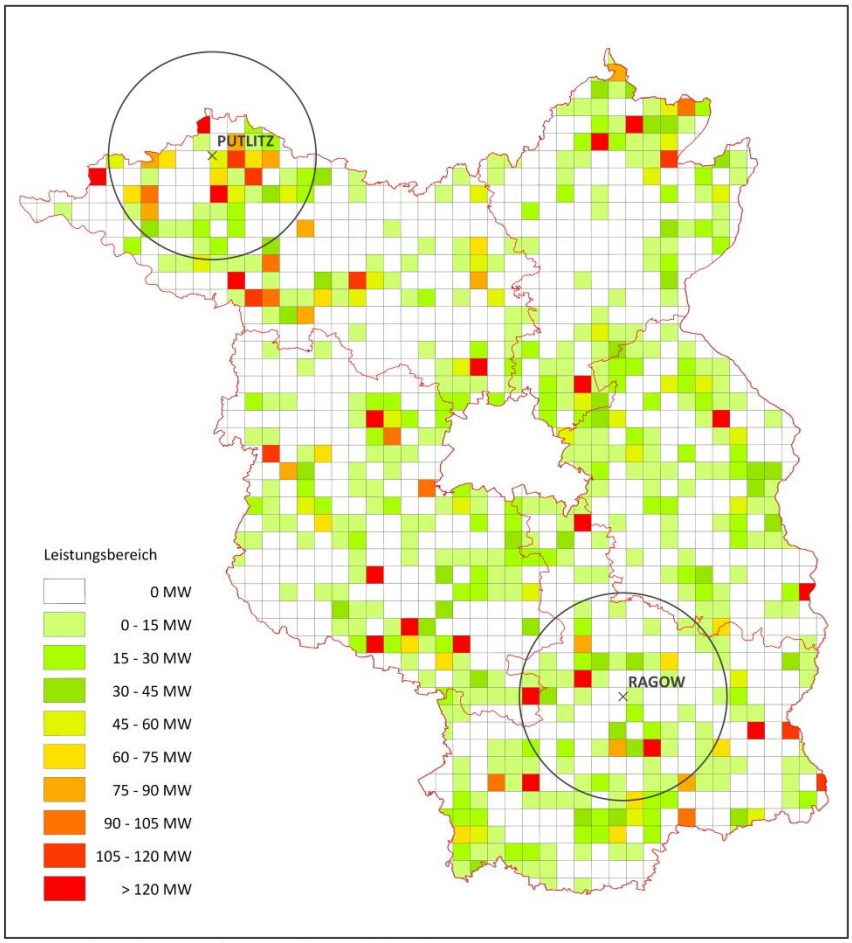


Abb. 5: Räumliche Verteilung der in der Netzstudie Brandenburg II prognostizierten EE-Leistungen [2]

Hier ist zu erkennen, dass die beiden gewählten Modellregionen neben weiteren Regionen zu den Schwerpunktregionen der regenerativen Energieerzeugung in Brandenburg auch zukünftig gehören werden.

Um eine aktuelle EE-Prognose für die beiden Modellregionen zu erhalten, wurde zunächst der aktuelle Stand der Regionalplanung bezüglich Windeignungsgebieten in beiden Modellregionen unter Mithilfe der Regionalen Planungsgemeinschaften Prignitz/Oberhavel und Lausitz/Spreewald ermittelt. Weiterhin wurden von den Regionalen Planungsgemeinschaften Prignitz/Oberhavel und Lausitz/Spreewald Informationen zu den bereits installierten Windenergieanlagen (WEA) (Leistung und Standort) in den betreffenden Windeignungsgebieten (WEG) zugearbeitet[2]. Daraufhin wurde

[2] Gegenwärtig befinden sich in allen fünf Planungsregionen Brandenburgs Regionalpläne zur Windenergienutzung in Aufstellung. Es ist davon auszugehen, dass die Erarbeitung bis zum Jahr 2015 abgeschlossen sein wird. Insofern stellen die hier dargestellten Eignungsgebiete keine rechtsverbindlichen Aussagen dar.

eine Verifizierung des Flächenansatzes der Netzstudie Brandenburg durchgeführt. Dabei wurden die Windeignungsgebiete grob mit dem Zubau von Windenergieanlagen auf den verbleibenden Restflächen mit einer durchschnittlichen Anlagengröße von 2,5 MW geplant. Dies spiegelt den aktuellen Trend der Entwicklung zu kleineren Generatorgrößen im Bereich der Windenergienutzung, um die Jahresvolllaststunden zu maximieren, wider. Im Ergebnis dieser Untersuchung zeigte sich, dass der Flächenansatz, welcher in der Netzstudie Brandenburg II gewählt wurde, im Mittel über alle Windeignungsgebiete hinreichend genau ist und damit als Grundlage für diese Studie gewählt werden kann.

Die Prognose der zu erwartenden installierten Leistung im Bereich der Photovoltaik-Freiflächenanlagen wurde aus der Netzstudie Brandenburg II übernommen. Dabei flossen einerseits die identifizierten Flächen, aber auch der Flächenansatz (mit 50% Bebauung) in die Untersuchung ein [2].

Die EE-Prognose für den Norden der Modellregion Putlitz (Mecklenburg-Vorpommern) wurde durch die Bearbeiter der Netzstudie Mecklenburg-Vorpommern (Universität Rostock) zur Verfügung gestellt.

Die Prognose im Bereich der Biomasseverstromung wurde ebenfalls aus der Netzstudie Brandenburg II [2] übernommen. Aufgrund der vergleichsweise geringen Leistung der Biomasseverstromung in den betrachteten Regionen werden diese Anlagen nicht in die separaten Netze aufgenommen und verbleiben somit im öffentlichen Verteilnetz.

Die Verteilung der geplanten Eignungsgebiete für Wind und Photovoltaik-Freiflächenanlagen in der Modellregion Ragow ist in Abb. 6 dargestellt.

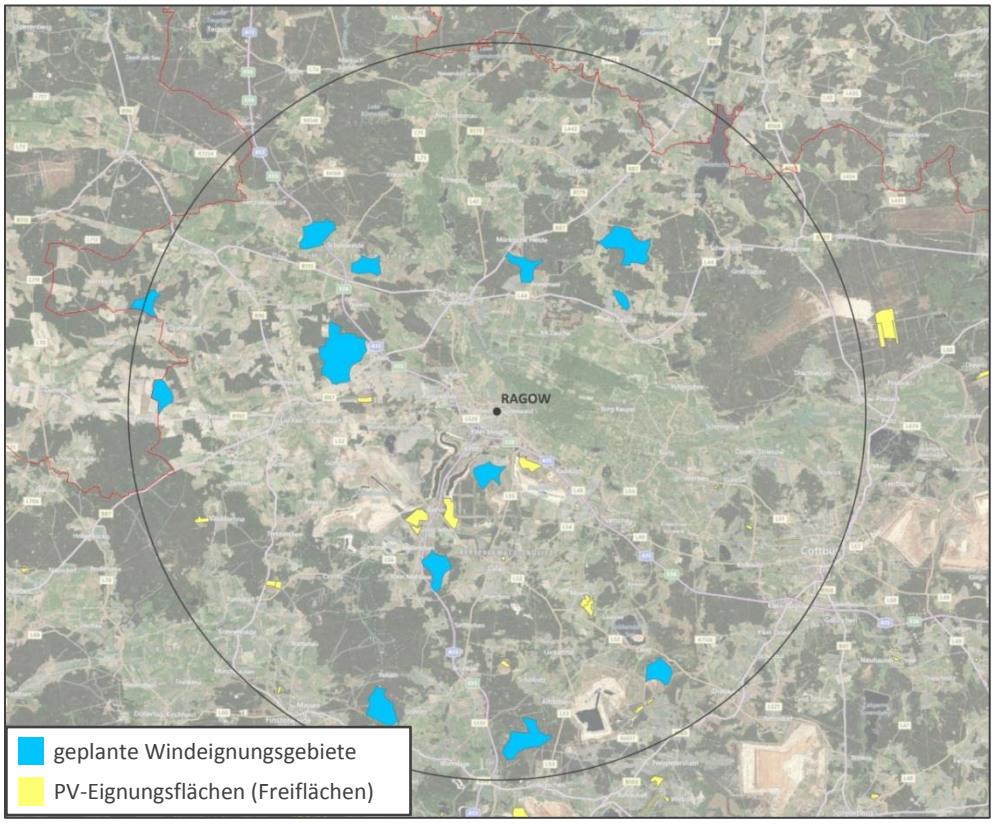


Abb. 6: Verteilung Windeignungsgebiete und PV-Freiflächen Modellregion Ragow

Eine Übersicht des Gesamtpotenzials an installierter Leistung von erneuerbaren Energien in der Modellregion Ragow ist aus Tabelle 2 ersichtlich.

Tabelle 2: EE-Prognose Modellregion Ragow

Modellregion Ragow	Prognose [MW]
Wind	868
PV	307
Bio	4
Summe	1.179

In Tabelle 3 ist die EE-Prognose für die Modellregion Putlitz dargestellt. Das enorme Potenzial dieser bundesländerübergreifenden Modellregion ist sehr gut zu erkennen. Besonders die geplante Neuausweisung von Windeignungsgebieten in Mecklenburg-Vorpommern erhöht das Potenzial dieser Region.

Tabelle 3: EE-Prognose Modellregion Putlitz

Modellregion Putlitz	Prognose [MW]	
	BB	M-V
Wind	894	655
PV	362	47
Bio	40	9
Summe	2.007	

In Abb. 7 ist die Verteilung der geplanten Eignungsgebiete dargestellt.

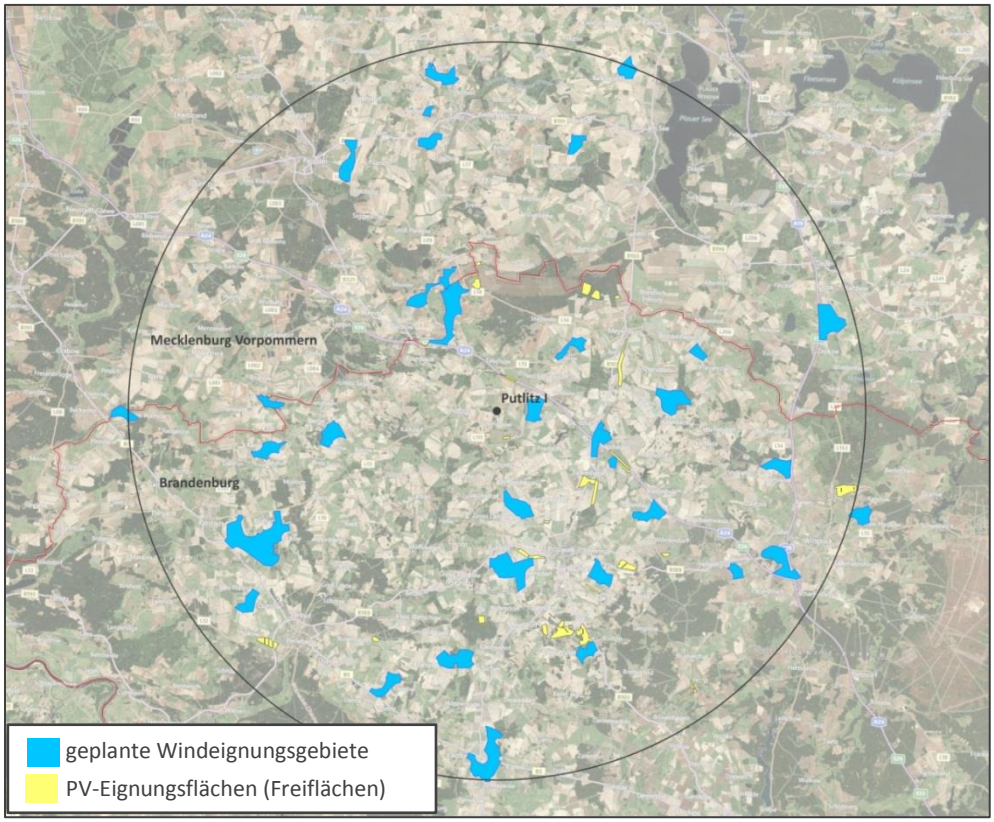


Abb. 7: Verteilung Windeignungsgebiete und PV-Freiflächen Modellregion Putlitz

3.3 Grundsätze für die Planung separater Netze

Im Folgenden soll auf einige Grundsätze bei der Planung der separaten Netze in dieser Studie eingegangen werden.

Die separaten Netze werden grundsätzlich als 110-kV-Kabelnetze geplant. Die Leistung der einzelnen Wind- und Photovoltaikparks wird über 30-kV-Mittelspannungsnetze eingesammelt und zu 110-/30-kV-Umspannwerken transportiert, deren Standort sich in der Regel nahe des jeweiligen Windeignungsgebietes oder Photovoltaikparks befindet. Für Leistungen < 40 MW dient die 30-kV-Mittelspannungsebene zur Heranführung an das nächstgelegene, zum separaten Netz gehörende 110-/30-kV-Umspannwerk um dort in das 110-kV-Kabelnetz integriert zu werden.

Ausgehend von 110-/30-kV-Umspannwerken wird mit 110-kV-Kabeln die EE-Leistung zum zentralen Netzverknüpfungspunkt (380-/110-kV-Umspannwerk) in der Modellregion geführt, um dort direkt in das Übertragungsnetz eingespeist zu werden. Die Trassenführung der Kabel erfolgt zweckmäßig derart, dass auf der Route zum Netzverknüpfungspunkt die EE-Leistung aus weiteren Eignungsflächen mit aufgenommen werden kann. Die Trassenlängen wurden anhand der direkten Verbindung den Stationen ermittelt. Da eine solche direkte Trassenführung in der Praxis aufgrund der notwendigen Berücksichtigung von örtlichen Gegebenheiten unwahrscheinlich ist, wird ein Umwegfaktor von 1,2 berücksichtigt. Es entsteht somit ein (n-0)-sicheres Strahlennetz. Die 380-/110-kV-Transformatoren im Netzverknüpfungspunkt werden jedoch (n-1)-sicher ausgeführt. In Abb. 8 ist die dieser Studie zugrunde gelegte Netzkonfiguration schematisch dargestellt.

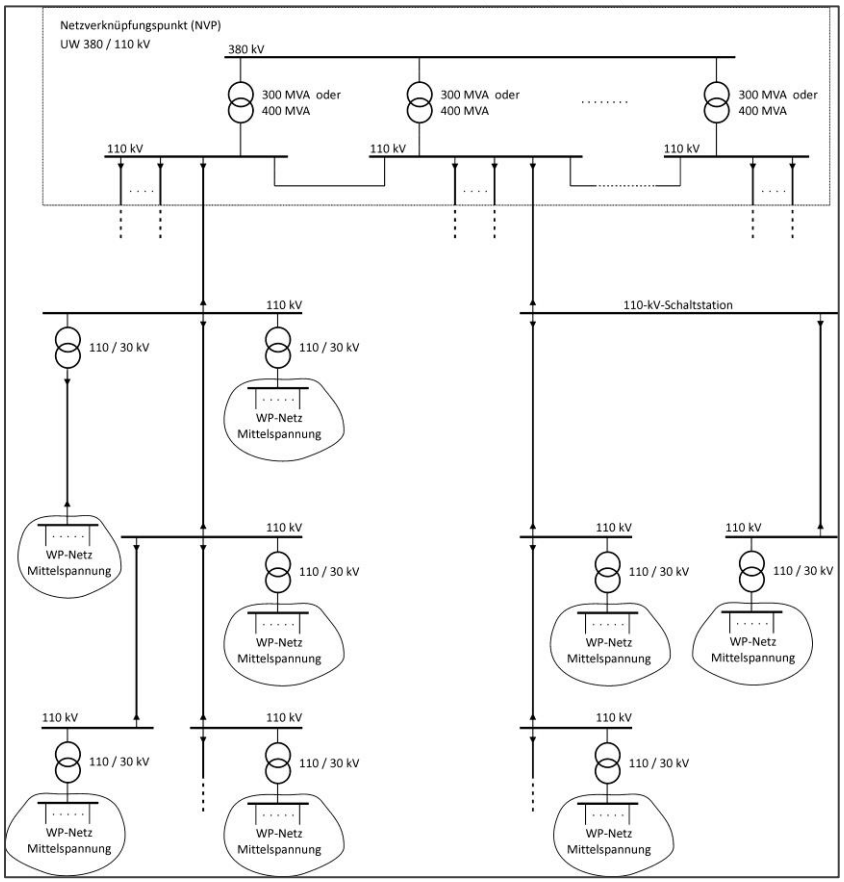


Abb. 8: Separates Netz als 110-kV-Kabelnetz (Strahlennetz)

In Anhang 1 und Anhang 2 sind weitere theoretisch mögliche Konfigurationen für separate Netze aufgeführt, welche jedoch den Untersuchungen dieser Studie nicht zugrunde liegen.

Die betrachteten Betriebsmittel umfassen die Heranführung der gesamten EE-Leistungen[3] an geeignete 110-/30-kV-Transformatoren (Tabelle 7) in den entsprechenden Umspannwerken unter Verwendung von 30-kV-Mittelspannungskabeln (Tabelle 6), die Übertragung der gesammelten Leistung zum 380-/110-kV-Umspannwerk (Tabelle 7) über 110-kV-Hochspannungskabel (Tabelle 4) und die benötigten 380-/110-kV-Transformatoren. Für die Kompensation des kapazitiven Blindleistungsbedarfes erfolgt eine Betrachtung der benötigten Anzahl von Kompensationsdrosselspulen. Eine Betrachtung der zu verwendenden Betriebsmittel innerhalb der jeweiligen Eignungsgebiete, wie z.B. Mittel- oder Niederspannungsnetze in Windeignungsgebieten, Wechselrichterstationen bei Photovoltaikfreiflächenanlagen oder MS/NS-Transformatoren findet nicht statt. Die Betrachtung von möglichen Ausbaumaßnahmen in der Höchstspannungsebene wird nicht durchgeführt.

Für die Ermittlung der Belastungsströme wurden folgende Gleichzeitigkeitsfaktoren berücksichtigt:

- Gleichzeitigkeitsfaktor Wind = 0,95
- Gleichzeitigkeitsfaktor Solar = 0,95
- Gleichzeitigkeitsfaktor Wind und Solar = 0,9

Diese Gleichzeitigkeitsfaktoren sind auch ein Eingangsparameter zum konventionellen Netzausbau, um dort die gleiche Ausgangssituation vorzugeben.

Im Folgenden werden die wesentlichen elektrischen Betriebsmittel, welche bei der Grobplanung der separaten Netze verwendet werden, spezifiziert.

110-kV-Kabel

Im Rahmen dieser Studie werden für die 110-kV-Kabelverbindungen des separaten Netzes VPE-isolierte Einleiterkabel mit Aluminiumleiter, Kupferdrahtschirm und Schichtenmantel vom Typ N(A)2XS(FL)2Y eingesetzt. Die Kabelparameter wurden aus den Spezifikationen eines Kabelherstellers übernommen [3]. Die Parameter von Kabeln anderer Hersteller können im Detail geringfügig abweichen, was jedoch für die Untersuchungsaufgabe dieser Studie nicht von Relevanz ist.

Um die Vielfalt der möglichen Kabelquerschnitte einzugrenzen, wird sich auf einige wenige Vorzugsquerschnitte beschränkt. Da insbesondere die Kabelabschnitte, welche vom Netzverknüpfungspunkt ausgehen, mit der Summenleistung eines Strangs sehr hoch belastet werden, wird auch der Querschnitt 2500 mm² verwendet. In der Praxis kann es hier durchaus erforderlich sein, aus Gründen eingeschränkter Transportmöglichkeiten bzw. schwieriger Handhabung bei der Verlegung auf kleinere Querschnitte überzugehen, die allerdings unter Umständen aus Gründen der Übertragungsfähigkeit parallele Kabelsysteme erforderlich machen.

[3] Bei der Planung der separaten Netze wird jeweils die Gesamtleistung der zu erwartenden EE-Leistung in das separate Netz integriert. Eine Betrachtung der Kosten für ein etwaiges Umhängen von EE-Leistung, welche heute schon in der öffentlichen 110-kV-Verteilnetzinfrastruktur angeschlossen ist, findet nicht statt.

In Tabelle 4 sind die wesentlichen Kabelparameter zusammengestellt.

Tabelle 4: Kabelparameter (Mitsystem) 110-kV-Kabel Typ N(A)2XS(FL)2Y [3]

110-kV-Kabel	Übertragungs-fähigkeit (Dauerlast)		Verlege-anordnung	R_{20} [Ω/km]	X [Ω/km]	C [µF/km]
	S_{zul} [MVA]	I_{zul} [A]				
N(A)2XS(FL)2Y 3x1x500/50	90	475	Dreieck	0,079	0,125	0,163
N(A)2XS(FL)2Y 3x1x1600/110	191	1001	Flachverband	0,024	0,163	0,297
N(A)2XS(FL)2Y 3x1x2500/110	235	1236	Flachverband	0,015	0,147	0,374

Die zugrunde gelegten Übertragungsfähigkeiten gelten laut [3] für folgende Verlegebedingungen:

Tabelle 5: Verlegebedingungen für die in Tabelle 4 angegebenen Übertragungsfähigkeiten [3]

Spezifischer thermischer Widerstand des Erdbodens, feucht/trocken	1,0/2,5 Km/W
Temperatur des Erdbodens	15 °C
Legetiefe	1,2 m
Kabel berührend im Dreieck, beidseitig geerdet:	
Achsabstand von 2 Systemen	0,5 m
Kabel in flacher Anordnung, Schirme ausgekreuzt	
Achsabstand der Phasen	0,2 m
Achsabstand von 2 Systemen	0,9 m

Die Übertragungsfähigkeiten gelten für Dauerlast [3]. Dies erscheint zunächst für die Energieabführung von Wind- oder Photovoltaikparks als zu hoch angesetzt. Eine detaillierte theoretische Betrachtung des sich ergebenden Belastungsgrades erfordert jedoch eine aufwändige thermische Berechnung unter Zugrundelegung von statistischen EE-Einspeiseprofilen. In der Praxis würde man jedoch bei einer derartigen Auslegung immer auch ein Temperaturmonitoringsystem vorsehen müssen. In Anbetracht der großen räumlichen Ausdehnung der Kabelnetze ist hier ein nicht unerheblicher technischer wie auch finanzieller Aufwand für das Temperaturmonitoringsystem zu betreiben, der bei Auslegung auf Dauerlast entfällt. Darüber hinaus zeigt sich, wie in Kapitel 3 ausgeführt, der Trend hin zu Windenergieanlagen mit geringeren Generatorleistungen und größeren Rotordurchmessern, um eine höhere Volllaststundenzahl zu erreichen. Dies unterstreicht auch den Trend, dass der Belastungsgrad hin zu höheren Werten tendieren wird. Im Sinne einer praktischen Planung sind für etwaige zukünftige weitere Anschlüsse, die derzeit nicht prognostiziert werden können, auch entsprechende Reservekapazitäten vorzusehen, die im gewählten Ansatz bereits enthalten sind.

Aufgrund der langen Kabeltrassen wurde das Auskreuzen der Kabelschirme (Cross-Bonding) zur Kompensation der Induktionsspannungen berücksichtigt, um trotz beidseitiger Erdung der Kabelschirme die Ströme in den Schirmen und die dadurch bedingten Verluste zu minimieren [4]. Cross-Bonding wird heute üblicherweise bei Hochspannungskabelstrecken angewendet.

30-kV-Kabel

Die in dieser Studie verwendeten Parameter für Kabel der 30-kV-Mittelspannungsebene wurden bei einem weiteren Kabelhersteller abgefragt [5] und sind in Tabelle 6 dargestellt.

Tabelle 6: Kabelparameter (Mitsystem) 30-kV-Kabel Typ N(A)2XS(FL)2Y

30-kV-Kabel	Übertragungs-fähigkeit (Dauerlast)		Verlege-anordnung	R_{20} [Ω/km]	X [Ω/km]	C [µF/km]
	S_{zul} [MVA]	I_{zul} [A]				
N(A)2XS(FL)2Y 3x1x185/16	14	286	Dreieck	0,215	0,126	0,205
N(A)2XS(FL)2Y 3x1x240/25	18	419	Dreieck	0,165	0,113	0,227
N(A)2XS(FL)2Y 3x1x500/35	26	609	Dreieck	0,085	0,101	0,295

Transformatoren

Für die Grobplanung der separaten Netze wurden folgende Standardtransformatoren verwendet (Tabelle 7).

Tabelle 7: Verwendete Transformatoren

S_{rT} [MVA]	Stufen	u_{Kr} [%]
380-/110-kV-Transformatoren		
400	27	15,7
300	27	18,9
110-/30-kV-Transformatoren		
40	19	13,2
63	19	17,7
80	19	10,7

Die Transformatoren sind stufbar. Die Transformatorstufung der HöS/HS- und HS/MS-Transformatoren wurde bei den Auslegungsberechnungen berücksichtigt.

Kompensationsdrosselspulen

Aufgrund des sehr hohen Bedarfes an kapazitiver Blindleistung in Kabelnetzen ist eine Kompensation durch Drosselspulen unbedingt erforderlich. Die erforderliche Kompensationsleistung variiert jedoch stark mit der Netzbelastung, da der induktive Blindleistungsbedarf der im Netz eingesetzten Transformatoren vom Quadrat des Transformatorbelastungsstromes abhängig ist. Aus diesem Grund ist eine Regelung der Kompensationsleistung entsprechend der aktuellen Einspeisesituation notwendig.

In der Praxis haben sich regelbare 110-kV-Kompensationsdrosselspulen mit einer Leistung von 44 MVar bewährt (stufbar im Bereich 30% bis 100% der Bemessungsleistung), so dass innerhalb dieser Studie auf diesen Typ zurückgegriffen wird. Damit wird der Einsatz einer Vielzahl von leistungsmäßig kleineren Drosselspulen vermieden, die man je nach aktuellem Blindleistungsbedarf zu- oder abschalten müsste.

3.4 Planung der separaten Netze

Unter Anwendung der im vorangegangenen Kapitel 3.3 beschriebenen Grundsätze werden in diesem Abschnitt die separaten Netze für beide Modellregionen geplant. Ziel ist die Ermittlung eines Mengengerüstes für die erforderlichen elektrotechnischen Betriebsmittel, welches kostenmäßig bewertet werden kann.

3.4.1 Modellregion Ragow

Im ersten Schritt der Planung wurden die EE-Schwerpunktregionen innerhalb der Modellregion identifiziert (Abb. 9).

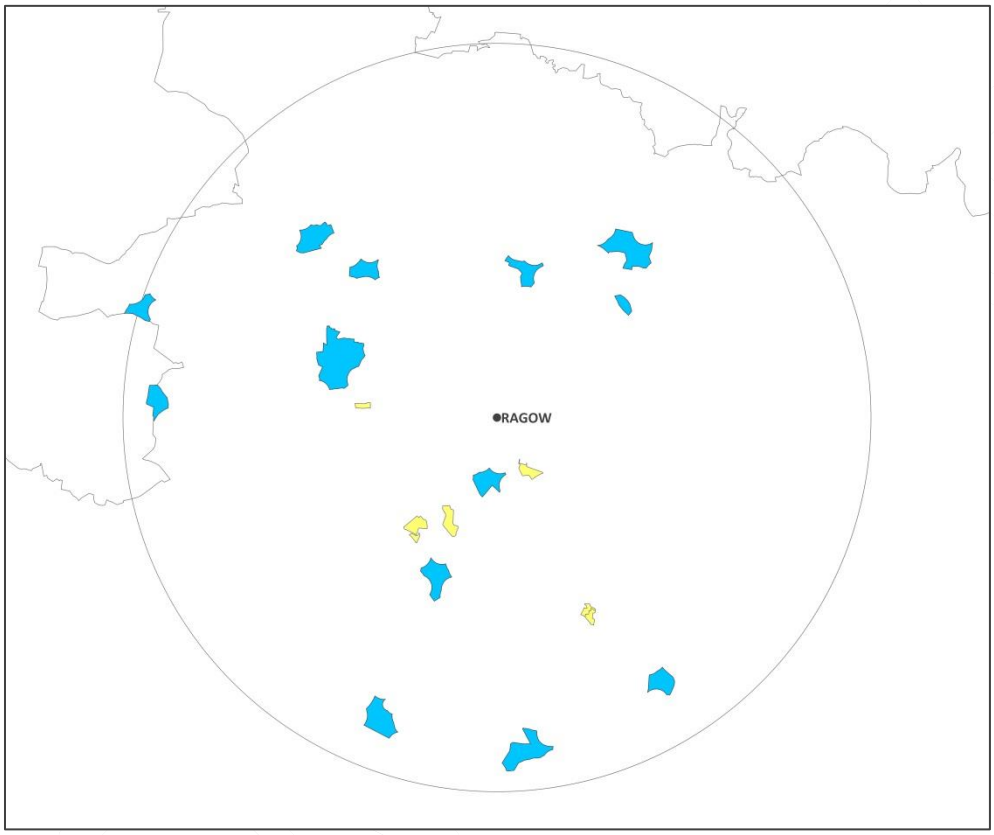


Abb. 9: EE-Schwerpunktregionen innerhalb der Modellregion Ragow

Anschließend wurden die Kabeltrassen festgelegt, welche in Abb. 10 dargestellt sind.

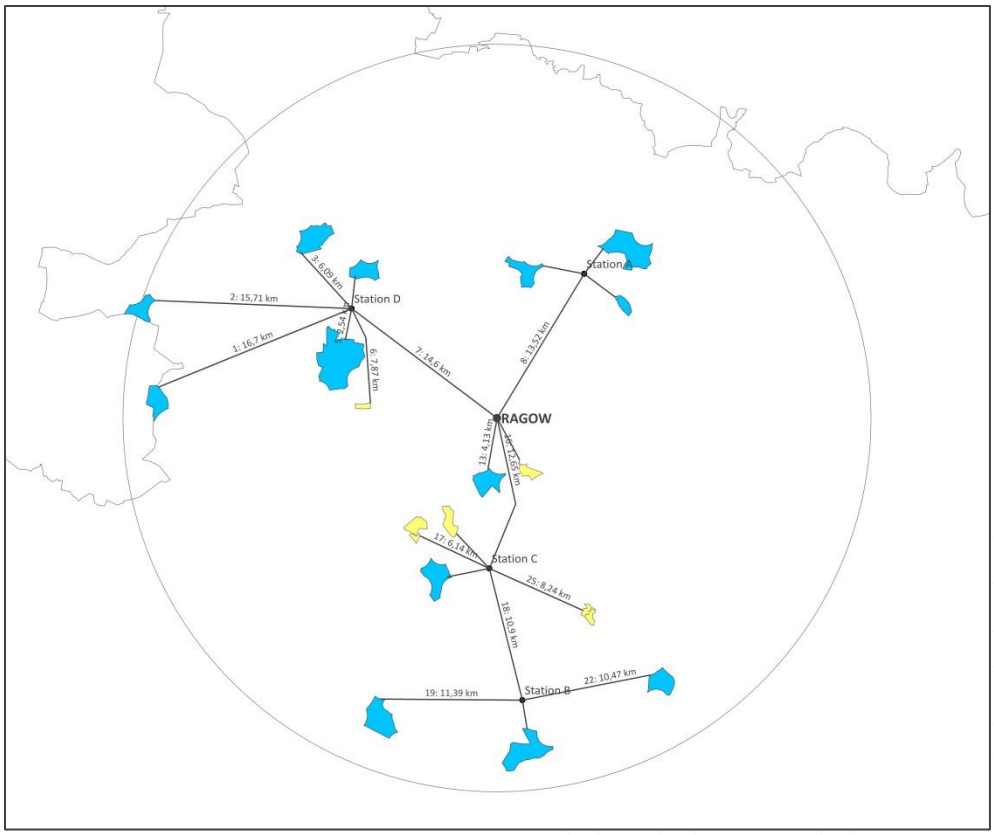


Abb. 10: Kabeltrassen des separaten Netzes in der Modellregion Ragow

Die Leistungen werden in vier 110-kV-Schaltstationen konzentriert und zum Netzverknüpfungspunkt geführt. Die sich ergebende Trassenlänge beläuft sich auf ca. 145 km. Auf diesen Trassen werden innerhalb des separaten Netzes in Summe ca. 900 MW zum Übertragungsnetz transportiert.

Entsprechend der in Tabelle 4 und Tabelle 6 zugrunde gelegten Übertragungskapazitäten der einzelnen Kabel wurden die Kabelquerschnitte für jede Kabeltrasse dimensioniert. Für eine Vielzahl von Trassen konnten aufgrund der geringen Leistung 30-kV-Kabel zwischen dem jeweiligen Eignungsgebieten und der nächsten 110-kV-Schaltstation gewählt werden.

Im Weiteren wurden für das separate Netz mit Hilfe der Netzberechnungssoftware ELEKTRA Lastflussberechnungen durchgeführt, um für die möglichen Einspeiseszenarien die Blindleistungsflüsse zu ermitteln und die Einhaltung der zulässigen Spannungsgrenzwerte zu überprüfen.

110-kV-VPE-Kabel haben gegenüber vergleichbaren Freileitungen eine ca. 20-fach größere Betriebskapazität. Dadurch ergibt sich ein enorm hoher kapazitiver Blindleistungsbedarf des Kabelnetzes, der maßgeblich durch regelbare Kompensationsdrosselspulen kompensiert werden muss (siehe Kapitel 3.3). Da die EE-Anlagen mittlerweile ebenfalls hinsichtlich ihrer Blindleistungseinspeisung regelbar sind, wurde im Folgenden untersucht, welchen Beitrag die Anlagen zur Deckung des Blindleistungsbedarfes des Kabelnetzes leisten können, für den Fall, dass die Anlagen mit einem Leistungsfaktor von cos φ_{kap} = 0,95 (untererregt) betrieben werden. Auf die Möglichkeiten neuartiger Wechselrichter in EE-Anlagen, die auch ohne Wirkleistungseinspeisung Blindleistung bereitstellen, soll an dieser Stelle nicht eingegangen werden.

Die Berechnungen zur Blindleistungskompensation identifizieren einen statischen Blindleistungsbedarf des leerlaufenden Kabelnetzes von annähernd 200 MVar. Die Ergebnisse sind im

Anhang 7 und Anhang 8 grafisch dargestellt. Dieser kapazitive Blindleistungsbedarf bei Schwachlast muss dezentral durch Kompensationsdrosselspulen bereitgestellt werden. Dafür werden fünf regelbare Kompensationsdrosselspulen mit einer Bemessungsleistung von je 44 MVar eingesetzt.

Nach der Ermittlung des Mengengerüstes wurde die für die Errichtung des separaten Netzes notwendige Anfangsinvestition berechnet. Die hierfür verwendeten Kostenansätze sind Annahmen, welche einen Durchschnitt aus Erfahrungswerten der beteiligten Netzbetreiber und Verbände repräsentiert. Für die Modellregion Ragow ergibt sich aus den Berechnungen somit folgende Investitionsstruktur (Tabelle 8):

Tabelle 8: Investitionen separates Netz Modellregion Ragow

Maßnahmen	Menge	Invest
380-/110-kV-Verknüpfungspunkt		
Erweiterung bestehendes UW	1 Stk.	350 T€
Transformator 400 MVA	3 Stk.	15.900 T€
Transformatoren 40 MVA	1 Stk.	600 T€
Transformatoren 63 MVA	1 Stk.	700 T€
Kompensationsdrossel 110-kV 44 MVar	1 Stk.	600 T€
Schaltfeld 380-kV-Leitungsabgang	2 Stk.	2.600 T€
Schaltfeld 380-kV-Trafoabgang	3 Stk.	3.900 T€
Schaltfeld 110-kV-Leitungsabgang	6 Stk.	2.640 T€
Schaltfeld 110-kV-Trafoabgang	5 Stk.	2.150 T€
Schaltfeld 110-kV-Kompensationsdrossel	1 Stk.	430 T€
110/30-kV-SammelUW		
Grundkosten 110-/30-kV-UW (Neubau) Kosten beinhalten Planung, Genehmigung, Errichtung, Sekundärtechnik, einschließlich der 30-kV-Schaltanlage	4 Stk.	5.400 T€
Transformatoren 40 MVA	3 Stk.	1.800 T€
Transformatoren 63 MVA	1 Stk.	700 T€
Transformatoren 80 MVA	14 Stk.	11.200 T€
Kompensationsdrossel 110-kV 44 MVar	5 Stk.	3.000 T€
Schaltfeld 110-kV-Leitungsabgang	11 Stk.	4.840 T€
Schaltfeld 110-kV-Trafoabgang	13 Stk.	5.590 T€
Schaltfeld 110-kV-Kompensationsdrossel	5 Stk.	2.150 T€
Kabel		
30-kV-Ebene Kosten beinhalten Tiefbau, Verlegung im Dreiecksverband, Planung, Genehmigung		
NA2XS(FL)2Y 3x1x185/16	47 km	2.339 T€
NA2XS(FL)2Y 3x1x240/25	49 km	4.928 T€
NA2XS(FL)2Y 3x1x500/35	155 km	27.957 T€
110-kV-Ebene Kosten beinhalten Tiefbau, Verlegung im Flachverband, Cross-Bonding, Planung, Genehmigung		
NA2XS(FL)2Y 3x1x500/50	24 km	12.170 T€
NA2XS(FL)2Y 3x1x1600/110	61 km	42.845 T€
NA2XS(FL)2Y 3x1x2500/110	30 km	30.356 T€
Gesamtinvestition		**185.944 T€**

Ein separates Netz zur Integration der Gesamtleistung von EE-Anlagen (ohne die Betrachtung der Kosten für ein entsprechendes Umhängen von Bestandsanlagen aus dem öffentlichen Verteilnetz an das separate Netz) in dieser Modellregion erfordert auf Basis der angenommenen Kostenansätze eine Investition von ca. 186 Mio. €. Dies entspricht einer spezifischen Investition von in etwa

195.000 €/MW integrierter Leistung. Eine Darstellung der Verteilung auf die einzelnen Hauptgruppen von Betriebsmitteln des Netzes ist in Abb. 11 zu erkennen.

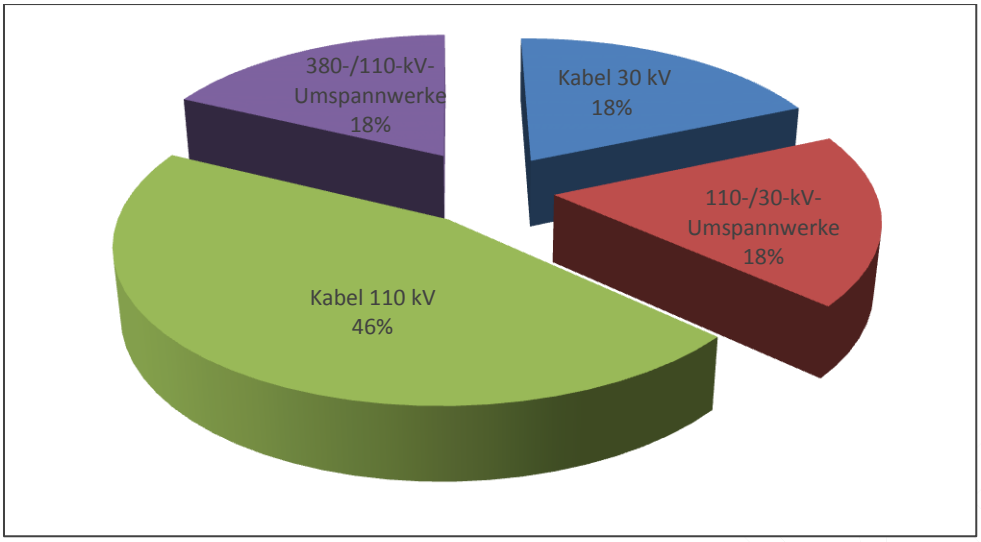


Abb. 11: Verteilung der Investitionsmaßnahmen Vollintegration separates Netz Ragow

In einer ersten Sensitivitätsanalyse wurde untersucht, inwieweit sich eine Betrachtung unter Berücksichtigung bereits an das konventionelle Netz angeschlossener EE-Anlagen auf die Investitionen auswirkt. Dabei wurde nur der noch zu erwartende Zubau an EE-Leistung in das separate Netz integriert. Es ergibt sich eine Investitionsminderung um ca. 20 % bis 30 %, so dass bei der Errichtung des separaten Netzes Ragow für den Zweck der Integration des Zubaus mit Investitionen in Höhe von ca. 130 bis 150 Mio. € zu rechnen ist. Die Minderung der Investition liegt in der Tatsache, dass zum einen Trassen nicht mehr notwendig werden (da der Endausbau bereits vollzogen ist) und zum anderen in einer signifikanten Querschnittsminderung der verwendeten Kabel und damit auch einer Verkürzung der Systemlänge (durch den Verzicht von Parallelsystemen). Eine genauere Detailplanung ist jedoch noch vorzunehmen.

3.4.2 Modellregion Putlitz

Die Planung des separaten Netzes um den Netzverknüpfungspunkt Putlitz folgt generell der im vorangegangenen Kapitel erläuterten Herangehensweise für die Modellregion Ragow.

Die Schwerpunktregionen der EE-Einspeisung sind in Abb. 12 zu erkennen.

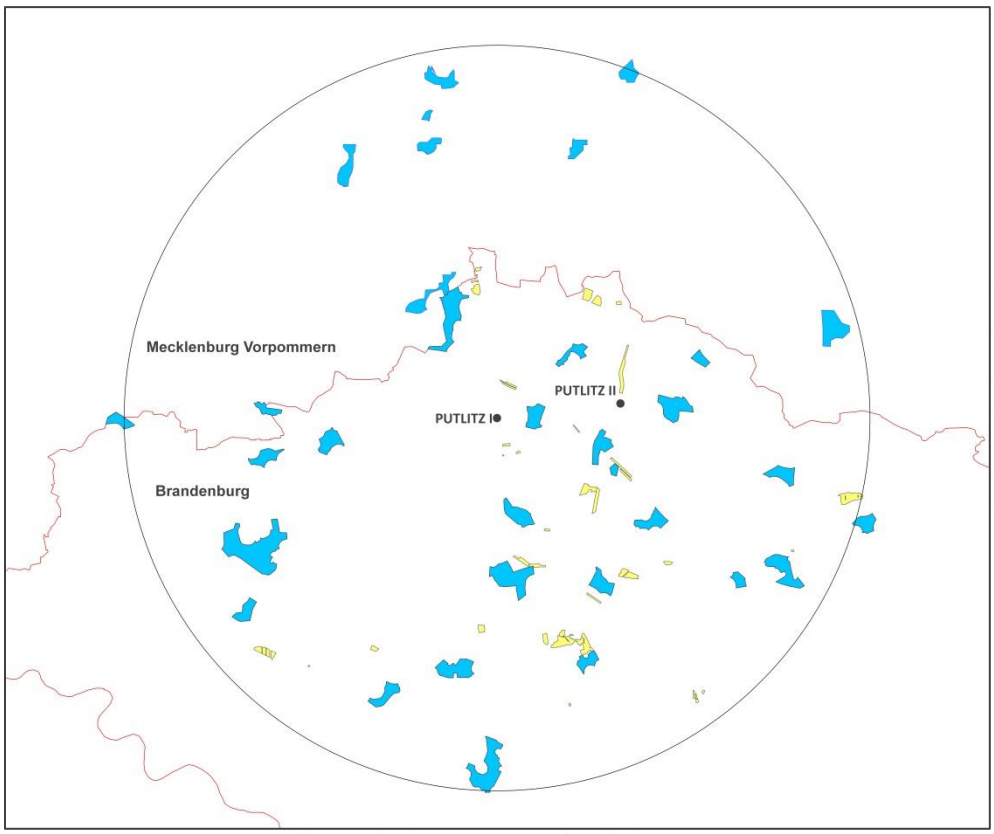


Abb. 12: EE-Schwerpunktregionen innerhalb der Modellregion Putlitz

Im Vergleich zur Modellregion Ragow ist ersichtlich, dass es deutlich mehr Eignungsgebiete gibt, welche breit gefächert und weit verteilt sind. Insgesamt wurde eine integrierbare Leistung von 1.940 MW identifiziert. Aufgrund der sehr großen Leistung müssen für diese Modellregion zwei neue Netzverknüpfungspunkte zum Übertragungsnetz vorgesehen werden, da die Grenzen der Genehmigungsfähigkeit nach BImschG (insbesondere der geltenden Lärmgrenzwerte) überschritten werden. Der zweite Standort für ein neues Umspannwerk Putlitz II wird in einem Abstand von ca. 10 km zum Netzverknüpfungspunkt Putlitz I auf der bestehenden 380-kV-Trasse von Wolmirstedt nach Lubmin angenommen. Somit sind in der Modellregion quasi zwei separate Netze zu errichten. In das Teilnetz Putlitz I werden 1.050 MW und in das Teilnetz Putlitz II 890 MW integriert.

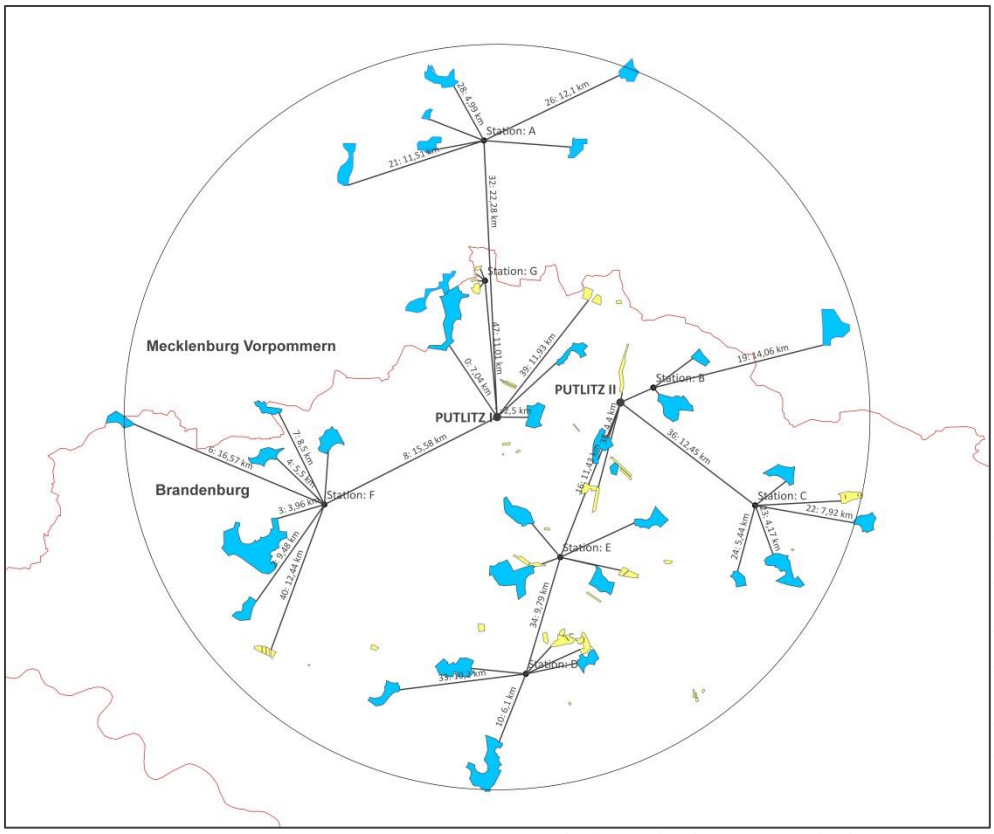


Abb. 13: Kabeltrassen des separaten Netzes in der Modelregion Putlitz

In Abb. 13 ist die Anordnung der Kabeltrassen für die Modellregion Putlitz dargestellt. Die insgesamt 1.940 MW werden über eine Trassenlänge von ca. 345 km zu den Netzverknüpfungspunkten Putlitz I und Putlitz II übertragen.

Auch für diese Netzkonfigurationen wurden Lastflussberechnungen zur Ermittlung der Blindleistungsbedarfe durchgeführt. Für die schwach belasteten Kabelnetze ergibt sich ein kapazitiver Blindleistungsbedarf von ca. 180 MVar (Putlitz I) bzw. ca. 135 MVar (Putlitz II), der mit dezentral verteilten und regelbaren Kompensationsdrosselspulen bereitgestellt wird. Die grafischen Darstellungen der Ergebnisse zu den Blindleistungsverläufen in Abhängigkeit zur Einspeisesituation finden sich in Anhang 3 bis Anhang 6.

Tabelle 9: Mengen und Investitionen separates Netz Modellregion Putlitz I

Maßnahmen	Menge	Invest
380-/110-kV-Verknüpfungspunkt		
Grundkosten 380-/110-kV-UW (Neubau) Kosten beinhalten Planung, Genehmigung, Errichtung, Sekundärtechnik	1 Stk.	3.900 T€
Transformator 400 MVA	2 Stk.	10.600 T€
Transformator 300 MVA	1 Stk.	4.100 T€
Transformatoren 40 MVA	2 Stk.	1.200 T€
Transformatoren 63 MVA	1 Stk.	700 T€
Transformatoren 80 MVA	4 Stk.	3.200 T€
Kompensationsdrossel 110-kV 44 MVar	1 Stk.	600 T€
Schaltfeld 380-kV-Leitungsabgang	2 Stk.	2.600 T€
Schaltfeld 380-kV-Trafoabgang	3 Stk.	3.900 T€
Schaltfeld 110-kV-Leitungsabgang	8 Stk.	3.520 T€
Schaltfeld 110-kV-Trafoabgang	10 Stk.	4.300 T€
Schaltfeld 110-kV-Kompensationsdrossel	1 Stk.	430 T€
110-/30-kV-SammelUW		
Grundkosten 110-/30-kV-UW (Neubau) Kosten beinhalten Planung, Genehmigung, Errichtung, Sekundärtechnik, einschließlich der 30-kV-Schaltanlage	3 Stk.	4.050 T€
Transformatoren 80 MVA	9 Stk.	7.200 T€
Kompensationsdrossel 110-kV 44 MVar	2 Stk.	1.200 T€
Schaltfeld 110-kV-Leitungsabgang	12 Stk.	5.280 T€
Schaltfeld 110-kV-Trafoabgang	9 Stk.	3.870 T€
Schaltfeld 110-kV-Kompensationsdrossel	2 Stk.	860 T€
Kabel		
30-kV-Ebene Kosten beinhalten Tiefbau, Verlegung im Dreiecksverband, Planung, Genehmigung		
NA2XS(FL)2Y 3x1x185/16	135 km	6.775 T€
NA2XS(FL)2Y 3x1x240/25	185 km	18.453 T€
NA2XS(FL)2Y 3x1x500/35	14 km	2.565 T€
110-kV-Ebene Kosten beinhalten Tiefbau, Verlegung im Flachverband, Cross-Bonding, Planung, Genehmigung		
NA2XS(FL)2Y 3x1x500/50	76 km	38.102 T€
NA2XS(FL)2Y 3x1x1600/110	27 km	18.713 T€
NA2XS(FL)2Y 3x1x2500/110	45 km	45.426 T€
Gesamtinvestition Putlitz I		**191.544 T€**

Für das separate Netz Putlitz I ergibt sich somit ein Investitionsbedarf von ca. 192 Mio. €. Dies entspricht einer spezifischen Investition von ca. 181.000 €/MW integrierter Leistung.

Tabelle 10: Mengen und Investitionen separates Netz Modellregion Putlitz II

Maßnahmen	Menge	Invest
380-/110-kV-Verknüpfungspunkt		
Grundkosten 380-/110-kV-UW (Neubau) Kosten beinhalten Planung, Genehmigung, Errichtung, Sekundärtechnik	1 Stk.	3.900 T€
Transformator 400 MVA	2 Stk.	10.600 T€
Transformator 300 MVA	1 Stk.	4.100 T€
Transformatoren 80 MVA	3 Stk.	2.400 T€
Transformatoren 40 MVA	3 Stk.	1.800 T€
Kompensationsdrossel 110-kV 44 MVar	1 Stk.	600 T€
Schaltfeld 380-kV-Leitungsabgang	2 Stk.	2.600 T€
Schaltfeld 380-kV-Trafoabgang	3 Stk.	3.900 T€
Schaltfeld 110-kV-Leitungsabgang	2 Stk.	880 T€
Schaltfeld 110-kV-Trafoabgang	9 Stk.	3.870 T€
Schaltfeld 110-kV-Kompensationsdrossel	1 Stk.	430 T€
110-/30-kV-SammelUW		
Grundkosten 110-/30-kV-UW (Neubau) Kosten beinhalten Planung, Genehmigung, Errichtung, Sekundärtechnik, einschließlich der 30-kV-Schaltanlage	4 Stk.	5.400 T€
Transformatoren 40 MVA	9 Stk.	5.400 T€
Transformatoren 63 MVA	2 Stk.	1.400 T€
Transformatoren 80 MVA	3 Stk.	2.400 T€
Kompensationsdrossel 110-kV 44 MVar	2 Stk.	1.200 T€
Schaltfeld 110-kV-Leitungsabgang	4 Stk.	1.760 T€
Schaltfeld 110-kV-Trafoabgang	14 Stk.	6.020 T€
Schaltfeld 110-kV-Kompensationsdrossel	2 Stk.	860 T€
Kabel		
30-kV-Ebene Kosten beinhalten Tiefbau, Verlegung im Dreiecksverband, Planung, Genehmigung		
NA2XS(FL)2Y 3x1x185/16	247 km	12.367 T€
NA2XS(FL)2Y 3x1x240/25	50 km	4.994 T€
NA2XS(FL)2Y 3x1x500/35	69 km	12.337 T€
110-kV-Ebene Kosten beinhalten Tiefbau, Verlegung im Flachverband, Cross-Bonding, Planung, Genehmigung		
NA2XS(FL)2Y 3x1x1600/110	14 km	10.021 T€
NA2XS(FL)2Y 3x1x2500/110	24 km	24.015 T€
Gesamtinvestition Putlitz II		**123.253 T€**

Zur Errichtung des separaten Netzes Putlitz II werden Investitionen in Höhe von ca. 123 Mio. € benötigt. Mit einer spezifischen Investition von ca. 138.000 €/MW integrierter Leistung liegt diese aufgrund der regionalen Gegebenheiten im Teilnetz Putlitz II weit unter den spezifischen Investitionen der anderen geplanten separaten Netze.

Für die Modellregion Putlitz wurde insgesamt ein Investitionsvolumen von ca. 314 Mio. € ermittelt. Das entspricht ca. 162.000 €/MW integrierter Leistung.

Eine Aufschlüsselung der Verteilung in der Gesamtinvestition ist aus Abb. 14 abzulesen.

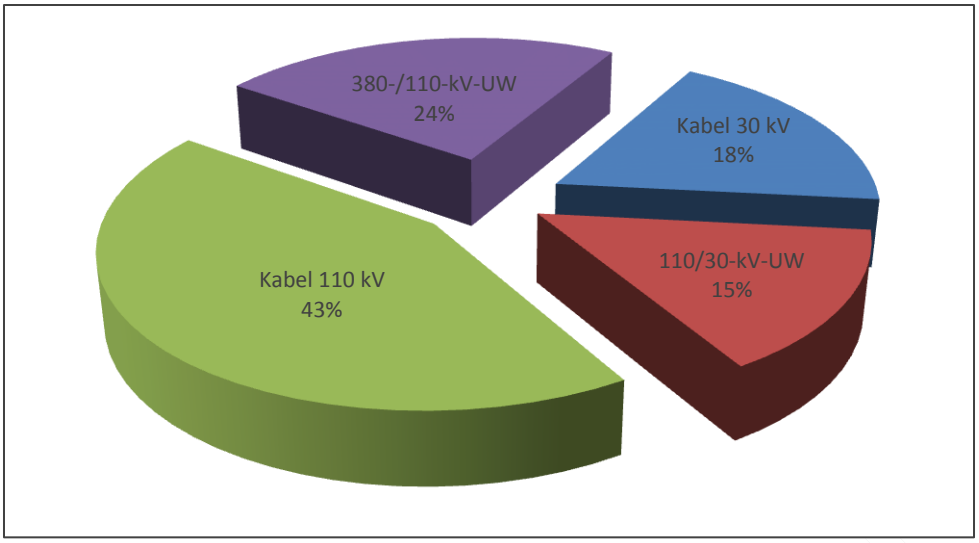


Abb. 14: Verteilung der Investitionsmaßnahmen Vollintegration separates Netz Putlitz (Gesamt)

Hier ist zu erkennen, dass analog zum separaten Netz Ragow der überwiegende Teil der Investition für die Kabel der 110-kV-Spannungsebene aufgebracht wird. Der Anteil der Investitionsmaßnahmen zur Errichtung der 380-/110-kV-Umspannwerke steigt im Vergleich zur Modellregion Ragow um ca. 6%. Dies ist dem geschuldet, dass in dieser Modellregion zwei neue Netzverknüpfungspunkte notwendig sind.

In der erfolgten Sensitivitätsanalyse (Integration des Zubaus an EE-Leistung) zeigt sich, dass die Gesamtinvestition in der Modellregion Putlitz um 30% bis 40% gesenkt wird, so dass mit einer Investition von 190 bis 220 Mio. € zu rechnen ist. Diese signifikante Ersparnis ist wiederum durch die Verminderung der Systemkilometer der Kabel (durch den Wegfall von Parallelsystemen und Trassen) in der 30-kV als auch in der 110-kV-Ebene und durch den Verzicht auf einen zweiten Netzverknüpfungspunkt zu erklären. So liegen die prognostizierten Zubauleistungen in einem Bereich, der mit einem Netzverknüpfungspunkt zum Übertragungsnetz abgeführt werden kann. Für diese Szenarien sind noch weitere Untersuchungen und Detailplanungen durchzuführen, um ein genaues Bild des Mengengerüstes und der damit verbundenen Investitionen zu erhalten.

4 Konventioneller Netzausbau

Um gemäß der Aufgabenstellung für diese Studie das Konzept der separaten Netze mit dem konventionellen Netzausbau vergleichen zu können, werden in diesem Kapitel die erforderlichen Netzausbaumaßnahmen zur Integration der in Kapitel 2.2 ermittelten EE-Leistungen in das öffentliche 110-kV-Verteilnetz ermittelt. Da diese Netze der öffentlichen Energieversorgung neben ihrer neuen Aufgabe, EE-Leistungen in Größenordnung aufzunehmen und abzuführen, primär für die Versorgung von Lastkunden verantwortlich sind, wird der konventionelle Netzausbau unter Berücksichtigung der Forderung nach einer (n-1)-sicheren Elektroenergieversorgung geplant.

Eine umfassende Netzplanung unter Einbeziehung aller erforderlichen relevanten Parameter sollte im Rahmen dieser Studie nicht geleistet werden. Unter Anwendung eines vereinfachten Verfahrens soll der konventionelle Netzausbau wie folgt ermittelt werden:

– Die EE-Leistungen der Eignungsflächen werden über 30-kV-Mittelspannungskabel auf möglichst direktem Weg an die nächstgelegene, bereits bestehende 110-kV-Freileitung innerhalb der jeweiligen Modellregion herangeführt.

– An diesen Standorten werden jeweils 110-/30-kV-Umspannwerke errichtet, die im Einfachstich an die bestehende 110-kV-Freileitung angeschlossen werden[4].

– Die hierfür erforderliche Stromtragfähigkeit der jeweiligen Bestandsfreileitung wird ermittelt. Als mögliche Optionen für den Ersatzneubau der Freileitung auf bestehenden Trassen bieten sich folgende Maßnahmen an:
  – Doppelleitung Zweierbündel 2x2x3 AlSt 265/35
  – Doppelleitung Zweierbündel 2x2x3 AlSt 550/70

– Da ein Ersatzneubau mit 110-kV-Vierfachleitungen aufgrund der Mastbilder einen deutlichen Eingriff in das ursprüngliche Erscheinungsbild der Freileitung darstellt, wird diese Option in dieser Studie nicht betrachtet. Wenn die Übertragungskapazität einer 110-kV-Doppelleitung mit Zweierbündel 2x2x3 550/70 nicht ausreichen sollte, werden parallel zur bestehenden Freileitungstrasse 110-kV-Kabel in Erdverlegung vorgesehen.

[4] Anmerkung: Da der Anschluss der 110-/30-kV-Umspannwerke im Einfachstich erfolgt, wird bei Fehler auf der 110-kV-Freileitung die jeweils angeschlossene EE-Leistung mit abgeschaltet, so dass sich dafür der (n-1)-Fall in der Regel als nicht kritisch einstufen lässt.

4.1 Modellregion Ragow

Für die Integration der prognostizierten EE-Leistung in das 110-kV-Netz der MITNETZ Strom mbH innerhalb der Modellregion Ragow bieten sich Freileitungen auf den folgenden Trassen an:

- Lübben – Ragow
- Finsterwalde – Uckro – Ragow
- Großräschen – Lübbenau

Über diese Leitungen wird die eingespeiste EE-Leistung zum 380-/110-kV-Umspannwerk Ragow abgeführt. Da diese Leitungen in das weiträumig vermaschte 110-kV-Netz der MITNETZ Strom mbH integriert sind, stellen sich Lastflüsse ein, die nicht nur durch die EE-Leistungsabführung bedingt sind, sondern auch durch die aus dem Netz zu versorgenden Lasten bestimmt werden. Mit Hilfe von Lastflussberechnungen wurde die erforderliche Stromtragfähigkeit der vorgenannten Leitungen ermittelt, um die notwendigen Maßnahmen zur Integration der prognostizierten Leistungen für das Mengengerüst zu identifizieren.

Die erforderlichen Gesamtinvestitionen zur Integration der EE-Leistungen sind zusammengefasst in Tabelle 11 dargestellt.

Tabelle 11: Investitionen des konventionellen Netzausbaus Modellregion Ragow

Maßnahmen	Menge	Invest
380-/110-kV-Umspannwerke		
Erweiterung bestehendes UW	1 Stk.	350 T€
Transformator 400 MVA	3 Stk.	15.900 T€
Schaltfeld 380-kV-Trafoabgang	3 Stk.	3.900 T€
Schaltfeld 110-kV-Trafoabgang	3 Stk.	1.290 T€
110-/30-kV-Umspannwerke		
Grundkosten (Neubau) Kosten beinhalten Planung, Genehmigung, Errichtung, Sekundärtechnik, einschließlich der 30-kV-Schaltanlage	9 Stk.	12.150 T€
Transformatoren 40 MVA	12 Stk.	7.200 T€
Transformatoren 63 MVA	6 Stk.	4.200 T€
Transformatoren 80 MVA	4 Stk.	3.200 T€
Schaltfeld 110-kV-Leitungsabgang	12 Stk.	5.280 T€
Schaltfeld 110-kV-Trafoabgang	22 Stk.	9.460 T€
Kabel (Systemkilometer)		
30-kV-Ebene Kosten beinhalten Tiefbau, Verlegung im Dreiecksverband, Planung, Genehmigung		
NA2XS(FL)2Y 3x1x185/16	91 km	4.536 T€
NA2XS(FL)2Y 3x1x240/25	31 km	3.127 T€
NA2XS(FL)2Y 3x1x500/35	146 km	26.198 T€
Freileitung 110 kV (Trassenkilometer) Kosten beinhalten Planung, Genehmigung, Errichtung, Provisorien		
Doppelleitung Zweierbündel 2x2x3 AlSt 265/35	23 km	9.223 T€
Doppelleitung Zweierbündel 2x2x3 AlSt 550/70	34 km	22.100 T€
Gesamtinvestition		**128.114 T€**

Somit ergibt sich für den konventionellen Netzausbau zur Integration der prognostizierten EE-Leistungen in der Modellregion Ragow eine Gesamtinvestition von ca. 128 Mio. €. Dies entspricht einer spezifischen Investition von in etwa 110.000 €/MW integrierter Leistung und liegt damit unter

den errechneten Investitionen zur Errichtung eines separaten Netzes. Eine Verteilung der Maßnahmen innerhalb der Gesamtinvestition ist in Abb. 15 dargestellt.

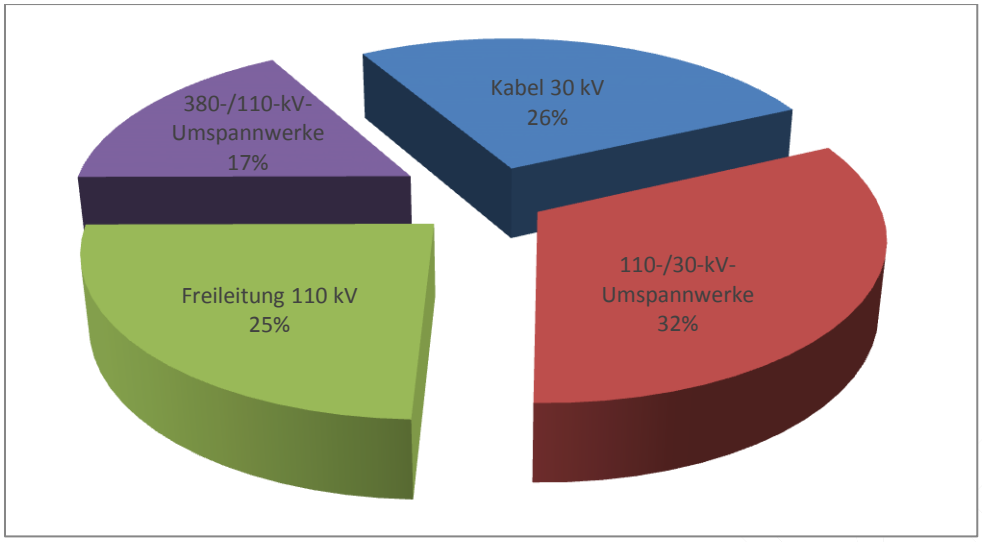


Abb. 15: Verteilung der Maßnahmen im konventionellen Netzausbau Modellregion Ragow

In dieser Modellregion lässt sich beobachten, dass das Konzept der separaten Netze noch keine Alternative zum konventionellen Netzausbau darstellt. Die regionalen Gegebenheiten, der Betrag der zu erwartenden EE-Leistung und die vorhandene 110-kV-Infrastruktur sind die Faktoren, die das Mengengerüst und damit die Gesamtinvestition so beeinflussen, dass in dieser Modellregion der konventionelle Netzausbau als gesamtwirtschaftlich günstigere Alternative angesehen werden muss.

4.2 Modellregion Putlitz

Für die Integration der prognostizierten EE-Leistungen in die bestehenden 110-kV-Netze innerhalb der Modellregion Putlitz stehen Freileitungen auf folgenden Trassen zur Verfügung:

- Perleberg – Falkenhagen – Wittstock [E.ON edis AG]
- Lübz – Parchim – Görries [WEMAG Netz GmbH]
- Perleberg – Karstädt [WEMAG Netz GmbH]

Die Abführung der eingespeisten EE-Leistungen erfolgt über die 380-/110-kV-Umspannwerke Perleberg und Görries.

Das Umspannwerk Perleberg ist nur begrenzt erweiterbar, so dass dort mit insgesamt vier 380-/110-kV-Transformatoren die Kapazitäten für die Umspannung erschöpft sind. Demzufolge ist ein weiterer, zusätzlicher 380-/110-kV-Netzverknüpfungspunkt erforderlich. Der Standort Kuhsdorf in einer Entfernung von ca. 15 km zum bestehenden Umspannwerk Perleberg bietet sich für die weitere Betrachtung in dieser Studie an, da an dieser Stelle die 110-kV-Freileitung der Trasse Perleberg – Falkenhagen – Wittstock die bestehende 380-kV-Freileitung Stendal/West – Lubmin/Güstrow kreuzt.

Der Schwerpunkt des Netzausbaus in dieser Region konzentriert sich auf der Freileitung Perleberg – Falkenhagen – Wittstock. Auf dieser Strecke müssen ca. 975 MW EE-Leistung zum 380-/110-kV-Umspannwerk Perleberg bzw. zum neuen 380-/110-kV-Netzverknüpfungspunkt Kuhsdorf übertragen werden. Die vorgenannten Beschränkungen zum Ersatzneubau mit Doppelleitungen mit maximalen Querschnitten bis zu AlSt 550/70 machen den Bau einer parallelen zusätzlichen Kabeltrasse erforderlich, wenn keine Vierfachleitung mit AlSt 550/70 eingesetzt wird. Da die hinzu zu bauenden

Kabel einen großen Einfluss auf das vorhandene Sternpunkterdungskonzept des Freileitungsnetzes haben, ist der Einsatz von Trenntransformatoren notwendig.

Die sich ergebenden Investitionen für den konventionellen Netzausbau in der Modellregion Putlitz sind zusammengefasst in Tabelle 12 dargestellt.

Tabelle 12: Investitionen des konventionellen Netzausbaus Modellregion Putlitz

Maßnahmen	Menge	Invest
380-/110-kV-Umspannwerke		
380-/110-kV-Kuhsdorf		
Grundkosten (Neubau) Kosten beinhalten Planung, Genehmigung, Errichtung, Sekundärtechnik	1 Stk.	3.900 T€
Transformator 400 MVA	3 Stk.	15.900 T€
Trenntransformatoren 110-kV 150 MVA	3 Stk.	24.000 T€
Schaltfeld 380-kV-Leitungsabgang	2 Stk.	2.700 T€
Schaltfeld 380-kV-Trafoabgang	3 Stk.	3.900 T€
Schaltfeld 110-kV-Leitungsabgang	7 Stk.	3.080 T€
Schaltfeld 110-kV-Trafoabgang	6 Stk.	2.580 T€
380-/110-kV-Görries		
Erweiterung bestehendes UW	1 Stk.	350 T€
Transformator 400 MVA	2 Stk.	10.600 T€
Schaltfeld 380-kV-Trafoabgang	2 Stk.	2.600 T€
Schaltfeld 110-kV-Trafoabgang	2 Stk.	860 T€
110-/30-kV-Umspannwerke		
Grundkosten (Neubau) Kosten beinhalten Planung, Genehmigung, Errichtung, Sekundärtechnik, einschließlich der 30-kV-Schaltanlage	16 Stk.	21.600 T€
Transformatoren 40 MVA	30 Stk.	18.000 T€
Transformatoren 63 MVA	13 Stk.	9.100 T€
Transformatoren 80 MVA	5 Stk.	4.000 T€
Trenntransformatoren 110 kV 125 MVA	3 Stk.	24.000 T€
Schaltfeld 110-kV-Leitungsabgang	16 Stk.	7.040 T€
Schaltfeld 110-kV-Trafoabgang	51 Stk.	21.930 T€
Schaltstation Abzw. FH 110 kV		
Grundkosten Kosten beinhalten Planung, Genehmigung, Errichtung, Sekundärtechnik	1 Stk.	1.350 T€
Schaltfeld 110-kV-Leitungsabgang	6 Stk.	2.640 T€
Kabel (Systemkilometer)		
30-kV-Ebene Kosten beinhalten Tiefbau, Verlegung im Dreiecksverband, Planung, Genehmigung		
NA2XS(FL)2Y 3x1x240/25	289 km	28.936 T€
NA2XS(FL)2Y 3x1x500/35	315 km	56.686 T€
110-kV-Ebene Kosten beinhalten Tiefbau, Verlegung im Flachverband, Cross-Bonding, Planung, Genehmigung		
NA2XS(FL)2Y 3x1x1600/110	69 km	48.300 T€
Freileitung 110 kV (Trassenkilometer) Kosten beinhalten Planung, Genehmigung, Errichtung, Provisorien		
Doppelleitung Zweierbündel 2x2x3 AlSt 265/35	21 km	8.421 T€
Doppelleitung Zweierbündel 2x2x3 AlSt 550/70	104 km	67.600 T€
Investition Gesamt		**390.073 T€**

Somit ergibt sich ein Investitionsbedarf zur Integration des identifizierten EE-Potenzials in die bestehende Netzinfrastruktur in Höhe von 390 Mio. €. Dies entspricht einer spezifischen Investition von ca. 195.000 €/MW integrierter Leistung.

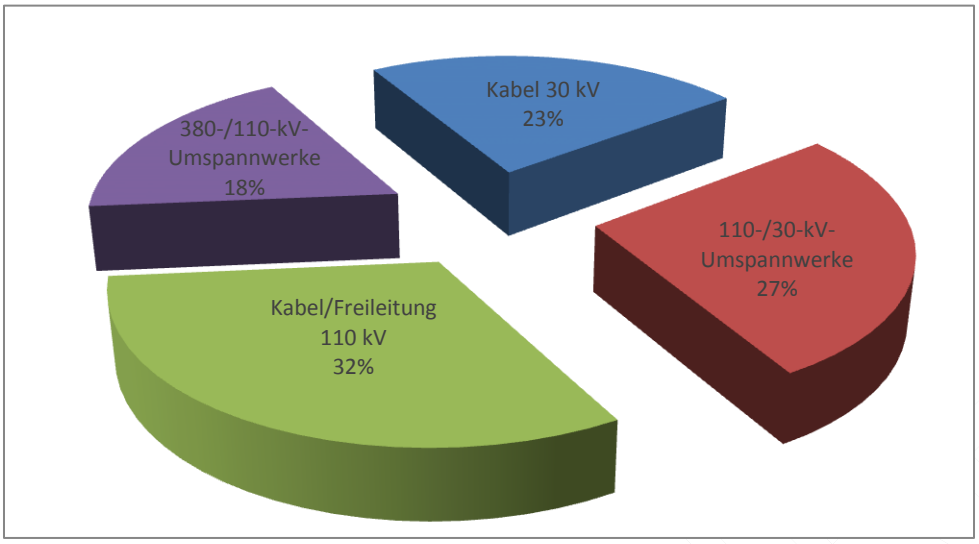


Abb. 16: Verteilung der Maßnahmen im konventionellen Netzausbau Modellregion Putlitz

Wie in Abb. 16 zu erkennen ist, werden ca. die Hälfte der Investitionen in dieser Region zur Heranführung der EE-Leistungen an die 110-kV-Infrastruktur verwendet. Etwa 1/3 der Investition wird für die 110-kV-Kabel und Freileitungen benötigt.

Die relativ hohe Investitionssumme in der Modellregion Putlitz ist auf die regionalen Gegebenheiten und die relativ schwach ausgebaute vorhandene Netzinfrastruktur zurückzuführen. Andererseits bedingen die enormen EE-Potenziale, welche in dieser Region zu integrieren sind, einen immensen Ausbauaufwand. Es zeigt sich ebenso deutlich, dass derartige Leistungsgrößen mit herkömmlichen technischen Mitteln nicht mehr in eine schwach ausgebaute 110-kV-Netz-infrastruktur integriert werden können. Anhand dieser Region lässt sich feststellen, dass das Konzept der separaten Netze seinen spezifischen Anwendungsfall hat. Hier ist zu sehen, dass selbst bei Vollintegration der gesamten EE-Leistung in das separate Netz, das Konzept das gesamtwirtschaftlich günstigere ist im Vergleich zum konventionellen Netzausbau.

5 Exkurs Genehmigungs- und Realisierungszeiträume

Die separaten Netze sollen primär der Beschleunigung des Netzanschlusses Einspeisewilliger dienen. Die folgenden Ausführungen vergleichen die Genehmigungszeiträume von förmlichen Verfahren wie Raumordnungs-, Planfeststellungs- und Plangenehmigungsverfahren mit Genehmigungsverfahren auf Grundlage von einzelnen fachgesetzlichen Bestimmungen.

Konventioneller Netzausbau
Der konventionelle Netzausbau unterliegt unter anderem den Maßgaben des Raumordnungsgesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes und des Verwaltungsverfahrensgesetzes.

Hochspannungsfreileitungen ab 110 kV erfordern in der Regel ein Raumordnungsverfahren und ein Planfeststellungsverfahren mit jeweils integrierter Umweltverträglichkeitsprüfung.

Ob für ein beantragtes Vorhaben ein Raumordnungsverfahren (ROV) erforderlich ist, prüft die Landesplanungsbehörde innerhalb von vier Wochen. Vor Eröffnung des Verfahrens wird zur Festlegung des Untersuchungsumfangs eine Antragskonferenz durchgeführt. Anschließend erstellt der Vorhabenträger die Verfahrensunterlage. Sobald sie vollständig ist, wird das Raumordnungsverfahren eröffnet und binnen sechs Monaten mit der Landesplanerischen Beurteilung abgeschlossen, sofern keine Unterbrechung erfolgt. Von der Eröffnung bis zum Abschluss des Raumordnungsverfahrens lag die Verfahrensdauer für 110-kV-Freileitungen (ohne Bahnstrom) in Brandenburg im Durchschnitt bei 8,3 Monaten, der Vorlauf beim Vorhabenträger vom Antrag bis zur eigentlichen Eröffnung des Raumordnungsverfahrens beanspruchte dagegen im Schnitt 52 Monate. Insgesamt betrachtet - von der Antragstellung bis zum Abschluss des Raumordnungsverfahrens - benötigten zwei Verfahren 45 bzw. 46 Monate, also knapp vier Jahre, und zwei endeten erst nach sechs oder mehr Jahren (70 bzw. 82 Monate).

Auch beim Planfeststellungsverfahren ist die Erstellung der Unterlagen durch den Vorhabenträger von erheblicher Bedeutung und kann mitunter eine beträchtliche Zeitspanne in Anspruch nehmen. Dies ist hier nicht berücksichtigt. Der folgende Abschnitt geht vom Zeitpunkt des Eingangs der kompletten Planungsunterlagen bei der verantwortlichen Behörde aus und betrachtet nur die Mindestdauer eines regulären Planfeststellungsverfahrens. Für das Anhörungsverfahren sind nicht weniger als sechs Monate und vier Wochen (bzw. wenn die Erörterung entfällt zwei Monate und zehn Wochen) zu veranschlagen, unbeachtet möglicher Verzögerungen aufgrund eines unvollständigen Plans, der Notwendigkeit einer nachträglichen Auslegung, verspäteter Behördenstellungnahmen, Durchführung von Informationsterminen zur Akzeptanzerhöhung, Einreichung von Planänderungen, die sich insbesondere aus den Erkenntnissen des Anhörungsverfahrens ergeben. Erfahrungsgemäß dauert es vom Ende des Anhörungsverfahrens bis zum Erlass des Planfeststellungsbeschlusses nochmals mindestens drei Monate, sodass sich rechnerisch eine Regelverfahrensdauer von neun Monaten und vier Wochen (mit Erörterung) bzw. fünf Monaten und zehn Wochen (ohne Erörterung) für ein energierechtliches Planfeststellungsverfahren ergibt.

Separate Netze

Für separate Netze einschließlich der Umspannwerke entfällt der Aufwand, Unterlagen für Raumordnungsverfahren, Planfeststellung und Umweltverträglichkeitsprüfung zu erstellen.

Die Errichtung und der Betrieb von Umspannanlagen unterliegen einem vereinfachten Genehmigungsverfahren. Es dauert gemäß § 19 BImSchG und 9. BImSchV in etwa sechs Monate.

Kabel in Erdverlegung werden auf Basis von Genehmigungen (untere Wasserbehörde, untere Denkmalschutzbehörde wg. Bodendenkmalen, untere Naturschutzbehörde, ggf. Straßenbauamt und Forstamt) und Verträgen (Grundstückseigentümer, Pächter, Gemeinden) verlegt. Einer Baugenehmigung bedarf das Kabel in Erdverlegung nicht.

Die Einholung der Genehmigungen und der Abschluss der einzelnen Verträge benötigt insgesamt erfahrungsgemäß ein halbes bis dreiviertel Jahr.

In diesem Zusammenhang ist anzumerken, dass jedoch auch bei Kabeltrassen die Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens, einschließlich des dafür notwendigen Raumordnungsverfahrens, ausdrücklich möglich ist. Wird darauf verzichtet, besteht im Nachhinein keine rechtliche Entscheidung für die dann tatsächlich zu bauende Trasse. Netzbetreiber haben also durchaus ein Interesse, die vorgenannten Rechtsverfahren trotz großem Aufwand zu bestreiten, da ihnen dadurch eine rechtliche Trassensicherung gelingt, welche durch vielfältige Protestbewegungen in der Bevölkerung immer wichtiger wird.

Vergleich der Realisierungszeiträume

Der Zeitaufwand vor den eigentlichen Verfahren (Raumordnungsverfahren und Genehmigungsverfahren) hängt maßgeblich von der Qualität der Unterlagen ab. Eine genaue und differenzierte Planungsunterlage ist die Voraussetzung für eine schnelle und erfolgreiche Realisierung des Vorhabens.

Der Zeitaufwand für die eigentliche Bauphase der Hochspannungsleitungen hängt zum Großteil von der vorherrschenden Beschaffenheit des Terrains ab. Für Erdkabel sind Bodenbeschaffenheit, Wetter, sowie der Zugang zur Trasse entscheidend. Die Errichtungsdauer von Hochspannungsfreileitungen wird hauptsächlich vom Trassenverlauf, dessen Zugänglichkeit und der umgebenden Landschaft bestimmt. Aufgrund der projektbezogenen Charakteristika ist eine verallgemeinernde Aussage hier nur schwer möglich. Die Errichtung von Vorhaben mittlerer Größe kann innerhalb von einem bis zwei Jahren abgeschlossen werden.

Im Falle von separaten Einspeisenetzen beträgt der gesamte Realisierungszeitrahmen nach Angaben von Windenergieanlagenbetreibern, die bereits einige (n-0)-sichere 110-kV-Kabeltrassenprojekte mit Trassenlängen bis zu etwa 35 km Länge umgesetzt haben, zwischen einem und drei Jahren. Darin enthalten sind alle Maßnahmen von der Vorplanung über die Genehmigungsplanung, Erhalt der Genehmigungen, privatrechtliche Trassensicherung, Ausführungsplanung, Realisierung und Inbetriebnahme. Der exakte Realisierungszeitrahmen wird während der Genehmigungsphase insbesondere durch die privatrechtliche Kabeltrassensicherung sowie ggf. notwendige Querungen von Sonderbauwerken wie Gewässer, Autobahnen und Bahntrassen beeinflusst. Während der Umsetzungsphase haben witterungsbedingte Effekte (insb. Außentemperaturen) den größten Einfluss auf die Realisierungszeit. Weitere derartige Folgeprojekte für Kabeltrassen werden zukünftig zeigen, ob der genannte Zeitrahmen verallgemeinerbar ist.

Für die Realisierung von Netzausbauvorhaben mit Hochspannungsfreileitungen mit Nennspannung ab 110 kV oder mehr, welche einem Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren unterliegen, kann hingegen von einer Dauer von zwei bis sechs Jahren für die Raumordnung und Planfeststellung zuzüglich eineinhalb Jahren Bauphase, also insgesamt drei bis acht Jahren ausgegangen werden.

Entwurf

6 Identifikation rechtlicher Fragestellungen

Das neuartige Konzept des Netzausbaus in der Verteilnetzebene mit der Errichtung von separaten Netzen ist rechtlich noch nicht klar eingeordnet. Weder das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) noch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sowie die auf diesen Gesetzen basierenden Verordnungen befassen sich mit der Frage dieser in der Studie untersuchten Netzausbauvariante. Einige Fragestellungen die Errichtung und den zukünftigen Betrieb dieser Netze betreffend sollen in den folgenden Ausführungen aufgezeigt werden.

Errichtung von separaten Netzen
Gemäß EEG hat nur der Betreiber eines Stromnetzes die Verpflichtung zum Anschluss von Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) und erforderlichenfalls die Netzausbaupflicht zur Aufnahme des in den EE-Anlagen erzeugten Stromes, der ein Netz für die allgemeine Versorgung betreibt. Das Netz dieser Netzbetreiber ist in der Regel ein vermaschtes Netz über mehrere Spannungsebenen.

Die Verpflichtungen nach dem EEG schließen aber nicht aus, dass auch andere Unternehmen, Netzanlagen zur Einspeisung von in EE-Anlagen erzeugten Stromes, somit ein separates Netz errichten und betreiben können. Dies können z.B. die EE-Anlagenbetreiber selbst tun, wie dies in einigen Fällen bereits praktiziert wird.

Finanzierung
In Hinsicht auf die Größe der zu tätigenden Investitionen liegt die Frage nach der Finanzierbarkeit von solchen Infrastrukturprojekten auf der Hand. Sofern die EE-Anlagenbetreiber nicht die Errichtung und den Betrieb der betreffenden Anlagen selbst übernehmen und damit finanzieren, ist der Netzbetreiber der allgemeinen Versorgung zur Finanzierung verpflichtet. Insbesondere bei den Investitionen zur Errichtung der separaten Netze ergibt sich dabei die Problemstellung, inwieweit ein vorausschauender Netzausbau unter den gegenwärtigen rechtlichen Rahmenbedingungen ausreichend finanzierbar ist. Hierzu ist insbesondere die in der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) enthaltene Regelung zur Genehmigung von Investitionsmaßnahmen für Verteilernetzbetreiber zu hinterfragen.

Planungssicherheit
Bei dem Konzept der separaten Netze handelt es sich um vorausschauenden Netzausbau. Um diesen zu betreiben, ist die Kontinuität der Energiepolitik von Bund und Land und die der damit verbundenen Regionalpläne des Landes eine wichtige Grundvoraussetzung. Eine Koordinierung und Abstimmung des Netzausbaus (separate Netze und konventioneller Netzausbau) in der Verteilnetzebene erhöht die Planungssicherheit der beteiligten Akteure und somit die Planbarkeit und Finanzierbarkeit solcher Infrastrukturprojekte. Damit wäre eine zeitliche und räumliche Optimierung des Netzausbaus möglich, die Mehraufwand für provisorische Zwischenlösungen vermeidet bzw. reduziert. Wie dies durch einen Koordinator rechtlich und politisch gelöst werden kann, bleibt vorerst offen.

Verfügbarkeit des Netzes
Sofern es sich bei dem separaten Netz um ein Netz im Sinne des EnWG handelt, ist zu klären, ob eine Anschlusspflicht von Letztverbrauchern an diese Netzanlagen besteht. Diese Frage ist insbesondere vor dem Hintergrund von Bedeutung, dass in dieser Studie davon ausgegangen wird, dass die separaten Netze (n-0)-sicher errichtet werden sollen. Neue Netze zur Versorgung von

Letztverbrauchern werden aber in der Regel (n-1)-sicher errichtet, um einen hohen Grad an Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Insoweit bedarf dieser Aspekt einer Bewertung.

Die mögliche Nichtverfügbarkeit des Netzes aufgrund der (n-0)-Sicherheit kann auch zu Ausfallzeiten bei den EE-Anlagen führen. Davon können vereinzelt Stränge, gesamte Eignungsgebiete oder auch das gesamte separate Netz betroffen sein. Der Netzbetreiber müsste in diesen Fällen mit Schadensersatzansprüchen der Einspeisewilligen rechnen.

Netzanschluss- und Ausbaupflicht

Die Regelungen des EEG enthalten keinen Vorrang für das gesamtwirtschaftlich günstigste Netzausbaukonzept. Der Netzbetreiber hat dem Anschlusspetenten zwar den gesamtwirtschaftlich günstigsten Anschlusspunkt anzubieten, jedoch kann er nach dem BGH (Urteil vom 10.10.2012 -VIII ZR 362/11) einen anderen Anschlusspunkt wählen, der nur nicht erheblich teurer sein darf. Die Regelungen des EEG müssen deshalb überdacht werden. Sie sind so zu gestalten, dass sie einerseits die Umsetzung des Konzepts der separaten Netze ermöglichen, andererseits aber den weiteren Ausbau der Stromerzeugung in EE-Anlagen nicht behindern.

7 Zusammenfassung und Ausblick

In dieser Studie wurde das Konzept der separaten Netze als eine mögliche Option des EEG-getriebenen Netzausbaus anhand von zwei Modellregionen im Land Brandenburg untersucht. Bei der Wahl der beiden Modellregionen spielten maßgeblich das derzeitige bzw. zu erwartende EE-Potenzial und die regional vorhandene Infrastruktur der öffentlichen Verteilnetze eine große Rolle. Ebenso relevant ist das Vorhandensein einer Leitung des 380-kV- bzw. 220-kV-Übertragungsnetzes, da die separaten Netze als Einsammelnetze die EE-Leistungen möglichst direkt in das Übertragungsnetz abführen sollen. Für die Betrachtungen in dieser Studie wurden die Orte Ragow (südliches Brandenburg) und Putlitz (Prignitz) als zentrale Standorte für Netzverknüpfungspunkte zum Übertragungsnetz ausgewählt, so dass sich in einem Radius von ca. 30 km um diese Standorte die jeweils zu betrachtende Modellregion aufspannt. In Ragow befindet sich derzeit schon ein 380/110-kV-Umspannwerk, welches als erweiterbar zugrunde gelegt wurde, während in Putlitz der erforderliche Netzverknüpfungspunkt neu zu errichten ist.

Im Rahmen der Untersuchungsaufgabe wurde neben der Erstellung einer EE-Prognose für die betrachteten Modellregionen und der Grobplanung der jeweiligen separaten Netze ebenfalls eine überschlägliche Ausbauplanung für die in den Modellregionen vorhandenen Freileitungen der 110-kV-Verteilnetze vorgenommen. Für beide Varianten des Netzausbaus wurden die erforderlichen Investitionen ermittelt, um die gesamt-volkswirtschaftlichste Variante je Modellregion zu ermitteln. Dabei wurden für einen objektiven Vergleich Vollkosten angesetzt und die in der Praxis übliche Aufteilung der Netzanschlusskosten zwischen EE-Anlagenbetreiber und Netzbetreiber nicht berücksichtigt.

Das Ergebnis dieser Studie zeigt, dass separate Netze unter bestimmten Voraussetzungen durchaus eine Alternative zu den Maßnahmen des konventionellen Netzausbaus sein können. Eine allgemeingültige Aussage, dass dem Bau separater Netze generell der Vorzug gegeben werden sollte, kann jedoch nicht abgeleitet werden, da die Anwendung dieses Konzeptes sehr stark von den regionalen Gegebenheiten abhängig ist. Die wichtigsten Faktoren sind hauptsächlich der Ist-Zustand des vorhandenen öffentlichen 110-kV-Verteilnetzes und die zu erwartende installierte Leistung von regenerativen Energien in den Gebieten.

In der Modellregion Ragow ist ein vergleichsweise gut ausgebautes 110-kV-Verteilnetz vorhanden. Die prognostizierten EE-Leistungen in dieser Region sind mit 1.179 MW beachtlich, können aber noch technisch sinnvoll in die vorhandene 110-kV-Netzinfrastruktur integriert werden. Im Ergebnis betragen die Investitionen zur (n-1)-sicheren Integration der Gesamtleistung (ohne Berücksichtigung der Kosten für ein Umhängen von bereits im öffentlichen Netz angeschlossenen Anlagen) in das öffentliche 110-kV-Verteilnetz ca. 128 Mio. €, während im Vergleich dazu die Investitionen zur Errichtung eines separaten Netzes in dieser Region zu ca. 186 Mio. € ermittelt worden sind. Für diese Region kann also festgestellt werden, dass der Vorzug dem Ausbau der öffentlichen Netzinfrastruktur gegeben werden sollte.

Eine andere Situation ergibt sich in der Modellregion Putlitz. Das 110-kV-Verteilnetz ist aufgrund der ländlichen Prägung dieses Gebietes relativ schwach ausgebaut. Demgegenüber sind die zu erwartenden installierten Leistungen an regenerativen Energien mit 2.007 MW überdurchschnittlich hoch, da ein enormes Flächenpotenzial zur Bebauung mit EE-Anlagen vorhanden ist. Der konventionelle Netzausbau stößt, unter der Nebenbedingung ausschließlich bereits bestehende Trassen zu verwenden, an seine physikalischen Grenzen. Die ermittelten Investitionen für den

Ausbau der öffentlichen Netzinfrastruktur belaufen sich auf 390 Mio. €. Für die Errichtung eines separaten Netzes wurde die Gesamtinvestitionen für den Aufbau dieser Infrastruktur zu ca. 314 Mio. € ermittelt. Die prognostizierten Leistungen in dieser Region sind so enorm, dass zwei getrennte separate Netze mit zwei unterschiedlichen Netzverknüpfungspunkten aus Gründen der Vereinbarkeit mit den Regelungen des BImSchG errichtet werden müssen. In dieser Region würde die Entscheidung auf alleiniger Basis eines Kostenvergleiches zugunsten der separaten Netze ausfallen.

Für die Beurteilung einer Entscheidung zum jeweiligen Netzausbaukonzept müssen weitere Kriterien herangezogen werden, unter anderem die möglichen Genehmigungs- und Realisierungszeiträume. In der Studie wurden in einem kurzen Abriss die erforderlichen Genehmigungsverfahren beim Bau von Kabeltrassen (Erdverlegung) und Hochspannungsfreileitungen gegenübergestellt. Der Vergleich der Genehmigungszeiträume geht eindeutig zugunsten der Erdkabelvariante aus. Der wesentliche Unterschied besteht darin, dass bei Kabeltrassen in Erdverlegung – so auch bei den separaten Netzen – kein Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren erforderlich ist. Die Erfahrungen zur Einholung der erforderlichen Einzelgenehmigungen durch den Vorhabenträger sind im 110-kV-Bereich allerdings noch relativ gering. Auch bleiben Verzögerungen unberücksichtigt für den Fall, dass einzelne Grundstückseigentümer der Mitbenutzung ihrer Grundstücke nicht zustimmen. Andererseits besteht bei Netzen, die ausschließlich der Einspeisung von EE-Strom dienen, eine größere Flexibilität bezüglich der Trassenführung. Insoweit ist es schwer, pauschale Aussagen zu treffen. Tendenziell sind aber auch wegen der zu erwartenden höheren Akzeptanz von Erdkabelprojekten zeitliche Vorteile bei der Genehmigung und Realisierung der separaten Netze zu erwarten.

Bei dem Konzept der separaten Netze handelt es sich um vorausschauenden Netzausbau. Um diesen betreiben zu können, ist eine Kontinuität der Energiepolitik von Bund und Ländern genauso erforderlich wie eine langfristige Verbindlichkeit der Regionalpläne der Länder. Eine zeitliche und räumliche Optimierung des Netzausbaus erfordert eine Koordinierung, welche Planungssicherheit für alle beteiligten Akteure schaffen würde.

Im Rahmen der vorliegenden Studie wurde gezeigt, dass das komplexe Thema der Suche von wirtschaftlich vertretbaren Netzausbaukonzepten und deren technisch sinnvolle Realisierung grundsätzlich eine Einzelfallbetrachtung unter Einbeziehung aller relevanten Randparameter erfordert. Weiterhin zeigt sich, dass mehrere Fragenstellungen im Zusammenhang mit der Errichtung von separaten Netzen einer weiteren Untersuchung bedürfen. Neben einer Vielzahl von rechtlichen Aspekten der Errichtung und des Betriebs von separaten Netzen mit je nach Betreiber unterschiedlicher Interessenlage und der Klärung von Finanzierungsfragen verbleiben ebenso technische Fragestellungen wie z.B. bei der Anpassung bzw. Erweiterung der Modellannahmen, einer Optimierung der Netzkonfigurationen sowie der kostenoptimierten Auslegung einzelner Netzkomponenten (z.B. Implementierung eines Kabeltemperaturmonitoringsystems zur Optimierung der benötigten Kabelquerschnitte).

Es wird empfohlen, diese Fragestellungen in weiterführenden Studien zu untersuchen.

Literaturverzeichnis

[1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
„BMU – Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG (2012)“ [Online]
http://www.bmu.de/service/publikationen/downloads/details/artikel/erneuerbare-energien-gesetz-eeg-2012/. [Zugriff am 05.11.2012]

[2] Fortführung der Netzstudie Brandenburg
Studie im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft und Europaangelegenheiten Brandenburg
BTU Cottbus, 2011

[3] nkt cables
Hoch- und Höchstspannungskabelanlagen - Kabel und Garnituren bis 550 kV
nkt cables GmbH, Köln, 2011

[4] Peschke, E.; von Olshausen, R.:
Kabelanlagen für Hoch- und Höchstspannung - Entwicklung, Herstellung, Prüfung, Montage und Betrieb von Kabeln und deren Garnituren
Erlangen und München, Publicis MCD Verlag, 1998.

[5] Nexans
Kabel, Kabelsysteme, Kabelhersteller, Glasfaserkabel, LAN, Energienetze, Brandschutzkabel, halogenfreie Kabel, Photovoltaik
Nexans [Online].
http://www.nexans.de. [Zugriff am 1.10.2012]

Anhang

Anhang 1: 110-kV-Netz Variante Ringnetz ii

Anhang 2: 110-kV-Netz Variante Strahlennetz mit Redundanz am Netzverknüpfungspunkt.....iii

Anhang 3: Blindleistungsbedarf des separaten Netzes Putlitz I (380-kV-seitig).....iv

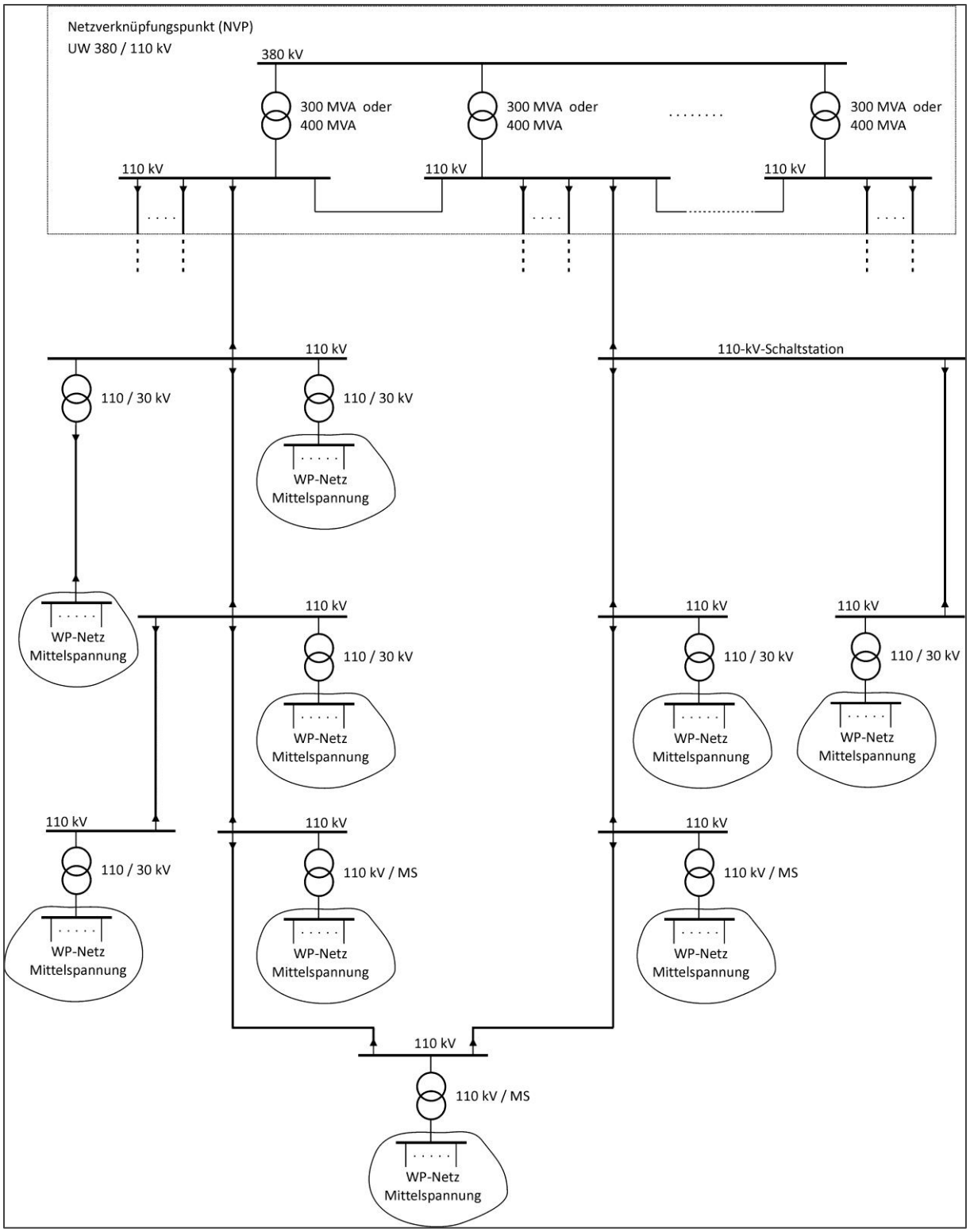
Anhang 4: Blindleistungsbedarf des separaten Netzes Putlitz I (110-kV-seitig).....iv

Anhang 5: Blindleistungsbedarf des separaten Netzes Putlitz II (380-kV-seitig).....v

Anhang 6: Blindleistungsbedarf des separaten Netzes Putlitz II (110-kV-seitig).....v

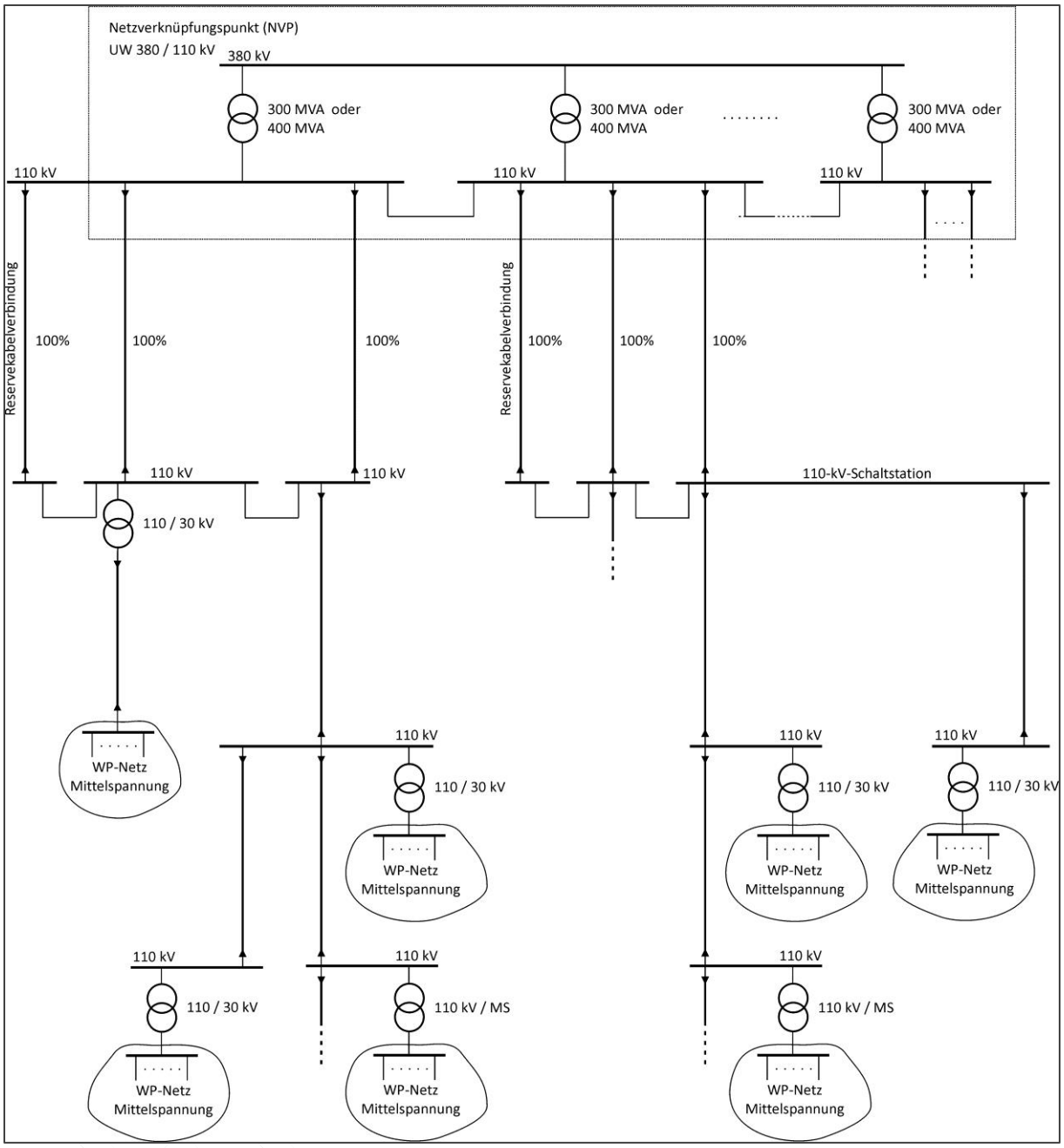
Anhang 7: Blindleistungsbedarf des separaten Netzes Ragow (110-kV-seitig).....vi

Anhang 8: Blindleistungsbedarf des separaten Netzes Ragow (380-kV-seitig).....vi



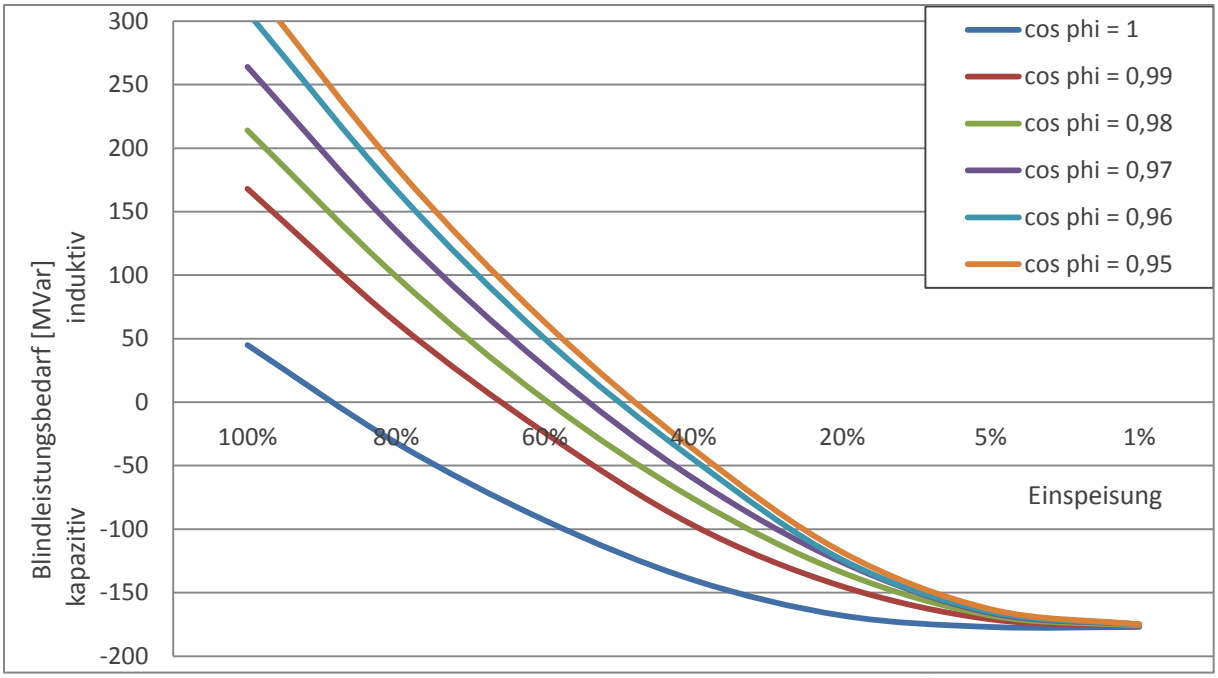
Anhang 1: 110-kV-Netz Variante Ringnetz[5]

[5] Diese Variante liegt den Betrachtungen dieser Studie nicht zugrunde.

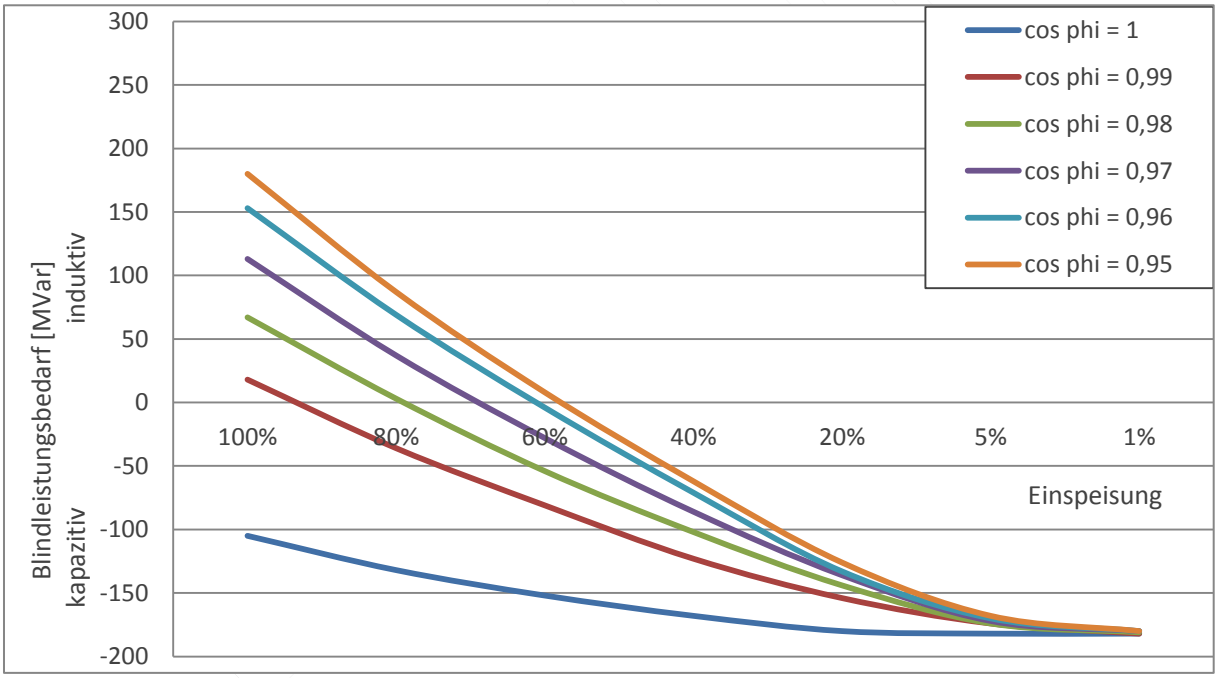


Anhang 2: 110-kV-Netz Variante Strahlennetz mit Redundanz am Netzverknüpfungspunkt (NVP)[6]

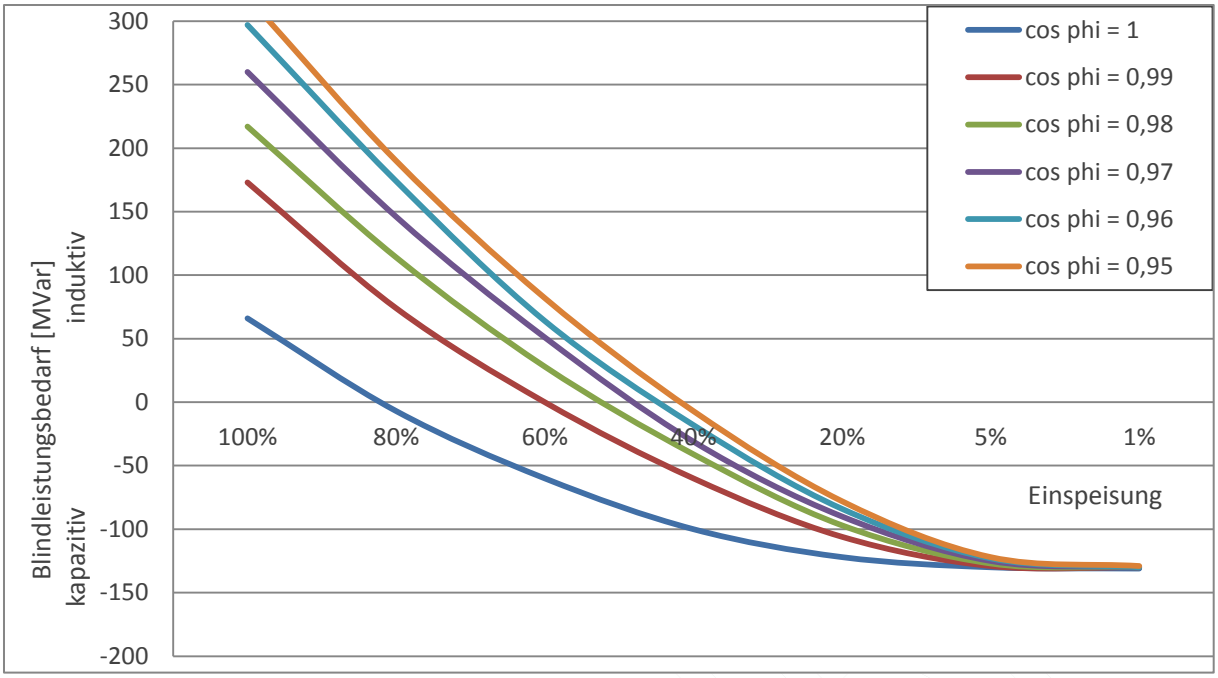
[6] Diese Variante liegt den Betrachtungen dieser Studie nicht zugrunde.



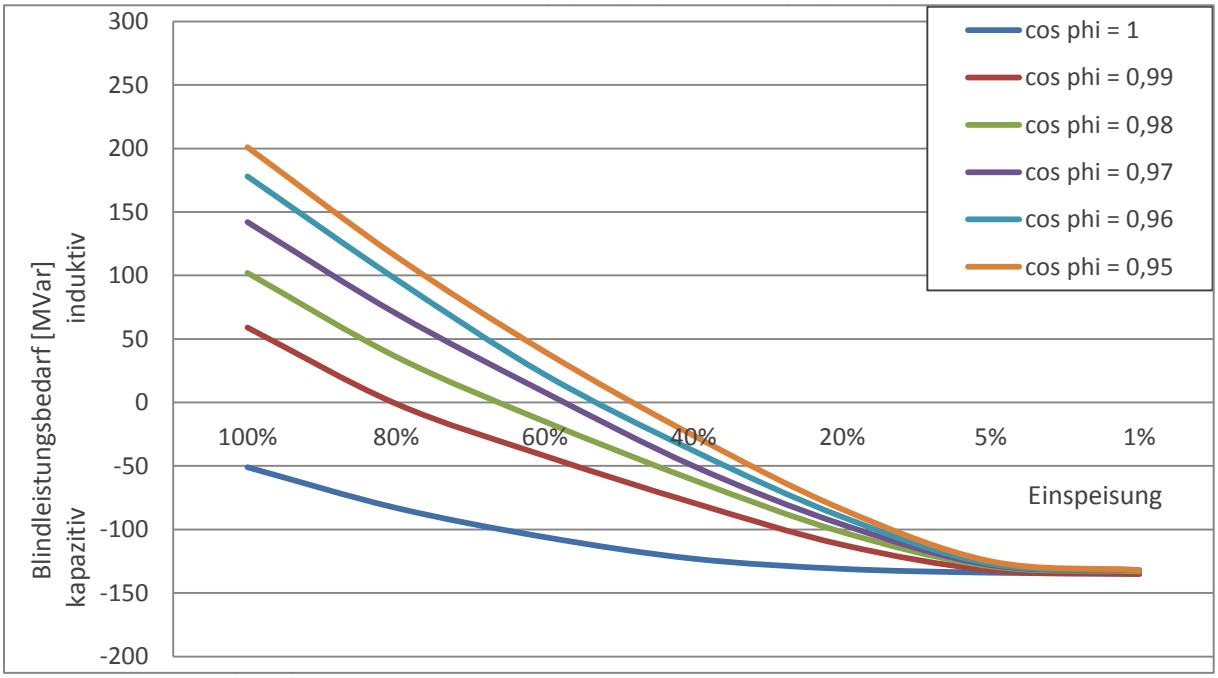
Anhang 3: **Blindleistungsbedarf des separaten Netzes Putlitz I (380-kV-seitig) in Abhängigkeit vom Leistungsfaktor (untererregt) und der prozentualen Einspeisung der EE-Anlagen**



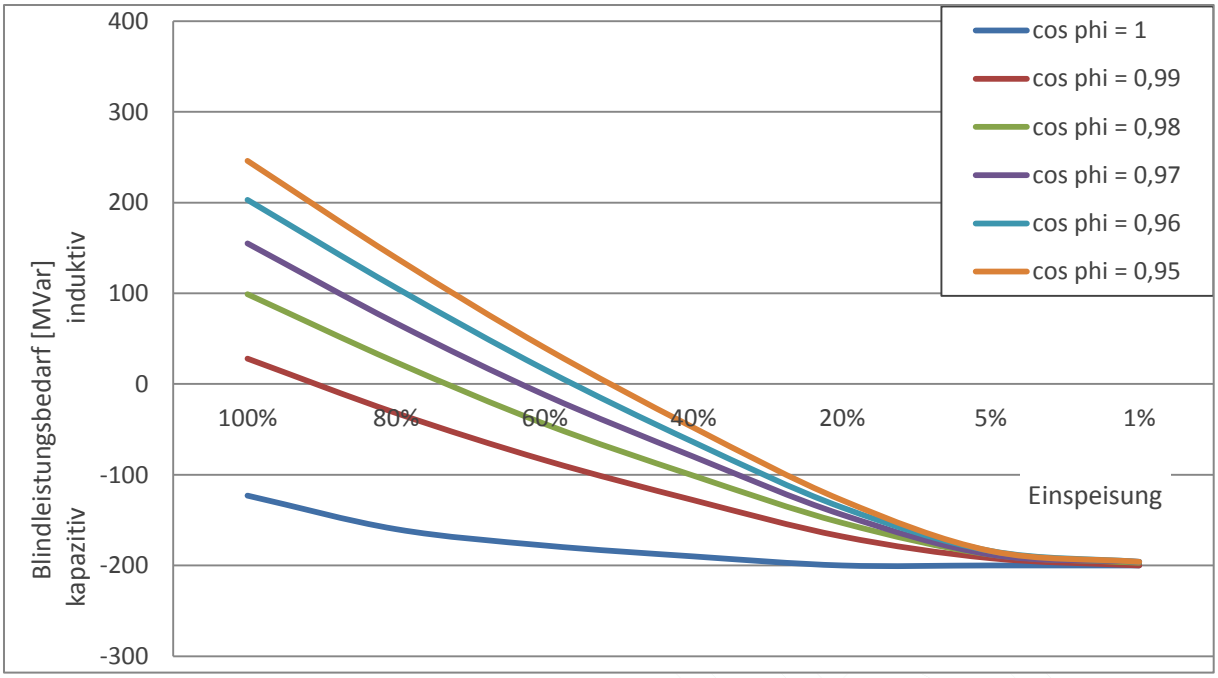
Anhang 4: **Blindleistungsbedarf des separaten Netzes Putlitz I (110-kV-seitig) in Abhängigkeit vom Leistungsfaktor (untererregt) und der prozentualen Einspeisung der EE-Anlagen**



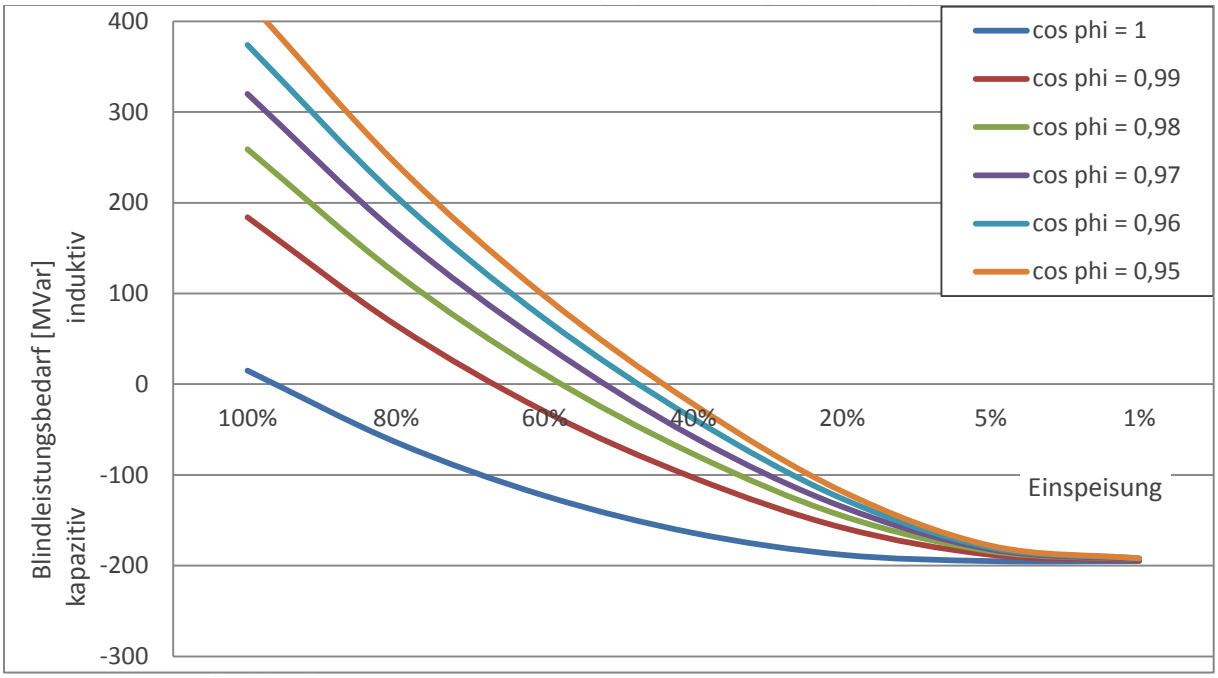
Anhang 5: Blindleistungsbedarf des separaten Netzes Putlitz II (380-kV-seitig) in Abhängigkeit vom Leistungsfaktor (untererregt) und der prozentualen Einspeisung der EE-Anlagen



Anhang 6: Blindleistungsbedarf des separaten Netzes Putlitz II (110-kV-seitig) in Abhängigkeit vom Leistungsfaktor (untererregt) und der prozentualen Einspeisung der EE-Anlagen



Anhang 7: Blindleistungsbedarf des separaten Netzes Ragow (110-kV-seitig) in Abhängigkeit vom Leistungsfaktor (untererregt) und der prozentualen Einspeisung der EE-Anlagen



Anhang 8: Blindleistungsbedarf des separaten Netzes Ragow (380-kV-seitig) in Abhängigkeit vom Leistungsfaktor (untererregt) und der prozentualen Einspeisung der EE-Anlagen