

Verteilnetzmodell Brandenburg

Evaluierung der Auswirkungen energiewirtschaftlicher Entwicklungen auf den Verteilnetzausbau

Brandenburger zahlen bundesweit die höchsten Netzentgelte. Wesentliche Gründe dafür sind der erforderliche Netzausbau zur Integration von erneuerbaren Energien (EE) und das notwendige Einspeisemanagement. Das im Rahmen der Studie »Synchronisierung von EE- und Netzausbau in Brandenburg« von E-Bridge Consulting und der Mitnetz Strom entwickelte »Verteilnetzmodell Brandenburg« simuliert den Netzausbaubedarf in den einzelnen Spannungsebenen und dient damit dem Ministerium für Wirtschaft und Energie des Landes Brandenburg als Grundlage zur Bewertung der Auswirkungen möglicher Maßnahmen auf die zukünftig zu erwartenden Netzentgelte.

Es ist eine Herausforderung, die Auswirkungen der vielen Entwicklungen in der Energielandschaft für eine bestimmte Region zu erfassen – unter anderem für politische Entscheidungen aber unerlässlich.

Der Wandel des Energiesystems hin zu einer dezentralen Energieversorgung bedeutet insbesondere für die Verteilnetze eine starke Veränderung der Verantwortlichkeit und der Aufgaben. Die elektrische Energie wird nicht nur zunehmend intelligent im Verteilnetz verbraucht, sondern auch von den dort angeschlossenen Netzkunden erzeugt und gespeichert. Der intensive Zubau von EE-Anlagen sowie die Sektorenkopplung durch Elektromobilität, Power-to-Heat- und Power-to-Gas-Anlagen verändern die Versorgungsaufgabe des Verteilnetzes grundlegend.

Begleitet wird diese Entwicklung von einer digitalen Vernetzung zwischen den Anlagen. Hierdurch entsteht die Möglichkeit für Verteilnetzbetreiber, den neuen Anforderungen mit einem aktiven Netzbetrieb zu begegnen. Eine wesentliche Herausforderung wird es zukünftig sein, eine effiziente Kombination aus modernem, aktiven Netzbetrieb und zielgerichtetem Netzausbau einzusetzen. Dabei ist zu beachten, dass Verteilnetze in

unterschiedlichem Maße betroffen sind – einige besonders stark und andere im vernachlässigbarem Umfang. Manche Netze sind durch den erzeugungsseitigen Wandel stärker betroffen, andere durch die Entwicklungen auf der Lastseite. Diese regionalen Unterschiede sind Folge der Dezentralisierung. Infolge dessen müssen auch politische Rahmenbedingungen und mögliche Maßnahmen regional differenziert bewertet werden. Aufgrund der Vielzahl an Entwicklungen und der komplexen, technischen Zusammenhänge ist eine modellgestützte, effiziente Methodik hierbei zielführend.

Zur Analyse des Verteilnetzausbaubedarfs unter Berücksichtigung dezentraler Flexibilität und der Synchronisierung von EE- und Netzausbau im Land Brandenburg wurde das »Verteilnetzmodell Brandenburg« entwickelt.

Das brandenburgische Verteilnetz ist insbesondere durch den bereits sehr weit vorangeschrittenen Ausbau von erneuerbaren Energien von dem Wandel betroffen. Der Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung am Stromverbrauch beträgt hier bereits mehr als 75 % – das ist weit mehr als der Bundesdurchschnitt (rd. 30 %). Durch den starken Zubau von EE-Anlagen ist in Brandenburg auch umfangreicher Netzausbau erforderlich. Dadurch zahlen die Stromkunden in Brandenburg bundesweit die höchsten Netznutzungsentgelte.

Im Rahmen der Studie »Synchronisierung von EE- und Netzausbau in Brandenburg« wurden mögliche Maßnahmen zur Kostensenkung durch den netzdienlichen Einsatz von dezentraler Flexibilität, wie zum Beispiel Elektroautos und Wärmepumpen, und durch Maßnahmen zur Synchronisierung von EE- und Netzausbau untersucht. Hierzu wurde das »Verteilnetzmodell Brandenburg« entwickelt. Das Modell basiert auf den ver-



Matthias Wessels, Consultant, E-Bridge Consulting GmbH, Bonn (Bilder von links)

Ronald Halbauer, Asset-Management, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, Kabelsketal

Tim Schnelle, Asset-Management, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, Kabelsketal

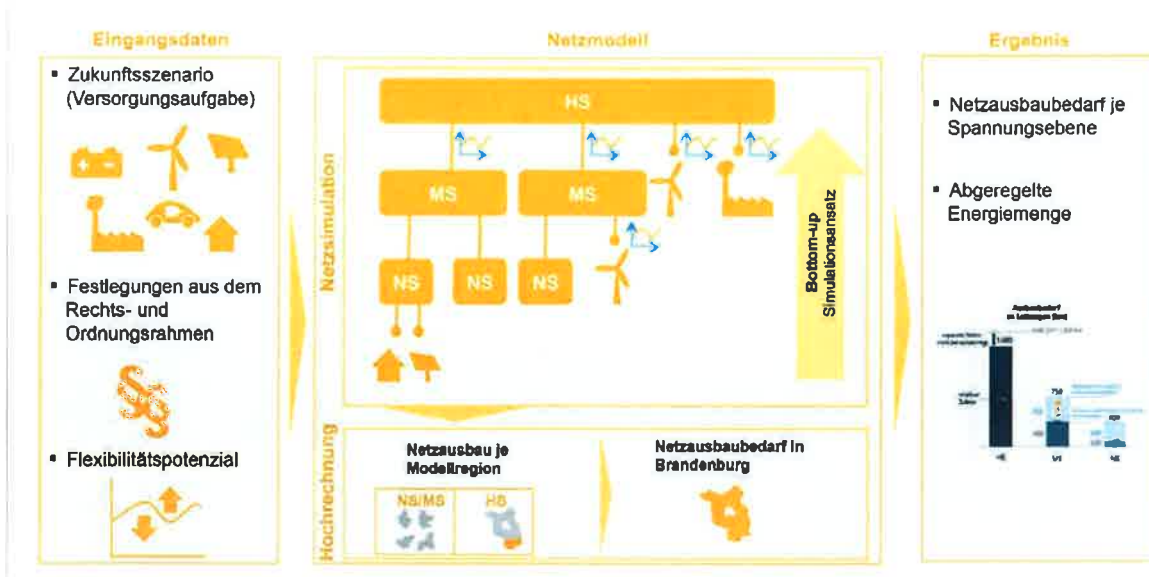


Bild 1: Übersicht zum Verteilnetzmodell Brandenburg

öffentlichem Strukturdaten aller 35¹ brandenburgischen Verteilnetzbetreiber. Für ein definiertes Zukunftsszenario ermittelt das Modell den Ausbaubedarf im Verteilnetz des Landes Brandenburg als Gesamtbedarf, d.h. in aggregierter Form und nicht maßnahmen-scharf. Dabei wird die Einhaltung der Vorgaben des Rechts- und Ordnungsrahmens sichergestellt. Zu Untersuchungszwecken können auch hiervon abweichende Annahmen berücksichtigt werden.

In der Studie wurde zur Untersuchung der Maßnahmen der ermittelte Netzausbaubedarf im Verteilnetz aus zwei Modellberechnungen verglichen und aus der Differenz der erzielte Effekt ermittelt:

1. Der Netzausbaubedarf nach dem aktuellen Rechts- und Ordnungsrahmens als Referenz.
2. Der Netzausbaubedarf mit angepasstem Rechts- und Ordnungsrahmen.

Durch diesen Ansatz kann ein geringerer Netzausbaubedarf und die damit verbundene Kostensenkung als Folge der betrachteten Maßnahme identifiziert werden. Dabei wird bei der Berechnung des Netzausbaubedarfes das Einspeisemanagement entsprechend der Vorgabe zur

Spitzenkappung auf 3 % der Jahreseinspeisemenge begrenzt und ein ansonsten engpassfreies Netz ermittelt.

Durch einen Bottom-up-Ansatz wird die konsistente Simulation aller Spannungsebenen gewährleistet.

Für die Ermittlung des Verteilnetzausbaubedarfes sind als Eingangsdaten die zukünftige Versorgungsaufgabe, die zu untersuchenden Festlegungen im Rechts- und Ordnungsrahmen und gegebenenfalls das netzdienliche Flexibilitätspotenzial erforderlich. Sie sind Grundlage für die beiden Modellierungsschritte Netzsimulation und Hochrechnung.

Die Netzsimulation wird als stundenscharfe Jahresrechnung mit 8.760 Netznutzungsfällen durchgeführt. In jeder Spannungsebene werden Modellnetze betrachtet. Jedem Modellnetz ist an allen Netzverknüpfungspunkten ein bestimmtes Modellnetz der unterlagerten Spannungsebene bzw. ein Netznutzer zugeordnet. Die Netzsimulation erfolgt in zwei Stufen: Zunächst wird eine Leistungsflussberechnung für alle Mittelspannungsmodellnetze in einer geschlossenen Simulation mit den unterlagerten Niederspannungsnetzen durchgeführt. Neben dem Engpassbefund, aus dem sich der Netz-

ausbaubedarf ableitet, wird auch die Zeitreihe des Leistungsflusses am Netzverknüpfungspunkt zwischen Mittel- und Hochspannung berechnet. Diese Zeitreihe dient in der zweiten Stufe als Eingangsparameter für die Simulation des Hochspannungsnetzes. Sie ist Ersatzelement für das unterlagerte Netz. Auch für die Hochrechnung wird der Engpassbefund und der sich daraus ergebende Netzausbaubedarf berechnet. Im zweiten Modellierungsschritt, der Hochrechnung, werden die Ergebnisse des Netzausbaubedarfes in den Modellregionen für alle Spannungsebenen auf das Land Brandenburg hochgerechnet (Bild 1).

In den zeitreihenbasierten Leistungsflussberechnungen wird das Niederspannungsnetz durch synthetische Modellnetze abgebildet.

Die Niederspannungsnetze werden durch synthetische Netze nachgebildet. Dabei wird für jede Transformatorgröße (160 kVA, 250 kVA, 400 kVA, 600 kVA) ein spezielles synthetisches Netz verwendet. Die Netze basieren auf statistischen Untersuchungen im Netzgebiet der Mittelstrom und sind so konfiguriert, dass sie repräsentativ für Niederspannungsnetze der jeweiligen Transformatorgröße

¹ Quelle: Bundesnetzagentur

sind. Sie unterscheiden sich nach Kabel- und Freileitungsanteil, der Leitungslänge und nach der Anzahl versorgter Wohneinheiten je Hausanschluss. Das Leistungsflussmodell ist bis zu den einzelnen Hausanschlüssen detailliert abgebildet. Im Modell wird an jedem Hausanschluss eine Zeitreihe hinterlegt. Sie enthält in aggregierter Form alle an diesem Hausanschluss verwendeten Anlagen und stellt die resultierende Austauschleistung mit dem Netz dar. In Abhängigkeit des Zukunftsszenarios finden die folgenden Anlagen Berücksichtigung:

- Haushalte,
- Stromerzeugung aus Photovoltaikkleinanlagen,
- Elektrofahrzeuge,
- Wärmepumpen,
- Kleinspeicher.

Spannungsebenenübergreifende Leistungsflussrechnungen bis zur Umspannwerkssammelschiene ermöglichen eine genaue Netzanalyse der Mittelspannung.

Die Modellierung der Mittelspannung erfolgt durch die Simulation vier realer Netzstrukturen, die jeweils einem vollständigen Umspannwerkversorgungsbereich entsprechen. Die exemplarischen Netze repräsentieren die Bandbreite vorhandener Mittelspannungsnetze in Brandenburg:

- *Land* – ausschließlich kleinere Gemeinden mit vereinzelt Geschosswohnungsbau
- *Kleinstadt* – städtische Siedlung mit Geschosswohnungen, Handels- und Sozialeinrichtungen
- *Speckgürtel* – Randgebiet einer Großstadt
- *Großstadt* – Großstadtstrukturen mit überwiegend Mehrparteihäusern und Fernwärmenetz

Die Mittelspannungsnetzmodelle der vier Umspannwerkversorgungsgebiete umfassen jeweils das vollständige Mittelspannungsnetz einschließlich der Ortsnetz- und Kundenstationen. An den Ortsnetzstationen ist jeweils das entsprechende, synthetische Niederspannungsnetz hinterlegt. An allen direkt an der Mittelspannung angeschlossenen Kundenstationen fließt eine Jahresmesszeitreihe in das Modell ein. Zur realitätsnahen Simulation eines Zukunftsszena-

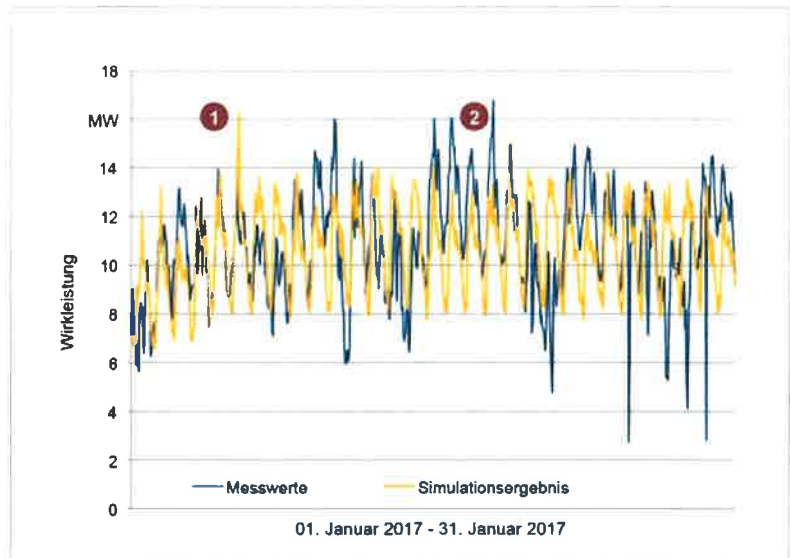


Bild 2: Vergleich der simulierten und gemessenen Wirkleistungszeitreihe der 110-kV-Sammelschiene in der Modellregion »Kleinstadt«

rios können zusätzliche Kundenstationen in das Netzmodell integriert werden, beispielsweise für zugebaute PV-Freiflächenanlagen. Dafür werden geografisch geeignete Standorte gewählt. Die Leistungswerte werden durch eine synthetische Zeitreihe abgebildet, die auf Messwerten von in Ausrichtung und Ort vergleichbaren Anlagen beruht.

Das detailliert nachgebildete Netzmodell und die spannungsebenenübergreifende Leistungsflussberechnung gewährleisten neben einer stromrichtigen auch eine spannungsrichtige Netzberechnung, da auf die sonst übliche Betrachtung von Spannungsbändern verzichtet werden kann. Spannungseingänge ergeben sich nur aus den zulässigen Bereichen nach EN 50 160 an den einzelnen Hausanschlüssen oder an den Kundenstationen.

Ergebnis der Simulation ist ein Engpassbefund, der alle Betriebsmittel auflistet, bei denen im Zuge der Jahressimulation eine Grenzwertüberschreitung auftritt. Auf dieser Grundlage wird das Mengengerüst des erforderlichen Netzausbaus bestimmt. Betriebliche Maßnahmen zur Reduzierung des Netzausbaubedarfs, wie zum Beispiel Spitzenkappung und netzdienlicher Einsatz dezentraler Flexibilität, wird in den Zeitreihen der Anlagen berücksichtigt. Weiteres Berechnungsergebnis ist die

Wirk- und Blindleistungszeitreihe an der 110-kV-Sammelschiene des Umspannwerkes. Diese Zeitreihe repräsentiert in der nachfolgenden Berechnung des Hochspannungsnetzes den Bezug bzw. die Rückspeisung am Umspannwerk. Zur Modellvalidierung wurden Simulationsergebnisse für die Versorgungsaufgabe im Jahr 2017 mit historischen Messwerten verglichen. Bild 2 zeigt beispielhaft für die Modellregion *Kleinstadt* im Zeitausschnitt Januar 2017 den Vergleich zwischen simulierter und real gemessener Zeitreihe. Der Verlauf beider Zeitreihen ist sehr ähnlich. Insbesondere die auslegungsrelevanten Bezugsspitzen, gekennzeichnet mit »1« in der Simulationszeitreihe und mit »2« in der Messwertzeitreihe, sind nahezu identisch. Durch die Modellvalidierung ist sichergestellt, dass die Simulationsergebnisse die Netzbelastung realitätsnah abbilden.

Die Simulation des Hochspannungsnetzes basiert auf dem realen brandenburgischen Netz der Mitnetz Strom.

Die Simulationen im Hochspannungsnetz werden für das reale Netz der Mitnetz Strom (Südbrandenburg) durchgeführt. Dabei wird jedes Umspannwerk der öffentlichen Versorgung einer Mo-

dellregion zugeordnet und die für die Sammelschiene simulierte Zeitreihe im Modell hinterlegt. Um die Unterschiede zwischen den Umspannwerken desselben Typs, z. B. *Kleinstadt*, abzubilden, wird die Jahreszeitreihe im Verhältnis der Einwohnerzahl im Versorgungsbe- reich des betrachteten Umspann- werkes zu der Einwohnerzahl im Modellnetz skaliert. Kundensta- tionen werden, ebenso wie in der Mittelspannung, durch Messzeitrei- hen im Modell berücksichtigt. Das Übertragungsnetz wird in der Simu- lation als Slack betrachtet. Ergebnis der Hochspannungssimulation ist ebenfalls ein Engpassbefund und das daraus berechnete Mengenge- rüst für den Hochspannungsnetz- ausbau in Südbrandenburg.

Die Berücksichtigung der Siedlungsstruktur des Landes Brandenburg und der netztechni- schen Gegebenheiten ermöglicht eine fundierte Hochrechnung auf Brandenburg.

Um Aussagen für das Land Bran- denburg ableiten zu können, muss der in den Modellregionen ermittle- te Netzausbaubedarf hochgerech- net werden. Die Hochrechnungen erfolgen, ebenso wie die Leistungs- flussrechnungen, getrennt für die Spannungsebenen Mittel-/Nieder- spannung und Hochspannung.

Die Hochrechnung der Mittel-/ Niederspannung erfolgt auf Basis der Regionalisierung der Einwoh- nerdichte. Korrespondierend zu der Auswahl der Modellregionen in der Mittelspannung werden die Ge- meinden des Landes Brandenburg nach den verwendeten Merkmalen typisiert (*Bild 3*).

Dabei zeigt sich, dass 38 % der Gemeinden der Kategorie *Land*, 32 % der Gemeinden der Katego- rie *Kleinstadt*, 20 % der Kategorie *Speckgürtel* und 10 % der Katego- rie *Großstadt* zuzuordnen sind. Anschließend wird jede Gemeinde einem Umspannwerk zugeordnet und das Umspannwerk entspre- chend der dominierenden Katego- rie der zugeordneten Gemeinden kategorisiert, beispielsweise als *Kleinstadt*. Der berechnete Netz- ausbaubedarf in der Modellregion, im Beispiel *Kleinstadt*, wird mit der Anzahl der als *Kleinstadt* kategori-

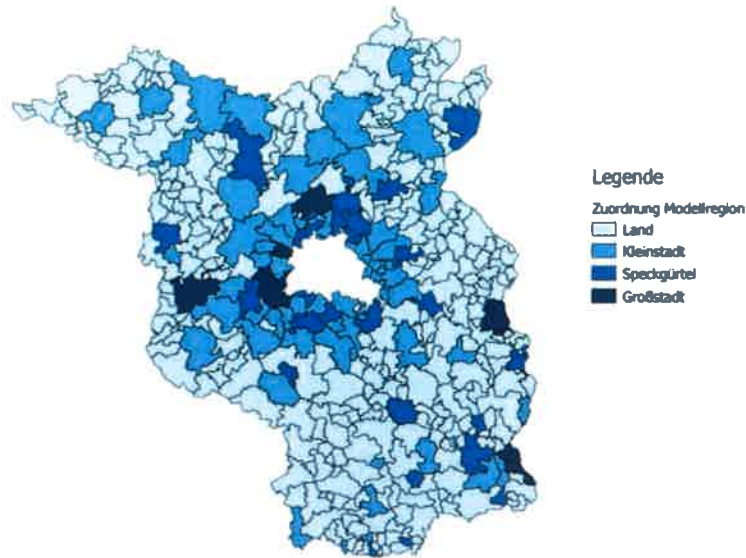


Bild 3: Regionale Verteilung der typisierten Gemeinden über das Land Brandenburg (Quelle: Technische Universität Cottbus-Senftenberg)

Anzeige

Tagung Zukünftige Stromnetze 2019

30.-31. Januar 2019
Novotel Berlin am Tiergarten, Berlin
www.zukunftsnetz.net

Impulsgeber und wichtigste Plattform des Austausches für alle Key-Player der Energiebranche mit dem Kernthema Stromnetze



conexio

sierten Umspannwerke, 37 Stück, multipliziert. Eine Skalierung über das Verhältnis der versorgten Einwohner präzisiert das Hochrechnungsergebnis. Die Normierung der Hochrechnungsmethodik anhand der heutigen Strukturmerkmale aller 35 Verteilnetzbetreiber Brandenburgs stellt die Belastbarkeit sicher.

Die Hochrechnung der Hochspannungsergebnisse erfolgt anhand der versorgten Einwohnerzahl im brandenburgischen Hochspannungsnetzgebiet. Das heißt, dass die Ergebnisse der Simulation im Mittelnetz-Gebiet mit den Faktoren 3,92 für das E.DIS-Gebiet und 0,1 für das Wemag-Gebiet multipliziert werden. Enthalten in den Faktoren ist zusätzlich die Berücksich-

netz hat überdurchschnittlich viele Leitungen mit höheren Übertragungsleistungen hervorgebracht. Sie werden im Modell zu baujahr-typischen Leitungen mit geringerer Kapazität korrigiert.

Die Ergebnisse zeigen den Verteilnetzausbaubedarf im Land Brandenburg in Abhängigkeit eines definierten Zukunftsszenarios und der untersuchten Maßnahmen.

Nach Simulation aller Spannungsebenen ist das Ergebnis des Modells der erforderliche Verteilnetzausbaubedarf im Land Brandenburg, um Versorgungssicherheit unter dem gegebenen Zukunftsszenario zu gewährleisten. Für das in

netzbetreiber 2017. Der Ausbaubedarf in der Mittel- und Niederspannungsebene in Brandenburg ist dagegen deutlich geringer. Je nach unterstellter Ladeleistung und Gleichzeitigkeit von Elektrofahrzeugen beträgt der Ausbaubedarf in Brandenburg bis 2030 rd. 3 % der Mittelspannungsebene und 1 % der Niederspannungsebene. Im Rahmen der Simulationen wurde das Prinzip der Spitzenkappung (§ 12 EnWG) für alle Spannungsebenen angewendet und damit eine Abregelung von 3 % der Jahresenergie von EE-Anlagen in der Netzplanung berücksichtigt – dies führt zu maximal 870 GWh Ausfallarbeit in 2030 (Bild 4).

Die Ergebnisse zeigen, dass der Netzausbau in Brandenburg bis 2030 einspeisegetrieben und insbe-

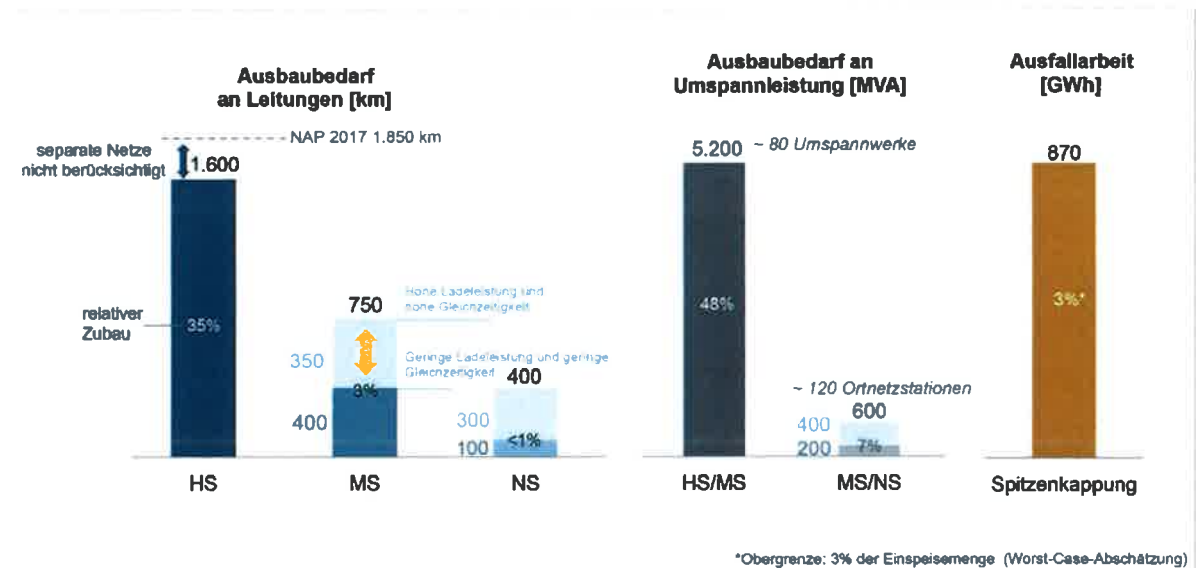


Bild 4: Netzausbaubedarf in Brandenburg bis 2030 bei aktuellem Rechts- und Ordnungsrahmen

tigung von zwei Sondereffekten: Zum einen sind das separate Netze. In Brandenburg treten regional EEG-Anlagen in so hoher Verdichtung auf, dass separate 110-kV-Netze mit eigenem 380-kV-Netzverknüpfungspunkt ausschließlich zum Abtransport der eingespeisten Energie errichtet werden. Sie werden im Modell nicht mitbetrachtet. Zum anderen ist das die Braunkohlefolgelandschaft Lausitz. Die historische Versorgung einer Vielzahl von heute stillgelegter Tagebaue aus dem öffentlichen Hochspannungs-

der Studie betrachtete Zukunftsszenario im Jahr 2030 ergibt sich bei Zugrundelegen des heutigen Rechts- und Ordnungsrahmens in Brandenburg umfangreicher Netzausbaubedarf. In der Hochspannungsebene müssen bis zum Jahr 2030 rd. 1.600 km zusätzliche Leitungen gebaut werden. Das entspricht rd. 35 % der bestehenden Netzlänge. Die Simulationen im Rahmen der Studie bestätigen damit die Berechnungen des Netzausbauplans der Arbeitsgemeinschaft der ostdeutschen 110-kV-Flächen-

sondere in den hohen Spannungsebenen notwendig sein wird. Ein wesentlicher Grund hierfür ist die immer weiter steigende EE-Leistung. Hinzu kommt der Umstand, dass heute viele Betriebsmittel, insbesondere HS/MS-Transformatoren, durch die heutige Versorgungsaufgabe, nämlich dem Abtransport von regional eingespeister Energie, bereits nah an der maximalen Kapazität gefahren werden. Ein weiterer EE-Zubau wird zur Überschreitung der Kapazität führen. Der Netzausbaubedarf durch die

»Energiewende 2.0« (E-Mobility, elektrisches Heizen, etc.) ist geringer als der einspeisegetriebene Ausbaubedarf. Begründet ist das vor allem durch die ländliche Prägung der Region.

Durch veränderte Annahmen zum Rechts- und Ordnungsrahmen kann die Wirkung auf den Netzausbaubedarf in Brandenburg mit dem Modell berechnet und mit den Ergebnissen des aktuellen Rechts- und Ordnungsrahmens verglichen werden. Mithilfe des »Verteilnetzmodells Brandenburg« können so die Auswirkungen verschiedener Maßnahmen auf den Verteilnetzausbaubedarf im Land Brandenburg aufgezeigt werden. Diese Aus-

wertungen dienen als Grundlage für Handlungsempfehlungen an die Politik. Die Ergebnisse der Untersuchungen zur Synchronisierung von EE- und Netzausbau und dem netzdienlichen Einsatz dezentraler Flexibilität sind in der emw (Ausgabe 2|18) nachzulesen.

Regional differenzierte Betrachtungen werden immer wichtiger. Das im Rahmen der Studie »Synchronisierung von EE- und Netzausbau in Brandenburg« von E-Bridge Consulting und der Mitnetz Strom entwickelte »Verteilnetzmodell Brandenburg« zeigt einen effizienten Weg auf, um regionsspezifisch Auswirkungen komplexer Maßnah-

men und Entwicklungen auf das Verteilnetz abzubilden. Die Studie entstand mit Unterstützung durch die Technische Universität Cottbus-Senftenberg im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft und Energie des Landes Brandenburg.

mwessels@e-bridge.com

www.e-bridge.de

ronald.halbauer@mitnetz-strom.de

Tim.Schnelle@mitnetz-strom.de

www.mitnetz-strom.de

Anzeige



**Innovation – Let's
make the world safer**

PMRExpo
NETWORK FOR SECURE
COMMUNICATIONS

**27–29
Nov 2018
Koelnmesse
Hall 10 · Stand B02**

Hytera Mobilfunk ist ein deutscher Anbieter von innovativen Kommunikationslösungen und -produkten für den professionellen Mobilfunk (PMR). Anwender aus der Industrie und Energiewirtschaft setzen auf unsere Ideen und Innovationen.

Wir betreiben Forschung und Entwicklung in Deutschland. Mit unserer Technologie leisten wir einen wichtigen Beitrag zur Optimierung ihrer Betriebsabläufe.

www.hytera-mobilfunk.com

Arbeiten bei Hytera?

Besuchen Sie uns auf der PMRExpo in Köln!
Dort zeigen wir Ihnen auf der PMRExpo Career Ihren Einstieg in die PMR-Branche.

Hytera 