

Energiesystemanalyse Bayern

Projektnews

Juli 2020 | Abschlussbericht

Abschlussbericht Phase 3

Kombinierte Optimierung, Simulation und Netzanalyse des elektrischen Energiesystems im europäischen Kontext (KOSiNeK)

Ein Blick zurück:

Der Cluster Energietechnik gehörte im Jahr 2011 einer Kommission an, die für Bayern künftige Technologiefelder definiert hat. Aus diesem Aufgaben-Katalog hat sich der Cluster das Thema Energiesystemanalyse auf die Fahnen geschrieben und in Eigenregie 2012 die erste von bisher drei Projektphasen gestartet. Voraussetzung dafür war die erfolgreiche Suche nach Projektpartnern aus Wissenschaft und Technik. Die Wahl fiel auf die drei Lehrstühle Rechnernetze und Kommunikationssysteme, Informatik 7, Prof. German, Wirtschaftsmathematik, Prof. Martin und elektrische Energiesysteme Prof. Luther der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU). An der Phase drei war auch die Juniorprofessur Energieinformatik von Prof. Pruckner am Lehrstuhl Informatik 7 beteiligt. Diese Fachkombination an der FAU, ergänzt durch die Kompetenzen von Bayern Innovativ und des Clusters Energietechnik, hat sich in allen drei Projektphasen bewährt: Phase 1 – Bilanzgrenze Bayern, finanziert von in Bayern ansässigen Wirtschaftsunternehmen – Phase 2 Bilanzgrenze Deutschland, finanziert vom Bayerischen Wirtschaftsministerium und Phase 3 (KOSiNeK) – Bilanzgrenze Europa, finanziert vom Wirtschaftsministerium des Bundes.

Zusammenfassung mit Blick in die Zukunft:

Im Rahmen der Phase 3 wurde die Entwicklung der Stromversorgung Deutschlands bis 2030 über die Landesgrenzen hinaus betrachtet. Ein wichtiges Ergebnis war, dass sich Deutschland in dieser Zeit zum Stromimportland entwickelt. Was noch fehlt, ist die Antwort auf die Fragen, ob und wenn ja, welche Nachbarländer diesen Importbedarf



Bild: Fotolia

mit welcher Kraftwerkstechnologie (wichtig für die CO₂-Bilanz) insbesondere um das Jahr 2023 herum (nach Stilllegung der Atomkraft) zu decken in der Lage sind und welches Stromnetz-Verteilungssystem benötigt wird. In einigen Fällen wurde eine Überlastung der Höchst- und Hochspannungsleitungen in Deutschland diagnostiziert. „Global“ kann man diese Art der Betrachtung bezeichnen. Die zweite Art sind dezentrale Analysen auf Landkreisebene, mit dem Ziel der Umstellung auf eine CO₂-freie Versorgung. Arbeiten dazu werden in Deutschland bereits durchgeführt.

Energiesystemanalysen müssen zukünftig für Strom gemeinsam mit Wärme und Mobilität, auch Sektorenkopplung genannt, durchgeführt werden; die Umstellung von Wärme und Mobilität auf „CO₂-frei“ erhöht den Strombedarf. Wirtschaft und Politik werden für Entscheidungen Ergebnisse globaler und dezentraler Betrachtungen benötigen. Der bei der FAU verfügbare Modell-Entwicklungsstand muss dazu erweitert werden; dann wäre das obige Entwicklungskonsortium in der Lage, globale und dezentrale Analysen für die Sektorenkopplung zu machen.

Modellentwicklung:

Für die erweiterte Betrachtung von Deutschland mit Europa musste die bestehende Modellierung im Simulations-, im Optimierungs- und im Netzmodell, im Text auch Teilprojekte (TP) genannt, erweitert werden. Das TP Simulation ermittelt die Residuallast (Last abzüglich der Erneuerbaren Einspeisung) für jeden Landkreis in Deutschland und gibt sie an die Optimierung weiter. Im TP Optimierung werden die Strom Im- und Exporte berechnet und eine Kraftwerksausbauplanung durchgeführt. Die daraus resultierenden Zeitreihen für Strom- Im- und Exporte, der Kraftwerkspark sowie die Ergebnisse des Regionen-Modells dienen als Input-Parameter für die Simulation eines Kraftwerkeinsatzes. Mit den daraus



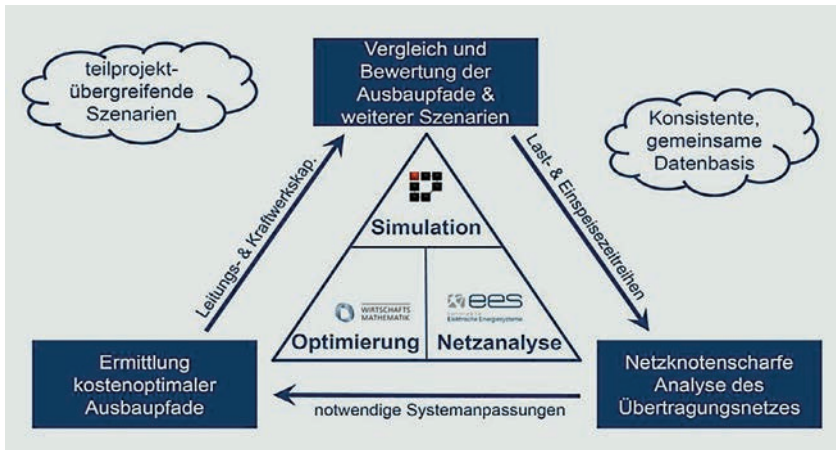


Abbildung 1: Iterations-Dreieck KOSiNeK

resultierenden Ergebnissen werden im TP Netzausbau Netzanalysen durchgeführt. Eine iterative Kopplung war nötig, um auch Netzrestriktionen in Simulation und Optimierung zu berücksichtigen. Abbildung 1. illustriert die iterative Kopplung der drei TP.

Entwicklungsszenarien:

In Abb. 2 sind die betrachteten Szenarien dargestellt; sie unterscheiden sich in der installierten Leistung erneuerbarer Energien sowie im Netzausbau in Deutschland bis 2030; sie orientieren sich an existierenden Szenarien (z. B. Netzentwicklungsplan). Der Netzausbau unterscheidet sich im Hinblick auf die Inbetriebnahme der geplanten Stromleitungen. Ausgehend von einem nominalen Startjahr im Basisszenario werden die Leitungen in den Szenarien B/D sechs Jahre früher in Betrieb genommen, während in den Szenarien A/C die Inbetriebnahme um sechs Jahre verzögert wird. Für fünf Szenarien wurden TP-übergreifende Berechnungen durchgeführt. Das Basisszenario bildet durchschnittliche Werte der anderen vier Szenarien ab. Tabelle 1 zeigt die berücksichtigten erneuerbaren Technologien sowie die

Leistungen zu Beginn und am Ende des Betrachtungszeitraums, wobei noch zwischen den Szenarien in Abb. 2 unterschieden wird.

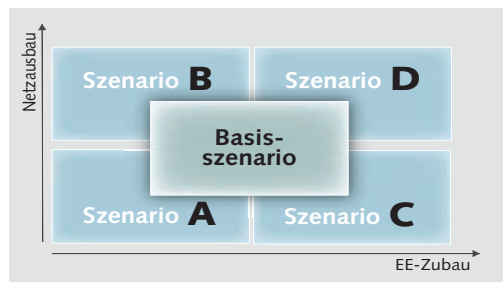


Abbildung 2: Ausprägungen der Szenarien

Modellierung der elektrischen Last:

Die elektrische Last wird den Endenergiesektoren private Haushalte sowie Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD) zugeordnet. Für deren Abbildung werden Standardlastprofile verwendet. Für die Rechenläufe sind Daten einer möglichst kleinflächigen Struktur für Deutschland sowie auch Wetterdaten erforderlich. Der amtliche Gemeindeschlüssel ermöglicht eine eindeutige Zuordnung einer Gemeinde zu einem Landkreis, Regierungsbezirk und zu einem Bundesland. Auf den Industrie- und Transportsektor wurde nicht eingegangen.

Modellierung der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien:

Zur Ermittlung der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien werden für jeden Landkreis die dortige installierte Leistung je Primärenergieträger hinterlegt. Weiterhin werden jedem Landkreis zur Abbildung der volatilen

Einspeisung mittels entsprechenden Berechnungsmodellen Wetterdaten als Inputdaten zugewiesen.

Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes (DWD): Zur Abbildung der volatilen Einspeisung aus Erneuerbaren Energien werden grundlegend alle Stationen des DWD genutzt, welche die Solarstrahlung, Windgeschwindigkeit und Temperatur stündlich aufzeichnen.

Windenergie: Deutschland ist in vier Windzonen eingeteilt. Für jede dieser Zonen wird jeweils ein geeigneter Windkraftanlagentyp und eine korrespondierende Leistungskurve zugeordnet. Bei allen abgebildeten Windkrafttypen beträgt die Anlaufwindgeschwindigkeit 2m/s und Abschaltwindgeschwindigkeit 25 m/s. Aus Verrechnung von der auf Nabenhöhe skalierten Windgeschwindigkeit, installierter Leistung und zugeteilter Leistungskurve resultiert dann die Einspeisung aus Windkraftanlagen je Landkreis.

Solarenergie: Die Strahlungswerte des DWD sind auf die horizontale Ebene der PV-Anlage bezogen. Zur Ermittlung der erzeugten Leistung wird die auf das Modul auftreffende Globalstrahlung mittels Annahmen zur PV-Anlage (Ausrichtung, Neigungswinkel, Montageart und Modultechnologie) umgerechnet.

Sonstige EEG-Einspeisung:

Für die Einspeisung von Laufwasserkraft wird ein Jahresprofil hinterlegt. Die Einspeisung der aus Biomasse und regenerativen Gasen gewonnenen Energie wird als konstant angenommen. Geothermisch betriebene Anlagen speisen temperaturabhängig basierend auf der landkreisspezifischen DWD-Temperaturzeitreihe ein.

Tabelle 1: Ausbauziele der Szenarien

GW	Anfang 2015	Ausbauszenario 2030		
		A/B	Basis	C/D
Wind onshore	37,62	68,77	71,79	78,33
Wind offshore	0,99	14,17	15,00	16,16
Photovoltaik	37,90	72,10	76,39	85,72
Biomasse	6,80	7,05	6,84	6,91
Wasserkraft	5,58	5,89	5,96	5,96
Geothermie	0,03	1,15	1,17	1,19
EE-Gase	0,50	0,50	0,50	0,50
Summe	89,42	169,63	177,65	194,77

Tabelle 2: Einspeisung der EEG-Jahresmengen in GWh, Vergleich Realwerte/Simulation

Jahr	2013		2014		2015	
	Real	Sim.	Real	Sim.	Real	Sim.
Biomasse	38	39	38	39	40	39
Geothermie	0.9	0.4	0.1	0.4	0.1	0.4
EE-Gas	1.8	1.6	1.6	1.6	1.5	1.6
Wasserkraft	6.3	5.7	5.6	5.7	5.3	5.7
Wind onshore	58	58	56	56	65	64
Wind offshore	1	2	5	4	8	12
Photovoltaik	30	32	33	33	34	32

Die Validierung zeigt befriedigende Ergebnisse

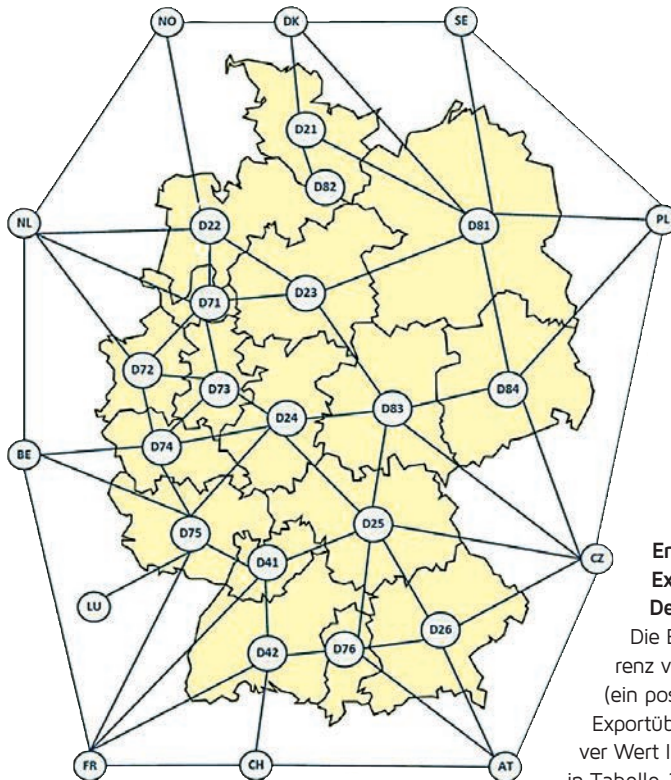


Abbildung 3 - Modellierung des Europa-Netzes

Anrainerstaaten: Die Anrainerstaaten werden als zusätzliche Knoten in das feine Deutschland-Modell integriert. Das dazugehörige Netzwerk ist in Abbildung 3 dargestellt. Jeder Anrainer-Knoten erhält ein Superkraftwerk pro Energieträger. Die installierte Leistung dieser Superkraftwerke ist aus Prognosen der Jahre 2018 - 2030 und der tatsächlich installierten Leistung im Jahr 2015 übernommen. Es wird hierbei zwischen den Jahren 2015 und 2030 linear interpoliert. Um Netzengpässe in den jeweiligen Anrainerstaaten ansatzweise abzubilden, werden die installierten Leistungen mit einem Faktor von 0.95 multipliziert. Die Kraftwerkseinsatzplanung wird wie für den Deutschland-Knoten bei stündlicher Auflösung optimiert. Lastdaten der einzelnen Anrainerstaaten werden berücksichtigt. Die Residuallast an jedem Anrainer-Knoten wird mit dem Regionen-Modell des Teilprojekts Simulation bestimmt. Hierzu werden zwei Deutschland-Knoten ausgewählt, die dem jeweiligen Anrainerstaaten lokal nächstgelegenen sind und die gemeinsam alle Erneuerbaren Energien des Anrainerstaates beinhalten.

Tabelle 3: Entwicklung der Differenz von Export und Import von 2015 bis 2030

Szenario	2015-A	2015-B	2015-C	2015-D	2015-Basis
Differenz 2015 in TWh	16.12	15.73	16.55	16.36	17.11
Differenz 2023 in TWh	-91.57	-97.47	-81.94	-86.50	-93.82
Differenz 2030 in TWh	-85.40	-83.23	-63.11	-87.84	-77.58



Bild: Gina Sanderers

Entwicklung der Exporte/ Importe in Deutschland:

Die Entwicklung der Differenz von Export und Import (ein positiver Wert bedeutet Exportüberschuss, ein negativer Wert Importüberschuss) ist in Tabelle 3 für das Wetterjahr 2015 für alle fünf Szenarien (siehe Abb. 2) dargestellt. Es ist eindeutig: Deutschland entwickelt sich von einem Strom-Exportland zu einem Strom-Importland! Der Höhepunkt des Imports liegt dabei um das Jahr 2023, da in diesem Jahr die Kernkraft in

Strommarkt:

Das generelle Ziel der Kraftwerkseinsatzplanung ist die Ermittlung eines kostenminimalen Betriebs eines bestehenden Kraftwerksparks. Dazu werden die gesamten erzeugungsabhängigen Kosten bilanziert. Ergebnis ist die detaillierte Fahrweise der einzelnen Komponenten des betrachteten Kraftwerksparks an einem Tag in stündlicher Auflösung. Abbildung 4 zeigt die Entwicklung der Stromerzeugungsbilanz in Deutschland in den Jahren 2015, 2023 und 2030. Die Stromerzeugung aus Kernenergie in Höhe von rund 81 TWh fällt ab 2023 weg. Sie wird durch eine höhere Strom-

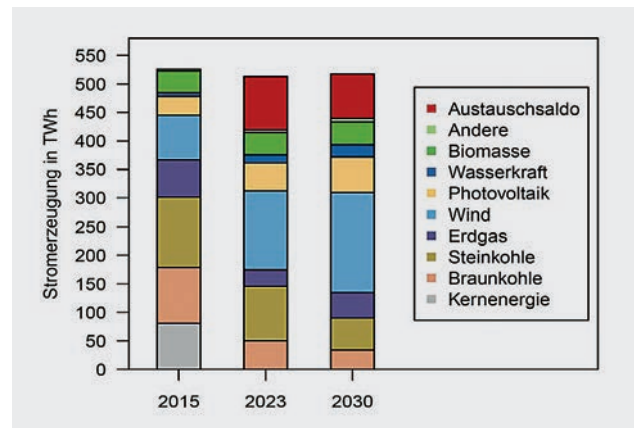


Abbildung 4 - Stromezeugungsbilanz für die Jahre 2015, 2023 und 2030 unter Annahme des Basisszenarios und des Wetterjahres 2015

Deutschland vollkommen verschwindet, aber die Erneuerbaren Energien erst 2030 den maximalen Ausbau erreichen. Unter den vereinfachten Modellannahmen für die Anrainerstaaten wie oben beschrieben, ist eine Belieferung Deutschlands aus dem Ausland mit welchen Erzeugungstechnologien auch immer zu jedem Zeitpunkt möglich.

erzeugung aus erneuerbaren Energien sowie durch Stromimporte aus den Nachbarländern ersetzt. Im Jahr 2023 liegt der Importüberschuss bei rund 94 TWh. Bis zum Jahr 2030 ist der Importüberschuss leicht rückläufig, d.h. im Jahr 2030 werden rund 78 TWh aus den Nachbarländern importiert. Die Zunahme der Einspeisung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2030 im Vergleich zu den Jahren 2015 und 2023 ist deutlich erkennbar. Dies wirkt sich auch



Bild: Fotolia

auf die Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken innerhalb Deutschlands aus. Über die Jahre nimmt die Einspeisung aus Braunkohlekraftwerken von 50 TWh im Jahr 2023 auf 35 TWh im Jahr 2030 ab. Zwischen den Jahren 2023 und 2030 ist ein leichter Anstieg der Stromerzeugung aus erdgasbefeuerten Kraftwerken erkennbar, dies hängt in erster Linie mit der guten Regelbarkeit der Kraftwerke zusammen.

Ein Vergleich der Stromerzeugung für die unterschiedlichen Szenarien A, B, Basis, C und D im Jahr 2030 zeigt, dass die Bilanz der betrachteten Szenarien eng beieinander liegt. In den Szenarien A und B sind aufgrund der niedrigeren erneuerbaren Stromerzeugung mehr Importe erforderlich, während in den Szenarien C und D die Importe abnehmen.

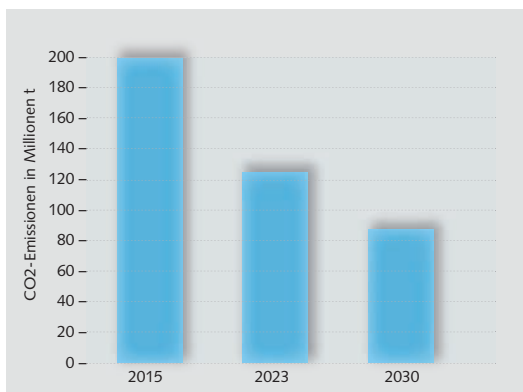


Abbildung 5 – Übersicht der Entwicklung der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland für das Szenario BASIS für die Jahre 2015, 2023 und 2030

CO₂-Emissionsbilanzen:

Abbildung 5 zeigt die Entwicklung der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung für das Szenario BASIS in den Jahren 2015, 2023 und 2030. Bis zum Jahr 2030 gelingt es durch den starken Ausbau erneuerbarer Energieträger die Emissionen um mehr als 50 % zu senken.

Bezogen auf die aktuellen Einwohnerzahlen in Deutschland nehmen die Pro-Kopf Emissionen von 2.33 t/Einwohner im Jahr 2015 auf 1,0 t/Einwohner im Jahr 2030 ab.

Tabelle 4 stellt die aus der Stromproduktion resultierenden CO₂-Emissionen für die verschiedenen Szenarien dar. Es ist deutlich zu sehen, dass mit dem Rückgang der Kapazitäten an konventionell befeuerten Kraftwerken bis 2030 auch die absoluten CO₂-Emissionen sinken. Im Szenario BASIS ist beispielsweise für das Jahr 2030 eine Abnahme um mehr als 100 Millionen Tonnen CO₂ erkennbar. Im Vergleich der Szenarien untereinander lassen sich keine großen Abweichungen erkennen. Insgesamt ist aber auch der Trend erkennbar: Eine geringe Stromerzeugung konventioneller Kraftwerke in den Szenarien C und D führt zu einem insgesamt

Tabelle 4: 4 CO₂-Emissionen der Stromerzeugung aller betrachteten Szenarien in den Jahren 2015, 2023 und 2030 für das Wetterjahr 2015.

Jahr	CO ₂ in Mio. t				
	A	B	BASIS	C	D
2015	189.6	189.8	190.0	189.6	190.0
2023	122.1	118.5	118.2	119.1	116.1
2030	83.7	85.0	82.6	79.0	78.4

niedrigeren CO₂-Ausstoß im Vergleich zu den Szenarien A, B und BASIS.

Netzmodell:

Das im Rahmen der Untersuchungen entwickelte Netzmodell bildet das deutsche Höchstspannungsnetz (220 kV und 380 kV) sowie Teile der 110 kV Netze knotenscharf nach. Zudem ist ein Großteil des kontinentaleuropäischen Übertragungsnetzes enthalten. Die baltischen Staaten, Großbritannien und Teile Skandinaviens sind im Netzmodell nicht berücksichtigt. Die Verbindungen von Deutschland nach Dänemark und Schweden sind als Netzeinspeisungen modelliert. Im Netzmodell für 2015 sind 350 Blöcke – in Betrieb befindliche konventionelle Kraftwerke – enthalten. Das Netzmodell wird um sämtliche in der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur aufgeführten Kraftwerke mit einer Leistung größer 50 MW ergänzt. Das Netzmodell von 2015 wurde um die geplanten und gesetzlich beschlossenen Maßnahmen schrittweise erweitert.



Ein wichtiger Aspekt bei der Planung von Übertragungsnetzen ist das (n-1)-Kriterium. Dieses besagt, dass es bei Ausfall eines Betriebsmittels sowohl im betroffenen Netzabschnitt als auch im gesamten Netz nicht zu unzulässigen Betriebszuständen kommen darf. Im Prinzip muss trotz einer Störung die Versorgung im restlichen Netz gewährleistet und die Stabilität des Netzes

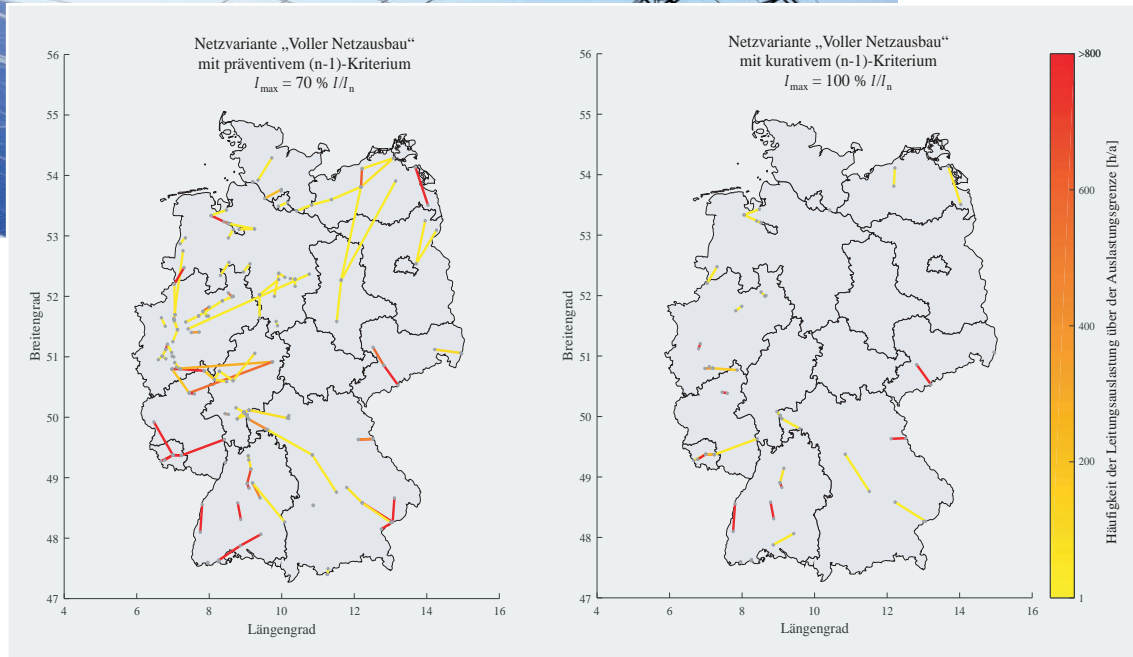


Abbildung 6 – Häufigkeit der jährlichen Leitungsüberlastung in der Netzvariante „Voller Netzausbau“ im BASIS-Szenario (2030)

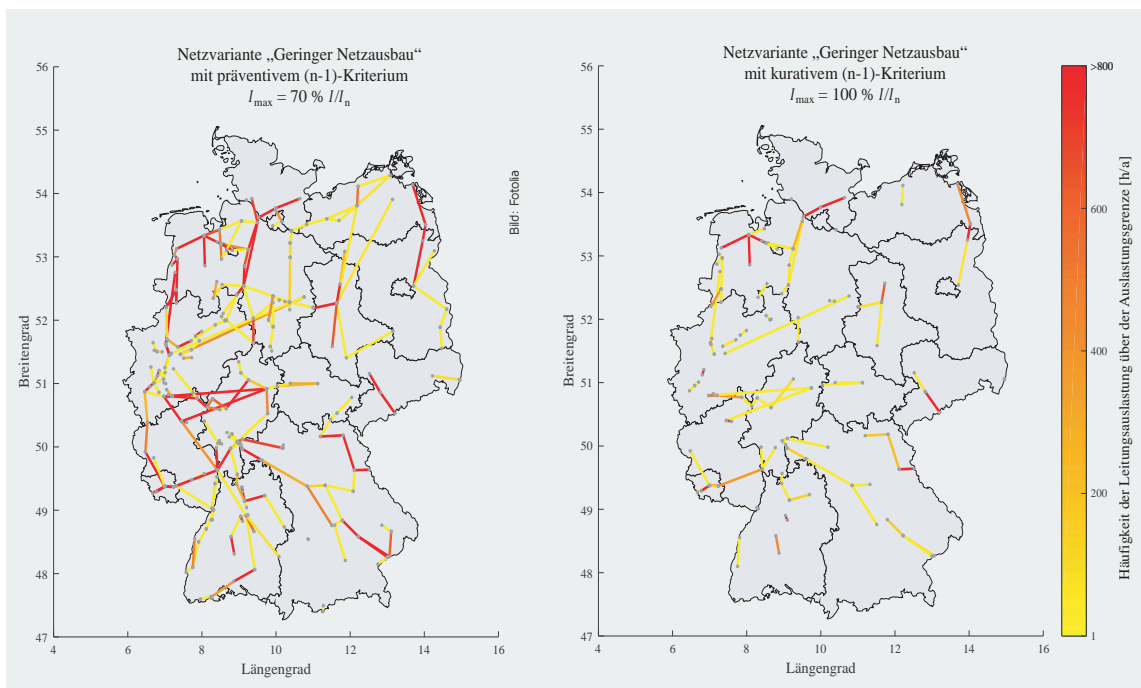


Abbildung 7 – Häufigkeit der jährlichen Leitungsüberlastung in der Netzvariante „Geringer Netzausbau“ BASIS-Szenario (2030)



Bild: iStock©metamorworks

beibehalten werden. Der stabile Netzbetrieb wird erfahrungsgemäß durch eine gewisse Redundanz, die Betriebsmittel besitzen, sichergestellt. Dies bedeutet, dass in einem stabilen und sicheren ungestörten Betrieb die Betriebsmittel nicht zu 100 % ausgelastet werden. Im klassischen Fall wird das präventive (n-1)-Kriterium angewandt. Dieses besagt, dass elektrische Betriebsmittel im ungestörten Betrieb lediglich mit einer geringen Auslastung betrieben werden, um ebenfalls im Fehlerfall nicht überlastet zu werden. In den Berechnungen wurde das mit einer Auslastungsgrenze von 70 % berücksichtigt. Eine Alternative zum konventionellen Netzausbau ist die Anwendung eines kurativen (n-1)- Kriteriums. Hierbei werden die Betriebsmittel im ungestörten Betrieb bis zu 100 % ausgelastet unter der Annahme, dass im Fehlerfall lastflusssteuernde Betriebsmittel (HGÜ etc.) bereitstehen. Somit kann der Lastfluss umgeleitet und die kurzzeitig überlasteten ungestörten Betriebsmittel entlastet werden. Diese Annahme ist nur vertretbar, wenn ausreichende Sensoren und Aktoren mit hoher Verfügbarkeit im Übertragungsnetz vorhanden sind. Demzufolge kann auf Störungen mit aktiven Steuerungseingriffen schnell reagiert werden. Die folgenden Untersuchungen stellen eine Potentialabschätzung dar, die den maximal erreichbaren Mehrwert des kurativen (n-1)-Kriteriums aufzeigt. Abbildung 6 illustriert, wie das bereits gut verstärkte Übertragungsnetzmodell in der Variante „Voller Netzausbau“ mit dem kurativen (n-1)-Kriterium nahezu keine Überlastungen mehr aufweist. Zur Reduzierung der Leitungsbelastung durch den Import sind trotzdem – lediglich an den Kuppelstellen

zu den Nachbarstaaten – Verstärkungen nötig oder eine Erhöhung der inländischen Erzeugungskapazitäten. Aus Abbildung 7 ist eine relativ hohe Auslastung der Leitungen in der Variante „Geringer Netzausbau“ zu entnehmen.

Autoren

Dr. Klaus Hassmann
Sprecher des Clusters Energietechnik,
klaus.hassmann@gmx.de.

Prof. Oliver Mayer
Bayerische Gesellschaft für Innovation
und Wissenstransfer mbH
Leiter Energie und Cluster Energietechnik
o.mayer@bayern-innovativ.de
Tel.: 0049 -911 -206 71 -233

Literatur

Die Bearbeiter bei den drei Lehrstühlen haben sich intensiv mit dem wissenschaftlichen und technischen Stand der veröffentlichten Arbeiten anderer Systementwickler beschäftigt.

Projektbeirat

bestehend aus Vertretern von Allgäu Netz, Areva, Bayernwerk, Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie, E.ON, infra fürth, N-ERGIE Aktiengesellschaft, Siemens, Thüga, Verbund AG (Österreich) und Würzburger Versorgungs- und Verkehrs-GmbH (WVV) begleitete das Projekt. Betreut wurde der Beirat in allen Phasen vom Cluster Energietechnik.



Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses

Impressum

Cluster Energietechnik
Bayerische Gesellschaft für Innovation
und Wissenstransfer mbH
Am Tullnaupark 8
90402 Nürnberg
schiller@bayern-innovativ.de
www.cluster-energietechnik.de