

Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern: länderübergreifendes Monitoring und Bewertung

Untersuchung im Auftrag des

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Scharnhorststraße 34-37, 10115 Berlin

Abschlussbericht

06.03.2015

Consentec GmbH

Grüner Weg 1
D-52070 Aachen
Tel. +49. 241. 93836-0
Fax +49. 241. 93836-15
E-Mail info@consentec.de
www.consentec.de

und

r2b energy consulting GmbH

Zollstockgürtel 61
D-50969 Köln

Die im Bericht dargestellten Ergebnisse basieren auf Untersuchungen und Analysen der Consentec GmbH und der r2b energy consulting GmbH im Rahmen des Projekts:

Erneuerbare Energie als Leitlinie für das Marktdesign der Zukunft

Untersuchung zu Leistungsfähigkeit und Weiterentwicklungsoptionen der Strommärkte für die effektive und effiziente Integration erneuerbarer Energien („**Leitstudie Strommarkt**“)

Bei dem Projekt handelt es sich um ein gemeinsames Forschungsprojekt von r2b energy consulting GmbH, Connect Energy Economics GmbH, Consentec GmbH und Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi).



Die Verantwortlichkeit für diesen Ergebnisbericht liegt ausschließlich bei Consentec und r2b energy consulting. Sämtliche dargestellten Einschätzungen und Bewertungen entsprechen nicht notwendigerweise den Einschätzungen und Bewertungen des BMWi oder der anderen Projektpartner.

Inhalt

Abkürzungen	ii
Abstract	iii
Kurzfassung	iv
1 Hintergrund und Ziel der Untersuchungen	1
2 Bewertung von Versorgungssicherheit – Status Quo und Handlungsbedarf	4
2.1 Begriffsabgrenzung - Versorgungssicherheit im Kontext dieses Berichts	4
2.2 Status Quo bei der Bewertung von Versorgungssicherheit	6
2.3 Herausforderungen und Anpassungsbedarf	9
3 Länderübergreifendes Monitoring von Versorgungssicherheit – methodischer Ansatz und konkretes Vorgehen	16
3.1 Allgemeine Vorgaben und Annahmen	18
3.2 Modellierung von Zeitreihen der Residuallast	21
3.3 Modellierung konventioneller Kraftwerkspark, flexible EE-Erzeugung, DSM sowie Übertragungskapazitäten	26
3.4 Stochastisches Simulationsverfahren	30
3.5 Berechnung der Lastausgleichswahrscheinlichkeit	32
3.6 Einordnung von Methodik und Modellergebnissen	33
4 Quantitative Ergebnisse	35
4.1 Quantitative Analyse der europäischen Ausgleichseffekte	35
4.2 Berechnung der Lastausgleichswahrscheinlichkeit	41
Literatur	45
A Exkurs: Weiterentwicklungsoptionen ausgehend von der heutigen Leistungsbilanz der ÜNB	A-1

Abkürzungen

BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
DSM	Lastverschiebepotentiale (engl. Demand Side Management)
EE	Erneuerbare Energien
LBP	Lastausgleichswahrscheinlichkeit (engl. Load Balancing Probability, LBP)
LOLE	Loss of Load Expectation
PV	Photovoltaik
SOAF	System Outlook and Adequacy Forecast
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

Abstract

Versorgungssicherheit in Deutschland kann nur länderübergreifend betrachtet und bewertet werden, weil das deutsche Stromnetz eng mit den Netzen der Nachbarstaaten verbunden ist, der Strom im europäischen Strommarkt grenzüberschreitend gehandelt wird und im europäischen Verbundsystem erhebliche Ausgleichseffekte bestehen. Für das Monitoring und die Bewertung von Versorgungssicherheit ist daher ein Berechnungsverfahren erforderlich, das insbesondere die Effekte des grenzüberschreitenden Austauschs korrekt abbildet.

Der länderübergreifende Stromaustausch nutzt allen beteiligten Ländern: Insbesondere durch Portfolio- bzw. Ausgleichseffekte bei erneuerbaren Energien, Last und Kraftwerksverfügbarkeiten, deren Erschließung und Ausnutzung ein zentrales Ziel des europäischen Binnenmarkts ist, kann Versorgungssicherheit *länderübergreifend* betrachtet zu geringeren Kosten und damit effizienter erreicht werden. In der Praxis können diese Ausgleichseffekte im Umfang der verfügbaren grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten genutzt werden.

In Deutschland und seinen räumlichen und elektrischen Nachbarländern können Last und Erzeugung unter den „best-guess“-Prognosen von ENTSO-E zur Last- und Erzeugungsentwicklung bis zum Jahr 2025 durchweg mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit von nahezu 100% jederzeit ausgeglichen werden. Das ist das zentrale Ergebnis der Analyse, die neben den grenzüberschreitenden Austauschmöglichkeiten insbesondere auch die Ausgleichseffekte bei erneuerbaren Energien, Last und Kraftwerksverfügbarkeiten zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern berücksichtigt.

Kurzfassung

In einer Vielzahl europäischer Länder wird derzeit eine intensive Debatte über das zukünftige Design des Strommarkts geführt. Ausgangspunkt dieser Debatte ist die Frage, ob Versorgungssicherheit am Strommarkt – vereinfacht also die Möglichkeit zum Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage – auch zukünftig in ausreichendem Umfang durch das bestehende Marktdesign gewährleistet werden kann oder ob ggf. grundlegende Anpassungen am Marktdesign erforderlich sind. Während diese seit einigen Jahren laufenden Debatten zunächst nahezu ausschließlich auf rein nationaler Ebene geführt wurden, erhält die europäische Dimension in der jüngeren Vergangenheit zunehmend mehr Bedeutung. Dies ist angesichts des Ziels der Vollendung eines europäischen Binnenmarkts für Strom mehr als geboten.

Versorgungssicherheit in Deutschland kann nur länderübergreifend betrachtet und bewertet werden, weil das deutsche Stromnetz eng mit den Netzen der Nachbarstaaten verbunden ist, der Strom im europäischen Strommarkt grenzüberschreitend gehandelt wird und im europäischen Verbundsystem erhebliche Ausgleichseffekte bestehen.

Der länderübergreifende Stromaustausch nutzt allen beteiligten Ländern: Insbesondere durch Portfolio- bzw. Ausgleichseffekte bei erneuerbaren Energien, Last und Kraftwerksverfügbarkeiten, deren Erschließung und Ausnutzung ein zentrales Ziel des europäischen Binnenmarkts ist, kann Versorgungssicherheit zu geringeren Kosten und damit effizienter erreicht werden. Die durchgeführten Analysen zeigen zum Beispiel, dass für eine Region aus Deutschland und seinen räumlichen und „elektrischen“ Nachbarländern¹ die *zeitgleiche* residuale Höchstlast (also die nach Abzug der EE-Erzeugung noch vom konventionellen Kraftwerkspark zu deckende Last) für alle im Rahmen dieser Analyse betrachteten Wetterjahre mindestens um 10 GW in 2015 und mindestens um 20 GW in 2025 niedriger ist als die Summe der nationalen residualen Höchstlasten. Zusätzlich ergeben sich Ausgleichseffekte bei konventionellen Kraftwerksausfällen. In der Praxis können diese Ausgleichseffekte – insb. mit Blick auf Versorgungssicherheitsfragen – im Umfang der verfügbaren grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten genutzt werden.

¹ D.h., eine Region bestehend aus folgenden Ländern: Deutschland, Norwegen, Schweden, Dänemark, Niederlande, Belgien, Luxemburg, Frankreich, Polen, Tschechien, Österreich, Schweiz und Italien

Durch den europaweiten Ausbau der EE-Erzeugung sowie den weiteren Ausbau der Kuppelleitungskapazitäten wird die Relevanz von großräumigen Ausgleichseffekten bei der Bewertung von Versorgungssicherheit zukünftig noch weiter ansteigen.

Für das Monitoring und die Bewertung von Versorgungssicherheit ist daher eine Berechnungsmethode erforderlich, die die Effekte des grenzüberschreitenden Austauschs – auch in Knappheitssituationen – korrekt abbildet. Solche länderübergreifenden Ansätze, die zudem auch der gestiegenen Bedeutung des probabilistischen Charakters von Versorgungssicherheit und der Einspeisung der erneuerbaren Energien gerecht werden, sind bislang in der Praxis noch nicht ausreichend etabliert. Zudem sind Flexibilitätsoptionen, vor allem nutzbare Lastmanagement-Potentiale und bereits vorhandene Netzersatzanlagen, zukünftig geeignet zu berücksichtigen, um realitätsnahen Aussagen zur Versorgungssicherheit ableiten zu können.

Wir haben für diesen Bericht eine neue Methodik für das Monitoring von Versorgungssicherheit entwickelt. Diese Methode ermittelt die Lastausgleichswahrscheinlichkeit auf Basis einer stochastischen, grenzüberschreitenden, zeitkoppelnden Simulation des Ausgleichs zwischen der Erzeugung und dem kurzfristig preisunelastischen Anteil der Last. Dazu haben wir zunächst eine umfangreiche Datenbasis von EE-Einspeisezeitreihen auf Basis historischer Wetterjahre aufgebaut und gemeinsam mit Lastzeitreihen für dieselben Wetterjahre als Eingangsdaten für solche Simulationen verwendet. Dies war erforderlich, um das stochastische Verhalten dieser Größen adäquat zu berücksichtigen.

Mit der vorgeschlagenen Methodik und den hiermit durchgeführten Untersuchungen soll eine vertiefte Diskussion hinsichtlich der Bewertung von Versorgungssicherheit, einer geeigneten Monitoringmethodik sowie der notwendigen Eingangsdaten und Annahmen vorangetrieben werden.

Mit dieser Untersuchung soll gleichzeitig ein verbesserter Überblick über den tatsächlichen Stand der Versorgungssicherheit in Mitteleuropa und die mögliche Entwicklung gegeben und zugleich zur Zusammenarbeit beim Monitoring und bei der Bewertung von Versorgungssicherheit angeregt werden.

Dazu haben wir die entwickelte Monitoringmethodik auf ein konkretes Entwicklungsszenario des konventionellen Kraftwerksparks, der Erneuerbaren Energien und der Nachfrage in Mitteleuropa angewendet: Die Untersuchung basiert auf den „best-guess“-Prognosen („Szenario B“) der europäischen Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des ENTSO-E System Outlook and

Adequacy Forecast 2014-2030. Sie berücksichtigt dabei den grenzüberschreitenden Stromaus-
tausch und insbesondere die Ausgleichseffekte bei erneuerbaren Energien, Last und Kraft-
werksverfügbarkeiten innerhalb der betrachteten Region. Die Untersuchung zeigt: Für eine
Deutschland und seine räumlichen und elektrischen Nachbarländer umfassende Region kann
bis zum Jahr 2025 unter Berücksichtigung der grenzüberschreitenden Austauschmöglichkeiten
durchweg eine Lastausgleichswahrscheinlichkeit von nahezu 100 % erreicht werden. Oder an-
ders ausgedrückt: In Deutschland und seinen räumlichen und elektrischen Nachbarländern kön-
nen Last und Erzeugung – unter Berücksichtigung der grenzüberschreitenden Austauschmög-
lichkeit und insbesondere auch der Ausgleichseffekte innerhalb dieser Region – unter den „best-
guess“-Prognosen von ENTSO-E zur Last- und Erzeugungsentwicklung bis zum Jahr 2025 mit
sehr hoher Wahrscheinlichkeit jederzeit ausgeglichen werden.

Diese Ergebnisse hängen insbesondere von den getroffenen Annahmen zur Entwicklung der
Nachfrage und der Kraftwerkskapazitäten ab. Die für die Untersuchungen zugrunde gelegte
„best-guess“ Prognose der europäischen Übertragungsnetzbetreiber stellt eine mögliche, sicher
jedoch nicht die einzig denkbare Entwicklung dar. Die Untersuchungen zeigen unabhängig von
der tatsächlichen zukünftigen Kapazitätsentwicklung die Relevanz des länderübergreifenden
Stromausbaus (Ausgleichseffekte) und die Notwendigkeit des länderübergreifenden Moni-
toring von Versorgungssicherheit.

1 Hintergrund und Ziel der Untersuchungen

Derzeit wird in einer Vielzahl europäischer Länder eine intensive Debatte über das zukünftige Design des Strommarkts geführt. Ausgangspunkt dieser Debatte ist die Frage, ob Versorgungssicherheit am Strommarkt – vereinfacht also die Möglichkeit zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage – auch zukünftig in ausreichendem Umfang durch das bestehende Marktdesign gewährleistet werden kann oder ob ggf. grundlegende Anpassungen am Marktdesign erforderlich sind. Dafür sind eine adäquate Definition von Versorgungssicherheit und ein adäquates Monitoring der Versorgungssicherheit von zentraler Bedeutung.

Notwendigkeit einer länderübergreifenden Betrachtung

Während diese seit einigen Jahren laufenden Debatten zunächst nahezu ausschließlich auf rein nationaler Ebene geführt wurden, erhält die europäische Dimension in der jüngeren Vergangenheit zunehmend mehr Bedeutung. Dies ist angesichts des Ziels der Vollendung eines europäischen Binnenmarkts für Strom mehr als geboten.

Versorgungssicherheit kann nur länderübergreifend betrachtet werden, weil das deutsche Stromnetz eng mit den Netzen der Nachbarstaaten verbunden ist, der Strom im europäischen Strommarkt intensiv grenzüberschreitend gehandelt wird und im europäischen Verbundsystem erhebliche Ausgleichseffekte bestehen.

Durch die Transformation zu einem stärker auf Erneuerbaren Energien (EE) basierenden Stromsystem und den weiteren Ausbau der Kuppelleistungskapazitäten steigt gleichzeitig die Bedeutung der EE-Erzeugung selbst, sowie des grenzüberschreitenden Austauschs, der Speicher und des Lastmanagements (engl. Demand Side Management, DSM) für die Versorgungssicherheit.

Vor dem Hintergrund der besonderen Relevanz von Versorgungssicherheit in der aktuellen europäischen Debatte, deren europäischer Dimension sowie einer deutlichen Verschiebung der die Versorgungssicherheit beeinflussenden Faktoren ist es erforderlich, geeignete Methoden zum Monitoring von Versorgungssicherheit zu nutzen. Diese sollten insbesondere den grenzübergreifenden Stromaustausch und den probabilistischen Charakter von Versorgungssicherheit angemessen berücksichtigen können. Nur eine solche Monitoringmethodik kann letztlich Grundlage einer fundierten Diskussion über Versorgungssicherheitsfragen im europäischen

Strommarkt sein. Die Entwicklung und exemplarische Anwendung einer solchen Methodik standen im Fokus der in diesem Bericht dokumentierten Arbeiten.

Eine länderübergreifende Betrachtung von Versorgungssicherheit ist nicht nur unter technischen Gesichtspunkten für eine sachgerechte „Messung“ von Versorgungssicherheit erforderlich. Der länderübergreifende Stromaustausch nutzt allen beteiligten Ländern: Insbesondere durch Portfolio- bzw. Ausgleichseffekte bei erneuerbaren Energien, Last und Kraftwerksverfügbarkeiten, deren Erschließung und Ausnutzung ein zentrales Ziel des europäischen Binnenmarkts ist, kann Versorgungssicherheit zu niedrigeren Kosten und damit effizienter erreicht werden.

Durch den europaweiten Ausbau der EE-Erzeugung und den weiteren Ausbau der Kuppelleistungskapazitäten wird die Relevanz von großräumigen Ausgleichseffekten bei der Bewertung von Versorgungssicherheit zukünftig noch weiter ansteigen. Dies veranschaulichen die folgenden Zahlen:

Betrachtet man eine Region aus Deutschland und seinen räumlichen und „elektrischen“ Nachbarländern¹ so liegt die *zeitgleiche* Höchstlast in dieser Region im Jahr 2025 um mindestens 10 und bis 19 GW niedriger als die Summe der jeweiligen nationalen Höchstlasten. Unter den aktuellen Prognosen entsprechenden Annahmen zum EE-Ausbau in dieser Region liegt die zeitgleiche residuale Höchstlast, also die nach Abzug der EE-Erzeugung noch vom konventionellen Kraftwerkspark zu deckende Last², im Jahr 2025 um mindestens 20 GW und bis zu 27 GW niedriger als die Summe der nationalen residualen Höchstlasten.³ Weitere Ausgleichseffekte bestehen bei Ausfällen von konventionellen Kraftwerken, was den Bedarf an verfügbarer Erzeugung zusätzlich reduziert.

¹ D.h. eine Region bestehend aus folgenden Ländern: Deutschland, Norwegen, Schweden, Dänemark, Niederlande, Belgien, Luxemburg, Frankreich, Polen, Tschechien, Österreich, Schweiz und Italien

² Dass diese Last durch konventionelle Kraftwerke zu decken ist, gilt nur für den – hier einer vereinfachten Darstellung halber – unterstellten Fall einer unelastischen Nachfrage. Tatsächlich ist – zukünftig in immer stärkerem Maße – davon auszugehen, dass auch Nachfrager in Knappheitssituation, d. h. in Situationen, wenn Last und verfügbare Erzeugungskapazität sich in ihrer Höhe annähern, auf Marktpreissignale reagieren und ihre Nachfrage anpassen.

³ Die tatsächliche Höhe der Ausgleichseffekte hängt neben den Annahmen zum EE-Ausbau auch vom Wetterjahr, d.h. dem zeitlichen Verlauf von EE-Erzeugung und Last und deren Korrelation ab (vgl. hierzu auch Abschnitt 3.2 und insb. auch Abschnitt 4.1). Betrachtet wurden die Wetterjahre 2010, 2011 und 2012.

Ziel der Untersuchungen

Ziel der Untersuchungen war es, die Relevanz des länderübergreifenden Stromaustauschs anhand der vorhandenen Ausgleichseffekte und die Notwendigkeit des länderübergreifenden Monitoring von Versorgungssicherheit darzustellen sowie eine geeignete Monitoringmethodik zu entwickeln und anzuwenden. Beim Monitoring sind insbesondere die Ausgleichseffekte bei erneuerbaren Energien, Last und Kraftwerksverfügbarkeiten sowie den Einfluss der verfügbaren Grenzkuppelkapazitäten angemessen zu berücksichtigen. Konkret soll exemplarisch eine Bewertung der Versorgungssicherheit für eine Deutschland und seine elektrischen Nachbarn umfassende Region bis 2025 basierend auf (exogenen) Annahmen zur Entwicklung der Last, der Erzeugungskapazitäten und weiterer Flexibilitäten (Lastmanagement-Potential und im weiteren Sinne auch grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten) erfolgen.

Dazu haben wir zunächst – ausgehend von einer Analyse des Status Quo bei der Bewertung von Versorgungssicherheit – den Handlungsbedarf identifiziert und Anforderungen an Monitoringmethoden formuliert, die den Herausforderungen genügen (Kapitel 2). Hierauf aufbauend wurde eine probabilistische Monitoringmethodik basierend auf einer stochastischen, grenzüberschreitenden, zeitkoppelnden Simulation entwickelt. Diese Methodik haben wir exemplarisch für die Bewertung von Versorgungssicherheit für eine Deutschland und seine “elektrischen” Nachbarn umfassende Region bis zum Jahr 2025 angewendet. Methodik, Annahmen und Eingangsdaten beschreibt Kapitel 3. Die Ergebnisse der konkreten Untersuchungen sind in Kapitel 4 dargestellt.

Die in diesem Bericht dargestellten Ergebnisse und Erkenntnisse sollen Grundlage für eine vertiefte Diskussion hinsichtlich der Bewertung von Versorgungssicherheit, einer geeigneten Monitoringmethodik, sowie der notwendigen Eingangsdaten und Annahmen sein.

Gleichzeitig sollen sie einen verbesserten Überblick über den tatsächlichen Stand der Versorgungssicherheit in Mitteleuropa und die mögliche Entwicklung geben sowie zur Zusammenarbeit beim Monitoring und bei der Bewertung von Versorgungssicherheit anregen.

2 Bewertung von Versorgungssicherheit - Status Quo und Handlungsbedarf

2.1 Begriffsabgrenzung - Versorgungssicherheit im Kontext dieses Berichts

Versorgungssicherheit bildet zusammen mit der Wirtschaftlichkeit und der Umweltverträglichkeit ein gleichrangiges Ziel der Energiepolitik. Der Begriff der Versorgungssicherheit des Stromversorgungssystems wird dabei in verschiedenen Kontexten unterschiedlich verwendet und unterschiedlich weit gefasst (s. Bild 2.1)⁴. Eingangs wurde bereits erwähnt, dass in diesem Bericht die Versorgungssicherheit am Strommarkt betrachtet wird.

Der Begriff Versorgungssicherheit beschreibt in diesem Bericht die langfristige Sicherung des Gleichgewichts der Leistungsbilanz im Stromversorgungssystem, d.h. insb. die Vorhaltung von ausreichend verfügbarer Erzeugungskapazität für einen jederzeitigen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage am Strommarkt. Im englischsprachigen Raum wird dies mit Blick auf die dafür notwendige Erzeugungskapazität auch als *generation adequacy* bezeichnet.

Versorgungssicherheit am Strommarkt berücksichtigt die Verbraucherpräferenzen und bedeutet, dass stets diejenigen Nachfrager elektrische Energie beziehen können, deren Zahlungsbereitschaft (Nutzen) höher als der Marktpreis (Kosten) ist.⁵ Daher ist auch das nutzbare Lastmanagement-Potenzial in geeigneter Weise zu berücksichtigen.

⁴ Noch weiter, als in Bild 2.1 dargestellt, verstanden werden könnte der Begriff der Versorgungssicherheit, wenn auch Fragen des Risikos der Primärenergieversorgung einbezogen werden.

⁵ An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass in der derzeitigen öffentlichen Diskussion um Versorgungssicherheit und deren Gewährleistung häufig auch weitere Aspekte, bspw. Akzeptanzfragen, in die Diskussion einbezogen werden. So wird bspw. gelegentlich die Frage, ob die Strompreise am Großhandelsmarkt unterhalb eines vorgegeben Niveaus bleiben, mit der Frage der Gewährleistung von Versorgungssicherheit vermischt.

	Kurzfristige Sicherung des (Strom-)Versorgungssystems	Langfristige Sicherung des (Strom-)Versorgungssystems
Netz	Einhaltung technischer Grenzwerte im Netzbetrieb	Langfristige Sicherung der Stromversorgung durch ausreichenden Netzausbau
Leistungsbilanz	Kurzfristiger Ausgleich der Leistungsbilanz (→ Vorhaltung und Einsatz von Regelleistung)	langfristige Sicherung des Gleichgewichts der Leistungsbilanz (jederzeitiger Ausgleich von Angebot und Nachfrage)

Bild 2.1 Dimensionen von Versorgungssicherheit im Stromversorgungssystem

Zu berücksichtigen ist, dass selbst wenn es in der Zukunft am Strommarkt in einzelnen Situationen zu keinem Ausgleich von Angebot und Nachfrage, d. h. keiner erfolgreichen Markträumung, kommen würde, daraus nicht zwangsläufig unfreiwillige Verbrauchseinschränkungen resultieren. Vorher stehen den Übertragungsnetzbetreibern verschiedene weitere Maßnahmen zur Verfügung, um dies zu verhindern. Hierzu können insbesondere der Einsatz von inländischer und ausländischer Regelleistung sowie weiterer vorhandener Reserven, z.B. Notreserven der nationalen und ausländischen ÜNB zählen. Nur wenn nach Ausschöpfung dieser Maßnahmen dennoch der preisunelastische Verbrauch die insgesamt verfügbare Erzeugungsleistung übersteigt, wären als ‚ultima ratio‘ unfreiwillige Abschaltungen einzelner Verbraucher oder einzelner Verteilnetze („Brownout“) durch die Netzbetreiber erforderlich. Ein sicherer Betrieb des europäischen Verbundnetzes ist auch in einer solchen Situation weiterhin möglich, so dass ein flächendeckender Stromausfall („Blackout“) vermieden werden kann [7].⁶

In diesem Bericht geht es um das Monitoring und Kenngrößen zur Bewertung von Versorgungssicherheit. Unter Monitoring wird die objektive Messung von Größen verstanden, die das jeweils erreichte Niveau der Versorgungssicherheit möglichst präzise beschreiben. Davon abzugrenzen ist die Bewertung der Frage, ob ein ermitteltes Versorgungssicherheitsniveau als

⁶ Ein flächendeckender Stromausfall bzw. ein großräumiger Zusammenbruch des europäischen Verbundnetzes („Blackout“) entsteht praktisch nur durch größere störungsbedingte Ausfälle von Netzbetriebsmitteln im Übertragungsnetz.

ausreichend bezeichnet werden kann. Da eine vollständige Sicherheit in einem technischen System nicht gewährleistet werden kann, ist die politische Frage, ob Versorgungssicherheit gewährleistet ist, im Detail immer eine Frage der (impliziten oder expliziten) Grenzwertsetzung. So kann die Vorgabe eines Zielwerts für eine bestimmte Versorgungssicherheitskenngröße – bzw. die Festlegung, ob eine solche Vorgabe überhaupt erfolgen soll – nur durch politische Setzung erfolgen, ggf. aber durch quantitative Untersuchungen flankiert werden.

2.2 Status Quo bei der Bewertung von Versorgungssicherheit

Wie einleitend in Kapitel 1 beschrieben, werden die Debatten zu Fragen der Versorgungssicherheit bisher weitgehend auf nationaler Ebene geführt. Erst in jüngerer Vergangenheit gewinnt die europäische Dimension an Bedeutung.

Die Bewertung von Versorgungssicherheit fußt in den meisten europäischen Ländern zurzeit auf überwiegend deterministischen Ansätzen (Leistungsbilanz für den Zeitpunkt der Jahreshöchstlast mit vorwiegend deterministischen Kraftwerksverfügbarkeiten) und einer isolierten, nationalen Betrachtung. Exemplarisch ist in einem Exkurs am Ende dieses Abschnitts der Status-Quo des Vorgehens der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) beim Erstellen ihres Berichts zur sog. Leistungsbilanz dargestellt (vgl. [1]). Dieser entsprechend den gesetzlichen Anforderungen jährlich vorzulegende Bericht ist in Deutschland derzeit zentrales Element des Versorgungssicherheits-Monitoring.

Eine nationale Betrachtung mit deterministischen Ansätzen war für die in der Vergangenheit weitgehend ausbalancierten nationalen (Monopol-)Systeme, die zudem vorwiegend auf konventioneller thermischer bzw. hydro-thermischer Erzeugung basierten, grundsätzlich vertretbar. Unter den heutigen Rahmenbedingungen – insbesondere mit einem internationalen Wettbewerb im europäischen Binnenmarkt und einer gestiegenen Bedeutung dargebotsabhängiger EE-Erzeugung – kann eine solche nationale Betrachtung auf Basis von Leistungsbilanzen hingegen zu einer (ggf. stark) verzerrten Bewertung von Versorgungssicherheit führen. So kann die sachgerechte länderübergreifende Betrachtung mit Berücksichtigung des grenzüberschreitenden Austauschs im europäischen Stromverbund – im Vergleich zu einer nicht-sachgerechten nationalen Betrachtung – prinzipiell zu einem höheren oder niedrigerem Versorgungssicherheitsniveau einzelner Länder führen.

Auf europäischer Ebene führt ENTSO-E als Verband der europäischen ÜNB im Rahmen des sog. *System Outlook and Adequacy Forecast* (SOAF) eine europaweite Evaluation der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit durch. Auch hier wird aber i. W. eine jeweils länderspezifische, nationale Bewertung vorgenommen, die allerdings durch eine vereinfachte regionale Analyse ergänzt wird. Alle Untersuchungen – ob national oder vereinfacht regional – sind hier jedoch Analysen von einzelnen Extremsituationen, basierend auf Erwartungswerten für zwei „kritische“ Stunden (Spitzenlaststunde im Winter und Sommer) pro betrachtetem Jahr.

Gleichzeitig diskutiert aber auch ENTSO-E die Notwendigkeit einer Weiterentwicklung der Bewertungsmethodik, wie z. B. die laufende Konsultation der Task Force *Adequacy Assessment Methodologies* (ADAM) zeigt. Die europäischen ÜNB schlagen dort eine Bewertung vor, die keine länderspezifische Betrachtung absoluter Spitzenlastsituationen mehr vorsieht, sondern probabilistisch das gesamte betrachtete Jahr bewertet. Die von den ÜNB vorgeschlagenen Indikatoren (LOLE und ENS⁷) versuchen zudem, den probabilistischen Charakter von Versorgungssicherheit umfassend zu reflektieren. Gleichzeitig wird die Anwendung von (Markt-) Simulationsmethoden zur Berücksichtigung von grenzüberschreitenden Transporten vorgeschlagen. Das von den ÜNB im pentalateralen Energieforum vorgestellte Vorgehen greift damit wesentliche, auch im nachfolgenden Abschnitt dargestellte Herausforderung auf.

⁷ LOLE (Kurzform für loss-of-load-expectation) und ENS (Kurzform für energy not supplied)

Status Quo beim Monitoring von Versorgungssicherheit in Deutschland

Gegenwärtig¹ basiert das Monitoring von Versorgungssicherheit in Deutschland auf einer Leistungsbilanz bei nationaler Betrachtung, wozu die deutschen ÜNB gesetzlich verpflichtet sind. Dies beinhaltet auch die Erstellung eines Berichts für das BMWi, der jährlich zum 30.9. vorzulegen ist. Der Bericht soll sowohl einen Rückblick als auch eine Zukunftsprognose umfassen. Die weitere Ausgestaltung des Berichts und die Methodik zur Erstellung der Leistungsbilanz sind gesetzlich nicht geregelt. Die Bundesnetzagentur ist grundsätzlich zur Festlegung, insb. einer Methodik, vom Gesetzgeber ermächtigt worden. Zurzeit erfolgt die konkrete Ausgestaltung durch die ÜNB, in Abstimmung mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und der Bundesnetzagentur.

Bei der Erstellung der Leistungsbilanz durch die ÜNB wird die Betrachtung derzeit ausschließlich auf die nationalen Erzeugungseinheiten und Lasten² fokussiert und vernachlässigt damit die Effekte des europäischen Binnenmarkts (vgl. Erläuterungen im Haupttext weiter oben).

Die Abbildung der Stochastik der verschiedenen Eingangsgrößen erfolgt durch die Verwendung einer historischen Höchstlast, historischer Einspeisezeitreihen der dargebotsabhängigen Erzeugung (empirische Häufigkeitsverteilung), durchschnittliche Arbeitsverfügbarkeiten der thermischen Kraftwerke und Verwendung von Expertenschätzungen (bspw. zur Höchstlastdeckungsbeitrag von Pumpspeicherkraftwerken).

Das grundsätzliche Vorgehen der ÜNB fußt derzeit auf einer Gegenüberstellung der als gesichert angenommenen Erzeugungsleistung (abzüglich einer Reserve für Systemdienstleistung) und der voraussichtlich höchsten zu deckenden Last in Deutschland (vgl. Bild 2.2). Die wesentliche Kenngröße bei der Auswertung der so erstellten Leistungsbilanz ist die verbleibende Leistung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast.

Dabei wird gefordert, dass die der Jahreshöchstlast gegenübergestellte verfügbare Leistung der dargebotsabhängigen Erzeugungseinheiten (einschließlich Biomasse) mit einer Wahrscheinlichkeit von 99 % zur Verfügung steht. Für die konventionellen Kraftwerke wird die gesichert verfügbare Leistung auf Basis der ungeplanten nicht-disponiblen Arbeitsnichtverfügbarkeiten je Primärenergieträger ermittelt. Die je Technologie ermittelten Werte werden dann aufsummiert³.

Im Fokus dieses Berichts steht die Entwicklung und Anwendung eines neuen Monitoringansatzes der den veränderten Anforderungen und Realitäten des heutigen Stromsystems Rechnung trägt (vgl. u. a. folgender Abschnitt im Haupttext). Dies geschieht in diesem Bericht weitgehend losgelöst vom konkreten, in diesem Exkurs dargestellten Vorgehen der ÜNB heute. Dennoch bestehen auch ausgehend vom konkreten Status-Quo des Monitorings der ÜNB Weiterentwicklungsoptionen. Erste Ansatzpunkte hierzu sind im Anhang A skizziert.

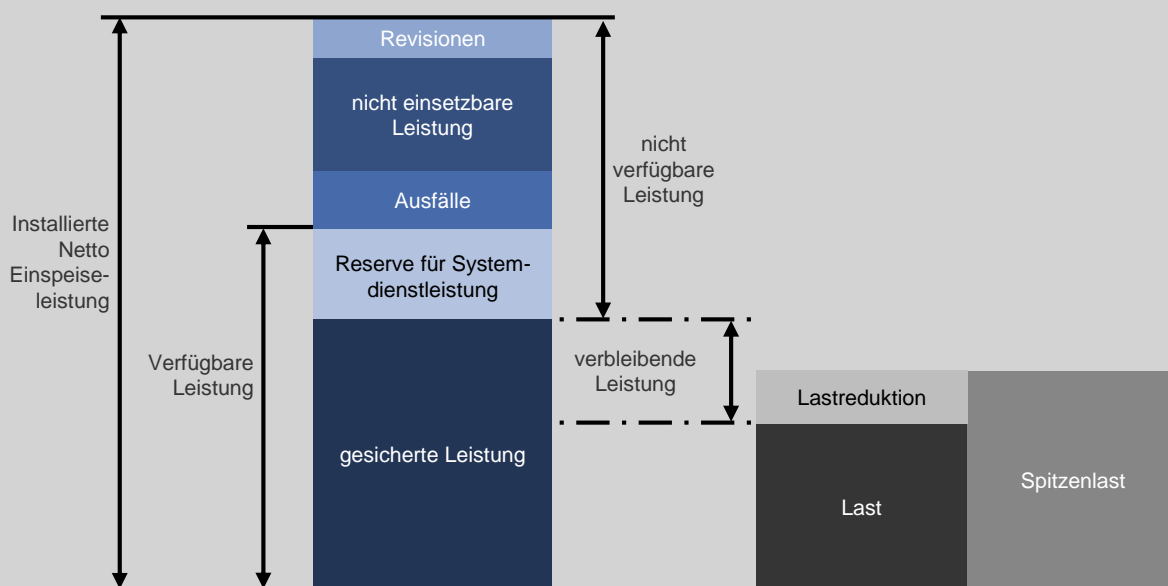


Bild 2.2 Methodik der deutschen ÜNBs zur Erstellung einer Leistungsbilanz

¹ Diese Beschreibung bezieht sich auf den zum Stand der Bearbeitung dieses Berichts aktuellsten Bericht der deutschen ÜNB zur Leistungsbilanz vom 30.9.2014.

² Dies wird ergänzt um technisch dem deutschen Stromversorgungssystem zuzuordnende Lasten und Erzeugungseinheiten wie z. B. in der öffentlichen Stromversorgung in Luxemburg.

³ Das Aufsummieren der 99 %-Verfügbarkeiten bzw. der Ausfallraten der Erzeugungsleistung der einzelnen Technologien / Primärenergieträger unterstellt implizit die Korrelation der Verfügbarkeit der einzelnen Technologien.

2.3 Herausforderungen und Anpassungsbedarf

Wie bereits eingangs dargestellt, sollte der methodische Ansatz zum Monitoring von Versorgungssicherheit die Charakteristika des europäischen Stromversorgungssystems und insbesondere des laufenden Transformationsprozesses mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien be-

rücksichtigen. Die heute i. d. R. eingesetzten Methoden greifen hier vielfach zu kurz, insbesondere da sie keine länderübergreifende Betrachtung durchführen und zudem noch zu sehr auf deterministischen Ansätzen beruhen.

Dabei beziehen sich die modelltechnischen Anforderungen nicht nur auf die Berechnungsmethoden und -modelle als solche, sondern auch die zur Verfügung stehenden Eingangsdaten. Gleichzeitig sollten auch Indikatoren bzw. Kenn- oder Messgrößen der Versorgungssicherheit als Ergebnisse der Berechnungen zur Anwendung kommen, die insb. den probabilistischen Charakter von Versorgungssicherheit hinreichend erfassen.

Anforderungen an Berechnungsmethoden und Eingangsdaten

Der Übergang zu einem Stromsystem, das von EE-Erzeugung dominiert wird, und die angestrebte Vollendung des europäischen Strombinnenmarkts erfordern bei der Bewertung von Versorgungssicherheit im Hinblick auf die Berechnungsmethoden und Eingangsdaten eine Berücksichtigung von:

- **Stochastische Eigenschaften der Eingangsgrößen:** Dies betrifft insb. die dargebotsabhängige EE-Erzeugung, die Last sowie die Verfügbarkeit konventioneller Kraftwerke. Zu den stochastischen Eigenschaften zählen vor allem die Verteilungen der Kraftwerksverfügbarkeiten sowie Zeit- und Wetterabhängigkeiten bei Last und erneuerbaren Energien, insb. das stochastische Verhalten sowie Tages-, Wochen- und Jahreszeitabhängigkeit der Last oder die Jahres- und Tageszeitabhängigkeit der Einspeisung dargebotsabhängiger EE-Technologien. Auch sind stochastische Abhängigkeiten (insb. Korrelationen) zwischen den verschiedenen Eingangsgrößen zu berücksichtigen. So ist bspw. denkbar, dass bestimmte wetter- und/oder tageszeitbedingte Effekte sowohl die Höhe der Last als auch der Verfügbarkeit der dargebotsabhängigen Erzeugung beeinflussen. Es ist etwa bekannt, dass in Mitteleuropa die Stunden mit besonders hoher Nachfrage üblicherweise in Stunden am späten Nachmittag / frühen Abend von Wintertagen auftreten. Zu dieser Zeit können Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) aufgrund des Sonnenstandes aber in Deutschland nicht zur Lastdeckung beitragen. Bei Vernachlässigung dieses Zusammenhangs würde aus Sicht der Versorgungssicherheit das Auftreten von ggf. besonders kritischen Stunden unterschätzt, da man durch diese Vernachlässigung implizit unterstellt, dass eine hohe PV-Einspeisung mit gleicher Wahrscheinlichkeit zu Zeiten mittlerer Last, wie sie etwa tagsüber an Sommertagen zu beobachten ist, auftritt wie zu Zeiten hoher Last an Winterabenden. Andererseits

sind in südlichen Ländern die Stunden mit besonders hoher Nachfrage im Sommer während des Tages, in denen eine erhebliche PV-Einspeisung zu erwarten ist. Hier würde die Verwendung der jahresdurchschnittlichen Wahrscheinlichkeit das Auftreten von ggf. besonders kritischen Stunden überschätzt.

- **Geographische Effekte:**

- **Funktionsweise des europäischen Strommarktes:** Der deutsche Strommarkt ist Teil eines europäischen Strommarkts, dessen Ziel der länderübergreifende Ausgleich von Angebot und Nachfrage ist. Eine rein nationale Betrachtung, also die Bewertung der Versorgungssicherheit basierend ausschließlich auf nationalen Lasten und nationaler Erzeugung, hat nur eine sehr eingeschränkte praktische Relevanz, da sie die Funktions- und Wirkungsweisen des europäischen Strommarkts vernachlässigt. Einerseits können mögliche Überkapazitäten in einem Land auch zur Lastdeckung in den Nachbarländern beitragen. Andererseits bestehen im europäischen Strommarkt erheblich Ausgleichseffekte bei der Last und den erneuerbaren Energien sowie auch bei Kraftwerksausfällen. Bei der Bewertung müssen somit – auch wenn im Kern bspw. die Versorgungssicherheit für ein bestimmtes Land interessiert – die länderübergreifenden Effekte angemessen berücksichtigt werden.
- **Ausgleichseffekt bei Last und EE-Erzeugung sowie Kraftwerksausfällen:** Im europäischen Strommarkt sind – insbesondere durch die Ausdehnung des geographischen Betrachtungsbereichs – stochastische Effekte, wie das nicht-gleichzeitige Auftreten der nationalen Höchstlasten oder niedriger EE-Einspeisungen in den verschiedenen Ländern relevant. Ebenso bestehen bei Kraftwerksausfällen in größeren Regionen erhebliche Ausgleichseffekte. Aus diesem Grund wird derzeit bspw. auch verstärkt auf einen länderübergreifenden Ansatz bei Einsatz von Regelleistung gesetzt.
- **Grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten:** Der für den vorgenannten länderübergreifenden Ausgleich im europäischen Strommarkt erforderliche Stromaustausch zwischen den verschiedenen Ländern ist durch die verfügbaren Übertragungskapazitäten begrenzt. Die Höhe dieser Kapazitäten ist von Grenze zu Grenze unterschiedlich. Somit ist auch die Relevanz dieser Begrenzung je nach Grenze verschieden. So kann in für die Versorgungssicherheit relevanten Spitzenlastsituationen davon ausgegangen werden, dass die Kraftwerksparks generell in der Nähe der Kapazitätsgrenze operieren.

Unter diesen Annahmen kann für bestimmte Ländergrenzen ggf. weiterhin geschlussfolgert werden, dass aufgrund der hohen verfügbaren Übertragungskapazitäten diese in der Praxis nicht begrenzend wirken. Dann können die aus Nachfrage- und Erzeugungsseite resultierenden Ausgleichspotentiale vollständig genutzt werden. Andererseits ist die Übertragungskapazität zwischen bestimmten Ländern / Teilregionen ggf. so gering, dass davon auszugehen ist, dass diese Übertragungskapazität in nahezu allen Fällen begrenzend wirkt und daher keinen relevanten Austausch zwischen diesen Ländern / Teilregionen zulässt. Für andere Grenzen wiederum ist ex-ante kaum abschätzbar, ob in möglichen Knappheitssituation die Übertragungskapazitäten begrenzend wirken oder nicht. Dies ist durch die Bewertungsmethodik geeignet zu berücksichtigen.

- **Zeitkopplungen und Speicherrestriktionen:** Insbesondere wenn innerhalb des geographischen Betrachtungsbereichs Länder mit signifikanten Anteilen an hydraulischer Erzeugung in (Pump-) Speicherkraftwerken liegen (bspw. Alpenländer und / oder skandinavische Länder) müssen Zeitkopplungen berücksichtigt werden, um die Verfügbarkeit der Erzeugung aus diesen (Pump-) Speicherkraftwerken richtig zu erfassen. Die verfügbare Erzeugungsleistung hängt neben der installierten Turbinenleistung zusätzlich vom verfügbaren Speicherinhalt und dem natürlichen Zufluss sowie bei Pumpspeicherkraftwerken auch von der Pumpleistung ab. Wäre für die Bestimmung des erreichten Versorgungssicherheitsniveaus lediglich eine einzelne Stunde relevant, so könnte diese technische Randbedingung vernachlässigt werden, da davon auszugehen ist, dass die Anlagenbetreiber dem Marktpreissignal folgend ihre Speicherbewirtschaftung so ausrichten, dass die Füllstände der Speicherbecken nicht restriktiv wirken. Tatsächlich ist aber stets mehr als eine Stunde für die vollumfassende Ermittlung des Versorgungssicherheitsniveaus relevant, so dass diese Zeitkopplungen allenfalls dann vernachlässigbar wären, wenn unterstellt werden könnte, dass potentiell kritische Stunden in Bezug auf die Größe der Speicherbecken so weit auseinanderliegen, dass die Speicherbecken vor Eintreten der nächsten kritischen Stunde wieder ausreichend durch Pumpbetrieb und/oder natürliche Zuflüsse gefüllt sind oder die Speicherkapazität wie überwiegend bei Speicherkraftwerken hinreichend groß ist. Dies kann aber ggf. aufgrund der teilweise komplexen Zusammenhänge ex-ante nicht immer abgeschätzt werden.

- **Weitere Flexibilitätsoptionen:** Während bis heute für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage nahezu ausschließlich die Verfügbarkeit der Erzeugung (einschließlich der Flexibilität des grenzüberschreitenden Austauschs von erzeugtem Strom) ausschlaggebend war, gewinnen lastseitige Flexibilitäten, das sogenannte Lastmanagement (engl. Demand Side Management, DSM) sowie die weitere Erschließung von Netzersatzanlagen⁸ zukünftig für die Versorgungssicherheit an Bedeutung. Lastmanagement ist die Reaktion der Nachfrage auf Marktpreissignale, insb. die Verringerung des Verbrauchs in Knappheitssituationen. Solche Flexibilitätspotentiale – soweit sie absehbar erschlossen werden können – sind bei der Bewertung der Versorgungssicherheit geeignet zu berücksichtigen.

Für diesen Bericht haben wir diese Anforderungen aufgegriffen und eine neue Methodik zur Bewertung von Versorgungssicherheit entwickelt. Diese Methodik basiert auf einer stochastischen, grenzüberschreitenden, zeitkoppelnden Simulation des Ausgleichs zwischen der Erzeugung und dem kurzfristig preisunelastischen Anteil der Last. Den mit dieser Methode durchgeführten Berechnungen liegen umfangreiche Modellierungen von EE-Einspeisezeitreihen auf Basis historischer Wetterjahre und Lastzeitreihen für dieselben Wetterjahre als Eingangsdaten zugrunde. Dies war erforderlich, um deren stochastisches Verhalten adäquat zu berücksichtigen. Die Methodik und die verwendeten Eingangsdaten sind in Kapitel 3 beschrieben.

Neue Kenngrößen für Monitoring und Bewertung von Versorgungssicherheit

Der probabilistische Charakter von Versorgungssicherheit sollte nicht nur im Berechnungsverfahren berücksichtigt werden, sondern auch stärker in der verwendeten Kenngröße zum Ausdruck kommen. Hierfür kommen verschiedene Größen in Frage, die z. T. auch in der internationalen Praxis bei der Diskussion um Versorgungssicherheit von Bedeutung sind:

- **Lastausgleichswahrscheinlichkeit (engl. Load Balancing Probability, LBP):** Sie beschreibt, mit welcher Wahrscheinlichkeit die Last unter Berücksichtigung der verfügbaren

⁸ Netzersatzanlagen werden bisher nur in einem geringen Umfang am Strom- und Regelleistungsmarkt eingesetzt. Für eine sachgerechte Anwendung einer Monitoringmethodik, sollten die verfügbaren Potentiale zukünftig (z. B. durch die Netzbetreiber und die Bundesnetzagentur) erfasst werden.

Erzeugung und nutzbarer Lastmanagement-Potentiale ohne weitere Maßnahmen⁹ vollständig gedeckt werden kann (d.h. ein Ausgleich zwischen Erzeugung und dem kurzfristig preisunelastischen Anteil der Last¹⁰ möglich ist). Sie gibt an, mit welcher Wahrscheinlichkeit die verbleibende Leistung, d. h. die Differenz zwischen verfügbarer Erzeugungsleistung und dem kurzfristig preisunelastischen Anteil des Verbrauchs zu einem Zeitpunkt, größer oder gleich Null ist. Im internationalen Kontext wird anstelle der Lastausgleichswahrscheinlichkeit häufig die inverse Größe, d.h. die Lastüberhangswahrscheinlichkeit¹¹, verwendet. Sie wird zudem auf den Zeitraum eines Jahres bezogen und auch als LOLE¹² bezeichnet. Der so errechnete Wert lässt sich dann anschaulicher interpretieren als die Anzahl an Stunden pro Jahr, in denen der Erwartungswert der verbleibenden Leistung kleiner Null ist. Auf Basis des LOLE-Ansatzes haben verschiedene europäische Länder nationale Vorgaben für ein Mindestniveau an Versorgungssicherheit gemacht. Diese variieren zwischen einer Lastausgleichswahrscheinlichkeit von 99,97 % bzw. 8757 h/a (d. h. einem LOLE von 3 h/a) in Frankreich und Großbritannien und einer Lastausgleichswahrscheinlichkeit 99,79 % bzw. 8742 h/a (d. h. einem LOLE von 18 h/a) als Vorgabe in Belgien. Nationale

⁹ In welchem Umfang weitere Maßnahmen ergriffen werden können, um einen Ausgleich zwischen Erzeugung und Last erzielen zu können, hängt auch davon ab, welche Maßnahmen bereits bei der Ermittlung der LBP bzw. der Lastüberhangswahrscheinlichkeit mit einbezogen wurden. Je mehr Maßnahmen hier bereits in die Ermittlung der verbleibenden Leistung einbezogen wurden, desto weniger ist davon auszugehen, dass noch weitere Maßnahmen zur Verfügung stehen, um bei einer negativen verbleibenden Leistung einen tatsächlichen Lastüberhang zu vermeiden. Grundsätzlich sollte es für eine belastbare Ermittlung der LBP das Ziel sein, möglichst umfassend alle Maßnahmen, die zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage beitragen können, in die Berechnung einzubeziehen. Dies betrifft insbesondere den Austausch im europäischen Stromhandel und Lastmanagement.

¹⁰ Dies ist der Anteil der Last, der nicht mit Lastmanagement auf Preissignale des Strommarktes reagiert.

¹¹ Die Lastüberhangswahrscheinlichkeit gibt die Wahrscheinlichkeit an, mit welcher die verbleibende Leistung kleiner Null ist. Bei der Interpretation der Lastüberhangswahrscheinlichkeit ist zu berücksichtigen, dass Lastüberhänge vielfach auch ohne Beeinträchtigung der Verbraucher beherrschbar sind (vgl. auch Abschnitt 2.1): insbesondere bei nationalen Betrachtungen über marktbasierete Importe und darüber hinaus durch weitere Maßnahmen wie z. B. Notreserven der nationalen und ausländischen ÜNB.

¹² LOLE: Kurzform für Loss of Load Expectation (siehe auch Erläuterung zur Lastüberhangswahrscheinlichkeit)

Vorgaben ignorieren allerdings die Effekte des europäischen Stromaustauschs¹³, so dass eine solche Art der Vorgabe von Zielwerten für die Versorgungssicherheit nur beschränkt sinnvoll ist.

- **Versorgungswahrscheinlichkeit (engl. Probability of Energy Served, PES):** Sie beschreibt den Anteil des Stromverbrauchs, der unter Berücksichtigung der verfügbaren Erzeugung und nutzbarer Lastmanagement-Potentiale ohne weitere Maßnahmen¹⁴ gedeckt werden kann. Sie erfasst nicht nur die Anzahl der Stunden, in denen die kurzfristig preisunelastische Last vollständig gedeckt werden kann, sondern berücksichtigt zugleich, in welchem Umfang Verbraucher von evtl. auftretenden Lastüberhängen betroffen sein könnten. Diese Größe berücksichtigt somit, dass es im Falle eines möglichen Lastüberhangs keinesfalls zu einem flächendeckenden Stromausfall („Blackout“) kommt, sondern als „ultima ratio“ allenfalls ein (geringer) Teil des Verbrauchs von unfreiwillige Abschaltungen durch die Netzbetreiber („Brownout“) betroffen wäre (vgl. auch Abschnitt 2.1). Die Versorgungswahrscheinlichkeit ist daher im Vergleich zur Lastausgleichswahrscheinlichkeit grundsätzlich die aussagekräftigere Größe.

Prinzipiell sind sowohl die Lastausgleichswahrscheinlichkeit wie auch die Versorgungswahrscheinlichkeit – ggf. auch gemeinsam – als probabilistische Kenngröße zur Bewertung von Versorgungssicherheit geeignet. Da im internationalen Kontext die Lastausgleichswahrscheinlichkeit bzw. Lastüberhangswahrscheinlichkeit aktuell gebräuchlichere Versorgungsmaße darstellen, beschränken wir uns bei den quantitativen Ergebnissen in Kapitel 4 auf die Darstellung der Lastausgleichswahrscheinlichkeit.

¹³ Insbesondere kann eine rein nationale Betrachtung bei der Ermittlung und Festlegung dieser Kenngröße zu Fehlinterpretation führen, wenn man nicht berücksichtigt, dass gerade bei einer solchen nationalen Betrachtung in der Regel tatsächlich noch weitere Maßnahmen (bspw. Stromaustausch unter Nutzung von Ausgleichseffekten) zur Deckung der Last zur Verfügung stehen. Dies führt dann dazu, dass eine Deckung der Last in den auf diese Weise berechneten Stunden mit einer verbleibenden Leistung kleiner null, sehr wohl vollständig möglich sein kann.

¹⁴ Zur Nutzbarkeit weiterer Maßnahmen siehe Erläuterungen zur Lastausgleichswahrscheinlichkeit

3 Länderübergreifendes Monitoring von Versorgungssicherheit - methodischer Ansatz und konkretes Vorgehen

Aufgabe der in diesem Bericht dokumentierten Arbeiten war die Durchführung eines länderübergreifenden Monitoring von Versorgungssicherheit für eine Deutschland und seine räumlichen und elektrischen Nachbarländer umfassende Region bis zum Jahr 2025. Basierend auf den im Abschnitt 2.3 dargestellten Anforderungen war es zunächst erforderlich, ein Monitoringverfahren zu entwickeln, das diesen Anforderungen genügt. Zugleich musste eine ebenfalls den dargestellten Anforderungen genügende Datenbasis für die Berechnungen erarbeitet werden. Einen Überblick über den in diesem Bericht verfolgten methodischen Ansatz zeigt Bild 3.1.

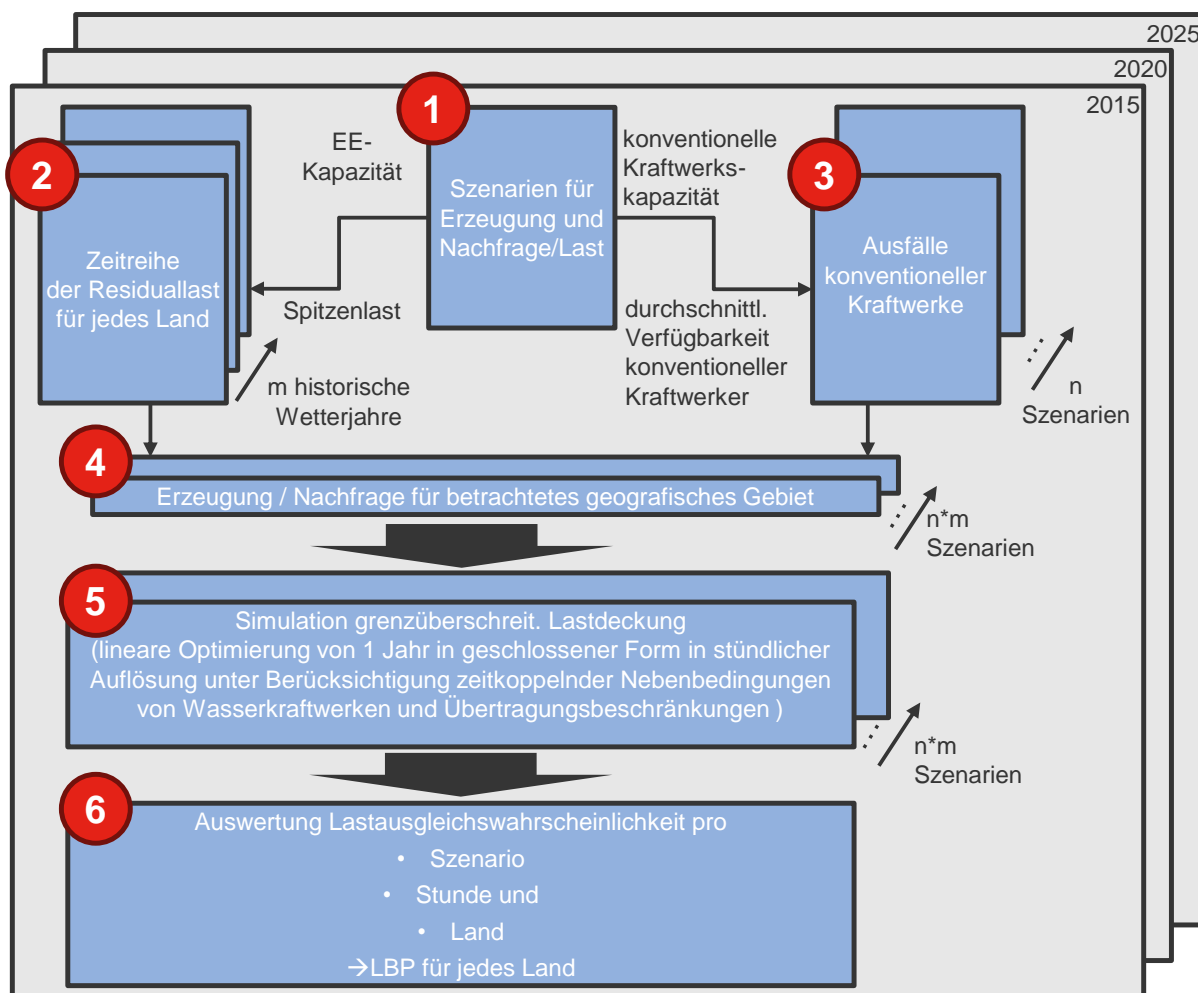


Bild 3.1 Überblick über das methodische Vorgehen bei der länderübergreifenden Bewertung von Versorgungssicherheit

Ausgehend von einem – für die Untersuchungen in diesem Bericht exogen angenommenen – Szenario der Entwicklung installierter EE-Erzeugungskapazitäten, der Spitzenlast sowie des

konventionellen Kraftwerksparks und der Festlegung weiterer zentraler Rahmenparameter (❶, s. Abschnitt 3.1) sind einerseits die Zeitreihen der Residuallast für alle betrachteten Länder und die betrachteten Stichjahre zu entwickeln (❷, s. Abschnitt 3.2). Diese Zeitreihen werden auf Basis zeitgleicher historischer Last- und Wetterdaten der gesamten betrachteten Region ermittelt und bilden somit die räumliche und zeitliche Korrelation der Last und dargebotsabhängigen EE-Einspeisung ab. Um die stochastischen Eigenschaften dieser Größen hinreichend gut zu erfassen, werden für jedes der drei betrachteten Stichjahre (2015, 2020 und 2025) jeweils drei Zeitreihen erstellt, die jeweils die Dauer von einem Jahr in stündlicher Auflösung umfassen und auf unterschiedlichen historischen Wetterjahren beruhen. In dieser Untersuchung werden die Wetterjahre 2010, 2011 und 2012 verwendet. Zudem werden – ausgehend von den getroffenen Annahmen zur Entwicklung des Kraftwerksparks – jeweils 333 Szenarien der Verfügbarkeit des konventionellen Kraftwerksparks (Ausfallszenarien) für die betrachteten Stichjahre erzeugt (❸, s. Abschnitt 3.3). In jedem, ebenfalls ein Jahr in stündlichem Zeitraster umfassenden, Szenario wird für jedes Kraftwerk für jede betrachtete Stunde mit einem Zufallsprozess gemäß typischer Ausfallraten ermittelt, ob das Kraftwerk verfügbar ist oder aufgrund eines stochastischen Ausfalls nicht zur Verfügung steht. Für die vorliegenden Untersuchungen wurden somit für jedes betrachtete Stichjahr 333 zufallsbasierte Ausfallszenarien erzeugt.

Die drei Zeitreihen der Residuallast je Stichjahr (❷) und die 333 Ausfallszenarien (❸) werden zu jeweils 999 Last-/Erzeugungsszenarien kombiniert (❹)¹⁵. Diese Szenarien sind die Eingangsdaten für eine Simulation der grenzüberschreitenden Lastdeckung (❺, s. Abschnitt 3.4). In dieser Simulation wird für alle 999 Szenarien für jedes Stichjahr in einer geschlossenen, die gesamte Region und den gesamten Zeitbereich eines Jahres umfassenden Betrachtung ermittelt, ob die Last in jedem der betrachteten Länder unter Berücksichtigung der verfügbaren Erzeugung und der nutzbaren Lastmanagementpotentiale stets gedeckt werden kann. Dabei werden die wesentlichen technischen Randbedingungen, insb. die Restriktionen der hydraulischen Kraftwerke und die zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten, berücksichtigt.

Aus den Ergebnissen dieser Simulation lässt sich für jedes betrachtete Stichjahr und jedes betrachtete Land die erwartete Lastausgleichswahrscheinlichkeit ermitteln (❻, s. Abschnitt 3.5).

¹⁵ Voruntersuchungen zum Konvergenzverhalten der stochastischen Simulation haben gezeigt, dass die gewählte Anzahl von 999 Szenarien für die hier betrachteten Systeme (mehr als) ausreichend ist.

3.1 Allgemeine Vorgaben und Annahmen

Zunächst sind der zeitliche wie der geographische Betrachtungsbereich festzulegen. Für diesen Bericht wird ein Zeithorizont bis zum Jahr 2025 betrachtet, der über die Betrachtung der Stichjahre 2015, 2020 und 2025 abgetastet wird, und somit insb. den Zeitraum des vollständigen deutschen Kernenergieausstiegs umfasst.

Als geographischer Betrachtungsbereich wurden die in Bild 3.2 dargestellten Länder gewählt¹⁶. Die betrachtete Region umfasst Deutschland und seine räumlichen und elektrischen Nachbarn (inkl. Norwegen, Belgien und Italien). Es wird somit eine Region untersucht, in der – insb. aufgrund zum Teil stark ausgebauter Übertragungskapazitäten sowie bspw. der nahezu vollständigen Einbindung in ein europäisches Market Coupling – wichtige Schritte auf dem Weg zur Vollendung des Strombinnenmarkts bereits erreicht wurden, wenngleich noch weitere Schritte zur vollständigen Vollendung erforderlich sind.

¹⁶ Ein grenzüberschreitender Austausch mit Ländern außerhalb dieses geographischen Betrachtungsbereichs wurde vernachlässigt.

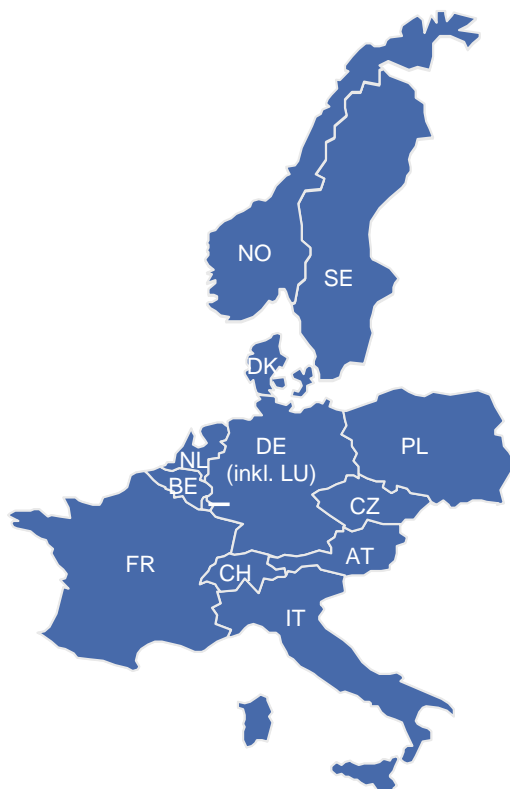


Bild 3.2 Geographischer Betrachtungsbereich für die Untersuchungen in diesem Bericht

Für den zeitlichen Betrachtungsbereich bis zum Jahr 2025 besteht grundsätzlich die Herausforderung, dass für ein solches weit in die Zukunft blickendes Szenario die Entwicklungen relevanter Eingangsgrößen, wie der konventionellen Kraftwerke, der EE-Kapazitäten aber auch der Last und der genutzten Lastmanagement-Potentiale nur mit erheblichen Unsicherheiten prognostiziert werden können¹⁷. Zudem sind am Strommarkt insbesondere Anpassungsprozesse bei der Kraftwerkskapazität und der Nutzung von Lastmanagement als Reaktion auf mögliche Kapazitätsknappheiten oder Überkapazitäten zu erwarten, die durch den Strompreis angereizt werden. Bei sich abzeichnenden Kapazitätsknappheiten können bspw. in kurzer Zeit Flexibilitätsoptionen wie Lastmanagement-Potentiale und bereits vorhandene Netzersatzanlagen für den Strommarkt nutzbar gemacht, oder auch neue Motorkraftwerke und modularisierte Gasturbinenkraftwerke errichtet werden.

Kurzfristig lässt sich die Entwicklung der installierten Kraftwerkskapazitäten noch vergleichsweise gut abschätzen. Zum einen sind die zu erwartende Inbetriebnahmen von Kraftwerken

¹⁷ Zudem kann selbst die derzeitige Last nicht vollständig gemessen werden.

(aufgrund der Vorlaufzeiten beim Bau der Kraftwerke) für die nächsten Jahre weitgehend bekannt. Für bestimmte EE-Technologien gilt dies jedoch nur mit Einschränkungen. Zu erwartende Stilllegungen lassen sich wenigstens für Deutschland für die nahe Zukunft bspw. auf Basis entsprechender Veröffentlichungen der Bundesnetzagentur abschätzen. Jedoch können auch hier die kurzfristig möglichen Anpassungsreaktionen unterschätzt werden, da z.B. die Erschließung von Lastmanagement oder eine spätere Stilllegung von derzeit unwirtschaftlichen Kraftwerken als Reaktion auf knappheitsbedingte Strompreissignale in deutlich kürzerer Zeit möglich sind¹⁸. Für weiter in der Zukunft liegende Zeitpunkte, insb. das Jahr 2025, aber auch bereits das Jahr 2020, kann die Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks und die Nutzung von Lastmanagement jedoch nur mit erheblicher Unsicherheit prognostiziert werden. Hierbei spielen u. U. auch – noch nicht getroffene – politisch-regulatorische Entscheidungen wie etwa zum Markt-Design eine Rolle.

Es ist auch grundsätzlich möglich, mittels Simulationsansätzen (d.h. auf Basis eines Strommarktmodells) die Entwicklung des Kraftwerksparks und die Erschließung und Nutzung von Nachfrageflexibilität und Netzersatzanlagen für konkrete Annahmen zur Ausgestaltung des Markt-Designs zu prognostizieren. Die Prognosen als Datengrundlage für die langfristige Bewertung der Versorgungssicherheit können dadurch grundsätzlich verbessert werden. Die Erfahrung zeigt aber auch, dass die Ergebnisse solcher Simulationen z. T. stark von den hierfür zu treffenden Annahmen (insb. zur Entwicklung von wirtschaftlichen Rahmenbedingungen und zum Akteursverhalten) und der konkreten Parametrierung der Rechenmodelle abhängen. Zudem erfordert eine für den gesamten Betrachtungsbereich angemessene Parametrierung eine sehr detaillierte und damit aufwändige Abbildung der nationalen Gegebenheiten (bspw. zu den technischen Eigenschaften der Kraftwerke oder bzgl. staatlicher Fördermechanismen etwa für KWK-Anlagen). Daher weisen auch derart umfangreiche und detaillierte Modellierungen die grundsätzlichen Unsicherheiten aller Prognosen für diesen – im Bezug auf die möglichen Entwicklungen am Strommarkt – sehr langen Zeitraum auf. Für die Untersuchungen für diesen Bericht haben wir uns u. a. aufgrund der engen Terminvorgaben daher entschieden, auf ein exogenes, öffentlich verfügbares und damit transparentes Szenario zurückzugreifen.

Die Untersuchungen basieren daher auf dem „best-guess“-Szenario, dem sog. „Scenario B“ des SOAF (System Outlook and Adequacy Forecast) 2014-2030 von ENTSO-E [2]. Das Szenario

¹⁸ Ebenso sind bei erheblichen Überkapazitäten auch weitere Stilllegungen zu erwarten.

enthält „best-guess“ Prognosen der nationalen ÜNB zur Entwicklung von der (Spitzen-) Last, der konventionellen hydro-thermischen Erzeugungskapazitäten und auch der EE- Erzeugungskapazitäten sowie des genutzten Lastmanagement-Potenzials¹⁹ für die Jahre 2015, 2020 und 2025 und für alle betrachteten Länder. Es berücksichtigt bei der Entwicklung der konventionellen Kapazitäten sowohl solche Neubauten (und Stilllegungen), die die ÜNB als sicher einstufen, als auch zusätzliche solchen, deren Umsetzung die ÜNB für wahrscheinlich halten.

Bei der für die Untersuchungen zugrunde gelegten „best-guess“ Prognose der europäischen Übertragungsnetzbetreiber handelt es sich um eine mögliche, sicher jedoch nicht die einzig denkbare Entwicklung. In der Zukunft kann es aber naturgemäß auch zu anderen Entwicklungen und damit auch anderen Lastausgleichswahrscheinlichkeiten kommen.

3.2 Modellierung von Zeitreihen der Residuallast

Für die Analyse zur Entwicklung der Versorgungssicherheit und der europäischen Ausgleichseffekte bei der Last und den Erneuerbaren Energien ist zunächst eine Auswertung der residualen Last erforderlich. Als residuale Last wird im Rahmen dieser Studie die Differenz zwischen der stündlichen Stromnachfrage (Last) und der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bezeichnet. Es ist folglich derjenige Anteil an der Last, der noch durch konventionelle Kraftwerke, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke oder Lastmanagement gedeckt werden muss.

Nachfolgend werden die Datengrundlage und die zur Ermittlung der residualen Last verwendete Methodik beschrieben.

Lastdaten

Für die Herleitung der stündlichen Lastdaten in den betrachteten Ländern werden die von der ENTSO-E²⁰ veröffentlichten historischen Verbraucherlastdaten („hourly load values“) in

¹⁹ Es wird jedoch nur ein geringer Anteil des nutzbaren Lastmanagements berücksichtigt, d.h. nur der den ÜNB direkt durch vertragliche Regelungen zur Verfügung steht. Prognosen für die am Strommarkt genutzten Lastmanagement-Potentiale werden anscheinend nicht berücksichtigt.

²⁰ Vgl. [3]

stündlicher Auflösung für die historischen Jahre 2010, 2011 und 2012 verwendet.²¹ Diese Lastdaten umfassen aufgrund der genutzten Meßmethode nicht den gesamten Verbrauch.

Die stündlichen Lastdaten werden für jedes Stichjahr (2015, 2020, 2025) so skaliert, dass die durch die Skalierung resultierende Jahreshöchstlast der prognostizierten Jahreshöchstlast des Szenario B des SOAF 2014-2030 von ENTSO-E des jeweiligen Stichjahres entspricht.²² Durch dieses Vorgehen wird sichergestellt, dass die konjunkturell bedingte Laststruktur des betrachteten historischen Jahres sowie die Jahreshöchstlast des jeweiligen Prognosejahres (einschließlich des fehlenden Verbrauchs) für jedes Land berücksichtigt werden.

Entwicklung der Erneuerbaren Energien

Die unterstellte Entwicklung der EE-Kapazitäten für die Jahre 2015, 2020 und 2025 basiert ebenso auf Szenario B des SOAF 2014-2030 von ENTSO-E. In Bild 3.3 sind die über alle betrachteten Länder summierten Kapazitäten der Energieträger für die einzelnen Stichjahre dargestellt. Insgesamt wird eine Erhöhung der installierten Kapazität bei den Erneuerbaren Energieträgern um etwa 40 % von 2015 bis 2025 unterstellt.

²¹ Der veröffentlichte Verbraucherlastgang für die einzelnen Länder ist nicht vollständig. Bspw. ist für Deutschland die industrielle Eigenerzeugung und Bahnstrom aus Eigenerzeugung nicht enthalten.

²² Vgl. [2]. Die Jahreshöchstlast setzt sich dabei aus den Einträgen in den Zeilen „load“ und „margin against seasonal peak load“ zusammen.

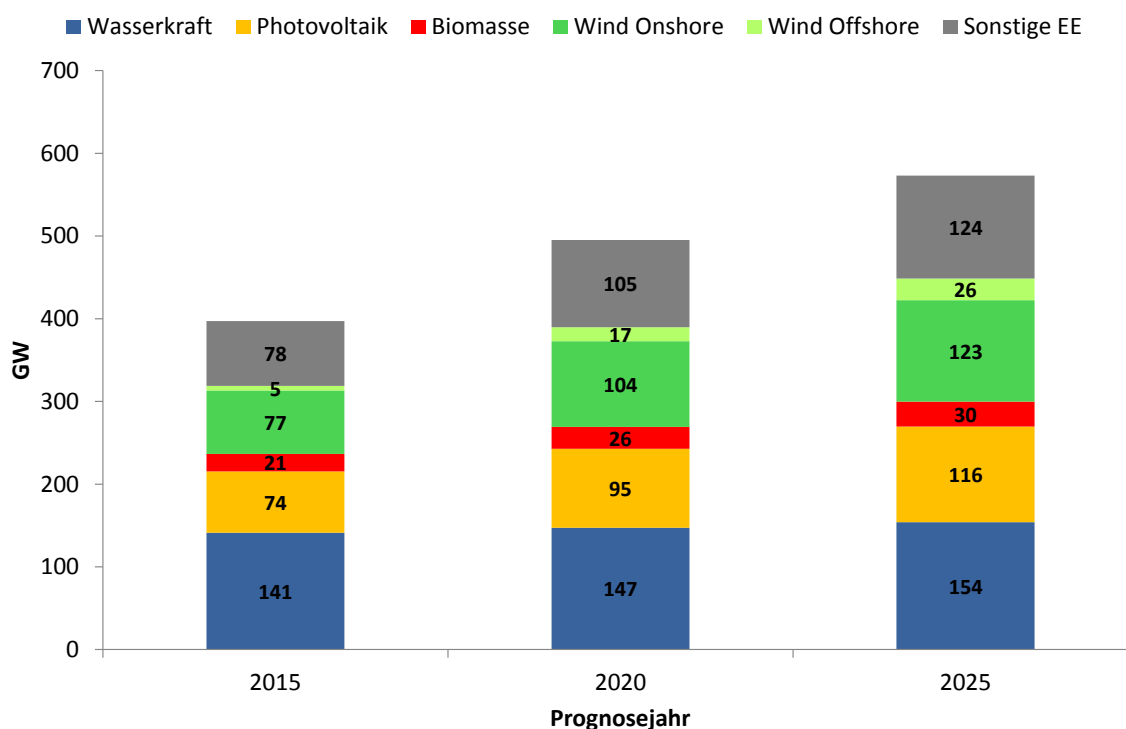


Bild 3.3 Unterstellte Entwicklung der installierten EE-Kapazitäten in den betrachteten Ländern

Erzeugungsganglinien der EE-Kapazitäten

Für die Energieträger Wind Onshore, Wind Offshore sowie Photovoltaik werden europaweit hochaufgelöste Einspeiseganglinien auf Basis der umfangreichen Datenbanken der r2b energy consulting mit geokodierten Anlagendaten sowie den historischen Wetterverhältnissen berechnet. Unter anderem verfügt die r2b energy consulting GmbH über eine Datenbank mit stündlichen meteorologischen Daten vom Deutschen Wetterdienst DWD für verschiedene Jahre ab 2007 basierend auf dem COSMO-EU-Modell.²³ Entsprechend der Modellierung der Lastzeitreihen werden für die Modellierung der erneuerbaren Energien meteorologische Daten aus den

²³ Das Modellgebiet des COSMO-EU umfasst nahezu ganz Europa inklusive der gesamten Ostsee, dem Mittelmeer und dem Schwarzen Meer sowie Nordafrika mit 665x657 Gitterpunkten bei einer Maschenweite von 0.0625° (~ 7 km). Unter anderem stehen Daten zu stündlichen Windgeschwindigkeiten und Temperaturen in verschiedenen Höhenlevels sowie zu Luftdruck, Rauigkeit und zur Globalstrahlung zur Verfügung.

Jahren 2010-2012 verwendet. So können implizit mögliche stochastische Abhängigkeiten zwischen der Last und der EE-Erzeugung abgebildet werden.

Zur Berechnung der Einspeiseganglinien für die Windenergie wird neben der meteorologischen Datenbasis zusätzlich die europäische Datenbank der r2b energy consulting für die Onshore-Windenergieanlagen verwendet. Sie umfasst die Informationen zu nahezu allen Bestandsanlagen sowie zu in Bau befindlichen oder geplanten Windparks an Land und auf See.²⁴ Jedem Windpark kann über das Geoinformationssystem (GIS) der nächstgelegene Gitterpunkt des COSMO-EU²⁵ Modells zugeordnet werden, so dass für jede Anlage lokal typische stündliche Windgeschwindigkeiten in verschiedenen Höhen abrufbar sind. Diese stündlichen Windganglinien werden für jeden Gitterpunkt zu stündlichen Einspeiseganglinien der diesem Gitterpunkt zugeordneten Windenergieanlagen umgerechnet. Dafür werden sowohl für Onshore- als auch für Offshore-Windenergie verschiedene Technologieklassen basierend auf einer Auswertung der Verteilung der installierten Leistungen sowie anderer relevanter Parameter der Bestandsanlagen wie bspw. der Nabenhöhe festgelegt. Es erfolgt auch eine Berücksichtigung von zukünftigen Technologieentwicklungen, wobei hierbei sowohl Schwachwind- als auch Starkwindanlagen mit einbezogen werden. Die jeder Klasse zugeordneten technologiespezifischen charakteristischen Leistungskennlinien²⁶ dienen der Berechnung der stündlichen Einspeisung.

Zur Berechnung der Einspeiseganglinien für die Photovoltaik werden für Deutschland die anlagenscharfe Datenbank der r2b energy consulting und für Europa die GIS-gestützte Informationen zur installierten Leistung aller Bestandsanlagen in den einzelnen Regionen der Länder herangezogen. Die Berechnung der stündlichen PV-Einspeisung erfolgt modellbasiert unter Berücksichtigung verschiedener Technologien und damit verschiedener Wirkungsgrade auf Basis der stündlichen Globalstrahlung, der Umgebungstemperatur sowie der Performance Ratio²⁷.

²⁴ Es sind u.a. Daten zu geokodiertem Standort, installierter Leistung, Nabenhöhe, Turbinentyp, Hersteller und Datum der Inbetriebnahme hinterlegt.

²⁵ [4]

²⁶ Eine Leistungskennlinie ist eine diskrete Abbildung, die zu jeder gegebenen Windgeschwindigkeit die produzierte Leistung der Windenergieanlage angibt.

²⁷ Die Performance Ratio bezeichnet für Photovoltaikanlagen das Verhältnis zwischen dem möglichen (maximalen) Ertrag und dem tatsächlich erreichten Ertrag und stellt eine Art Qualitätsfaktor dar.

Bei der Stromerzeugung aus Biomasse wird zur Bestimmung der residualen Last nur der unflexible Anteil berücksichtigt.²⁸ Für diesen wird eine stündlich konstante Einspeisung über das Jahr unterstellt. Die Einspeisung durch Biomasse ergibt sich aus den Kapazitäten des SOAF Scenario B multipliziert mit dem unflexiblen Anteil und den länderspezifischen Volllaststunden für Biomasse. Zur Bestimmung der Volllaststunden werden die Yearly Statistics & Adequacy Restrospect (YS&AR) 2012 von ENTSO-E herangezogen.²⁹ Flexible Biomasse-Anlagen werden für diese Untersuchungen wie konventionelle thermische Kraftwerke behandelt.

Für Laufwasser wird auf Basis der monatlichen Erzeugungsdaten aus dem ENTSO-E Statistikportal³⁰ eine stündlich konstante Erzeugung pro Monat abgeleitet³¹, wobei hierbei nur Laufwasser berücksichtigt wird. Die Wasserkrafteinspeisung auf Basis Laufwasser steigt für die Stichjahre proportional zur installierten Leistung gemäß den SOAF Daten.

Die in Szenario B des SOAF 2014-2025 von ENTSO-E verbleibenden Erneuerbaren Energien (d.h. alle EE abzgl. Windenergie, Photovoltaik, Biomasse und Wasserkraft) werden mit einer konstanten stündlichen Erzeugung berücksichtigt.³²

²⁸ Im Rahmen dieser Analyse wird angenommen, dass der unflexible Anteil der Stromerzeugung aus Biomasse im Verlaufe der Stichjahre von 85 Prozent in 2015 auf 70 Prozent in 2020 und 50 Prozent in 2025 sinkt.

²⁹ [5]. Bei Belgien, Tschechien und Polen wird auf die länderspezifischen National Renewable Energy Action Plans (NREAP) 2005 und für Italien auf Daten der Behörde „GSE“ zurückgegriffen [6].

³⁰ ENTSO-E Data Portal / Country Packages ([10])

³¹ Bei fehlenden Daten wird auf nationale Statistiken zurückgegriffen.

³² Für Italien wird davon ausgegangen, dass die sonstigen EE insbesondere Geothermiekraftwerke darstellen. Für diese Anlagen werden 6.000 Volllaststunden unterstellt. Für die sonstigen EE in den anderen Ländern werden durchschnittliche Volllaststunden von 3.000 angenommen.

3.3 Modellierung konventioneller Kraftwerkspark, flexible EE- Erzeugung, DSM sowie Übertragungskapazitäten

Wie in Abschnitt 3.1 bereits erläutert, werden die Prognosen zur Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks aus dem Szenario B des SOAF 2014 von ENTSO-E verwendet. In diesem Szenario sind „best-guess“-Prognosen zur Entwicklung der insgesamt je Land und je Primärenergieträger installierten Netto-Erzeugungsleistung enthalten. Bild 3.4 zeigt die Entwicklung der Erzeugungsleistung je Land. Neben der Entwicklung der konventionellen Erzeugungsleistung ist zudem die prognostizierte Entwicklung der Jahreshöchstlast sowie des DSM-Potentials dargestellt³³.

Die Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks, d.h. Investitionen in Erzeugungsanlagen bzw. deren Stilllegungen, wird gemäß dem Szenario B des SOAF 2014-2030 von ENTSO-E exogen vorgegeben. Dabei gibt das Szenario nur die Entwicklung der gesamten installierten Nettoleistung vor. Damit ist eine Unterscheidung in Neuinvestitionen und Stilllegungen und damit Aussagen zur Entwicklung der Altersstruktur des Kraftwerksparks nicht explizit möglich sind.

Bei der Modellierung der tatsächlich zur Lastdeckung zur Verfügung stehenden Kraftwerksleistung, die für die Bewertung der Versorgungssicherheit relevant ist, sind zunächst die aufgrund von Wartungs- und Instandsetzungsarbeiten nicht verfügbaren Erzeugungskapazitäten von der insgesamt installierten Nettoleistung abzuziehen. Hierfür haben wir eine durchschnittliche geplante Nichtverfügbarkeit der Kraftwerke auf Basis der ebenfalls im Szenario B des SOAF 2014-2030 von ENTSO-E enthaltenen Werte ermittelt und entsprechend die insgesamt installierte Nettoleistung je Primärenergieträger in einem ersten Schritt reduziert.

³³ Das Szenario enthält je Betrachtungsjahr jeweils einen Sommer- und einen Winter-Wert. Sofern sich diese Werte unterscheiden, ist in Bild 3.4 der jeweils höhere Wert verwendet.

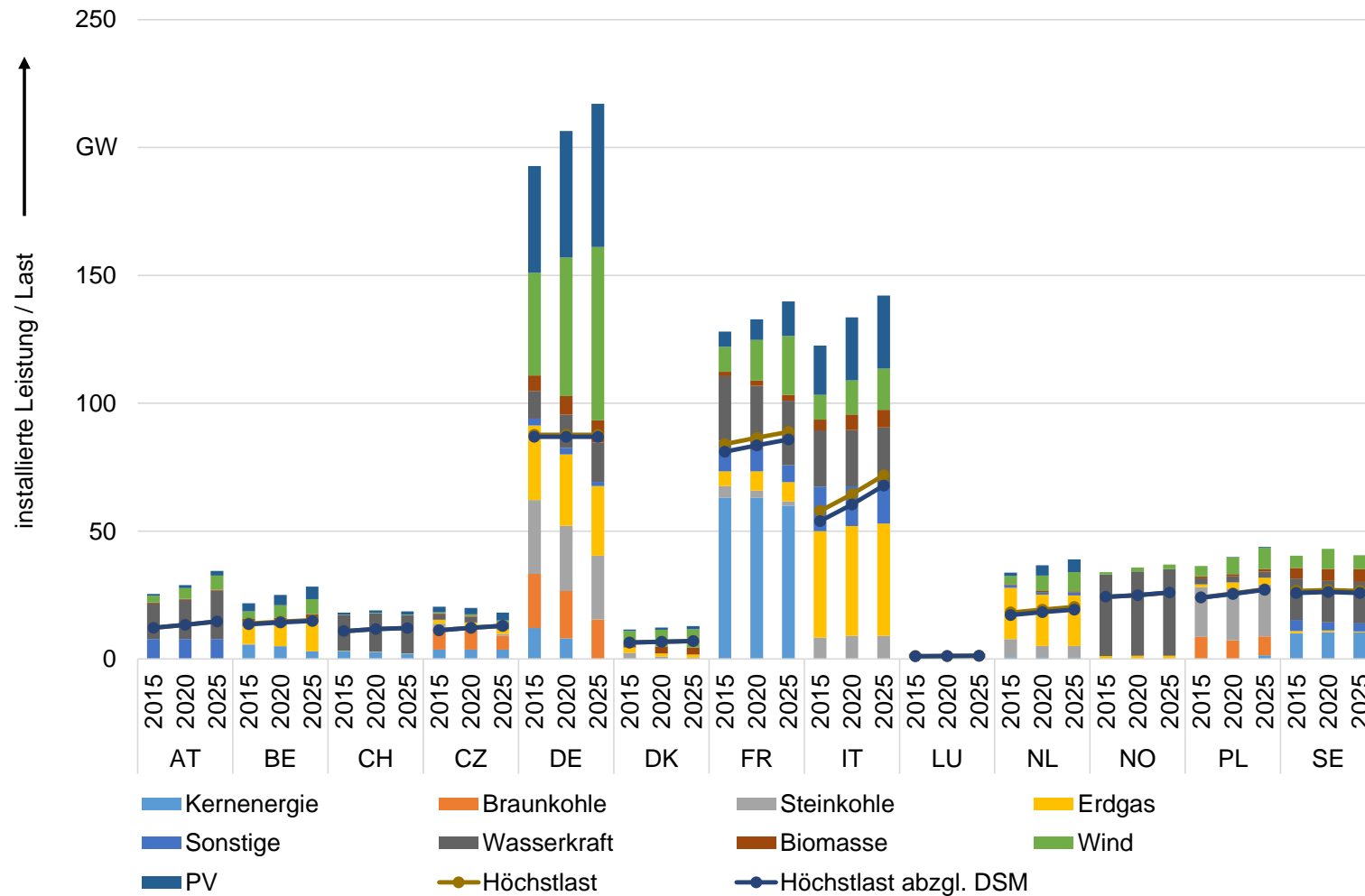


Bild 3.4 Entwicklung der konventionellen Kraftwerkskapazität, der installierten EE-Leistung sowie Jahreshöchstlast mit und ohne Abzug von DSM-Potentialen gemäß Szenario B des SOAF 2014-2030 von ENTSO-E

Zusätzlich stehen Kraftwerke aufgrund ungeplanter, stochastischer Ausfälle nicht zur Verfügung. Wie bereits erläutert, haben wir für die drei Zeitreihen der Residuallast für jedes betrachtete Stichjahr jeweils 333 Ausfallszenarien für die verfügbare Kraftwerksleistung erzeugt. Hierfür haben wir technologiespezifische Durchschnittswerte der ungeplanten Arbeitsnichtverfügbarkeit eines Kraftwerksblocks basierend auf Erfahrungswerten von r2b ermittelt, wie sie auch in [7] verwendet werden. Das Szenario B des SOAF 2014-2030 von ENTSO-E enthält lediglich Angaben zur gesamten installierten Nettoleistung je Primärenergieträger, nicht aber zu den einzelnen „dahinterliegenden“ Kraftwerksblöcken. Daher war es erforderlich, Annahmen zu typischen Blockgrößen der Kraftwerke je Primärenergieträger zur treffen. Diese haben wir aus einer bei Consentec vorliegenden Datenbank des europäischen Kraftwerksparks abgeleitet. Darauf aufbauend wird dann für jeden Kraftwerksblock mittels gleichverteilter stochastischer Ziehung ermittelt, ob das Kraftwerk in einer bestimmten Stunde zur Verfügung steht oder nicht³⁵.

Bei thermischen Kraftwerken mit Wärmeauskopplung, d.h. Anlagen mit sog. Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), sind wir davon ausgegangen, dass diese Anlagen während Situationen mit hoher Residuallast vollständig stromgeführt eingesetzt werden können. Dies bedeutet, dass diese Anlagen in solchen Stunden in ihrem Einsatz nicht auf die mit der Deckung einer Wärmelast verbundene Stromerzeugung begrenzt sind, sondern mit ihrer vollen installierten Leistung zur Verfügung stehen.

Aus rechentechnischen Gründen – d.h. zur Beherrschbarkeit des Rechenaufwandes bei der stochastischen Simulation (vgl. Abschnitt 3.4) – mussten technische Eigenschaften der thermischen Kraftwerke, die über die Kraftwerksverfügbarkeit und die installierte Leistung hinausgehen, für die vorliegenden Untersuchungen vernachlässigt werden.

Neben den thermischen Kraftwerken tragen auch hydraulische (Pump-)Speicherkraftwerke zur Lastdeckung bei und sind daher angemessen zu berücksichtigen. Die installierten Turbinenleistungen sind ebenfalls dem Szenario B des SOAF 2014-2030 von ENTSO-E zu entnehmen. Zusätzlich wirken aber bei (Pump-)Speicherkraftwerken die Restriktionen der Speicherbecken, der Pumpenleistung sowie – sofern vorhanden – die zeitliche Verteilung und Höhe der natürlichen Zuflüsse beschränkend auf den möglichen Beitrag dieser Kraftwerke zur Lastdeckung. Die daraus resultierenden Zeitkopplungen sind in der Lastdeckungssimulation entsprechend zu berücksichtigen (s. Abschnitt 3.4). Daher sind Annahmen zu Speicherbeckengrößen, der Höhe

³⁵ Hierbei wurden keine Teilausfälle, sondern nur Ausfälle des gesamten Kraftwerksblocks betrachtet.

der natürlichen Zuflüsse sowie deren zeitlicher Verteilung zu treffen. Die Höhe der natürlichen Zuflüsse (Gesamtmenge je Jahr und Land) wurde in Abhängigkeit von Wettereinflüssen für die gleichen Wetterjahre wie zur Ermittlung der Residualzeitreihen auf Basis öffentlich verfügbarer Daten ermittelt [8,9,10]. Zur Beherrschbarkeit des Rechenaufwandes bei der stochastischen Simulation (vgl. Abschnitt 3.4) werden die Pumpspeicher- und Speicherkraftwerke je Land zu jeweils einem Pumpspeicherkraftwerk und einem Speicherkraftwerk aggregiert.

Während bei thermischen Kraftwerken der elektrische Wirkungsgrad der Anlagen zwar für die Höhe der Erzeugungskosten relevant ist, nicht aber für die hier entscheidende Frage, ob eine Anlage grundsätzlich zur Lastdeckung zur Verfügung steht, gilt dies bei Pumpspeicherkraftwerken nicht ohne weiteres. Der (Wälz-)Wirkungsgrad eines Pumpspeicherkraftwerks ist – neben den Annahmen zur installierten Leistung und der Beckengröße – ausschlaggebend für die Frage, wieviel Pumpenergie aufgewendet werden muss, um zu einem bestimmten Zeitpunkt bzw. über einen gewissen Zeitraum ausreichend Turbinenleistung zur Lastdeckung zur Verfügung stellen zu können. Diese Pumpenergie muss vorher von anderen Erzeugungseinheiten bereitgestellt werden. Unter bestimmten Umständen kann ein solcher – wie eine Lasterhöhung wirkender – Pumpbetrieb zu neuen „kritischen“ Lastsituationen führen. Dies kann u. a. vom angenommenen Wirkungsgrad abhängen. Daher sind hierfür geeignete Annahmen zu treffen. Für die vorliegenden Untersuchungen wurde ein durchschnittlicher Pump- und Turbinenwirkungsgrad von 80 % angenommen.

Bei Biomasse-Anlagen ist grundsätzlich zwischen unflexiblen und flexiblen, d. h. insb. auf Marktpreissignale reagierende Anlagen zu unterscheiden. Nur für den flexiblen Anteil der Biomasse-Anlagen kann davon ausgegangen werden, dass diese in kritischen Situationen mit ihrer gesamten installierten Leistung zur Lastdeckung zur Verfügung stehen. Bei unflexibler Biomasse hingegen sind ihr Einsatz und damit die zur Verfügung stehende Leistung durch andere Einsatzstrategien determiniert. Unflexible Biomasse-Anlagen werden daher bereits bei der Modellierung der Residuallastzeitreihen (Abschnitt 3.2) als konstante Einspeisung berücksichtigt. Für die Zukunft ist davon auszugehen, dass der Anteil der flexiblen Biomasse-Anlagen steigt. Für die vorliegenden Untersuchungen gehen wir davon aus, dass der Anteil flexibler Biomasse an der gesamten installierten Leistung in Biomasse-Anlagen in allen betrachteten Ländern von 15 % in 2015 auf 30 % in 2020 und schließlich 50 % in 2025 steigt. Flexible Biomasse-Anlagen werden für diese Untersuchungen wie konventionelle thermische Kraftwerke behandelt und ihre Verfügbarkeit entsprechend modelliert.

Prognosen zur Höhe der je Land und Betrachtungsjahr verfügbaren DSM-Potentiale werden ebenfalls direkt aus dem verwendeten Szenario B des SOAF 2014-2030 von ENTSO-E entnommen. Die dort als verfügbar prognostizierten Potentiale erscheinen jedoch im Vergleich zu aktuellen Studien eher gering [7, 11]. Für die vorliegenden Untersuchungen wurde angenommen, dass dieses Potential in Knappheitssituation vollständig zur Verfügung steht und somit in voller Höhe des angenommen Potentials die von den sonstigen verfügbaren Erzeugungsanlagen zu deckende (Residual-)Last reduziert.

Die Annahmen zur Entwicklung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität zwischen betrachteten Ländern basieren i.W. auf Auswertungen des *Ten-Year Network Development Plan* (TYNDP) von ENTSO-E [12]. Falls erforderlich, wurden die Annahmen durch Informationen der nationalen ÜNB und veröffentlichte Werten der Strombörsen, die als Betreiber des Market Coupling entsprechende Daten benötigen, ergänzt.

3.4 Stochastisches Simulationsverfahren

Die Methodik für die Ermittlung der Lastausgleichswahrscheinlichkeit hängt von dem betrachteten System ab. In einem System, in dem stochastische Abhängigkeiten zwischen Eingangsgrößen ebenso vernachlässigt werden können wie Übertragungsbeschränkungen und Zeitkopplungen, lässt sich eine Wahrscheinlichkeitsverteilung der verbleibenden Leistung über das einfache mathematische Verfahren der rekursiven Faltung ermitteln. Aus der auf diese Weise ermittelten Wahrscheinlichkeitsverteilung lassen sich dann Kenngrößen wie die Lastausgleichswahrscheinlichkeit und die Versorgungswahrscheinlichkeit ermitteln.

Wie eingehend (in Kapitel 2) diskutiert, sind für die Bewertung von Versorgungssicherheit im heutigen europäischen Strommarkt aber sowohl stochastische Abhängigkeiten zwischen Eingangsgrößen (z.B. zwischen der Last und der PV) als auch Übertragungsbeschränkungen der Grenzkuppelkapazitäten relevant. Auch Zeitkopplungen können bei hydraulischen (Pump-) Speicherkraftwerke nicht vernachlässigt werden. Dies macht komplexere rechnergestützte Simulationsansätze erforderlich.

Mit einer solchen Simulation wird überprüft, ob es innerhalb des betrachteten geographischen Bereichs unter Berücksichtigung der verfügbaren Übertragungskapazitäten möglich ist, den preisunelastischen Anteil der Last in den einzelnen Ländern mit den verfügbaren Erzeugungs-

kapazitäten zu decken. Hierfür ist ein längerer Zeitraum – bspw. ein Jahr, wie auch in den vorliegenden Untersuchungen – zu betrachten, um insbesondere die zeitkoppelnden Restriktionen der hydraulischen Kraftwerke geeignet abbilden zu können.

Im Grundsatz ist in der Simulation zu prüfen, ob ein System aus Gleichungen und Ungleichungen lösbar ist. Dieses Gleichungssystem beschreibt die Anforderung einer Lastdeckung für jedes der betrachteten Länder und jedes betrachtete Zeitintervall. Weitere Gleichungen beschreiben die Zeitkopplungen der Speicherbecken einschließlich natürlicher Zuflüsse. Über Ungleichungen werden die maximalen Erzeugungsleistungen der Kraftwerke und die maximalen Übertragungskapazitäten beschränkt. Variablen des (linearen) Gleichungssystems sind der Einsatz der konventionellen Kraftwerke, sowie die Ausnutzung der Speicherbeckengrößen sowie grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten.

Lässt sich für ein so formuliertes System von Gleichungen und Ungleichungen eine Lösung finden, so bedeutet dies, dass für das betrachtete Jahr für den gesamten geographischen Betrachtungsbereich unter gegebenen Eingangsdaten (insb. Annahmen zum zeitlichen Verlauf der Residuallast, natürlichen Zuflüsse und Kraftwerksverfügbarkeiten / -ausfälle) eine Lastdeckung stets möglich ist. Dies würde dann zunächst für das konkret betrachtete Szenario einer Lastausgleichswahrscheinlichkeit von 100 % entsprechen³⁶.

Stellt sich das Gleichungssystem als unlösbar heraus, so bedeutet dies, dass in wenigstens einem Land bzw. einer (Teil)-Region und einer Stunde kein Lastausgleich für die gegebenen Eingangsdaten möglich ist. Diese Aussage alleine ist aber für die Ermittlung der Lastausgleichswahrscheinlichkeit nicht ausreichend, da hierfür bekannt sein muss, wie häufig und in welchen Ländern bzw. Regionen es ggf. zu Lastüberhängen kommt. Hierfür müssen die Lastdeckungsgleichungen durch Einfügen von Slack-Variablen relaxiert werden. Für die Simulation wird deshalb ein Optimierungsproblem mittels Linearer Programmierung formuliert, dessen Nebenbedingung die genannten Gleichungen und Ungleichungen des beschriebenen Gleichungssystems sind. Zielfunktion der Optimierung ist die Minimierung der Anzahl an Stunden mit einem Lastüberhang im betrachteten Szenario, und dies zeitübergreifend für das gesamte betrachtete

³⁶ Dies bedeutet nicht, dass sich insgesamt für das Betrachtungsjahr eine Lastausgleichswahrscheinlichkeit von (nahe) 100 % ergibt, da hierfür gerade eine Vielzahl von Szenarien betrachtet werden muss, die sich insb. aus der Betrachtung mehrerer Verläufe der Residuallast und einer großen Zahl an Ausfallszenarien der konventionellen Kraftwerke ergibt (333 Ausfallszenarien für jeweils 3 Wetterjahre).

Jahr und die gesamte Region. Dabei ist zu berücksichtigen, dass dieser Ansatz auf perfekter Voraussicht (relevant besonders im Hinblick auf den Einsatz der Speicherkraftwerke) basiert und einzelne technische Eigenschaften thermischer Kraftwerke aus Gründen der Beherrschbarkeit des Rechenaufwandes nur vereinfacht betrachtet.

Aus den Ergebnissen einer solchen Optimierung lässt sich dann auswerten, wie häufig und in welchen Ländern bzw. Regionen im betrachteten Szenario ein Ausgleich von Last und Erzeugung unter den betrachteten Voraussetzungen möglich ist. Insgesamt wird für eine derartige Bewertung von Versorgungssicherheit eine Vielzahl von Szenarien – im konkreten Fall der vorliegenden Untersuchungen 999 Szenarien je Stichjahr – simuliert (diese ergeben sich aus der Betrachtung der Residuallast für drei Wetterjahre und 333 Ausfallszenarien der konventionellen Kraftwerke). Hierauf bezieht sich auch der Begriff der *stochastischen* Simulation.

3.5 Berechnung der Lastausgleichswahrscheinlichkeit

Wie im vorhergehenden Abschnitt erläutert, lässt sich aus den Simulationsergebnissen durch eine geeignete Auswertung der Simulationsergebnisse ableiten, ob es in jeweils jeder Stunde, jedem Land und jedem betrachteten Szenario unter Berücksichtigung von verfügbarer Erzeugung, Übertragungskapazitäten sowie Speicherbeschränkungen zu einem Ausgleich von Erzeugung und Last gekommen ist. Umgekehrt lassen sich auf diese Weise alle Stunden ohne vollständige Lastdeckung über alle betrachteten Szenarien ermitteln³⁷.

Die Lastausgleichswahrscheinlichkeit ($LBP_{i,j}$) für ein betrachtetes Land i und ein bestimmtes Betrachtungsjahr j ergibt sich dann über alle $n*m$ betrachteten Szenarien³⁸ als Quotient aus der Anzahl der Stunden mit gedeckter Last im Land i in den $n*m$ Szenarien und der Anzahl aller in den $n*m$ Simulationen betrachteten Stunden.

³⁷ Bei einer länderübergreifenden Betrachtung – wie hier durchgeführt – ist zu berücksichtigen, dass wenn eine Situation mit einem Lastüberhang in einer zu diesem Zeitpunkt engpassfreien Region auftritt, der Lastüberhang nicht eindeutig nur einem Land dieser Region zugeordnet werden kann. Vielmehr betrifft das Defizit die gesamte Region. Entsprechend ist bei Berechnung länderspezifischer Lastausgleichs- bzw. Lastüberhangswahrscheinlichkeiten davon auszugehen, dass jedes Land der Region vom Lastüberhang betroffen ist.

³⁸ n entspricht dabei der Anzahl der betrachteten Ausfallszenarien (hier 333) und m der Anzahl der Wetterjahre (historischen Basisjahre) zur Ermittlung mehrerer jährlicher Verläufe der Residuallast (hier 3).

3.6 Einordnung von Methodik und Modellergebnissen

Der zeitliche Betrachtungsbereich bis zum Jahr 2025 stellt – wie bereits in Abschnitt 3.1 bei der Darstellung der allgemeinen Vorgaben und Annahmen diskutiert – eine besondere Herausforderung für die Bewertung der Versorgungssicherheit dar. Die Entwicklung zahlreicher Faktoren, die das Maß an Versorgungssicherheit und damit die berechnete Lastausgleichswahrscheinlichkeit beeinflussen, können bei einem weit in der Zukunft liegenden Prognosehorizont nur mit erheblichen Unsicherheiten prognostiziert werden³⁹.

Dies gilt nicht nur vor dem Hintergrund einer generell wachsenden Unsicherheit bei längeren Prognosehorizonten, sondern insbesondere, da sich im Strommarkt die installierte Kraftwerkskapazität und das genutzte Lastmanagement-Potential in einem dynamischen Anpassungsprozess gerade auch abhängig von der Wahrscheinlichkeit möglicher Kapazitätsknappheiten oder Überkapazitäten und aufgrund der damit verbundenen Strompreissignale entwickeln. Bei sich abzeichnenden Kapazitätsknappheiten können in kurzer Zeit beispielsweise Flexibilitätsoptionen, wie Lastmanagement-Potentiale und bereits vorhandene Netzersatzanlagen für den Strommarkt nutzbar gemacht, oder auch neue Motorkraftwerke und modularisierte Gasturbinenkraftwerke errichtet werden.

Eine solche Dynamik lässt sich mit den Methoden eines Monitorings auf Basis statischer Prognosen (d.h. der direkten Vorgabe einer statisch prognostizierten Kapazitätsentwicklung ohne Berücksichtigung dynamischer Anpassungsprozesse am Strommarkt) nicht erfassen. Dies ist bei der Interpretation der im folgenden Kapitel dargestellten Ergebnisse zu berücksichtigen. Insbesondere bedeutet dies, dass auch auf Grundlage von einem hinsichtlich Berechnungsverfahren, Auswertungsgrößen und Eingangsdaten geeigneten Monitoringansatz konkrete Aussagen über die Entwicklung der Versorgungssicherheit bestenfalls nur für eine kürzere Frist, d. h. etwa für den Zeitbereich der kommenden drei bis vier Jahre, abgeleitet werden können. Für diesen Zeitbereich können mögliche Veränderungen der Kapazitäten am Strommarkt noch vergleichsweise gut abgeschätzt werden. Jedoch können auch hier die kurzfristig möglichen Anpassungsreaktionen unterschätzt werden, da z. B. die Erschließung von Lastmanagement oder

³⁹ Zudem kann selbst die derzeitige Last nicht vollständig gemessen werden.

eine spätere Stilllegung von derzeit unwirtschaftlichen Kraftwerken als Reaktion auf knappheitsbedingte Strompreissignale in deutlich kürzerer Zeit möglich sind⁴⁰. Für weiter in der Zukunft liegende Zeitpunkt können solche Aussagen nur noch indikativen Charakter haben, da hierbei die beschriebenen dynamischen Effekte nicht ausreichend abgebildet werden können.

Mit einer modellbasierten Ermittlung der Kapazitätsentwicklung (d.h. auf Basis eines Strommarktmodells) können im Gegensatz zu einer Verwendung exogener Eingangsdaten (d.h. der direkten Vorgabe einer statisch prognostizierten Kapazitätsentwicklung) auch dynamische Anpassungsprozesse am Strommarkt – wie marktgetriebene Stilllegungen und Neubauten von Erzeugungsanlagen sowie der Erschließung von Lastmanagement – grundsätzlich berücksichtigt werden. Die Prognosen, die als Datengrundlage für die langfristige Bewertung der Versorgungssicherheit dienen, können dadurch verbessert werden. Unsicherheiten, z. B. hinsichtlich der Entwicklung von wirtschaftlichen Rahmenbedingungen und der tatsächlichen Realisierung von effizienten Anpassungsprozessen (individuelle Entscheidungen einzelner Marktakteure), bleiben aber grundsätzlich auch bei einer modellbasierten Ermittlung der Eingangsdaten erhalten⁴¹. Dies gilt insbesondere bei längeren Prognosehorizonten, bei denen Unsicherheiten über die wirtschaftlichen Rahmenannahmen und die Realisierung darauf basierender Anpassungsprozesse in Marktsimulationen nur über Szenarien abgebildet werden können. Daher erlauben auch geeignete Ansätze bei Monitoring und Simulation von Strommärkten allein noch keine absoluten Aussagen zur Funktionsfähigkeit des Strommarktes in Bezug auf die Versorgungssicherheit⁴².

⁴⁰ Ebenso sind bei erheblichen Überkapazitäten auch weitere Stilllegungen zu erwarten.

⁴¹ Zudem sollten die Ansätze der Strommarktmodellierung und zur Bewertung von Versorgungssicherheit konsistent sein.

⁴² Sie müssen um Analysen zu Potentialen von Flexibilitätsoptionen und möglichen Hemmnissen für Anpassungsprozesse am Strommarkt ergänzt werden.

4 Quantitative Ergebnisse

Nachfolgend werden die Ergebnisse der für diesen Bericht durchgeführten quantitativen Analysen dargestellt. In Abschnitt 4.1 werden zunächst Analysen zu Ausgleichseffekten bei der Höchstlast und der residualen Höchstlast in der betrachteten Region zusammengefasst. Diese Analysen zeigen, dass erhebliche überregionale Ausgleichseffekte bei Last und EE-Erzeugung vorliegen und dass sich diese durch den weiteren EE-Ausbau bis 2025 vergrößern. In der Praxis können diese Ausgleichseffekte im Umfang der verfügbaren grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten genutzt werden. In den Betrachtungen in Abschnitt 4.1 werden diese Restriktionen zunächst vernachlässigt. Die Untersuchungen zu einer länderübergreifenden Bewertung der Versorgungssicherheit sind in Abschnitt 4.2 zusammengefasst. Die hierfür verwendete Methodik berücksichtigt neben den Ausgleichseffekten bei Last und EE u. a. die Beschränkungen des grenzüberschreitenden Stromaustauschs und die Ausgleichseffekte bei Kraftwerksausfällen.

4.1 Quantitative Analyse der europäischen Ausgleichseffekte

Die zukünftige Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung wird voraussichtlich zu einem wesentlichen Teil aus Technologien realisiert, deren Stromerzeugung dargebotsabhängig ist, d.h. von meteorologischen und klimatischen Faktoren wie beispielsweise den Windbedingungen oder der Sonneneinstrahlung bzw. der Bewölkung abhängt. Im Gegensatz zum konventionellen Kraftwerkspark und den Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken erfolgt die Stromerzeugung aus diesen EE-Anlagen im Wesentlichen nicht bedarfsorientiert bzw. auf Basis der Preissignale des Strommarktes. Dies führt zu Änderungen der residualen Laststruktur und Herausforderungen an das Stromversorgungssystem. Für die Versorgungssicherheit ist insbesondere der Einfluss der EE-Einspeisung auf die residuale Jahreshöchstlast interessant. Diese wird im Rahmen dieser Analyse als die höchste Last des Jahres definiert, welche durch die verfügbaren konventionellen Kraftwerkskapazitäten, Stromimporte und die Nutzung von Lastmanagement gedeckt werden muss.

Die Auswirkungen der EE-Einspeisung auf die residuale Jahreshöchstlast sind bei einer europäischen Betrachtung größer als bei einer rein nationalen. Vor allem bei der Windenergieeinspeisung sind geographische Ausgleichseffekte vorhanden. Bei einer regionalen Windfront ist es bspw. möglich, dass die fehlende Windenergieeinspeisung in einer Region durch die hohe

Windenergieeinspeisung in einer anderen Region ausgeglichen wird. Ebenfalls sind europäische Ausgleichseffekte bei der Verbraucherlast zu berücksichtigen, da die nationalen Lastspitzen bei europäischer Betrachtung in der Regel zeitlich nicht vollständig zusammen fallen. Bei den Untersuchungen der überregionalen Ausgleichseffekte wird angenommen, dass es ausreichende Kuppelleitungen zwischen den Ländern gibt, was aufgrund der aktuellen Situation und der zukünftigen Planung von Kuppelleitungskapazitäten auch näherungsweise unterstellt werden kann.

Es wird untersucht, welche Ausgleichseffekte bei der Last und bei gemeinsamer Betrachtung von Last und EE-Einspeisung bei der Residuallast resultieren. Dazu werden die Struktur und die Maximalwerte der Last und der residualen Last für verschiedene historische Jahre (Wetterjahre) analysiert. Dabei wird der Einfluss unterschiedlicher Wetterverhältnisse und konjunktureller Rahmenbedingungen untersucht. Die Ergebnisse der Analysen für die Wetterjahre 2010, 2011 und 2012 werden im Folgenden vorgestellt.

Zur Illustration der überregionalen Ausgleichseffekte auf den Verlauf der Last und der residualen Last werden zunächst für jeweils ein Wetterjahr sogenannte (residuale) Lastdauerlinien betrachtet, bei denen die über ein Jahr vorkommenden stündlichen (residualen) Lastniveaus absteigend sortiert werden. Für jedes der betrachteten Länder werden einerseits Lastdauerlinien sowie residuale Lastdauerlinien ermittelt. Zudem werden die (residualen) Lastzeitreihen der einzelnen Länder summiert sowie eine überregionale (residuale) Lastdauerlinie hergeleitet. Ein Vergleich der Summe der nationalen (residualen) Lastdauerlinien mit der gemeinsamen (residualen) Lastdauerlinie aller betrachteten Länder zeigt den Umfang der überregionalen Ausgleichseffekte.

In Bild 4.1 sind am Beispiel des historischen Wetterjahres 2012 die überregionalen Ausgleichseffekte der Last und der residualen Last für die Jahre 2015 und 2025 dargestellt. Die dunkelgrauen Kurven stellen die Summe der nationalen Lastdauerlinien dar, während die hellgrauen Kurven die gemeinsamen Lastdauerlinien (aus den chronologisch richtig summierten Lastzeitreihen der betrachteten Länder) abbilden. Die dunkel- und die hellgrünen Kurven zeigen den analogen Zusammenhang für die residuale Last. Sowohl im Falle der Last- als auch der residualen Lastdauerlinien verlaufen die Kurven der gemeinsamen Dauerlinien flacher als diejenigen der aufsummierten nationalen Dauerlinien, wobei der Unterschied bei den residualen Lastdauerlinien viel stärker ausgeprägt ist. Die gemeinsame Jahreshöchstlast ist um 9 GW 2015 und

um 10 GW 2025 niedriger als die Summe der einzelnen Jahreshöchstlasten. Im Falle der residualen Jahreshöchstlasten (rote Kreise) ergeben sich deutlich höhere Ausgleichseffekte von 11 GW in 2015 und 20 GW in 2025 (siehe auch Tabelle 4.1).

Dies zeigt, dass bereits die unterschiedlichen Laststrukturen in den einzelnen Ländern zu Ausgleichseffekten führen. Die überregionalen Ausgleichseffekte sind bezogen auf die EE-Einspeisung nochmals deutlich intensiver. Dies liegt insbesondere an den regional teilweise sehr unterschiedlichen Wind- und Globalstrahlungsbedingungen innerhalb der betrachteten Länder zu einem bestimmten Zeitpunkt. So tritt bspw. eine Windfront nicht in allen Ländern gleichzeitig auf, sondern wirkt sich zeitlich verzögert oder in abgeschwächter Form in anderen Regionen aus.

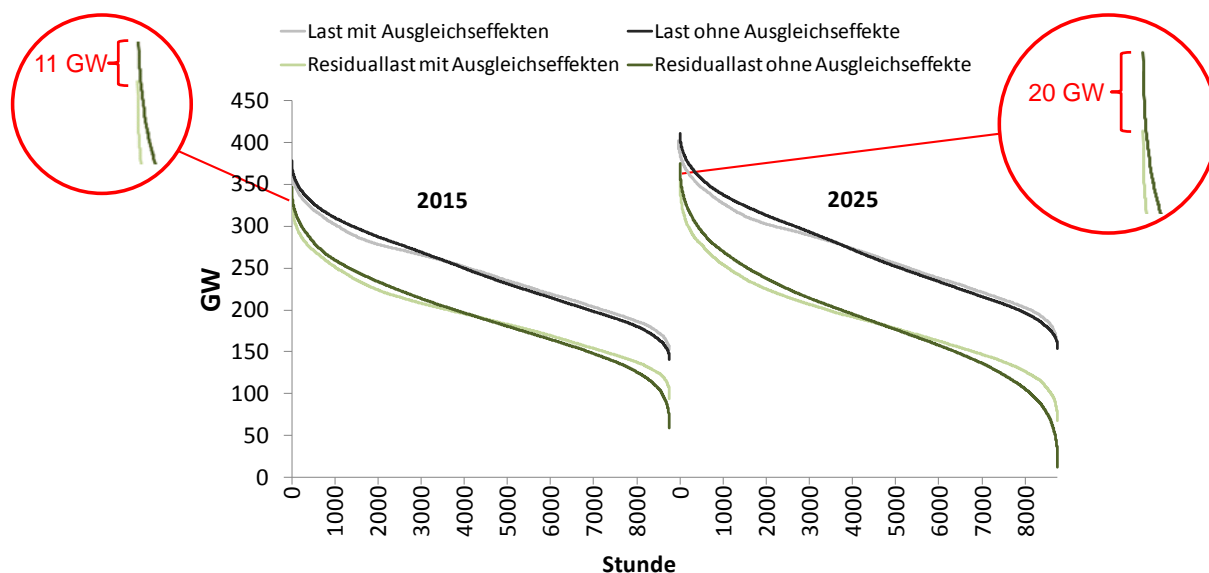


Bild 4.1 (Residuale) Lastdauerlinien 2015 und 2025 für das Wetterjahr 2012 (Quelle: eigene Berechnungen von r2b)

Die obige Abbildung verdeutlicht die Auswirkungen einer steigenden EE-Einspeisung auf die residuale Jahreshöchstlast und auf überregionale Ausgleichseffekte exemplarisch für das historische Wetterjahr 2012. In einzelnen Jahren können sich aber sowohl die konjunkturellen Rahmenbedingungen (Auswirkungen auf die Laststruktur), als auch die Wetterverhältnisse (Auswirkungen auf die EE-Einspeisung und die Laststruktur) stark unterscheiden. Zum einen kann dies das residuale Lastniveau und zum anderen die Höhe der überregionalen Ausgleichseffekte beeinflussen.

In Bild 4.2 ist die Variation der residualen Jahreshöchstlast auf Basis der historischen Wetterjahre 2010, 2011 und 2012 für die Stichjahre 2015, 2020, 2025 dargestellt. Die zu deckende residuale Jahreshöchstlast variiert zwischen 328 und 336 GW in 2015 sowie 349 und 355 GW in 2025.

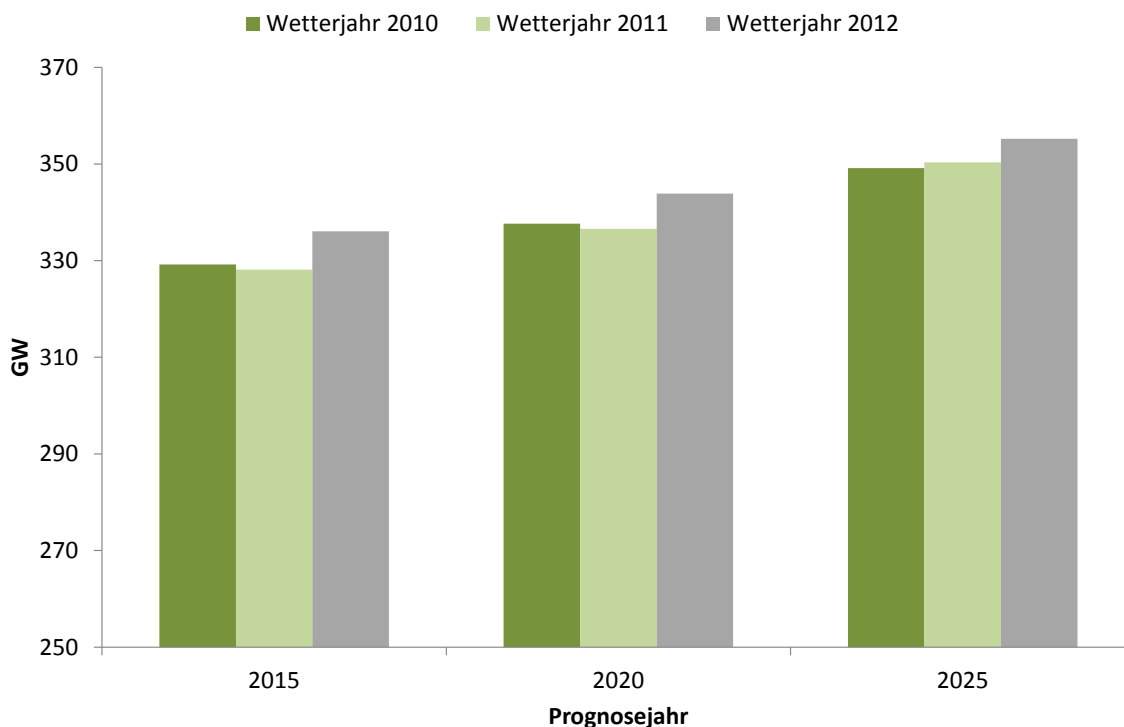


Bild 4.2 Entwicklung der (residualen) Jahreshöchstlast (Quelle: eigene Berechnungen von r2b)

Die Höhe der überregionalen Ausgleichseffekte bei der residualen Jahreshöchstlast unterscheidet sich in den Wetterjahren verhältnismäßig deutlich und stärker als die Höhe der absoluten residualen Jahreshöchstlasten selbst. Der linke Teil von Bild 4.3 zeigt die unterschiedlichen Höhen der Ausgleichseffekte der residualen Höchstlast auf Basis der drei betrachteten Wetterjahre für die Stichjahre 2015 bis 2025.

Die Unterschiede zwischen den Wetterjahren gleichen sich jedoch immer weiter an, je mehr Stunden mit den höchsten residualen Lasten betrachtet werden. In der mittleren Grafik in Bild 4.3 werden diejenigen Stunden des Jahres berücksichtigt, in denen die residuale Last höher ist als das (0,05)-Quantil der stündlichen residualen Lasten des Jahres. Dies entspricht den 20 Stunden des Jahres mit den höchsten residualen Lasten.

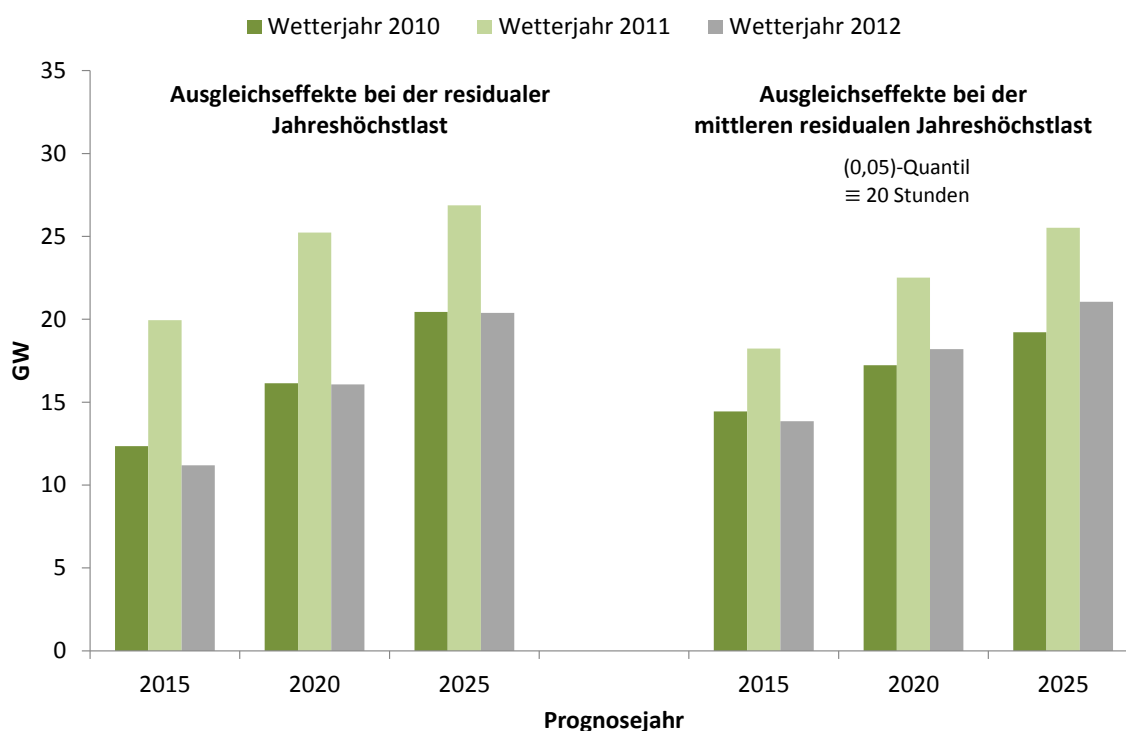


Bild 4.3 Entwicklung der Ausgleichseffekte der (residualen) Jahreshöchstlast (Quelle: eigene Berechnungen von r2b)

Tabelle 4.1 gibt eine Übersicht über die ermittelten überregionalen Ausgleichseffekte bei der Jahreshöchstlast und der residualen Jahreshöchstlast für alle betrachteten Wetter- sowie Stichjahre. Die überregionalen Ausgleichseffekte bei der Jahreshöchstlast hängen stark von den unterstellten konjunkturellen Rahmenbedingungen des Basisjahres ab. Die Ausgleichseffekte steigen aufgrund des unterstellten länderspezifischen Anstiegs der Jahreshöchstlasten zwischen 2015 und 2025 lediglich moderat um bis zu 10 % an.

Die Ausgleichseffekte bei den residualen Jahreshöchstlasten beinhalten sowohl den Effekt der Last als auch der EE-Einspeisungen und damit des Wetterjahres. Dabei ist zu beachten, dass die Zeitpunkte der Jahreshöchstlast und der residualen Jahreshöchstlast unterschiedlich sein können und es mit großer Wahrscheinlichkeit auch sein werden. Jedoch wird es auch in der Stunde der residualen Jahreshöchstlast überregionale Ausgleichseffekte bezüglich der Last geben. Die überregionalen Ausgleichseffekte bezüglich der residualen Jahreshöchstlast erreichen Werte bis zu etwa 20 GW in 2015 und 27 GW in 2025.

Die Ergebnisse der Untersuchung zeigen, dass die Ausgleichseffekte bei der Höchstlast im Jahr 2025 für alle drei betrachteten Wetterjahre bei mindestens 10 GW in der betrachteten Region

liegen. Zugleich liegen die Ausgleichseffekte bei der residualen Höchstlast bei mindestens 20 GW im Jahr 2025.

Ausgleichseffekte bei der			
Jahreshöchstlast [GW]	2015	2020	2025
2010	13	13	14
2011	18	19	19
2012	9	9	10
residualen Jahreshöchstlast [GW]	2015	2020	2025
2010	12	16	20
2011	20	25	27
2012	11	16	20

Tabelle 4.1 Europäische Ausgleichseffekte (Quelle: eigene Berechnungen von r2b)

Im europäischen Strommarkt verringern sich die Herausforderungen an das Stromversorgungssystem und die Gewährleistung von Versorgungssicherheit, die durch den Umbau der europäischen Energieversorgung zu einem System mit einem steigenden Anteil fluktuierender Einspeisung aus Erneuerbaren Energien entstehen. Je größer das Gebiet ist, umso größere Ausgleichseffekte sind in allen Bereichen zu beobachten. So ergeben sich Ausgleichseffekte durch zeitlich versetzte Lastverläufe und unterschiedliche Wetterbedingungen in den einzelnen Ländern. Das führt zu einem gegenüber einer kleineren Region zu einem vergleichsweise flacheren Verlauf der residualen Lastdauerlinie.

Die absolute Minderung der residualen Jahreshöchstlast und die genaue Höhe der überregionalen Ausgleichseffekte hängen vom Wetterjahr und von den in diesem Jahr vorherrschenden konjunkturellen Bedingungen ab. Jedoch ist bei einer überregionalen Betrachtung die gemeinsame residuale Jahreshöchstlast um mindestens 11 GW in 2015 und 20 GW in 2025 niedriger als die Summe der nationalen residualen Jahreshöchstlasten. In der Praxis können diese Ausgleichseffekte – insb. mit Blick auf Versorgungssicherheitsfragen – im Umfang der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten genutzt werden. Die Berechnungen zur Lastausgleichswahrscheinlichkeit im nächsten Abschnitt berücksichtigen diese Beschränkungen durch die grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten.

4.2 Berechnung der Lastausgleichswahrscheinlichkeit

Basierend auf dem in Kapitel 3 erläuterten methodischen Ansatz und den ebenfalls dort dargestellten Annahmen werden die Berechnungen zur Lastausgleichswahrscheinlichkeit mit dem für diese Untersuchungen entwickelten Simulationsverfahren durchgeführt. Die Lastausgleichswahrscheinlichkeit als Kenngröße für das Monitoring und die Bewertung der Versorgungssicherheit wird für die Stichjahre 2015, 2020 und 2025 für die Region bestehend aus Deutschland und seinen räumlichen und „elektrischen“ Nachbarländern, insgesamt 13 Länder (vgl. Bild 3.2), berechnet. Die Ergebnisse sind in Bild 4.4, Bild 4.5 sowie Bild 4.6 dargestellt.

Nur mit der hier gewählten länderübergreifenden Betrachtung kann Versorgungssicherheit im europäischen Strommarkt – wie eingehend erläutert – unter Berücksichtigung der faktisch vorhandenen und genutzten Möglichkeiten des grenzüberschreitenden Austauschs, angemessen gemessen und bewertet werden.

Für die Stichjahre 2015 und 2020 ergibt sich für das Szenario B des SOAF 2014-2030 von ENTSO-E eine rechnerische Lastausgleichswahrscheinlichkeit für alle betrachteten Länder von 100 %. Dies bedeutet, dass in allen der je Stichjahr für 999 Last-/Erzeugungsszenarien durchgeführten Einzelsimulation ein Ausgleich von Last und Erzeugung erreicht werden kann. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass es sich nur *rechnerisch* um eine Lastausgleichswahrscheinlichkeit von 100 % handelt, tatsächlich ist die Wahrscheinlichkeit nur nahezu 100%.⁴³

Im Betrachtungsjahr 2025 kommt es einzig in zwei Ländern (Belgien und Frankreich) zu Situationen, in denen teilweise kein Lastausgleich möglich ist. In Belgien liegt die berechnete Lastausgleichswahrscheinlichkeit für 2025 bei 99,99999 %, was einer Stunde mit nicht erreichtem

⁴³ Tatsächlich kann man allerdings nur von einer Lastausgleichswahrscheinlichkeit von *nahezu* 100 % sprechen, da eine Verfügbarkeit technischer Systeme von exakt 100 % nur nahezu, aber niemals vollständig erreicht werden, da immer eine – ggf. äußerst kleine – Restwahrscheinlichkeit für Extremereignisse verbleibt. Eine solche besonders große, aber (sehr) unwahrscheinliche Nichtverfügbarkeit der konventionellen Kraftwerke, die zu einer Situation geführt hätte, in der es zu keinem Ausgleich von Last und Erzeugung mehr kommt, war jedoch im konkreten Fall unserer Untersuchungen nicht in den 999 Szenarien abgebildet. Gleiches gilt auch für eine besonders „ungünstige“ Konstellation von Last und dargebotsabhängiger EE-Erzeugung, die auch nicht mit absoluter Sicherheit ausgeschlossen werden kann. Dennoch ist die Anzahl der betrachteten Szenarien grundsätzlich ausreichend, um die relevanten stochastischen Effekte abzubilden. Voruntersuchungen zum Konvergenzverhalten der stochastischen Simulation haben gezeigt, dass die gewählte Anzahl von 999 Szenarien für die hier betrachteten Systeme (mehr als) ausreichend ist.

Lastausgleich aus rd. 8,75 Mio. insgesamt für 2025 betrachteten Stunden entspricht. Für Frankreich liegt die Lastausgleichswahrscheinlichkeit für 2025 bei 99,99994 %, was fünf Stunden mit nicht erreichtem Lastausgleich aus rd. 8,75 Mio. insgesamt für 2025 betrachteten Stunden entspricht. Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass derart kleine Unterschiede nicht als Indiz dafür zu werten sind, dass tatsächlich ein Unterschied bzgl. des erreichten Versorgungssicherheitsniveaus vorliegt.

In Deutschland und seinen räumlichen und elektrischen Nachbarländern können Last und Erzeugung – unter Berücksichtigung der grenzüberschreitenden Austauschmöglichkeit und insbesondere auch der Ausgleichseffekte innerhalb dieser Region – unter den „best-guess“-Prognosen von ENTSO-E zur Last- und Erzeugungsentwicklung bis zum Jahr 2025 mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit jederzeit ausgeglichen werden. Diese Ergebnisse hängen jedoch insbesondere von den getroffenen Annahmen zur Entwicklung der Nachfrage und der Kraftwerkskapazitäten ab. Die für die Untersuchungen zugrunde gelegte „best-guess“-Prognose der europäischen Übertragungsnetzbetreiber stellt eine mögliche, sicher jedoch nicht die einzig denkbare Entwicklung dar. Die Untersuchungen belegen unabhängig von der tatsächlichen zukünftigen Kapazitätsentwicklung den Nutzen des länderübergreifenden Stromaustauschs und die Notwendigkeit des länderübergreifenden Monitoring von Versorgungssicherheit.

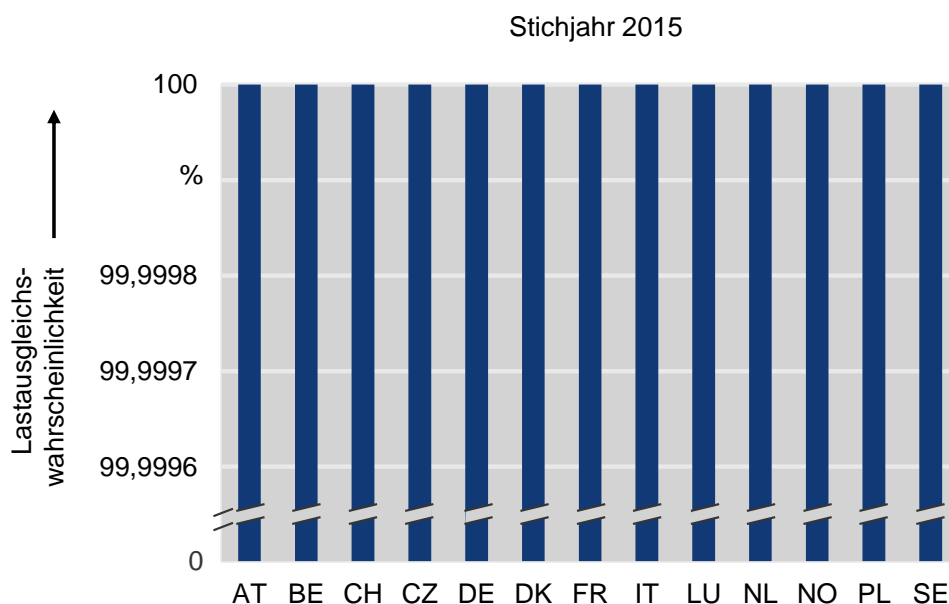


Bild 4.4 Lastausgleichswahrscheinlichkeit für 2015 je Land bei einer länderübergreifenden Betrachtungen (Quelle: eigene Berechnungen Consentec)

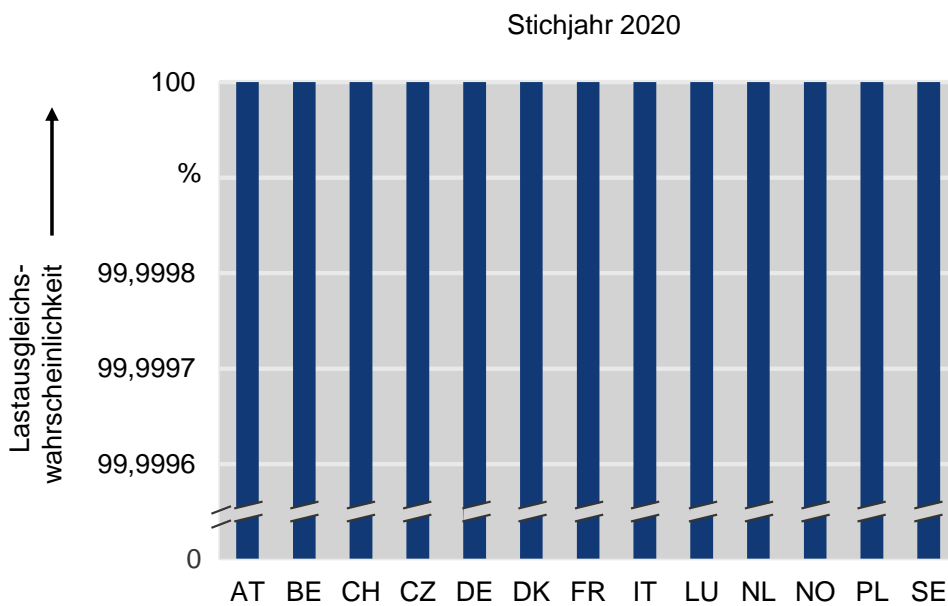


Bild 4.5 Lastausgleichswahrscheinlichkeit für 2020 je Land bei einer länderübergreifenden Betrachtungen (Quelle: eigene Berechnungen Consentec)

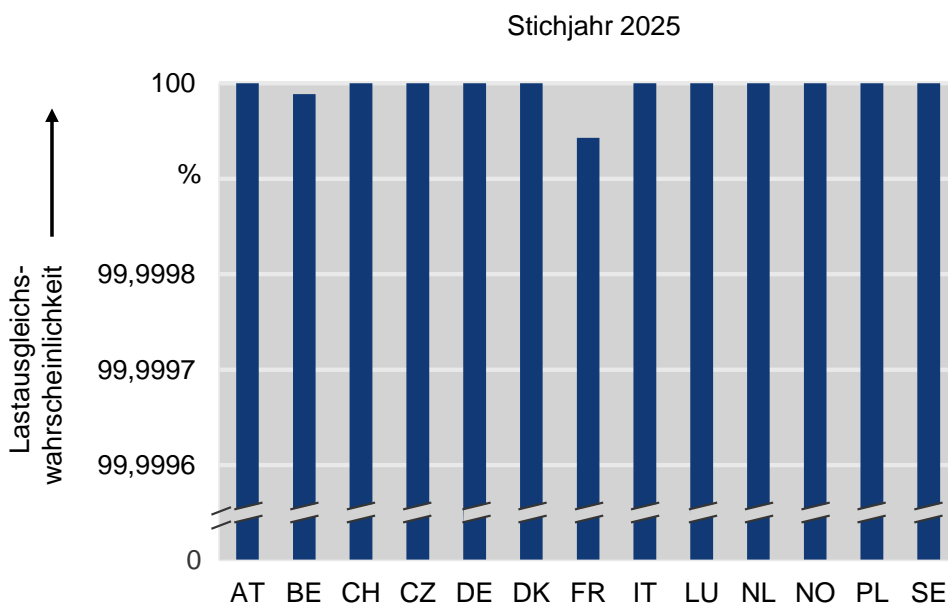


Bild 4.6 Lastausgleichswahrscheinlichkeit für 2025 je Land bei einer länderübergreifenden Betrachtungen (Quelle: eigene Berechnungen Consentec)

Literatur

- [1] 50 Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW
Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2014 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5
www.bmwi.de
- [2] ENTSO-E
ENTSO-E System Outlook Adequacy Forecast (SOAF) 2014-2030 (Szenario B)
www.entsoe.eu
- [3] ENTSO-E
Hourly Load Value, Germany, 2012
www.entsoe.eu
- [4] Deutscher Wetterdienst DWD
Lokal-Modell Europa COSMO-EU (LME)
Daten sind in eigener Datenbank von r2b verfügbar
- [5] ENTSO-E
Yearly Statistics & Adequacy Restrospect (YS&AR) 2012 table no.1 - operational data
www.entsoe.eu
- [6] Gestore Servizi Energetici
Rapporto Statistico Impianti a fonti rinnovabili – Anno 2012
www.gse.it, 2012
- [7] r2b energy consulting
Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen
Studie im Auftrag des BMWi, www.bmwi.de, Juli 2014
- [8] Eurlectric
Hydro in Europe: Powering Renewables
www.eurlectric.org, 2011

- [9] Eurlectric
Power Statistics & Trends 2012
www.eurlectric.org, 2012
- [10] ENTSO-E
Country Data Packages 2010-2012
www.entsoe.eu
- [11] Frontier Economics, Formaet Services
Strommarkt in Deutschland - Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit?
Studie im Auftrag des BMWi, www.bmwi.de, Juli 2014
- [12] ENTSO-E
Ten Year Network Development Plan 2012
www.entsoe.eu, 2012
- [13] dena (Hrsg.)
Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020
Bearbeiterkonsortium; DEWI / E.ON Netz / EWI / RWE Transportnetz Strom / VE Transmission, www.dena.de, 2005
- [14] r2b / Consentec
Voraussetzung einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem
Studie im Auftrag des BMWi, www.bmwi.de, Juni 2010
- [15] E-Control
MONITORING REPORT -Versorgungssicherheit Strom 2014
www.e-control.at, 2014

Anhang

A Exkurs: Weiterentwicklungsoptionen ausgehend von der heutigen Leistungsbilanz der ÜNB

In Abschnitt 2.3 wurde erläutert, welche Anforderungen Berechnungsmethoden und Eingangsdaten eines Monitorings der Versorgungssicherheit einerseits und die im Monitoring verwendeten Kenngrößen / Indikatoren andererseits im heutigen und zukünftigen Stromsystem erfüllen sollten. Die von den deutschen ÜNB erstellte Leistungsbilanz erfüllt diese Anforderungen nicht umfassend, weshalb wir die in Kapitel 3 vorgestellte neue Methodik entwickelt haben.

Dennoch kann die Berechnungsmethode der Leistungsbilanz der ÜNB weiterentwickelt werden, um einen Teil ihrer Schwächen zu überwinden. Die im folgenden dargestellte Berechnungsmethode für eine weiterentwickelte Leistungsbilanz mit dem Indikator verbleibende Leistung (zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast) könnte dann eine erhebliche Verbesserung gegenüber dem Status-Quo darstellen, würde jedoch hinter der in diesem Bericht vorgestellten und exemplarisch angewendeten Methodik zurückbleiben. Daher würden wir auch hierfür den Übergang zu einer Methodik empfehlen, die auf einer stochastischen, grenzüberschreitenden und zeitkoppelnden Simulation des Ausgleichs zwischen der Erzeugung und dem kurzfristig preisunelastischen Anteil der Last basiert (siehe Kapitel 3.1 bis 3.4). Zudem empfehlen wir auch die Verwendung von Kenngrößen / Indikatoren, die den probabilistischen Charakter von Versorgungssicherheit im heutigen Stromsystem besser abbilden (siehe Kapitel 2.3).

Ausgehend von der heutigen Leistungsbilanz der ÜNB bestehen Weiterentwicklungsoptionen – primär mit Blick auf die Berechnungsmethodik – insbesondere an folgenden Stellen:

- **Verbesserte Berücksichtigung der stochastischen Eigenschaften der Verfügbarkeit konventioneller Erzeugung und dargebotsabhängiger sowie disponibler EE-Erzeugung:** Um die stochastische Unabhängigkeit der Ausfälle konventioneller Kraftwerke methodisch korrekt zu erfassen, lässt sich die verfügbare konventionelle Erzeugungsleistung als Verteilungsfunktion auf Basis der Methode der sog. „rekursiven Faltung“ ermitteln. Hierbei handelt es sich um ein bspw. bei der Dimensionierung des Regelreservebedarfs etabliertes Verfahren. Auf gleiche Weise lassen sich stochastisch unabhängige Ausfälle konventioneller Kraftwerke und der Nichtverfügbarkeit dargebotsabhängiger EE-

Erzeugung gemeinsam erfassen.¹ Beim konkret gewählten Vorgehen wird zu prüfen sein, bei welchen Größen eine stochastische Unabhängigkeit der gefalteten Verteilungsfunktionen vorliegt bzw. als vernachlässigbar gewertet werden kann, da dies Voraussetzung für die Anwendung der Faltung bzw. der Gegenüberstellung mit der Last ist. Ggf. ist durch eine geeignete Wahl der Eingangsdaten stochastische Unabhängigkeit herzustellen. Die verwendeten Verteilungsfunktionen, insb. die der Verfügbarkeit der EE-Erzeugung, können auf Basis empirischer Zeitreihen „geschätzt“ werden. Die Güte dieser Schätzung ist dabei umso höher desto größer die verwendete Datenbasis ist. Ergebnis dieses Vorgehens ist, sofern die statistischen Voraussetzungen erfüllt sind, eine Verteilungsfunktion der verfügbaren Erzeugungsleistung.

- **Etablierung eines konsistenten Sicherheitsniveaus bzgl. der gesicherten Leistung:** Das Vorgehen der ÜNB bei der Erstellung der heutigen Leistungsbilanz erlaubt keine Zuordnung eines konsistenten und eindeutigen Sicherheitsniveaus zu der in der Leistungsbilanz ermittelten gesicherten Leistung. Es lässt sich also nicht ableiten, mit welcher Wahrscheinlichkeit die ermittelte gesicherte Leistung auch tatsächlich gesichert zur Verfügung steht. Wird aber, wie im vorherigen Punkt erläutert, eine Verteilungsfunktion der verfügbaren Leistung des gesamten Erzeugungskollektivs errechnet, dann lässt sich aus dieser Verteilungsfunktion ermitteln, welche Erzeugungsleistung mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit sicher zur Verfügung steht.

Im Sinne des heute verwendeten Indikators (gesicherte Leistung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast) lässt sich die so ermittelte, mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit gesichert zur Verfügung stehende Erzeugungsleistung grundsätzlich der erwarteten Jahreshöchstlast gegenüberstellen.²

¹ Diese Methodik wurde bereits in diversen Studien in der Vergangenheit angewandt (vgl. z. B. sog. dena-Netzstudie I [13], r2b / consentec (2010) [14] und Monitoring der Versorgungssicherheit in Österreich [15]). Bereits insoweit entspricht der ‚Status quo‘ beim Monitoring in Deutschland nicht dem Stand der Technik.

² Hierfür müssen die statistischen Voraussetzungen, wie stochastische Unabhängigkeit und Umfang der Stichprobe der genutzten Eingangsdaten, erfüllt sein.

- **Soweit möglich: Regionale Betrachtung anstelle einer Vernachlässigung des grenzüberschreitenden Stromaustauschs:** Die heutige Vorgehensweise der ÜNB vernachlässigt den grenzüberschreitenden Stromaustausch und damit die Realität des europäischen Strombinnenmarkts vollständig, da die Leistungsbilanz ausschließlich national ermittelt wird (siehe auch Kapitel 2.3). Im konkreten Fall Deutschlands führt dies momentan tendenziell zu einer Unterschätzung des Versorgungssicherheitsniveaus. Grundsätzlich führt die Summe der jeweils nationalen Betrachtungen für alle Länder einer abgeschlossenen Gesamtregion immer zu einer Unterschätzung des Versorgungssicherheitsniveaus, da Ausgleichseffekte hinsichtlich Last, EE-Erzeugung und Kraftwerksausfällen nicht berücksichtigt werden können.

Ausgehend von der heutigen nationalen Leistungsbilanz der ÜNB sollten der grenzüberschreitende Stromaustausch berücksichtigt und grundsätzlich eine länderübergreifende, regionale Leistungsbilanz anstatt einer nationalen Leistungsbilanz ermittelt werden. Hierzu wäre prinzipiell methodisch genauso vorzugehen wie oben beschrieben, jedoch mit dem Unterschied, dass für die Ermittlung der entsprechenden Verteilungsfunktion nicht die Daten eines einzelnen Landes, sondern die der betrachteten Region verwendet werden. Mit diesem Ansatz vernachlässigt man dann allerdings mögliche Beschränkungen aufgrund von grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten innerhalb der Region vollständig, was in der Tendenz zu einer Überschätzung des ermittelten, regionalen Versorgungssicherheitsniveaus führen kann. Die Relevanz dieser Überschätzung lässt sich durch Vor-/Seitenuntersuchungen indikativ abschätzen. Geht man auf eine solche regionale Betrachtung über, dann sind aufgrund der veränderten Datenbasis die bereits zuvor erläuterten statistischen Voraussetzungen entsprechend erneut zu prüfen.