

POTENZIALE UND VORAUSSETZUNGEN EINER INTENSIVIERTEN EUROPÄISCHEN INTEGRATION DER STROM- UND LEISTUNGSMÄRKTE

Florian ESS¹, Jens HOBOHM, Frank PETER, Silvan ROSSER, Inka ZIEGENHAGEN

¹Prognos AG, Henric Petri-Strasse 9, CH-4010 Basel und Goethestraße 85, DE-10623 Berlin, +41 61 3273 361, florian.ess@prognos.com, www.prognos.com

Kurzfassung: Im Auftrag des Weltenergieerat - Deutschland e.V. wurden in einer Studie der Prognos AG die Potenziale einer verstärkten internationalen Harmonisierung der Leistungsabsicherung untersucht. Der Fokus der Analysen lag auf Einsparungen bei der Vorhaltung von Kraftwerkskapazitäten, die sich durch die Verstetigung der Lastverläufe und der erneuerbaren Einspeisung und damit der gemeinsamen Bilanzierung der Residuallast ergeben. Die Ergebnisse zeigen, dass Harmonisierungspotenziale bestehen, sowohl was die Verminderung der durch flexible Kraftwerke zu deckende Last betrifft, als auch durch die Vermeidung von nationalen Überspeisesituationen im Bereich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Die Realisierung dieser Potenziale ist jedoch an eine Reihe von Voraussetzungen geknüpft, welche sowohl die internationale Zusammenarbeit im Bereich der Versorgungssicherheit betreffen, als auch den zukünftigen Netzausbau. Bestehende Initiativen und Planungen in diesen Bereichen sollten weiter intensiviert werden, wenn die beschriebenen Potenziale gehoben werden sollen.

Keywords: Versorgungssicherheit, Leistungsbilanz, Residuallast, Erneuerbare, Einspeiseprofile, Europäische Integration, Leistungsabsicherung

1 Einleitung

Die elektrizitätswirtschaftliche Zusammenarbeit in Europa hat eine lange Tradition, die bereits in die Zeit vor Beginn der Strommarktliberalisierung zurückreicht. Im Jahr 2015 ist die Integration der europäischen Strommärkte weit voran geschritten. Im Fokus der Strommarktintegration lag seit je her die Erhöhung der gesamtwirtschaftlichen Wohlfahrt durch den verstärkten grenzüberschreitenden Handel von Strom. Der grenzüberschreitende Stromhandel ermöglicht eine effiziente Nutzung verfügbarer Kraftwerkskapazitäten, wodurch insgesamt eine kosteneffiziente Lösung für die gesamte Region resultiert.

Der Nutzen der Zusammenarbeit geht aber über stromhandelsinduzierte Wohlfahrtseffekte hinaus. Durch grenzüberschreitende Zusammenarbeit kann auch die Planbarkeit und damit die Versorgungssicherheit erhöht werden. In der vorliegenden Studie wird daher analysiert, ob und in wie weit ein länderübergreifender Ansatz bei der Leistungsabsicherung zur Senkung der Vorhaltung von Kraftwerkskapazitäten beitragen kann und damit weitere Harmonisierungspotenziale gehoben werden können. Wesentlicher Bestandteil der durchgeführten Analysen

ist die Betrachtung der regionalen (Un-)Gleichzeitigkeit von bestimmten Versorgungssituationen im Stromsystem. Damit einhergehend wird diskutiert, welche zusätzlichen Voraussetzungen geschaffen werden müssen, um eine Leistungsabsicherung im europäischen Verbund zu ermöglichen. Basis dieses Beitrags ist eine Studie, die im Jahr 2015 von der Prognos AG im Auftrag des Weltenergieat - Deutschland e.V. durchgeführt wurde¹.

2 Methodik

Im Rahmen der Studie wurden die folgenden Arbeits- und Analyseschritte durchgeführt:

- 1) Zu Beginn erfolgte eine Bestandsaufnahme für Prinzipien der Versorgungssicherheit und der Leistungsabsicherung in einem europäischen Vergleich.
- 2) Im Rahmen einer ex-post-Analyse wurden daran anschließend Last, erneuerbare Stromerzeugung und die Residuallast für die Wetterjahre 2009 bis 2014 analysiert.
- 3) Die Potenziale der harmonisierten Leistungsbilanzierung wurden daraufhin auf Basis der Residuallast in einer Szenarienbetrachtung für das Jahr 2030 quantifiziert.
- 4) Ergänzend wurden Voraussetzungen für eine länderübergreifende Leistungsabsicherung und damit der Realisierung der ermittelten Potenziale analysiert.

Das Potenzial einer europäischen Integration der Strom- und Leistungsmärkte kommt durch eine Glättung der Lastkurve und durch eine Verstetigung der Einspeisung der wetterabhängigen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zum Ausdruck. Die Residuallast wurde dabei als Kriterium zur Quantifizierung der Synergiepotenziale verwendet. Die Residuallast ist als nachgefragte elektrische Leistung abzüglich der fluktuierenden Einspeisung von nicht steuerbaren Kraftwerken definiert. Sie stellt also die Restnachfrage dar, welche von regelbaren Kraftwerken gedeckt werden muss. Wenn weniger Residuallast zu decken ist, sind weniger gesicherte Kapazitäten vorzuhalten.

Die quantitativen Analysen wurden für 15 europäische Länder durchgeführt. Dabei wurden die Ländergruppen PLEF² (DE, BE, NL, LU, FR, AT, CH) und (gesamter) Untersuchungsraum (kurz: UR, d.h. PLEF + PL, IT, UK, ES, DK, CZ, PT, IE) unterschieden.

¹ Die Langfassung der Studie in deutscher und englischer Sprache ist hier verfügbar: <http://www.prognos.com/publikationen/alle-publikationen/529/show/00621a7b50475bad1ffae9de7c95310c/>

² Im 2005 gegründeten Pentilateralen Energieforum arbeiten Regulierungsbehörden, Netzbetreiber, Strombörsen und weitere Akteure aus den Beneluxstaaten, Deutschland, Frankreich, Österreich und der Schweiz zusammen, um die regionale Strommarktintegration weiterzuentwickeln.

Um die Einsparmöglichkeiten bei der Leistungsabsicherung zu quantifizieren, wurden zwei Konzepte verglichen, die unterschiedliches Ausmaße an europäischer Integration abbilden:

Konzept I: „Nationale Bilanzierung“

In diesem Konzept wird davon ausgegangen, dass die Leistungsabsicherung national durchgeführt wird. Dieses Konzept entspricht in Grundsätzen dem Status-quo.

Konzept II: „Verbund-Bilanzierung“

In diesem Konzept wird davon ausgegangen, dass eine internationale Leistungsabsicherung erfolgt und damit die in Kapitel 5 näher beschriebenen Voraussetzungen zur Gänze erfüllt sind. Dies umschließt die Annahme einer Stromübertragung ohne Engpässe (Konzept „Kupferplatte“).

Die Einsparpotenziale wurden auf Basis der Residuallast anhand dieses Konzeptvergleichs analysiert. Dabei gilt:

Die Summe der (Residual-)Lastdauerlinien aller Länder eines Verbunds ist nicht gleich der (zeitgleichen) Lastdauerlinie des Verbunds.

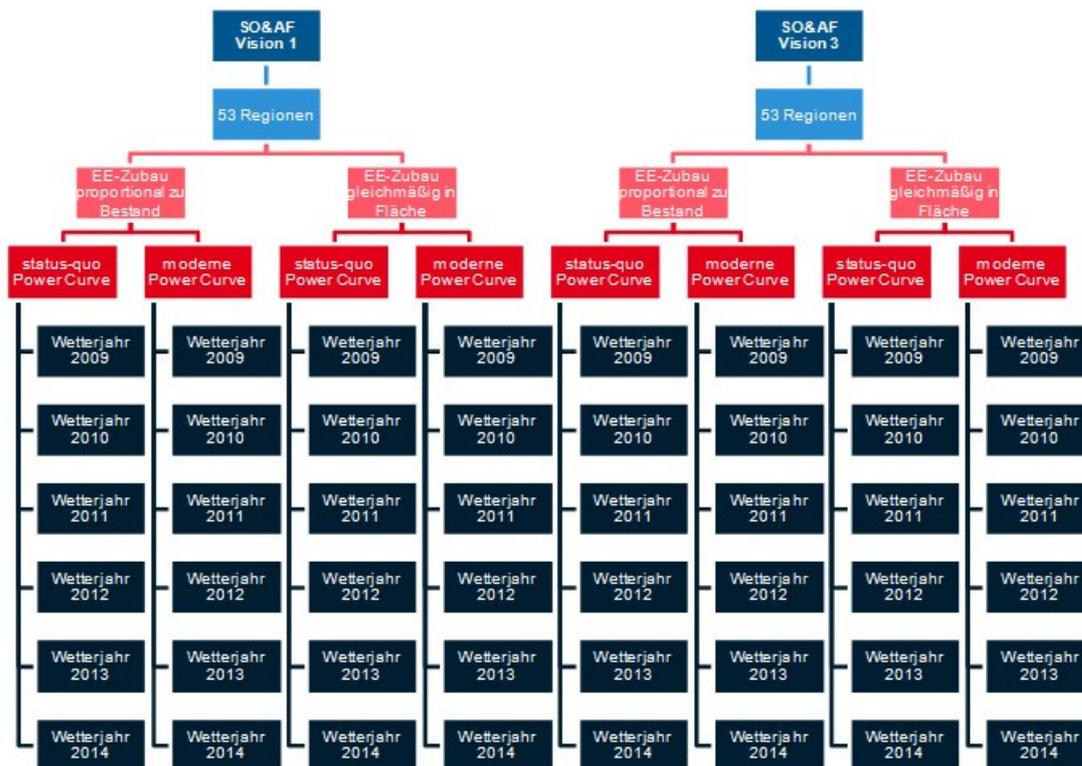
Neben einer ex-post-Analyse der Jahre 2009-2014 wurden weitere Sensitivitäten für das Stichjahr 2030 simuliert. Als Grundlage hierfür dienen die Szenarien der europäischen Netzbetreiber im Rahmen des ENTSO-E Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF). Im Rahmen dieser Studie werden die Szenarien *Vision 1 (V1): „Slow Progress“* und *Vision 3 (V3): „Green Transition“* verwendet.

Um den technologischen Fortschritt abzubilden, wurde die Windenergieeinspeisung mit zwei unterschiedlichen Windenergie-Leistungskennlinien (Power Curves) modelliert. Diese stellen eine Status-quo Leistungskennlinie der Windenergie und eine modernen Leistungskennlinie dar, wobei die moderne Leistungskennlinie bei zunehmender Windgeschwindigkeit schneller ihre Nennleistung erreicht und dadurch einen höheren Windertrag aufweist.

Zudem wurden zwei verschiedene Zubauregime für Windkraftanlagen simuliert. Im ersten Regime erfolgt der Zubau proportional zum heutigen Anlagenbestand. Im zweiten Regime erfolgt der Zubau gleichmäßig über die Regionen der einzelnen Länder.

Für jedes Wetterjahr konnte in der Folge durch Subtraktion der stündlichen Einspeisepprofile der Erneuerbaren von der Last die stündliche Residuallast berechnet werden. Somit liegt die stündliche Residuallast in 48 Sensitivitäten (2 SO&AF-Szenarien, 2 Zubauregime, 2 Windenergie-Leistungskennlinien und 6 Wetterjahre) vor. Der Fokus der Analysen im Bereich der Einspeisung aus erneuerbaren Energien liegt auf der Stromerzeugung aus Windkraftanlagen. Abbildung 1 zeigt die Sensitivitäten, die untersucht wurden. Die Resultate wurden jeweils für den PLEF- und den gesamten Untersuchungsraum (UR) berechnet.

Abbildung 1: Analytierte Szenarien und Sensitivitäten im Rahmen der quantitativen Analysen



Quelle: Prognos 2015

3 Versorgungssicherheit und Leistungsabsicherung in den europäischen Stromsystemen – Status-quo

Ein Vergleich der Prozesse der Leistungsabsicherung auf nationaler und internationaler Ebene zeigt ein sehr heterogenes Bild:

- Versorgungssicherheitsniveaus sind unterschiedlich definiert (vgl. Abbildung 2). Einige Länder besitzen klare quantitative Zielgrößen, während in anderen Ländern nur qualitative Formulierungen vorhanden sind. Die Berücksichtigung von Kriterien der Versorgungssicherheit im Leistungsabsicherungsprozess ist unterschiedlich ausgeprägt.
- Leistungsbilanzierungsansätze in den einzelnen Ländern weisen verschiedene methodische Ansätze auf. Deren Bedeutung im Prozess der Leistungsabsicherung ist von deutlichen Unterschieden gekennzeichnet.
- Zudem ist der Prozess der Leistungsabsicherung insgesamt, was die zuständigen Akteure, den zeitlichen Rahmen und die Ausgestaltungstiefe betrifft, unterschiedlich ausgeprägt.

Abbildung 2: Vergleich des Status-quo von Versorgungssicherheitsniveaus und deren Bedeutung

	Sicherheitsniveau	Bedeutung in der Leistungsabsicherung
ENTSO-E	Versorgungsdefizit mit einer Eintrittswahrscheinlichkeit von 1 % muss ausgeglichen werden können	Kraftwerksleistung i.d. Höhe einer Sicherheitsmarge über der Spitzenlast soll ausreichend sein, um ein Versorgungsdefizit ausgleichen zu können
Deutschland	keine explizite Formulierung vorhanden	Leistungsbilanzierung dient der tendenziellen Einschätzung der Versorgungssituation: Ein Versorgungssicherheitsniveau wird nicht berücksichtigt
Frankreich	LOLE < 3 h	LOLE-Kriterium als Zielgröße in der Leistungsbilanzierung
Niederlande	LOLE < 4 h	LOLE-Kriterium als Zielgröße in der Leistungsbilanzierung
Schweiz	keine explizite Formulierung vorhanden	Monitoring der Versorgungssicherheit (u.a. der Leistungsbilanz) durch die Elektrizitätskommission (EiCom). Ein Versorgungssicherheitsniveau wird dabei nicht berücksichtigt.
Belgien	LOLE < 3 h (für normale Bedingungen) bzw. LOLE < 20 h (für Ausnahmesituationen)	LOLE-Kriterium als Zielgröße in der Leistungsbilanzierung
Österreich	keine explizite Formulierung vorhanden	Leistungsbilanzierung dient der tendenziellen Einschätzung der Versorgungssituation: Ein Versorgungssicherheitsniveau wird nicht berücksichtigt

Quelle Prognos 2015 auf Basis von ENTSO-E 2014a, 50Hertz et al 2014, RTE 2014, TenneT 2014, SPF Economie 2012, EiCom 2014

4 Ergebnisse

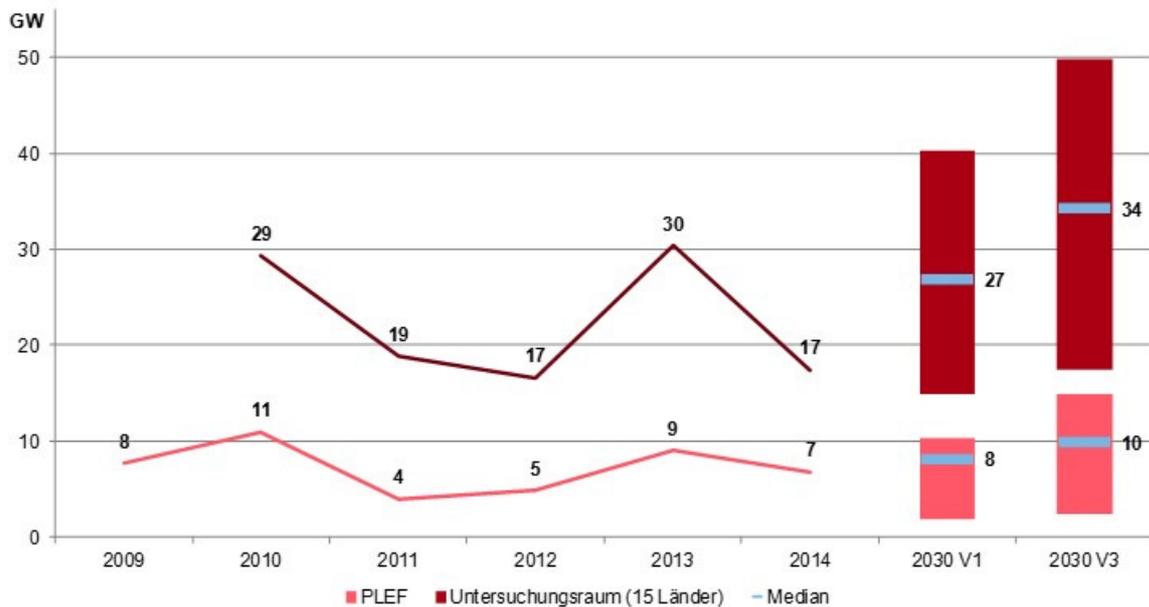
Die notwendige Leistungsabsicherung wird anhand der Residuallast bestimmt. Die Residuallast zeigt gleichzeitig die Ausgleichseffekte auf der Lastseite und durch die Verstetigung der Einspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien. Welches Potenzial in einem länderübergreifenden Ansatz bei der Leistungsbilanzierung zur Senkung der Kapazitätsvorhaltung besteht, wird folglich bei der Analyse der Residuallast ersichtlich.

4.1 Reduktion der Residuallast

Die Summe der Höchstwerte der nationalen Residuallasten lag im PLEF-Raum in der ex-post-Periode 2009-2014 bei 203 bis 238 Gigawatt. In den Szenarien liegen die Werte für das Jahr 2030 bei 176 bis 208 Gigawatt (V1), bzw. 199 bis 233 Gigawatt (V3). Im gesamten UR liegt die Summe der Höchstwerte der nationalen Residuallasten in der ex-post-Periode 2010-2014 bei 393 bis 441 Gigawatt. Im Jahr 2030 sind je nach Sensitivität 359 bis 406 Gigawatt (V1), bzw. 412 bis 462 Gigawatt (V3) zu erwarten.

Der Höchstwert der Residuallast liegt im Verbund des PLEF in der ex-post-Periode um 4 bis 11 Gigawatt, im gesamten UR um 17 bis 30 Gigawatt tiefer gegenüber nationaler Bilanzierung (vgl. Abbildung 3). Die Ausgleichseffekte der residualen Jahreshöchstlast werden durch den Ausbau der Windenergie in Zukunft weiter steigen. Während der untere Rand der Szenarien in etwa die gleichen Werte vorweist wie in der ex-post-Periode, steigt der obere Rand vor allem im gesamten UR deutlich an.

Abbildung 3: Reduktion der residualen Jahreshöchstlast durch gemeinsame Bilanzierung im PLEF und UR 2009(10)-2014 und 2030



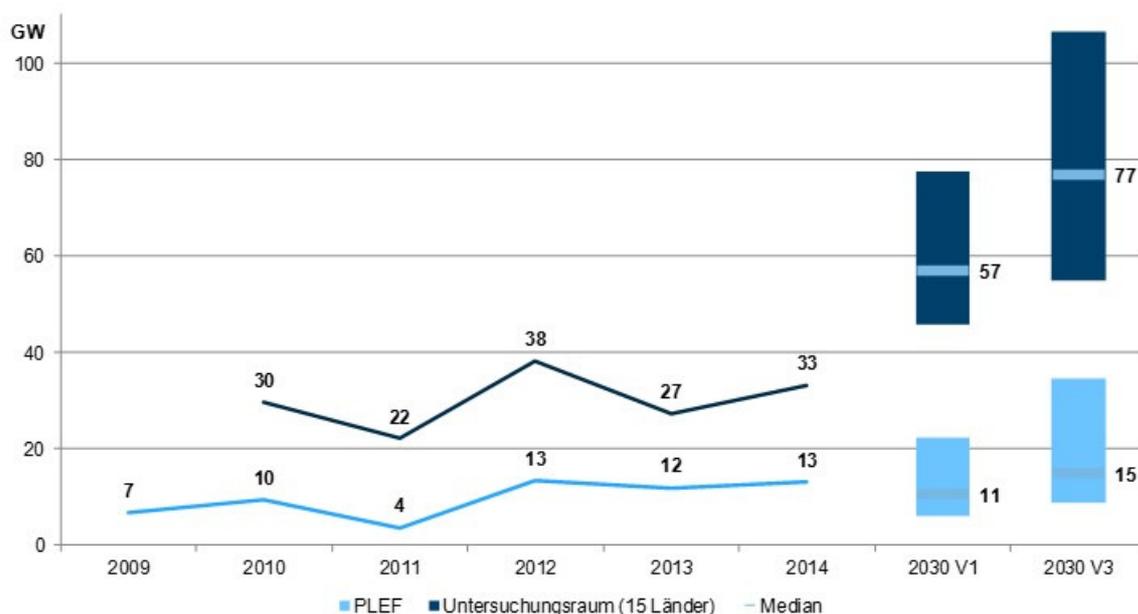
Quelle: Prognos 2015

Der Höchstwert der Residuallast sinkt im Verbund des UR im Jahr 2030 gegenüber nationaler Bilanzierung um bis zu 40 Gigawatt im Szenario V1 und um bis zu 50 Gigawatt im Szenario V3. Im PLEF-Raum sinkt der Höchstwert der Residuallast im Jahr 2030 gegenüber nationaler Bilanzierung um 8 Gigawatt im Szenario V1 und um 10 Gigawatt im Szenario V3. Durch den hohen Zubau an Erneuerbaren und die veränderte Lastkurve im Verbund ist der Zeitpunkt der Höchstlast in der ex-post-Periode nicht zwingend derselbe wie in den Szenarien. Damit kann das Reduktionspotenzial der residualen Jahreshöchstlast bei gemeinsamer Bilanzierung gegenüber nationaler Bilanzierung in bestimmten Wetterjahren auch etwas geringer ausfallen als in der ex-post-Periode.

4.2 Erhöhung der Residuallast

Auch die Stunde mit der niedrigsten Residuallast wird durch die Verbundbetrachtung beeinflusst, wie Abbildung 4 zeigt. Die niedrigste Residuallast liegt im Verbund des Untersuchungsraums in der ex-post-Periode 22 bis 38 Gigawatt höher als bei nationaler Bilanzierung. Im Jahr 2030 liegt die niedrigste Residuallast je nach Zubau von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien um 46 bis 106 Gigawatt höher als bei nationaler Bilanzierung. Im PLEF-Raum liegt die niedrigste Residuallast in der ex-post-Periode 4 bis 13 Gigawatt höher als bei nationaler Bilanzierung. Im Jahr 2030 steigt dieser Wert auf 6 bis 35 Gigawatt.

Abbildung 4: Erhöhung der tiefsten residualen Jahreslast durch gemeinsame Bilanzierung im PLEF und Untersuchungsraum gegenüber nationaler Bilanzierung 2009(10)-2014 und 2030



Quelle: Prognos 2015

Nationale Überspeisesituationen (d.h. eine negative nationale Residuallast) können somit im Verbund kompensiert werden, womit erneuerbare Energien besser ausgenutzt werden können. Im Szenario V1 tritt bei Betrachtung des gesamten UR keine einzige Stunde mit negativer Verbund-Residuallast auf, während bei nationaler Bilanzierung negative Werte von bis zu -28 Gigawatt auftreten können. Im PLEF-Raum treten Stunden mit negativer Verbundresiduallast im Szenario V1 nur in einem Wetterjahr auf. Auch bei starkem Ausbau der Erneuerbaren (V3) treten bei Betrachtung des gesamten Untersuchungsraumes im Jahr 2030 kaum negative Werte der Verbund-Residuallast auf, während bei nationaler Bilanzierung negative Werte von bis zu -102 Gigawatt auftreten können. Speicher oder andere Flexibilisierungsoptionen werden somit in der Verbundbetrachtung später und weniger häufig gebraucht als ohne europäische Integration.

4.3 Einordnung der Ergebnisse anhand aktueller Studien

Die vorliegende Studie besitzt Anknüpfungspunkte zu zwei Studien mit einem ähnlichen thematischen Hintergrund.

- Die Übertragungsnetzbetreiber des Pentalateralen Forums (PLEF) entwickelten in einer Studie [PLEF SG 2 2015] zur länderübergreifenden Generation Adequacy eine neue internationale Methodik der Leistungsbilanzierung und analysierten dabei die Leistungsbilanz der Länder des PLEF-Raums für den Zeitraum bis 2020/2021.
- In einer Studie von Consentec/r2b [2015] im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) wurden regionale Ausgleichseffekte in der Residuallast und im Bereich des Ausfalls konventioneller Kraftwerkserzeugung untersucht.

Die Ergebnisse der Analysen in der PLEF-Studie und in der Consentec/r2b-Studie zeigen in eine ähnliche Richtung wie die vorliegenden Ergebnisse. Aufgrund der Unterschiede in der Methodik können die Ergebnisse der PLEF-Studie nicht direkt mit der vorliegenden Studie verglichen werden, wenngleich auch in dieser Studie auf die Vorteile einer internationalen Betrachtung von Versorgungssicherheit hingewiesen wird. Die Studie von Consentec/r2b verwendet im Grundsatz einen ähnlichen Ansatz wie die vorliegende Studie. Geringfügige Unterschiede ergeben sich durch den abweichenden Betrachtungszeitraum und Untersuchungsraum. Unter Berücksichtigung dieser Einschränkungen kann festgestellt werden, dass die quantitativen Ergebnisse in einer ähnlichen Größenordnung liegen wie in der vorliegenden Studie. Während in [Consentec/r2b 2015] eine Senkung der residualen Höchstlast um 20 Gigawatt resultiert, liegt im Vergleich dazu in der vorliegenden Studie der Wert zur Senkung der residualen Höchstlast bei 15 bis 45 Gigawatt (je nach Sensitivität).

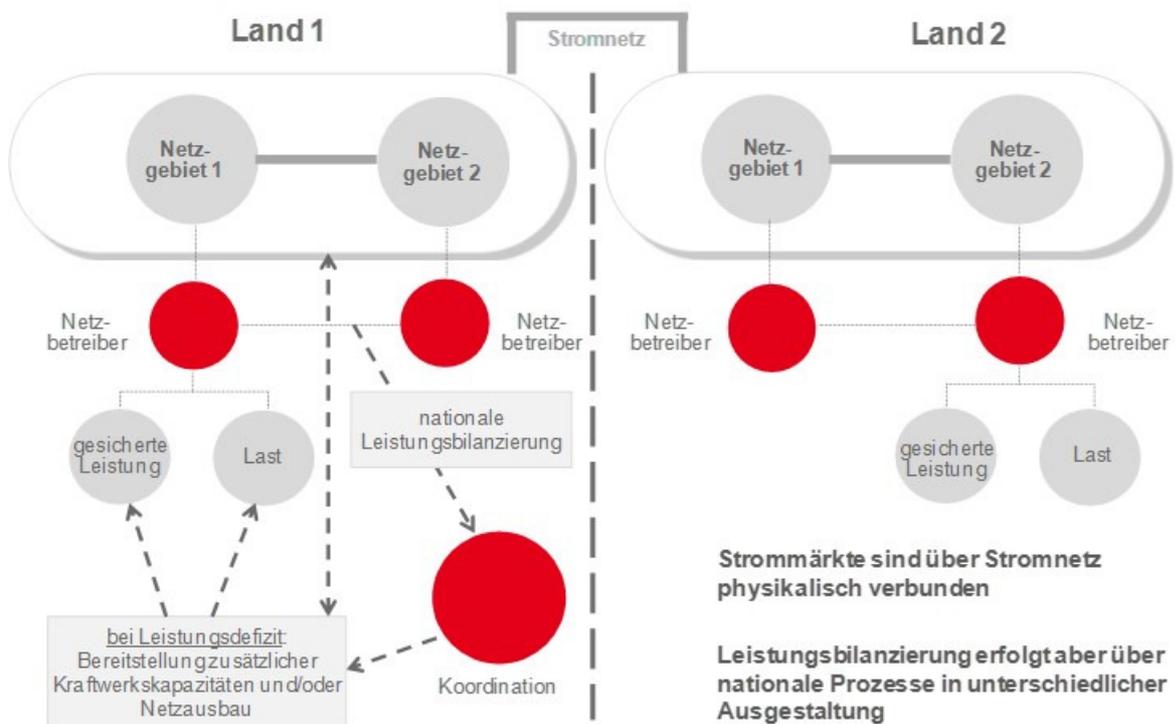
5 Voraussetzungen

Die Ergebnisse zeigen, dass eine internationale Harmonisierung der Leistungsabsicherung prinzipiell Synergiepotenziale und damit eine Reduktion der Bereitstellung gesicherter Leistung ermöglicht. Dies führt zu Kosteneinsparungen aufgrund der geringeren Vorhaltung an Kraftwerkskapazitäten. Diese Kosteneinsparungen werden jedoch erst zur Gänze realisiert, wenn im Bereich der Leistungsabsicherung eine deutlich stärkere internationale Zusammenarbeit erfolgt.

Gegenwärtig sind die Länder physikalisch über das Stromnetz miteinander verbunden und betreiben Stromhandel miteinander. Der Prozess der Leistungsabsicherung ist aber, wie in Kapitel 2 beschrieben, zum größten Teil national organisiert (siehe Abbildung 5).

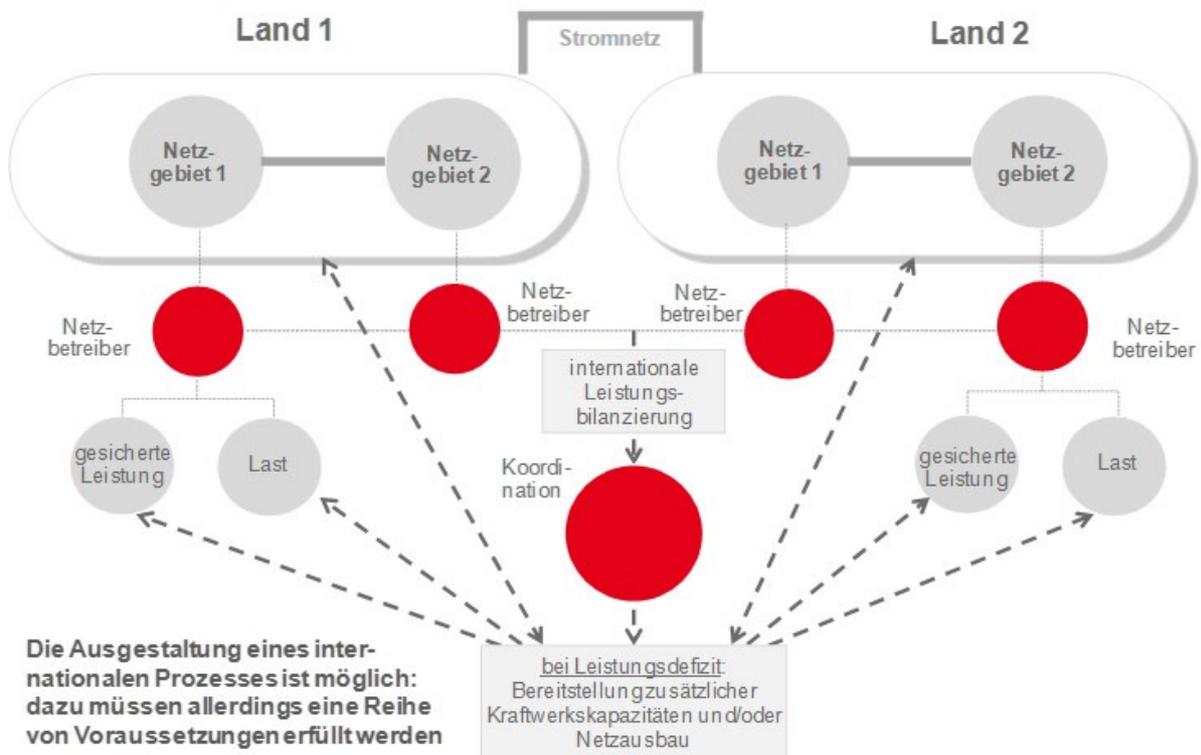
Für die vollständige Hebung der Synergiepotenziale müssten Voraussetzungen geschaffen werden, damit der gegenwärtig national geprägte Prozess der Leistungsabsicherung eine internationale Dimension erhält. Dies erfordert einen internationalen Prozess der Leistungsabsicherung, der in Abbildung 6 skizziert wird. Die Ausgestaltung dieses Prozesses ist offen und erfordert eine enge Koordination zwischen nationalen und länderübergreifend agierenden Akteuren.

Abbildung 5: Schematische Darstellung des nationalen Leistungsabsicherungsprozesses



Quelle: Prognos 2015

Abbildung 6: Schematische Darstellung des internationalen Leistungsabsicherungsprozesses



Quelle: Prognos 2015

Aus heutiger Sicht können die folgenden spezifischen Voraussetzungen abgeleitet werden, damit eine internationale Harmonisierung des Leistungsabsicherungsprozesses möglich ist und wenn die im Rahmen der Studie analysierten Potenziale in vollem Umfang gehoben werden sollen:

- Ergänzend zu den nationalen Ansätzen sind länderübergreifende Methoden der Leistungsbilanzierung weiter zu entwickeln.
- Prozesse der Leistungsabsicherung sind international zu harmonisieren. Dies betrifft insbesondere den rechtlichen und organisatorischen Rahmen der Leistungsabsicherung.
- Akteure, die auf nationaler Ebene für Versorgungssicherheit verantwortlich sind, brauchen Verlässlichkeit bei der Absicherung des inländischen Bedarfs mit ausländischen Kapazitäten.
- Netzinfrastruktur muss zumindest entlang der bestehenden Planungen (z.B. TYNDP) ausgebaut werden, wobei Verbundeffekte noch stärker zu berücksichtigen sind.

Dabei sind Hemmnisse sowie Transaktionskosten zu berücksichtigen, die zum Teil nur schwer zu quantifizieren sind, aber in der Praxis eine wichtige Rolle spielen können.

6 Fazit

Eine harmonisierte Leistungsabsicherung kann die Realisierung von Synergiepotenzialen durch die Ungleichzeitigkeit von Lastspitzen und erneuerbarer Einspeisung ermöglichen. Bis zum Jahr 2030 erreichen die Potenziale eine Größenordnung von 2 bis 15 Gigawatt im PLEF-Raum. Bei Ausweitung auf den gesamten Untersuchungsraum steigen die Potenziale auf 15 bis 50 Gigawatt. Darüber hinaus können Situationen mit nationaler Übereinspeisung aus erneuerbaren Energien zu einem großen Teil vermieden werden.

Wenn diese Potenziale gehoben werden sollen, sind eine gemeinsame Definition, ein internationales Monitoring und koordinierte Prozesse im Bereich der Versorgungssicherheit notwendig. Dabei sollte möglichst eine gemeinsame rechtliche Grundlage für alle beteiligten Länder geschaffen werden. Die politische Unterstützung für den Netzausbau ist sicherzustellen, um der Langfristigkeit des Netzausbaus Rechnung zu tragen. Gleichzeitig sollte durch Kosten-Nutzen-Analysen überprüft werden, welches Niveau der Integration volkswirtschaftlich sinnvoll ist. Dabei sind den Synergiepotenzialen die Kosten (Harmonisierung, Netzausbau, etc.) gegenüber zu stellen, die zu ihrer Realisierung erforderlich sind.

Eine gemeinsame Definition von Versorgungssicherheit und ein koordinierter Prozess der Bilanzierung und der länderübergreifenden Leistungsabsicherung tragen in jedem Fall zur Verwirklichung des Binnenmarktes bei. Regionale Kooperationen (z.B. im PLEF-Raum) können dazu dienen, einen Teil des Potenzials zu heben. Diese Initiativen entsprechen auch der Richtung der im Weißbuch des BMWi beschlossenen Maßnahmen zur stärkeren europäischen Kooperation im Bereich der Versorgungssicherheit. Die Zusammenarbeit bei der Leistungsabsicherung kann – ähnlich wie beim Market Coupling – Schritt für Schritt auf größere Regionen ausgedehnt werden.

Literatur

- [50Hertz et al 2014] Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2014 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5 (Stand 30.09.2014), 50Hertz/Amprion/TenneT/Transnet BW, 2014
- [BMWi 2014] Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität (Stand Juli 2014), Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2014
- [BMWi 2015] Ein Strommarkt für die Energiewende – Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch), Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2015
- [Consentec/r2b 2015] Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern: länderübergreifendes Monitoring und Bewertung, Consentec GmbH/r2b energy consulting GmbH, 2015, im Auftrag des BMWi
- [EiCom 2014] Stromversorgungssicherheit der Schweiz 2014, Eidgenössische Elektrizitätskommission, 2014
- [ENTSO-E 2014a] Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2014-2030, European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2014
- [ENTSO-E 2014b] 10-Year Network Development Plan 2014, European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2014
- [PLEF SG2 2015] Generation Adequacy Assessment, Pentilateral Energy Forum Support Group 2
- [Prognos 2015] Versorgungssicherheit europäisch denken - Chancen und Voraussetzungen einer intensivierten europäischen Integration der Strom- und Leistungsmärkte im Auftrag des Weltenergieerat - Deutschland e.V., 2015
- [RTE 2014] Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, Réseau de transport d'électricité, 2014
- [SPF Economie 2014] SPF Economie P.M.E. Classes moyennes et Energie, Rapport sur les moyens de production d'électricité 2012-2017 (Rapport final), 2012
- [TenneT 2014] Rapport Monitoring Leveringszekerheid 2013-2029, TenneT TSO B.V., 2014