

Endbericht

Versorgungssicherheit europäisch denken

Chancen und Voraussetzungen einer intensivierten europäischen Integration der Strom- und Leistungsmärkte

Auftraggeber:
Weltenergieat –
Deutschland e.V.

**Ansprechpartner
Prognos AG:**
Jens Hobohm
(Projektleitung)

Florian Ess
Silvan Rosser
Inka Ziegenhagen

Berlin/Basel, im Juni 2015
27963

Das Unternehmen im Überblick**Geschäftsführer**

Christian Böllhoff

Präsident des Verwaltungsrates

Gunter Blickle

Handelsregisternummer

Berlin HRB 87447 B

Rechtsform

Aktiengesellschaft nach schweizerischem Recht

Gründungsjahr

1959

Tätigkeit

Die Prognos AG berät europaweit Entscheidungsträger aus Politik, Wirtschaft und Gesellschaft. Auf Basis neutraler Analysen und fundierter Prognosen werden praxisnahe Entscheidungsgrundlagen und Zukunftsstrategien für Unternehmen, öffentliche Auftraggeber und internationale Organisationen entwickelt.

Arbeitsprachen

Deutsch, Englisch, Französisch

Hauptsitz

Prognos AG

Henric Petri-Str. 9

CH-4010 Basel

Telefon +41 61 3273-310

Telefax +41 61 3273-300

info@prognos.com

Weitere Standorte

Prognos AG

Goethestr. 85

D-10623 Berlin

Telefon +49 30 52 00 59-210

Telefax +49 30 52 00 59-201

Prognos AG

Science 14 Atrium; Rue de la Science 14b

B-1040 Brüssel

Telefon +32 2808-7209

Telefax +32 2808-8464

Prognos AG

Nymphenburger Str. 14

D-80335 München

Telefon +49 89 954 1586-710

Telefax +49 89 954 1586-719

Prognos AG

Domshof 21

D-28195 Bremen

Telefon +49 421 51 70 46-510

Telefax +49 421 51 70 46-528

Prognos AG

Schwanenmarkt 21

D-40213 Düsseldorf

Telefon +49 211 91316-110

Telefax +49 211 91316-141

Prognos AG

Rotebühlplatz 9

D-70178 Stuttgart

Telefon +49 711 3209-610

Telefax +49 711 3209-609

Internet

www.prognos.com

Inhalt

Zusammenfassung	1
1 Einleitung	4
1.1 Hintergrund und Aufgabenstellung	4
1.2 Untersuchungsablauf	6
2 Versorgungssicherheit und Leistungsabsicherung in den europäischen Stromsystemen – Status-quo	8
2.1 Versorgungssicherheit	9
2.2 Leistungsbilanzierung	12
2.3 Nachfrage nach Kraftwerkskapazität und Netzausbau	15
2.4 Zwischenfazit zum Status-quo	16
3 Methodik und Datenbestand	17
3.1 Methodik der ex-post-Analyse	17
3.2 Methodik der Szenariensimulationen	22
4 Ergebnisse der ex-post-Analyse und der Szenariensimulation	28
4.1 Analyse der Last	28
4.2 Analyse der Erneuerbaren	31
4.3 Residuallast	37
4.4 Einordnung der Ergebnisse anhand aktueller Studien zur Leistungsbilanzierung	42
5 Voraussetzungen für ein verstärkte Integration der Leistungsabsicherung	44
5.1 Prinzip	44
5.2 Harmonisierung der Methodik der Leistungsbilanzierung	46
5.3 Harmonisierung der Prozesse der Leistungsabsicherung	47
5.4 Netzinfrastruktur	48
6 Fazit und Handlungsempfehlungen	51
Anhang	53
Literatur	56

Abbildungen

Abbildung 1:	Europäische Strommarktintegration 2015: Länder im Market-Coupling	4
Abbildung 2:	Prozess der Leistungsabsicherung	9
Abbildung 3:	ENTSO-E Methodik Leistungsbilanzierung	13
Abbildung 4:	Methodik der Leistungsbilanzierung im Ansatz der deutschen Übertragungsnetzbetreiber	13
Abbildung 5:	Abgrenzung des Untersuchungsraums	18
Abbildung 6:	Modellierung der stündlichen Wind- und PV-Einspeisung nach Regionen	20
Abbildung 7:	Installierte Windenergie- und PV-Leistung ex-post 2009-2014 und gemäß Szenario V1 und V3 in 2030 im Untersuchungsraum	23
Abbildung 8:	Entwicklung der Summe der nationalen Höchstlasten im PLEF und Untersuchungsraum	26
Abbildung 9:	Szenariensimulation der Windenergie („Sensitivitäten“)	27
Abbildung 10:	Reduktion der Jahreshöchstlast durch gemeinsame Bilanzierung im PLEF und Untersuchungsraum gegenüber nationaler Bilanzierung 2009(10)-2014 und 2030	29
Abbildung 11:	Gleichzeitigkeitsanalyse der Last 2011-2013	30
Abbildung 12:	Gleichzeitigkeit der Last 2011-2013. Kreuzkorrelation zwischen Frankreich und Großbritannien	30
Abbildung 13:	Windenergieverfügbarkeit (in Prozent der installierten Leistung) zur Stunde der Verbundhöchstlast im PLEF 2009-2014 und 2030	32
Abbildung 14:	Windenergieverfügbarkeit zur Stunde der Verbundhöchstlast im PLEF 2010-2014 und 2030	33
Abbildung 15:	Verfügbarkeit der Windenergie in den 10'000 windschwächsten Stunden	34
Abbildung 16:	Verfügbarkeit der Windenergie in den 1'000 windschwächsten Stunden	35
Abbildung 17:	Gesicherte (99 %) Windenergieverfügbarkeit in Gigawatt der installierten Leistung 2014 sowie 2030 V1 und V3 auf Basis der Wetterjahre 1984-2014	35

Abbildung 18:	Gesicherte (99,9 %) Windenergieverfügbarkeit in Gigawatt der installierten Leistung 2014 sowie 2030 V1 und V3 auf Basis der Wetterjahre 1984-2014	36
Abbildung 19:	Gesicherte (99 %) Windenergieverfügbarkeit in Prozent der installierten Leistung 2030 V3 auf Basis der Wetterjahre 1984-2014	36
Abbildung 20:	Reduktion der residualen Jahreshöchstlast durch gemeinsame Bilanzierung im PLEF und Untersuchungsraum 2009(10)-2014 und 2030	40
Abbildung 21:	Erhöhung der tiefsten residualen Jahreslast durch gemeinsame Bilanzierung im PLEF und Untersuchungsraum gegenüber nationaler Bilanzierung 2009(10)-2014 und 2030	40
Abbildung 22:	Residuale Lastdauerlinien für den Untersuchungsraum bei nationaler Bilanzierung und bei Verbund-Bilanzierung im Jahr 2030	41
Abbildung 23:	Analog zu Abbildung 22 aber für die ersten (links) und letzten (rechts) 1'000 Stunden.	41
Abbildung 24:	Schematische Darstellung des nationalen Leistungsabsicherungsprozesses	44
Abbildung 25:	Schematische Darstellung des internationalen Leistungsabsicherungsprozesses	45
Abbildung 26:	Potenzielle Engpässe in der CWE (Central-Western-Europe)-Region bis 2025	49
Abbildung 27:	Verwendete Reanalyse-Wetterdaten des NASA GES DISC.	53
Abbildung 28:	Windenergieverfügbarkeit (in Prozent der installierten Leistung) zur Stunde der Verbundhöchstlast im Untersuchungsraum 2009-2014 und 2030	54
Abbildung 29:	Windenergieverfügbarkeit zur Stunde der Verbundhöchstlast im Untersuchungsraum 2010-2014 und 2030	54
Abbildung 30:	Reduktion der Residuallast in den höchsten 100 Stunden durch gemeinsame Bilanzierung im PLEF und UR 2009(10)-2014 und 2030	55

Tabellen

Tabelle 1:	Vergleich des Status-quo von Versorgungssicherheitsniveaus und deren Bedeutung im Prozess der Leistungsabsicherung	11
Tabelle 2:	Verfügbarkeit von stündlichen Einspeisezeitreihen für Wind (links) und PV (rechts) nach Ländern 2009-2014	21
Tabelle 3:	Installierte Windenergie- und PV-Leistung 2014 und gemäß Szenario V1 und V3 in 2030	23
Tabelle 4:	Entwicklung der nationalen Höchstlast im PLEF und Untersuchungsraum	24

Abkürzungen

AT	Österreich
BE	Belgien
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
CH	Schweiz
CZ	Tschechien
DE	Deutschland
DK	Dänemark
EEX	European Energy Exchange
ELIX	European Electricity Index
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EOM	Energy Only Market
EPEX SPOT SE	European Power Exchange
ES	Spanien
FR	Frankreich
IE	Irland
IT	Italien
LOLE	Loss of Load Expectation
LU	Luxemburg
NASA GES DISC	National Aeronautics and Space Administration Goddard Earth Sciences Data and Information Services Center
NL	Niederlande
PL	Polen
PLEF	Pentalaterales Energieforum: DE, BE, NL, LU, FR, AT, CH
PT	Portugal
SO&AF	System Outlook and Adequacy Forecast
TSO	Transmission System Operator; Übertragungsnetzbetreiber
UK	Großbritannien

UR

Untersuchungsraum: PLEF + PL, IT, UK, ES, DK, CZ, PT, IE

Glossar

Dargebotsabhängige Erneuerbare	Nichtsteuerbare Erzeugung aus Wind-, Solar- und Wasserkraft (Laufwasser)
Deterministischer Ansatz (Leistungsbilanzierung)	Alle – insbesondere auch zukünftige – Ereignisse werden durch bestimmte Werte beschrieben und sind eindeutig festgelegt. Es wird so versucht, durch Verwendung von Extremwerten die Ergebnisse umfassend abzubilden.
Fluktuierende Erneuerbare	Siehe: dargebotsabhängige Erneuerbare
Generation Adequacy	Siehe: Leistungsbilanzierung
Gesicherte Leistung	Die Kraftwerksleistung in einem Kraftwerkspark, die mit hoher Sicherheit ständig zur Verfügung steht
Korrelation	Messgröße des Zusammenhangs zwischen zwei statistischen Variablen
Kupferplatte	Begriff, der verwendet wird, um das Konzept eines einheitlichen (europäischen) Stromnetzes ohne physische Engpässe innerhalb der Länder und an den Ländergrenzen zu beschreiben
Lastdauerlinie	Darstellung der bezogenen Nachfrageleistung (Last) im Verlauf eines Jahres
Leistungsbilanzierung	Bilanzierung von Nachfragelast und Kraftwerksleistung innerhalb eines Netzgebiets und/oder innerhalb eines Landes. Ziel ist die Analyse der Fähigkeit der Stromerzeugungskapazitäten, den Strombedarf zu jeder Zeit zu decken.
Leistungskennlinie (hier: einer Windkraftanlage)	Sie stellt den Zusammenhang zwischen Leistung und Windgeschwindigkeit unabhängig von der Nabenhöhe dar. Sie wird häufig auch als Leistungskurve bezeichnet.
Load Factors	Der Faktor ist definiert als die beobachtete/ tatsächliche eingespeiste Leistung geteilt durch die installierte Leistung. Der Load Factor kann stündlich oder jährlich ermittelt werden.
Market Coupling	Der Prozess zur Schaffung eines integrierten Strombinnenmarktes in Europa. Die beiden Märkte für Kapazitäten und Energie werden zu einem einzigen integrierten Strommarkt zusammengeschlossen.

	sen („gekoppelt“).
Netzreserve	Die Netzreserve hält Kraftwerke zur Überbrückung von Netzengpässen vor, um den sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten.
Power Curves	Siehe: Leistungskennlinie
Probabilistische Ansätze (Leistungsbilanzierung)	Allen – insbesondere auch zukünftigen – Ereignissen werden Eintrittswahrscheinlichkeiten zugewiesen. Mit geeigneten Methoden werden diese Ereignisse (z.B. verschiedene Wetterdaten, Kraftwerksausfälle) miteinander kombiniert.
Reanalyse-Wetterdaten	Simulationsergebnisse von Wettermodellen, die unter Berücksichtigung von beobachteten Messwerten das Wettergeschehen der Vergangenheit wiedergeben
Relative Verfügbarkeit	Prozentsatz, welcher die Einspeisung im Verhältnis zur gesamten installierten Leistung angibt
Reservekapazitäten (Reservekraftwerke)	Kapazität (Kraftwerke), die nur auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit betrieben werden
Residuallast	Die Residuallast bezeichnet die nachgefragte elektrische Leistung abzüglich der fluktuierenden Einspeisung von nicht steuerbaren Kraftwerken. Sie stellt also die Restnachfrage dar, welche von regelbaren Kraftwerken, wie z.B. Kernkraft, Kohle und Erdgas oder aus Speichern, gedeckt werden muss. Kurz: Nachfrage abzüglich erneuerbarer Leistung.
Residuallastdauerlinie (residuale Lastdauerlinien)	Siehe: Residuallast und Lastdauerlinie
Spare Capacity (Leistungsbilanzierung)	Sicherheitsmarge über der Höchstlast, die gemeinsam mit der Höchstlast in einer bestimmten Betrachtungsperiode durch gesicherte Leistung gedeckt werden muss.
Strategische Reserve	Vorhalten von Kraftwerken, die nur in Notsituationen mit knappem Stromangebot und somit sehr hohen Strompreisen zum Einsatz kommen.
System Adequacy	Analyse der Fähigkeit des Stromversorgungssystems den Strombedarf aller Nachfrager zu jeder Zeit zu decken. Zusätzlich zur Generation Adequacy wird dabei auch eine Analyse der Belastungssituation der Stromnetze durchgeführt.
Systemreserve	Zeitlich begrenzte (kurzfristige) Betriebsbereitschaft

Überspeisesituation	von bestimmten Kraftwerken zur Netzstabilisierung Die Einspeisung aus fluktuierenden Erneuerbaren übertrifft die Stromnachfrage.
Verbundhöchstlast	Die höchste gleichzeitige Last innerhalb eines Verbunds. Sie entspricht somit nicht der Summe der nationalen Höchstlasten, die zu unterschiedlichen Zeiten auftreten.
Versorgungssicherheit	Jederzeitige Bereitstellung ausreichender Energiemengen zur Deckung der Energienachfrage (international sind verschiedene Definitionen von Versorgungssicherheit in unterschiedlicher Ausgestaltungstiefe vorzufinden).
Vertikale Netzlast	Die vertikale Netzlast ist die Summe aller Ausspeisungen aus dem Übertragungsnetz in die Verteilungsnetze.
Volatile erneuerbare Einspeisung	Siehe: dargebotsabhängige Erneuerbare
Windenergieverfügbarkeit	Die Einspeisung der Windenergie zu einem bestimmten Zeitpunkt im Verhältnis zur total installierten Leistung.

Zusammenfassung

Die Prognos AG, Berlin/Basel, erhielt im Dezember 2014 den Auftrag des Weltenergieerat – Deutschland e.V. zur Erstellung einer Untersuchung zu den Potenzialen einer intensivierten stromwirtschaftlichen Zusammenarbeit in Europa. Im Mittelpunkt der Analyse steht die Frage, inwiefern durch eine engere Zusammenarbeit bei der **Leistungsabsicherung** Potenziale zur Kostensenkung gehoben werden können. 15 Länder wurden untersucht: die sieben Länder des Pentalateralen Energieforums¹ (PLEF) sowie acht angrenzende Länder².

Heute erfolgt Leistungsabsicherung auf nationaler Ebene, internationale Effekte werden dabei nicht berücksichtigt. Eine **Berücksichtigung länderübergreifender Effekte** könnte aber die nationale Bilanz entlasten: Lastspitzen in Europa treten nicht gleichzeitig auf, außerdem erfolgt die erneuerbare Einspeisung zu unterschiedlichen Zeiten. Daraus ergibt sich ein Einsparpotenzial, weil weniger Leistung durch konventionelle Kraftwerke abzusichern ist. Indikator hierfür ist in der vorliegenden Studie die sogenannte „Residuallast“.

Die Untersuchung basiert auf Analysen aller vorliegenden Daten der **stündlichen** Lasten und erneuerbaren Einspeisung in den Jahren **2009 bis 2014**. Darüber hinaus wurden zwei **Szenarien** (basierend auf den „Visions“ V1 und V3 des System Outlook and Adequacy Forecast von ENTSO-E) und zahlreiche Sensitivitäten für das Jahr **2030** gebildet. Da die Variabilität der Ergebnisse wetterbedingt hoch ist, wurde zur Absicherung mit insgesamt 48 Simulationen zur Windenergie („Sensitivitäten“) ein großer Ergebnis-korridor aufgespannt. Aus diesem Grund sind in der folgenden Ergebnisdarstellung Bandbreiten genannt. Damit ist die vorliegende Studie die **bisher umfangreichste Analyse** der Potenziale einer engeren Kooperation bei der Leistungsabsicherung.

Die Untersuchung kommt unter der Annahme nicht vorhandener Netzengpässe zu folgenden **Ergebnissen**:

- Die **Residuallast** sinkt im Länderverbund des PLEF in ihrer höchsten Stunde um 2 bis 15 Gigawatt, im wahrscheinlichsten Fall um 8 bis 10 Gigawatt. Im gesamten Untersuchungsraum der 15 Länder sinkt die Residuallast um 15 bis 50 Gigawatt, im wahrscheinlichsten Fall um 27 bis 34 Gigawatt, jeweils im Jahr 2030, wenn gemeinsam und nicht länderindividuell bilanziert wird.

¹ DE, BE, NL, LU, FR, AT, CH

² PL, IT, UK, ES, DK, CZ, PT, IE

- Der Großteil des heute bereits vorhandenen Potenzials kommt aus dem Zeitversatz der **Lastspitzen**, also der Stromnachfrage. In Zukunft steigt das Potenzial vor allem aufgrund des Ausbaus **erneuerbarer Energien**, also des wetterabhängigen Stromangebots. Der Beitrag der Last (Ausgleich der Lastspitzen) bleibt etwa konstant.
- Das Potenzial steigt bei Betrachtung eines **größeren Untersuchungsraums** deutlich an.
- **Windenergie** kann im PLEF-Raum bis 2030 je nach Szenario gesicherte Leistung von mind. 1,2 (V1) bis 2,2 (V3) Gigawatt bereitstellen. Im gesamten Untersuchungsraum sind es bis 2030 je nach Szenario mind. 9 (V1) bis 13 (V3) Gigawatt. Dies entspricht im PLEF mindestens 1,3 %, im gesamten Untersuchungsraum mehr als 4 % der installierten Windleistung. Auf nationaler Ebene wird heute hingegen nur ca. 1 % der Windleistung als gesichert angesehen.
- Im Verbund des PLEF treten **Überspeisesituationen** auch im Jahr 2030 mit dem weiteren Ausbau der Erneuerbaren (V1) nur in einem von sechs Jahren auf, während dies auf nationaler Ebene jedes Jahr der Fall wäre. Die Residuallast des Verbunds des gesamten Untersuchungsraums wird auch bei starkem Ausbau der Erneuerbaren im Jahr 2030 in kaum einer Stunde im Jahr negativ. Dies bedeutet, dass bis 2030 auch eine **hohe erneuerbare Einspeisung** in den Strommärkten ohne Zwischenspeicherung „untergebracht“ werden könnte, wenn die Netze den Stromtransport erlauben.
- Wenn das Potenzial der Senkung der Residuallast realisiert werden kann, muss weniger Kraftwerksleistung vorgehalten werden. Speicher zur Aufnahme von Überschussenergie werden ggf. erst später benötigt. Aus beiden Aspekten können **Kosteneinsparungen** resultieren. Den Einsparungen sind die Netzausbau- und Transaktionskosten gemeinsamer Bilanzierung gegenüber zu stellen. Bei umfassender Bilanzierung von Kosten und Nutzen müssten aber auch etwaige Effizienzgewinne in der Stromerzeugung durch bessere Auslastung der Kraftwerke mit bilanziert werden.

Folgende **Voraussetzungen** sind notwendig, wenn diese Potenziale 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 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 entlang der bestehenden Planungen (z.B. TYNDP) ausgebaut werden, wobei Verbundeffekte noch stärker zu berücksichtigen sind.

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

Folgende **Handlungsempfehlungen** leiten wir aus der Untersuchung ab:

- **Gemeinsame Definitionen** von Versorgungssicherheit und ein koordinierter Prozess der Bilanzierung und länderübergreifenden Leistungsabsicherung dürften in jedem Fall zur Verwirklichung des Binnenmarktes beitragen, auch wenn die tatsächlichen Kosteneinsparungen und der hierzu erforderliche Aufwand schwer zu ermitteln sind. Wir empfehlen die Berücksichtigung dieser Aspekte beim Strommarktdesign.
- Eine Überprüfung der Verfahren der **Leistungsbewertung der Windenergie** scheint sinnvoll, da eine länderübergreifende Leistungsabsicherung deren Potenzial zur Erbringung einer gesicherten Leistung erhöht.
- **Regionale Kooperationen** (z.B. im PLEF-Raum) können als „quick-wins“ dazu dienen, einen Teil des ermittelten Harmonisierungspotenzials zu heben. Diese Zusammenarbeit kann dann schrittweise auf größere Regionen ausgedehnt werden.

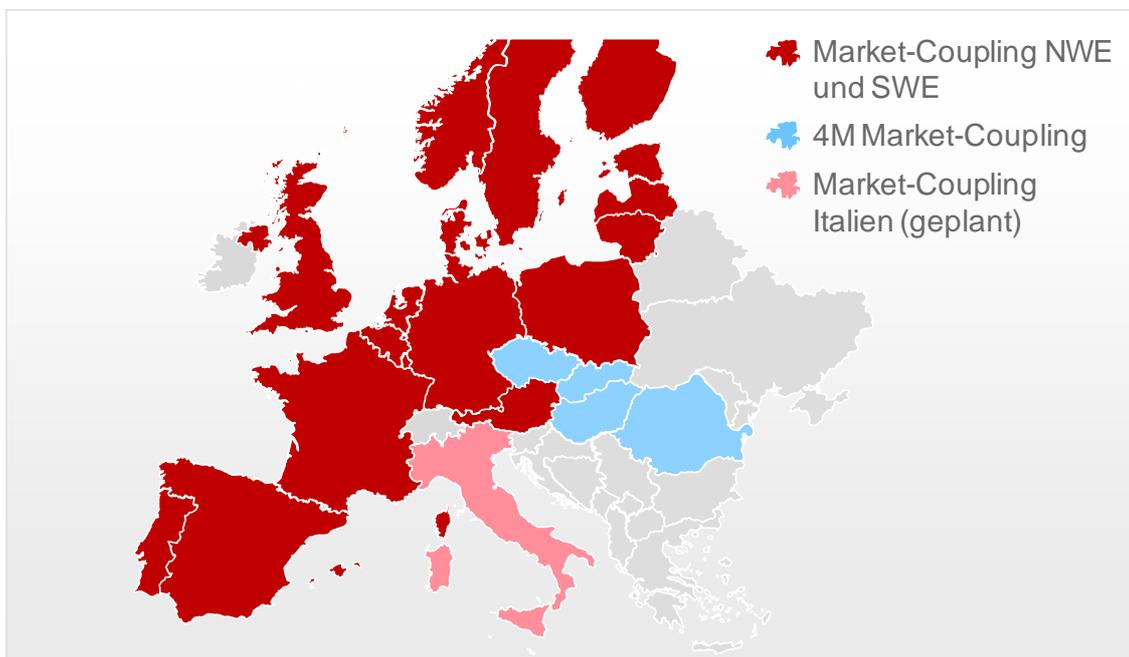
1 Einleitung

1.1 Hintergrund und Aufgabenstellung

Die elektrizitätswirtschaftliche Zusammenarbeit hat in Europa eine lange Tradition, die bereits in die Zeit vor Beginn der Strommarkt-Liberalisierung zurückreicht. Im Jahr 2015 ist die Integration der europäischen Strommärkte weit voran geschritten. Zentraler Bestandteil der Integration ist der grenzüberschreitende **Stromhandel** im Rahmen des **Market Coupling**. Hierdurch wird das 3. Binnenmarktpaket schrittweise umgesetzt und länderübergreifender Stromhandel ermöglicht.

Im Market Coupling sind heute 15 europäische Länder von Portugal bis Finnland über ihre Strommärkte miteinander gekoppelt. Zudem sind Tschechien, die Slowakei, Ungarn und Rumänien im sogenannten 4M-Market-Coupling zusammengefasst. Des Weiteren ist die Integration Italiens in den bestehenden Market-Coupling-Ansatz geplant (vgl. Abbildung 1).

Abbildung 1: Europäische Strommarktintegration 2015: Länder im Market-Coupling



NWE: North Western Europe, SWE: South Western Europe
 Quelle: swissgrid 2015

Gleichwohl verbleiben noch erhebliche potenzielle Wohlfahrtseffekte.³ Ein Indikator für diesen Effekt ist der Strompreisindex ELIX (European Electricity Index), den die Strombörsen EEX und EPEX SPOT SE gemeinsam ermitteln. Der ELIX zeigt den Preis einer Marktsituation ohne Engpässe an den Grenzkuppelstellen.

Im Fokus der Strommarktintegration lag seit je her die Erhöhung der gesamtwirtschaftlichen Wohlfahrt durch den verstärkten grenzüberschreitenden Handel von Strom. Der intensiverte grenzüberschreitende Stromhandel ermöglicht eine effizientere Nutzung verfügbarer Kraftwerkskapazitäten, wodurch insgesamt eine kosteneffizientere Lösung für die gesamte Region resultiert. Ein Beispiel hierfür ist die für beide Seiten Nutzen bringende Kombination unterschiedlicher Erzeugungsarten wie des Wasserkraft-Systems in Skandinavien und der heute noch überwiegend thermischen Stromerzeugung in Mitteleuropa. In zusammengeschlossenen Strommärkten ist in der Regel eine Angleichung der Preise zu beobachten. Der **Nutzen** der stromwirtschaftlichen Zusammenarbeit geht aber über preisinduzierte Wohlfahrtseffekte hinaus. Durch grenzüberschreitende Zusammenarbeit werden die Versorgungssicherheit kurzfristig und langfristig und die Planbarkeit erhöht. Durch die Schaffung größerer Marktgebiete steigt die Liquidität in den Strommärkten und die Stromkunden können von einem breiteren Angebot profitieren.

Der bisherige Fokus auf den **Stromhandel** und die Optimierung der variablen Kosten der Stromerzeugung greift dabei möglicherweise zu kurz: Die **Fixkosten** des Kraftwerksparks stellen einen großen Anteil der Gesamtkosten der Stromerzeugung dar, wodurch in diesem Bereich ebenfalls Effizienzpotenziale zu erwarten sind. Um diese Potenziale heben zu können, müsste jedoch der Prozess der Leistungsabsicherung international harmonisiert werden, der heute überwiegend in Eigenregie der Länder erfolgt.

In Deutschland wird zudem gegenwärtig intensiv über das Design des Strommarkts diskutiert. Im Herbst 2014 wurde das **Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“** des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie veröffentlicht. Das Grünbuch betont die beiden Funktionen des Strommarkts: Die Einsatzfunktion und die Vorhaltefunktion. Gerade die Vorhaltung von Kapazitäten erfordert Grundsatzentscheidungen für die Zukunft.

Das Grünbuch wurde bis Anfang März 2015 öffentlich konsultiert. Der Konsultation folgt ein Weißbuch mit konkreten Maßnahmen. Auch das Weißbuch wird öffentlich konsultiert, wobei sich daran die notwendige Gesetzgebung anschließen wird. Der Welt-

³ Vgl. Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER): Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2013, Ljubljana 2014, S.122, Absatz 288.

energierat - Deutschland e.V. möchte in diesem Zusammenhang auf die **Vorteile einer weiteren Europäisierung des Strommarkts** hinweisen und hat deswegen die Prognos AG beauftragt, eine Untersuchung zu den Chancen und Voraussetzungen einer intensivierten europäischen Integration der Strom- und Leistungsmärkte zu erstellen. Dabei untersucht Prognos die Zusammenarbeit in Europa im Bereich der Leistungsabsicherung, da hier noch vielversprechende Synergiepotenziale vermutet 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. Zentraler Bestandteil der dabei durchgeführten quantitativen Analyse ist die Betrachtung der (Un-)Gleichzeitigkeit von bestimmten Versorgungssituationen im Stromsystem. Treten z.B. Lastspitzen nicht gleichzeitig auf, so wird in Summe über den jeweiligen Verbund weniger Leistung zur Absicherung benötigt. Damit einhergehend wird diskutiert, welche zusätzlichen Voraussetzungen geschaffen werden müssen, um eine derartige Leistungsabsicherung im europäischen Verbund zu gewährleisten.

Ziel der Studie ist es somit abzuschätzen, inwiefern eine länderübergreifende Leistungsabsicherung sinnvoll ist und welche Voraussetzungen hierfür zu schaffen sind.

1.2 Untersuchungsablauf

Die Studie umfasst die folgenden **Arbeitspakete**:

- Einleitend erfolgt eine **Bestandsaufnahme** von Prinzipien der Versorgungssicherheit und der Leistungsabsicherung in einem europäischen Vergleich.
- Im Rahmen einer **quantitativen ex-post-Analyse** werden anschließend Last, erneuerbare Stromerzeugung und darauf aufbauend die Residuallast analysiert. Ziel der Analyse ist die Ermittlung von Potenzialen einer harmonisierten Leistungsbeurteilung. Dabei wird der Zeitraum 2009 bzw. 2010 bis 2014 für den gesamten Untersuchungsraum zu Grunde gelegt.
- In einer **Szenarienanalyse** der Last, der erneuerbaren Stromerzeugung und der Residuallast werden die Potenziale der harmonisierten Leistungsbilanzierung für das Jahr 2030 anhand von Szenarien der ENTSO-E quantifiziert.
- Anschließend erfolgt eine Beschreibung der **Voraussetzungen** für eine länderübergreifende Leistungsabsicherung und damit die Realisierung der ermittelten Potenziale.

- Aus der Analyse der Potenziale und der dafür notwendigen Voraussetzungen werden **Handlungsempfehlungen** abgeleitet.

Die Ergebnisse der ex-post-Analyse (Zwischenbericht des Projekts) flossen zudem in den Grünbuch-Prozess des BMWi ein.

Um die Analysen zu verifizieren, wurden Mitglieder des Weltenergierat - Deutschland e.V. und Mitglieder des Schweizerischen Energierates als **Partner** in die Diskussion der Methodik und der Ergebnisse eingebunden. Die Partner, die die Untersuchung auch finanziell unterstützt haben, waren:

- 50Hertz Transmission GmbH
- Alpiq Holding AG
- Amprion GmbH
- EnBW Energie Baden-Württemberg AG
- E.ON SE
- EWE AG
- RWE AG
- TenneT TSO GmbH
- PricewaterhouseCoopers AG

sowie die Vertreter des Weltenergierat - Deutschland e.V.

Es fanden zwei Workshops mit diesen Partnern statt, in denen die Annahmen und Ergebnisse intensiv auf ihre Plausibilität geprüft wurden. Gleichwohl trägt die Prognos AG die alleinige inhaltliche Verantwortung für die Ergebnisse dieser Untersuchung.

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

Gegenwärtig existiert **keine allgemein gültige Definition** darüber, welche Aspekte Leistungsabsicherung umfasst und wie diese zueinander in Beziehung stehen, obwohl in den meisten Ländern ein bestimmter Prozess der Leistungsabsicherung implementiert ist. Im Rahmen dieser Studie verstehen wir unter Leistungsabsicherung die Sicherung der Verfügbarkeit von Kraftwerks- und Netzkapazitäten unter Berücksichtigung der Notwendigkeit des Bedarfs für diese Kapazitäten.

Ein **idealtypischer Prozess der Leistungsabsicherung** (vgl. Abbildung 2) umfasst die folgenden drei Elemente:

- **Definition des Versorgungssicherheitsniveaus**
Durch die Definition von Versorgungssicherheit für ein bestimmtes geografisches Gebiet wird ein (politisch) gewünschtes Sicherheitsniveau definiert.
- **Durchführung einer Leistungsbilanzierung**
Die Einhaltung dieses Sicherheitsniveaus wird im Rahmen einer Leistungsbilanzierung analysiert. Dabei werden einerseits die verfügbaren Kraftwerkskapazitäten mit der Verbraucherlast verglichen (dies wird im Allgemeinen als *Generation Adequacy* bezeichnet) und es wird üblicherweise in einem weiteren Schritt die Netzinfrastruktur analysiert (im Rahmen einer sogenannten *System Adequacy*). Damit wird der zukünftige Bedarf für Kraftwerkskapazitäten und Netzinfrastruktur ermittelt.
- **Nachfrage nach Kraftwerkskapazität und Netzausbau**
Die induzierte Nachfrage nach Kraftwerkskapazität deckt schließlich den Bedarf für Kraftwerkskapazitäten. Daneben sorgt der notwendige Netzausbau für die Erreichung des angestrebten Versorgungssicherheitsniveaus. Anreizmechanismen für Kraftwerkskapazitäten (und die Flexibilisierung der Stromnachfrage) werden gegenwärtig in Europa intensiv diskutiert und können vielfältige Formen annehmen (z.B. EOM mit/ohne strategische Reserve, dezentrale Leistungsmärkte, zentrale Kapazitätsmärkte)⁴.

⁴ Z.B. wird in Deutschland im Rahmen des Grünbuch-Prozesses eine breite öffentliche Diskussion über das zukünftige Strommarktdesign geführt. Der Grünbuch-Prozess soll zunächst in ein Weißbuch und dann im Herbst 2015 in den Gesetzgebungsprozess münden (vgl. Kapitel 1.1).

Abbildung 2: Prozess der Leistungsabsicherung



Im Fokus des analytischen Teils dieser Studie liegt ein Bilanzierungsansatz (ohne Betrachtung des Stromnetzes), mit dem abgeschätzt werden kann, welche Potenziale der Einsparung gesicherter Leistung aufgrund der Harmonisierung der Leistungsabsicherung zu erwarten sind. In der Analyse der notwendigen Voraussetzungen wird anschließend darauf eingegangen, welche Anpassungen der verschiedenen Elemente des Leistungsabsicherungsprozesses für die Realisierung dieser Potenziale notwendig sind.

Ein konkreter Ablauf des Prozesses der Leistungsabsicherung wie hier beschrieben ist nur in wenigen Ländern derart explizit verankert. In der Praxis weisen die einzelnen Länder deutliche Unterschiede in der Ausgestaltung der Leistungsabsicherung auf, sowohl was die Bedeutung und Zusammenhänge der einzelnen Elemente, als auch was die dabei verwendeten Methoden und Rahmenbedingungen betrifft. Im Folgenden wird auf die einzelnen Elemente der Leistungsabsicherung eingegangen und es werden in aller Kürze wesentliche Grundlagen und länderspezifische Ansätze dazu erläutert.

2.1 Versorgungssicherheit

Versorgungssicherheit ist neben der Wirtschaftlichkeit und der Umweltverträglichkeit ein zentrales Kriterium der Stromversorgung. Im EnWG (Energiewirtschaftsgesetz) Deutschlands wird Versorgungssicherheit in § 1 des Gesetzes zugrunde gelegt:

Zweck des Gesetzes ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht.

Definitionen zur Versorgungssicherheit besitzen im internationalen Vergleich unterschiedliche Ausprägungen. Im Rahmen des

Monitorings der Versorgungssicherheit durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie wird unter Versorgungssicherheit die dauerhafte und nachhaltige Bedarfsdeckung verstanden (BMWi 2014). In anderen Definitionen werden auch Aspekte hinsichtlich der Preise für die Endkunden mit einbezogen und es wird zwischen langfristigen und kurzfristigen Eigenschaften der Versorgungssicherheit unterschieden.

In die Definition von Versorgungssicherheit im **Strombereich** ist meist neben der Sicherung der Versorgung mit Elektrizität auch die Sicherung der Qualität der Versorgung mit eingeschlossen. Darunter sind Aspekte der Sicherung der Spannungsqualität und der Versorgungszuverlässigkeit sowie der kommerziellen Qualität zu verstehen. Im Rahmen der Leistungsabsicherung sind vor allem langfristige Aspekte der Versorgungssicherheit im Sinne einer ausreichenden Stromerzeugung aus gesicherten Kraftwerkskapazitäten und der Verfügbarkeit der dafür notwendigen Netzinfrastruktur relevant.

Die **Verantwortung für Versorgungssicherheit** liegt bei den einzelnen Mitgliedstaaten der EU. Die Basis zum Monitoring der Versorgungssicherheit stellt Artikel 4 der Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates dar:

Die Mitgliedstaaten sorgen für ein Monitoring der Versorgungssicherheit. Soweit die Mitgliedstaaten es für angebracht halten, können sie diese Aufgabe den in Artikel 23 Absatz 1 genannten Regulierungsbehörden übertragen. Dieses Monitoring betrifft insbesondere das Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage auf dem heimischen Markt, die erwartete Nachfrageentwicklung, die in der Planung und im Bau befindlichen zusätzlichen Kapazitäten, die Qualität und den Umfang der Netzwartung sowie Maßnahmen zur Bedienung von Nachfragespitzen und zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Versorger.

Somit erfolgt sowohl die Definition als auch das Monitoring von Versorgungssicherheit in den **Mitgliedsstaaten**. Aufgrund der nationalen Zuständigkeit für Versorgungssicherheit zeigt ein Vergleich zwischen verschiedenen europäischen Ländern wenig überraschend deutliche Unterschiede im angestrebten Niveau an Versorgungssicherheit und im Verständnis davon, welche Bedeutung der Versorgungssicherheit im Leistungsabsicherungsprozess zukommt.

Ein **Vergleich von Fallbeispielen** der Versorgungssicherheitsniveaus in verschiedenen europäischen Ländern zeigt die Heterogenität in dieser Thematik (vgl. Tabelle 1)

Tabelle 1: Vergleich des Status-quo von Versorgungssicherheitsniveaus und deren Bedeutung im Prozess der Leistungsabsicherung

	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 ⁵ < 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

vgl. ENTSO-E 2014a, 50Hertz et al 2014, RTE 2014, TenneT 2014, SPF Economie 2012

⁵ LOLE: Loss of Load Expectation (in Stunden pro Jahr), ist definiert als die Anzahl der Stunden eines Jahres, in der die Last nicht gedeckt werden kann.

2.2 Leistungsbilanzierung

Das **Sicherheitsniveau der Stromversorgung** wird im Rahmen einer Leistungsbilanzierung analysiert. Dabei wird der in einer bestimmten Periode bestehende Kraftwerkspark mit der zu deckenden Verbraucherlast verglichen. In diesem Zusammenhang wird auch oft von *Generation Adequacy* gesprochen. In einer *System Adequacy* wird zusätzlich die Situation im Stromnetz untersucht.

Konventionelle Ansätze der Leistungsbilanzierung vergleichen zu einem bestimmten, eindeutigen Zeitpunkt (meist dem Zeitpunkt der erwarteten Jahreshöchstlast) die verfügbaren Kraftwerkskapazitäten mit der Last. Prinzipiell werden in solchen **deterministischen Ansätzen** von der gesamten installierten Leistung verschiedene Leistungsbestandteile in Abzug gebracht, die nicht als gesicherte Leistung vorausgesetzt werden können. Dies sind insbesondere geplante und ungeplante Kraftwerksausfälle (*Outages*), Revisionen (*Overhauls*), nicht einsetzbare Leistung und mögliche systemnotwendige Kraftwerksreserven (*System Service Reserve*).

Der Wert der einsetzbaren Kraftwerkskapazitäten schwankt insbesondere bei dargebotsabhängigen Erneuerbaren (Wind, Photovoltaik, Wasserkraft) stark und kann je nach Betrachtungszeitpunkt unterschiedliche Werte aufweisen. In einer Leistungsbilanzierung mit einem deterministischen Ansatz wird für diese Erzeugungsanlagen ein bestimmter Erwartungswert der Verfügbarkeit angesetzt (z.B. 1 % für Windenergie im deutschen Leistungsbilanzierungsansatz) und damit die Stochastik vereinfacht abgebildet.

Aufgrund steigender Anteile fluktuierender Erneuerbarer, der stärkeren Strommarktintegration und der höheren Bedeutung von flexibler Nachfrage und Stromspeichern werden konventionelle Methoden der Leistungsbilanzierung vermehrt hinterfragt und **neue Leistungsbilanzierungsansätze** entwickelt. Die wesentlichen Optionen, die hierbei verfolgt werden, sind einerseits die Anwendung probabilistischer Ansätze und andererseits die länderübergreifende Analyse der Leistungsbilanz⁶.

In Abbildung 3 und Abbildung 4 wird ein beispielhafter **Vergleich** der Methodik der ENTSO-E (ENTSO-E 2014a) und der deutschen Leistungsbilanzierungsmethodik (50Hertz et al. 2014) veranschaulicht. Beide Analysedesigns verfolgen in den aktuellen Studien einen Ansatz, der im Allgemeinen als deterministisch bezeichnet wird⁷.

⁶ Beispiel hierfür ist die in Kapitel 4.4 erwähnte Studie der Übertragungsnetzbetreiber für den PLEF-Raum.

⁷ Für die einzelnen Erzeugungstechnologien werden Wahrscheinlichkeitsannahmen getroffen und daher die Stochastik der Erzeugung berücksichtigt, wodurch die Bezeichnung „deterministisch“ etwas irreführend ist. Die hier dargestellte Metho-

Abbildung 3: *ENTSO-E Methodik Leistungsbilanzierung*

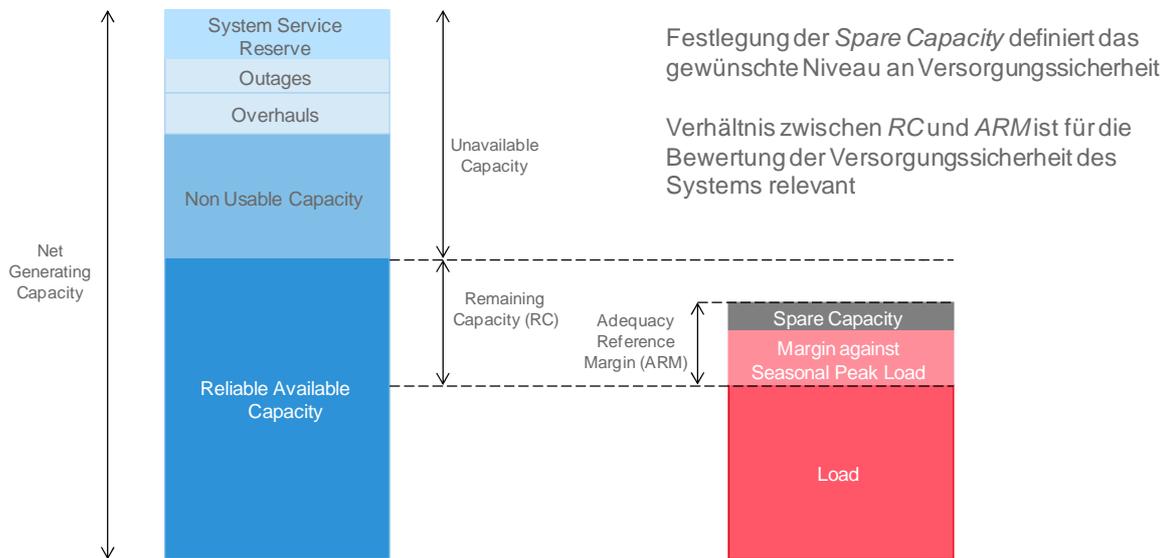
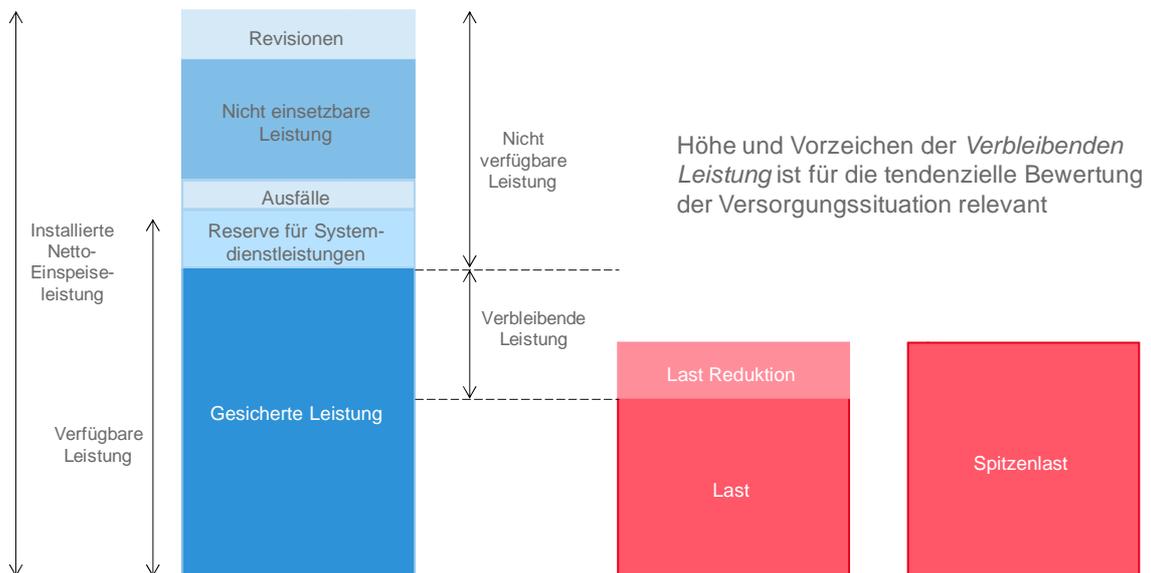


Abbildung 4: *Methodik der Leistungsbilanzierung im Ansatz der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*



Der Vergleich der beiden Ansätze zeigt trotz der grundsätzlich ähnlichen Methodik unterschiedliche **Ausgestaltungsprinzipien**:

dik für Deutschland und die ENTSO-E beschreibt zudem den Status-quo. Neben anderen Akteuren wird auch von den zuständigen Akteuren der ENTSO-E und in Deutschland an neuen Ansätzen der Leistungsbilanzierung gearbeitet.

- Während in der ENTSO-E Methodik die **Systemreserve** nicht als verfügbare Leistung berücksichtigt wird, ist dies in der deutschen Methodik der Fall.
- In der ENTSO-E Methodik wird neben der Marge zur Spitzenlast auch noch die **Spare Capacity** als zusätzliche Sicherheitsmarge berücksichtigt. Dies ist in der deutschen Methodik nicht der Fall.
- Grundsätzlich verfolgen die beiden Ansätze auch ein unterschiedliches **Ziel**: Während die Leistungsbilanzierung in Deutschland nur eine tendenzielle Einschätzung der Versorgungssituation ermöglichen soll, dient der Ansatz der ENTSO-E der grundsätzlichen Analyse des Versorgungssicherheitsniveaus und ist Basis für die System Adequacy-Analyse. Dementsprechend ist der letztgenannte Ansatz insbesondere hinsichtlich der Sicherheitsanforderungen klarer definiert.

In einem **internationalen Vergleich** zeigt sich, dass die Unterschiede bei der Leistungsbilanzierung noch weitreichender sind:

- Während viele Länder und Institutionen deterministische Methoden der Leistungsbilanzierung in verschiedenartiger Ausgestaltung verfolgen (Deutschland, Österreich, Schweiz⁸, ENTSO-E), sind in anderen Ländern probabilistische Ansätze vorzufinden (Frankreich, Belgien, Niederlande).
- Der zeitliche Rahmen der Analysen reicht von 1 bis 3 Jahren (Deutschland) über einen Ausblick von 5 Jahren (Belgien) bis zu Szenarien mit einem Betrachtungszeitraum von bis zu 15 Jahren (ENTSO-E, Frankreich, Niederlande).
- Zudem ist die Bedeutung der Ergebnisse der Leistungsbilanzierung im Prozess der Leistungsabsicherung unterschiedlich, wie schon der Vergleich von Deutschland und der ENTSO-E zeigt.

Somit kann festgestellt werden, dass auch im Bereich der Leistungsbilanzierung länderspezifische Unterschiede bestehen, welche vor allem in der nationalen Zuständigkeit für Leistungsabsicherung begründet sind.

⁸ In der Schweiz wird neben dem Versorgungssicherheitsbericht der Elektrizitätskommission (EiCom 2014) in mehreren Analysen der Zustand des Stromsystems analysiert, beispielsweise in der jährlichen Elektrizitätsstatistik (BFE 2014) und in den Energieperspektiven (Prognos 2012). Diese Studien untersuchen jedoch nicht die Versorgungssicherheit im engeren Sinne, sondern zeigen lediglich bestimmte Versorgungssituationen auf.

2.3 Nachfrage nach Kraftwerkskapazität und Netzausbau

Als letztes Element im Prozess der Leistungsabsicherung wird der **Bedarf an gesicherter Kapazität** gedeckt, der zuvor festgestellt wurde. Darüber hinaus muss die entsprechende **Netzinfrastuktur** bereitgestellt werden. Damit kann idealerweise das geforderte Niveau an Versorgungssicherheit erreicht werden. Insbesondere wenn die Leistungsbilanzierung zeigt, dass das aktuelle Ausmaß an gesicherter Leistung nicht zur Deckung der Last ausreicht, stellt sich die Frage, welche Mechanismen Anreize für Kraftwerkskapazität und die Flexibilisierung der Stromnachfrage gewährleisten können.

Prinzipiell existiert mit dem **Regelleistungsmarkt** ein Mechanismus, welcher der **kurzfristigen Deckung der Stromnachfrage** dient. Allerdings wird der Bedarf an Regelleistung nicht im Rahmen der Leistungsbilanzierung ermittelt, sondern ergibt sich aufgrund (stochastischer) Abweichungen und Prognosefehler in der Stromversorgung.

Die Feststellung des Bedarfs an gesicherter Leistung in **mittelfristiger und langfristiger Sicht** folgt aus der Analyse der Leistungsbilanz. Anreizmechanismen für die Nachfrage nach Kraftwerkskapazität können sowohl der Sicherung des Kraftwerksbestandes als auch des Kraftwerksneubaus sowie der Flexibilisierung der Nachfrage dienen. Mögliche Optionen derartiger Mechanismen reichen von der Ergänzung des bestehenden Marktes mit gezielten Instrumenten (z.B. strategische Reserve und Netzreserve) über Mechanismen auf Basis eines weiterentwickelten Strommarktes (z.B. EOM 2.0) bis hin zu Kapazitätsmärkten (in diversen Ausgestaltungsmöglichkeiten). Investitionen in neue Kraftwerkskapazitäten erfordern im Vergleich zur Sicherung des Kraftwerksbestandes zum Teil lange Vorlaufzeiten, wodurch der Zeithorizont der Wirkung der Anreize von weniger als einem bis hin zu mehreren Jahren liegt.

Anreizmechanismen sind national unterschiedlich geregelt und werden gegenwärtig in mehreren Ländern neu entwickelt und überarbeitet. Über die Vor- und Nachteile verschiedener Optionen wird derzeit in Deutschland und in Europa im Rahmen der Entwicklung des zukünftigen Strommarktdesigns eine intensive Diskussion geführt. An dieser Stelle existiert neben der Einsparung gesicherter Leistung durch die Harmonisierung der Anreizmechanismen ein weiteres mögliches Effizienzpotenzial: Im Falle einer internationalen Harmonisierung könnten jene Kapazitäten und Flexibilitätsoptionen mit den geringsten Kosten länderübergreifend zum Zug kommen. Auf diesen Aspekt wird in der vorliegenden Studie nicht eingegangen. Ein Blick auf die aktuellen Entwicklungen in Europa lässt jedoch eher vermuten, dass die Heterogenität in diesem Bereich zukünftig nicht abnehmen wird.

2.4 Zwischenfazit zum Status-quo

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

- **Versorgungssicherheitsniveaus** sind **national unterschiedlich definiert**. Einige Länder weisen explizite quantitative Zielgrößen auf, während in anderen Ländern nur vage qualitative Formulierungen vorhanden sind. Zudem ist die Berücksichtigung von Kriterien der Versorgungssicherheit in den Leistungsbilanzierungsansätzen unterschiedlich ausgeprägt.
- **Leistungsbilanzierungsansätze** in den einzelnen Ländern weisen **verschiedene methodische Ansätze** auf und deren Bedeutung im Prozess der Leistungsabsicherung ist von deutlichen Unterschieden gekennzeichnet. Zudem fehlt in manchen Ländern gegenwärtig die Anwendung einer Methodik der Leistungsbilanzierung.
- **Anreize für Kraftwerkskapazität und Flexibilitätsoptionen** sind ebenfalls **national definiert**, unterschiedlich ausgestaltet und befinden sich gegenwärtig in Entwicklung, wobei derzeit keine Konsolidierung zu beobachten ist.

Der **Prozess der Leistungsabsicherung insgesamt** ist, was die zuständigen Akteure, den zeitlichen Rahmen und die Ausgestaltungstiefe angeht, im Ländervergleich unterschiedlich ausgeprägt.

3 Methodik und Datenbestand

Im Rahmen des zweiten Arbeitspakets wird die **Residuallast** in den untersuchten europäischen Ländern auf stündlicher Basis ex-post analysiert. Anschließend wird anhand von Szenarien und Sensitivitäten die künftige Entwicklung der Residuallast ermittelt. Die Residuallast bezeichnet die nachgefragte elektrische Leistung abzüglich der fluktuierenden Einspeisung von nicht steuerbaren Kraftwerken wie z.B. Windkraft, PV und Laufwasserkraft. Sie stellt also die Restnachfrage dar, welche von regelbaren Kraftwerken, wie z.B. Kernkraft, Kohle und Erdgas, gedeckt werden muss. Ist weniger Residuallast zu decken, sind im Rahmen der Leistungsabsicherung weniger gesicherte Kapazitäten vorzuhalten.

Die ex-post-Analyse der Residuallast erfordert die Schritte Lastanalyse und Aufkommensanalyse erneuerbarer Energien. Die ex-post-Analyse zeigt, wie stark die **Gleichzeitigkeit der Last** in den untersuchten Ländern ausgeprägt ist. Je niedriger die Gleichzeitigkeit, desto eher ergeben sich Einsparpotenziale bei einer länderübergreifenden Leistungsabsicherung.

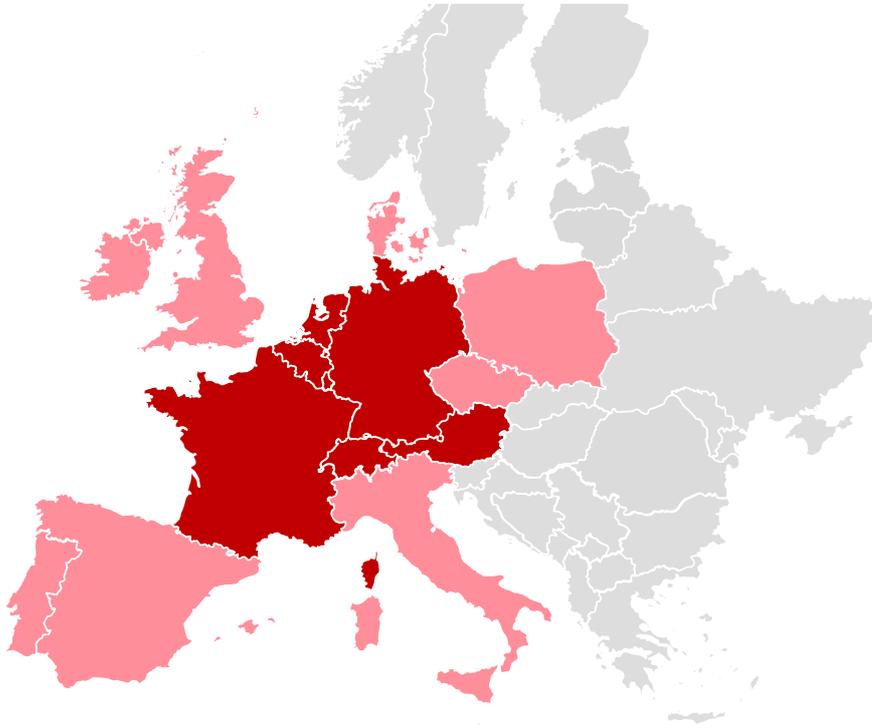
Die anschließenden **Szenarien** machen transparent, wie sich bis zum Jahr 2030 die Residuallast entwickeln könnte. Hierdurch können die Potenziale der gemeinsamen Leistungsabsicherung quantitativ abgeschätzt werden.

3.1 Methodik der ex-post-Analyse

Die ex-post-Analyse der Last, der Einspeisung der Erneuerbaren und der Residuallast wurde für 15 europäische Länder durchgeführt, wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt. Das Harmonisierungspotential einer gemeinsamen Bilanzierung wurde dabei für die zwei Ländergruppen „PLEF“¹⁰ (DE, BE, NL, LU, FR, AT, CH) und „(gesamter) Untersuchungsraum“ („UR“: PLEF + PL, IT, UK, ES, DK, CZ, PT, IE) ermittelt.

¹⁰ Im 2005 gegründeten Pentilateralen Energieforum arbeiten unter dem Vorsitz der zuständigen Ministerien Regulatorische Behörden, Netzbetreiber, Strombörsen und weitere Marktakteure aus den Beneluxstaaten, Deutschland, Frankreich, Österreich und der Schweiz zusammen, um die regionale Strommarktintegration weiterzuentwickeln.

Abbildung 5: Abgrenzung des Untersuchungsraums



Hinweis: Es werden zwei Ländergruppen definiert: PLEF (rot; DE, BE, NL, LU, FR, AT, CH) und Untersuchungsraum (UR; rosa; PLEF + PL, IT, UK, ES, DK, CZ, PT, IE)

In einem ersten Schritt wird die **vertikale Netzlast** der betrachteten Länder im Zeitraum 2009-2014¹¹ ausgewertet. Als Datengrundlage diente die „ENTSO-E statistical database“¹². Die vertikale Netzlast bezeichnet die Leistung, die von den Übertragungsnetzbetreibern an die Verteilnetzbetreiber übergeben wird. Nicht enthalten sind allerdings Lasten der Arealnetzversorgung und des Eigenverbrauchs, da diese nicht über die Übertragungsnetze der TSO fließen. Die vertikale Last wurde in der Folge auf Monatsbasis auf den monatlichen Nettostromverbrauch (detailed monthly production; ENTSO-E) skaliert, so dass eine plausible Schätzung für die jeweilige Gesamtleistung der Länder vorliegt¹³.

Um die Einsparmöglichkeiten durch gemeinsame Nutzung der Synergiepotenziale bei der Leistungsabsicherung zu nutzen, sind

11 Für die Länder UK, DK und IE beschränkt sich die Datenanalyse auf die Jahre 2010-2014

12 Datenlücken (UK: Januar 2010, AT: Dezember 2014, LU: Oktober-Dezember 2014) wurden anhand statistischer Verfahren (Regressionsanalyse mit Nachbarländer) ergänzt.

13 Dieser Ansatz ist pragmatisch und hat den Vorteil, dass die Struktur der vertikalen Last unverändert bleibt. Er tendiert jedoch dazu, die Höchstlasten unter Umständen leicht zu überschätzen. Die dadurch entstehende Unsicherheit kann im Gesamtkontext der Studie, vor allem im Hinblick auf die Angabe von „Bandbreiten“ in den Szenarien, aber als gering eingestuft werden.

zwei Konzepte zu vergleichen, die ein unterschiedliches Maß an europäischer Integration abbilden.

Konzept I: „Nationale Bilanzierung“

In diesem Konzept ist davon auszugehen, dass die Leistungsabsicherung in den betrachteten Ländern weitgehend national verläuft. Es entspricht somit mehr oder weniger dem Status-quo.

Konzept II: „Verbund-Bilanzierung“

In diesem Konzept wird davon ausgegangen, dass die in Kapitel 5 beschriebenen Voraussetzungen erfüllt sind und die Synergieeffekte aus einer europäischen Integration der Leistungsabsicherung gänzlich gehoben werden können. Dies umschließt die Annahme einer Stromübertragung ohne Engpässe (Konzept „Kupferplatte“).

Die Einsparmöglichkeit auf der Lastseite wurde anhand dieses Konzeptvergleichs analysiert. Dabei gilt:

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

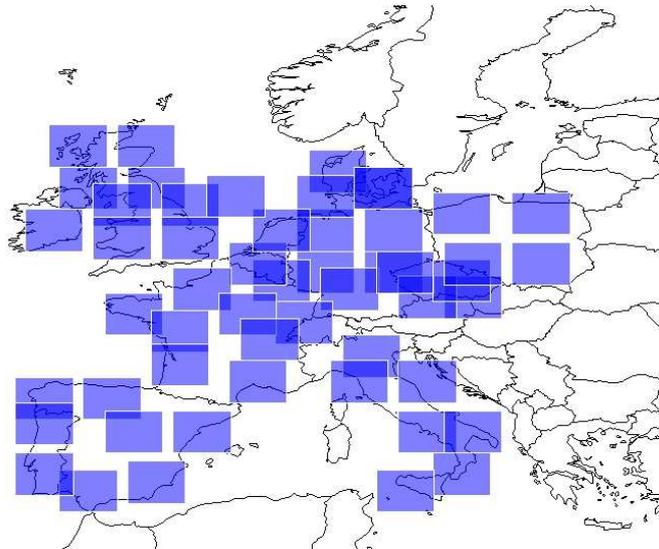
Das Potenzial einer europäischen Integration der Strom- und Leistungsmärkte kommt nicht nur durch eine Glättung der Lastkurve zum Ausdruck, sondern auch bei der Einspeisung der wetterabhängigen Erneuerbaren. Die starke Fluktuation von Wind, PV und Laufwasser kann durch eine Verbund-Bilanzierung verstetigt werden, so dass Erneuerbare einen größeren Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können.

In einem zweiten Schritt wird deshalb die **Einspeisung der fluktuierenden Erneuerbaren**, also Wind, PV und Laufwasser, in den untersuchten Ländern analysiert. Die Datenverfügbarkeit ist gegenüber der Last deutlich eingeschränkt, da eine systematische mehrjährige Erhebung der erneuerbaren Einspeisungen nur für die wenigsten Länder vorliegt. Tabelle 2 zeigt, für welche Länder und Jahre stündliche Einspeisereihen für Windenergie und PV durch die TSOs veröffentlicht und in dieser Studie verwendet wurden.

Um eine aussagekräftige ex-post-Analyse der Residuallast durchzuführen, wurden die **Datenlücken** synthetisch anhand von installierter Leistung und Wetterdaten auf stündlicher Basis modelliert. Dafür wurde der in stündlicher Auflösung vorliegende Reanalyse-Wetterdatensatz NASA GES DISC verwendet. Die Parameter Windgeschwindigkeit (50 Meter über Boden) und Globalstrahlung sind auf einem Gitternetz mit einer räumlichen Auflösung von $0,67^\circ \times 0,5^\circ$ (in Mitteleuropa ca. 50×50 km) für ganze Europa verfügbar (siehe Abbildung 27 im Anhang). Um Datenlücken in Ländern mit eigener historischer Einspeisereihe zu füllen, wurden länderspezifische Leistungskennlinien der Windenergie (Wind Power Curves) geschätzt, die den Zusammenhang zwischen Windge-

schwindigkeit und Stromerzeugung aus den Erneuerbare-Energien-Anlagen herstellt. Die Leistungskennlinien ließen sich anhand der Jahre, in denen Wetterdaten und Einspeisedaten (Load Factors) vorlagen, mit einem Polynom approximieren. Die Modellierung erfolgte in einem top-down-Ansatz in 53 Regionen mit einer räumlichen Auflösung von ca. 280 x 280 km, wie in Abbildung 6 dargestellt.

Abbildung 6: Modellierung der stündlichen Wind- und PV-Einspeisung nach Regionen



Für Länder **ohne historische Einspeisereihen** musste die gesamte ex-post-Periode synthetisch modelliert werden. Da in diesem Fall keine länderspezifische Leistungskennlinie geschätzt werden kann, wurde eine mittlere Leistungskennlinie über alle verfügbaren Einspeisereihen der übrigen Länder und der jeweiligen Wetterdaten approximiert. Die Wetterdaten und Daten zur installierten Leistung der Erneuerbaren waren jedoch in allen untersuchten Ländern verfügbar, so dass mit Hilfe der mittleren Leistungskennlinie auch für Länder ohne historische Daten synthetische Einspeisereihen modelliert werden konnten.

Historische Einspeisereihen der **Windenergie** waren eher verfügbar als solche der **PV-Einspeisung**. Insgesamt mussten somit deutlich mehr PV-Einspeisereihen synthetisch modelliert werden. Auch die **Laufwasserkraft** muss als fluktuierende erneuerbare Erzeugung betrachtet werden. Die Fluktuationen auf Länderebene treten im Gegensatz zu Wind und PV primär nicht auf Stunden- oder Tagesbasis auf, sondern vor allem auf einer monatlichen und saisonalen Ebene auf. Für die Jahre 2010-2013 wies ENTSO-E unter der Kategorie „detailed monthly production“ die Laufwasserkraftwerkserzeugung aus. Diese wurde auf Stundenbasis für alle Länder interpoliert. In den Jahren 2009 und 2014 mussten statisti-

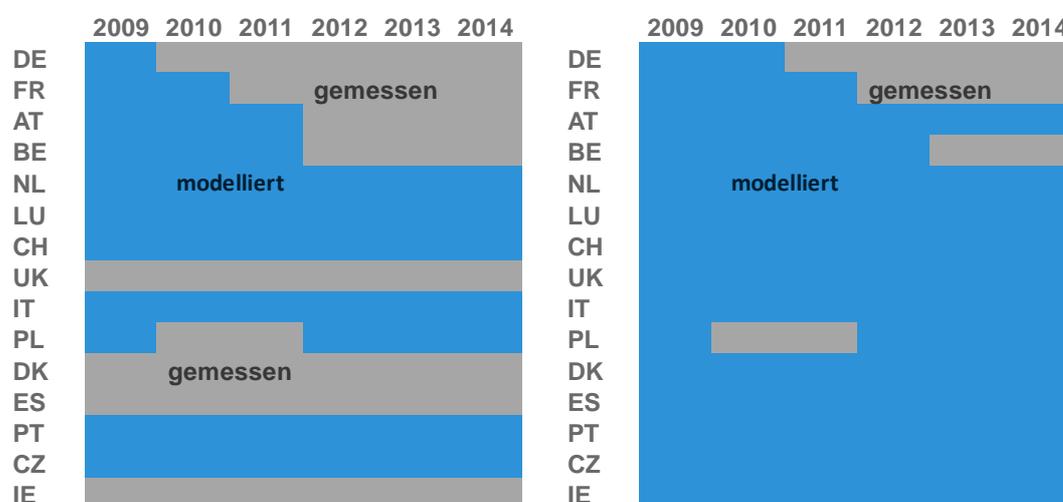
sche Zusammenhänge zwischen der gesamten Wasserkrafterzeugung und der Laufwasserkrafterzeugung aus der Periode 2010-2013 genutzt werden, um stündliche Profile synthetisch zu generieren. Für Österreich und die Schweiz wurden monatliche Statistiken zur Laufwasserkraft (AT, e-control: Betriebsstatistik; CH, BfE: Elektrizitätsstatistik) verwendet.

Die **stündlichen Einspeisezeitreihen** für Windenergie, PV und Laufwasserkraft der Periode 2009-2014 bestehen wenn immer möglich aus **beobachteten** „gemessenen“ Daten. Fehlende Jahre oder Länder wurden anhand der beschriebenen Methodik mit Hilfe von historischen, stündlichen Gitter-Wetterdaten synthetisch erzeugt und ergänzen die „gemessenen“ Daten. Die somit entstandene stündliche „Hybrid-Einspeisezeitreihe“ erlaubt eine aussagekräftige ex-post-Analyse.

Im dritten Schritt wurde die stündliche Residuallast aus der Subtraktion von Last und erneuerbarer Leistung für alle 15 untersuchten Länder ermittelt. Die dargebotsabhängige Produktion der fluktuierenden Erneuerbaren kann durch eine Verbund-Bilanzierung verstetigt werden, so dass Erneuerbare einen größeren Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können. Die Einsparmöglichkeiten wurden auch hier mit dem oben beschriebenen Konzeptvergleich „nationale Bilanzierung“ zu „Verbund-Bilanzierung“ quantifiziert. Die Residuallast zeigt in beiden Konzepten, welche konventionelle Kraftwerksleistung vorgehalten werden muss. Dabei gilt:

Die Summe der residualen Lastdauerlinien aller Länder eines Verbunds ist nicht gleich der (zeitgleichen) Residuallastdauerlinie des Verbunds.

Tabelle 2: Verfügbarkeit von stündlichen Einspeisezeitreihen für Wind (links) und PV (rechts) nach Ländern 2009-2014



3.2 Methodik der Szenariensimulationen

Neben der ex-post-Analyse der Jahre 2009-2014 wurden **Szenarien** („Sensitivitäten“) für das Stichjahr 2030 simuliert. Dabei muss in einem ersten Schritt der Strombedarf sowie der Ausbaupfad für erneuerbare Energien in den untersuchten Ländern festgelegt werden. Hinsichtlich Strombedarf und der erneuerbaren Energien sind die aktuellen Zielvorgaben der Europäischen Union zu beachten (EU 2014). Demnach soll der Anteil der erneuerbaren Energien am Energieverbrauch bis zum Jahr 2030 27 % erreichen. Für den Strombereich bedeutet das eine Zielvorgabe von mind. 40 % für das Jahr 2030. Im Rahmen dieser Studie wurden deshalb gängige Strombedarfs- und Ausbaupfade für Erneuerbare verwendet, welche die Zielerreichung auf europäischer Ebene sicherstellt. Als Grundlage hierfür dienen die Szenarien der europäischen Netzbetreiber im Rahmen des ENTSO-E Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF). Die SO&AF unterscheidet vier Visionen für das Jahr 2030: Vision 1 „Slow Progress“, Vision 2 „Money Rules“, Vision 3 „Green Transition“, Vision 4 „Green Revolution“. Im Rahmen dieser Studie wurden die folgenden zwei der vier Visionen für die Szenarienberechnungen 2030 berücksichtigt:

- Vision 1 (V1): „Slow Progress“
- Vision 3 (V3): „Green Transition“

Die installierte Leistung von Windenergieanlagen und PV-Anlagen ist in Tabelle 3 und Abbildung 7 dargestellt.

Um das Jahr 2030 in den Szenarien auf stündlicher Basis abzubilden, müssen **stündliche Lastkurven** und stündliche Einspeisung der Erneuerbaren zeitlich aufeinander passen. Die Szenarien 2030 wurden deshalb auf Basis der ex-post-Jahre 2009-2014, aus denen die Struktur der Last und das stündliche Wetter bekannt sind, simuliert. Das Jahr 2030 wurde in der weiteren Analyse immer mit allen ex-post-Wetterjahren 2009-2014 simuliert.

Die stündliche Last wurde gemäß der Höchstlast in der ex-post-Periode 2009-2014 auf die Höchstlast der V1 resp. V3 skaliert. Die Werte sind in Tabelle 4 und Abbildung 8 zusammengefasst.

Tabelle 3: *Installierte Windenergie- und PV-Leistung 2014 und gemäß Szenario V1 und V3 in 2030*

Wind [GW]	2014	2030 V1	2030 V3	PV [GW]	2014	2030 V1	2030 V3
DE	40,5	59,3	85,0	DE	38,9	55,1	68,8
FR	9,3	20,0	40,0	FR	5,3	12,0	30,0
NL	3,1	6,0	12,0	NL	1,0	4,0	8,0
BE	2,0	4,8	8,5	BE	3,2	4,0	5,7
LU	0,1	0,1	0,1	LU	0,1	0,2	0,3
AT	2,1	3,3	5,5	AT	0,8	0,9	3,5
CH	0,1	0,5	0,9	CH	1,1	1,1	3,0
PL	4,6	8,4	10,0	PL	0,0	0,5	1,0
IT	8,6	15,2	15,7	IT	18,5	30,0	42,0
UK	12,0	27,6	47,0	UK	4,5	4,6	8,0
ES	23,0	35,2	48,0	ES	7,2	16,4	24,3
DK	4,9	6,9	10,5	DK	0,6	1,0	3,0
CZ	0,3	0,7	1,4	CZ	2,2	2,5	3,0
PT	5,2	5,3	6,3	PT	0,3	0,6	0,7
IE	2,4	4,0	5,7	IE	0,0	0,0	0,1

Abbildung 7: *Installierte Windenergie- und PV-Leistung ex-post 2009-2014 und gemäß Szenario V1 und V3 in 2030 im Untersuchungsraum*

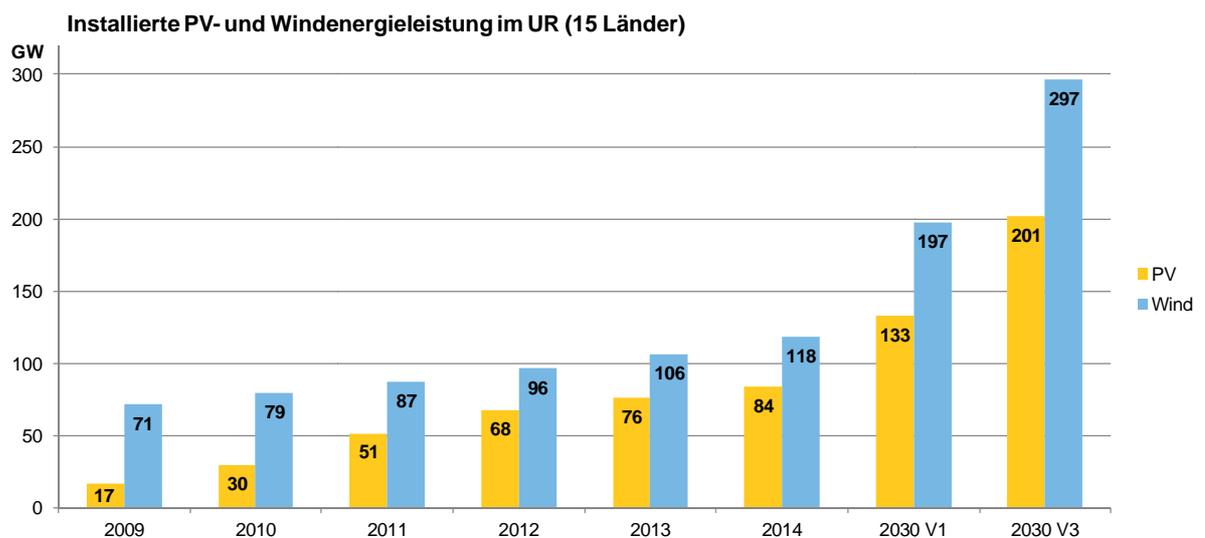


Tabelle 4: *Entwicklung der nationalen Höchstlast im PLEF und Untersuchungsraum*

[GW]	Ex-post 2009-2014	2030 V1	2030 V3
DE	92,2	91,9	103,3
FR	102,2	81,0	87,8
NL	20,2	16,4	21,9
BE	14,3	14,2	15,6
LU	1,2	1,2	1,5
AT	12,0	10,9	13,4
CH	10,9	9,0	10,8
PL	23,5	26,7	32,0
IT	57,4	53,3	65,2
UK*	65,8	56,7	60,1
ES	45,6	51,1	59,9
DK*	6,4	6,2	7,6
CZ	10,8	11,6	13,2
PT	9,5	9,1	10,6
IE*	5,1	4,8	5,2

Hinweis: Grün eingefärbte Felder zeigen eine Senkung der Höchstlast gegenüber der ex-post-Periode, rote eine Erhöhung.

* abweichender ex-post-Zeitraum: 2010-2014

Die **Modellierung der Einspeisung** aus Erneuerbaren in den Szenarien 2030 erfolgte gemäß den beiden Ausbauvisionen V1 und V3 der SO&AF in 53 Regionen aus 15 Ländern. Dabei wurden zwei verschiedene Zubauregime simuliert. Im ersten simulierten Regime erfolgte der Zubau proportional zum heutigen Anlagenbestand: „Wo heute bereits viele Anlagen stehen kommen auch in Zukunft viele neue hinzu“. In einem zweiten Regime, welches ausschließlich für die Windenergie simuliert wurde, erfolgte der Zubau gleichmäßig über die Regionen der einzelnen Länder. Um den technologischen Fortschritt abzubilden, wurde die Windenergieeinspeisung in allen 53 Regionen und für beide Zubauregime mit zwei unterschiedlichen Windenergie-Leistungskennlinien modelliert. Einer Status-quo Leistungskennlinie der Windenergie und einer modernen Leistungskennlinie, wobei die moderne Leistungskennlinie bei zunehmender Windgeschwindigkeit schneller ihre

Nennleistung erreicht und dadurch einen höheren Windertrag vorweist. Alle acht Rekombinationen (zwei Zubaupfade, zwei Zubauregime, zwei Leistungskennlinien) wurden jeweils mit allen sechs ex-post-Wetterjahren 2009-2014 gerechnet. Wie in Abbildung 9 dargestellt, wurden im Rahmen dieser Studie pro SO&AF-Vision 24 Sensitivitäten simuliert, **insgesamt also 48 Sensitivitäten**. Die Resultate werden in Kapitel 4 jeweils für den PLEF- und den gesamten Untersuchungsraum (15 Länder) angegeben¹⁴.

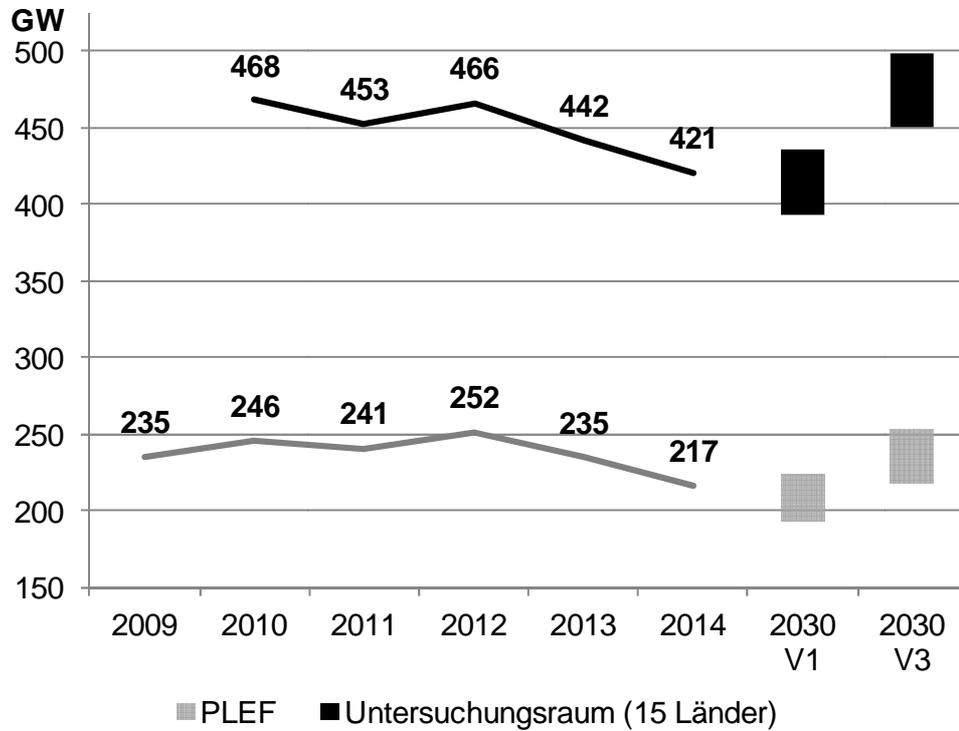
Die Status-quo und die moderne Windleistungskennlinie wurde, da auf ein Kohortenmodell verzichtet wurde, jeweils auf Bestand und Zubau angewendet. Somit ist es in einzelnen Fällen möglich, dass sich Leistungskennlinien einzelner Länder in den Szenarien 2030 gegenüber der ex-post-Periode leicht verschlechtern und der Windertrag somit kleiner ausfällt. Da zukünftig unter Umständen auch weniger gut geeignete Standorte für neue Windenergieanlagen berücksichtigt werden müssen, erscheint diese Beobachtung nicht abwegig. Die Sicherheitsmarge der gewählten Leistungskennlinien der Windenergie wird dadurch auf jeden Fall hoch.

Anhand der Windenergie-Leistungskennlinien, der Wetterdaten und der installierten Leistung, konnten die **stündlichen Einspeisereihen** der Erneuerbaren in den 48 Sensitivitäten für 2030 modelliert werden. Die PV-Einspeisereihen 2030 wurden für zwei Szenarien V1 und V3 in den Regionen erzeugt. In der Laufwasserkraft waren die Unterschiede zwischen V1 und V3 relativ klein, so dass nur ein Szenario (V3) berücksichtigt wurde.

Für jedes **Wetterjahr** (Basis: 2009-2014) konnte in der Folge durch Subtraktion der stündlichen Einspeiseprofile der Erneuerbaren von der Last 2030 die stündliche Residuallast berechnet werden. Somit lag die stündliche Residuallast in 48 Sensitivitäten (2 SO&AF-Visionen, 2 Zubauregime, 2 Windenergie-Leistungskennlinien und 6 Wetterjahre) vor und bildet eine aussagekräftige Basis für die vorliegende Studie.

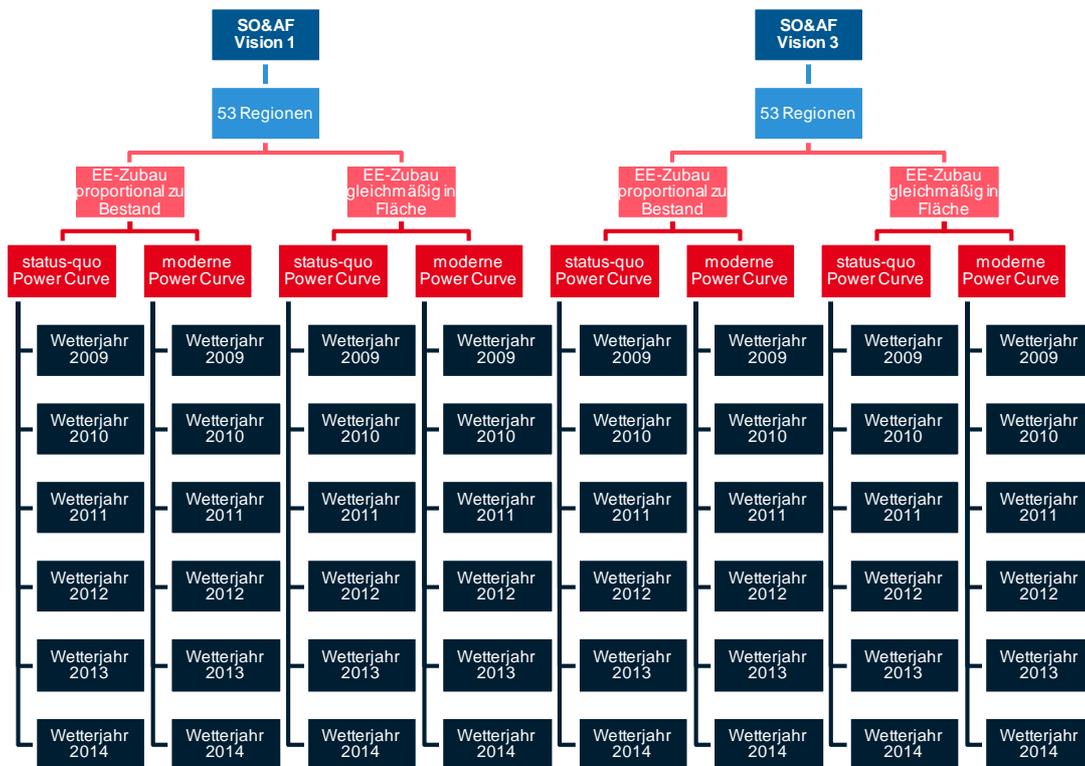
¹⁴ Für den PLEF-Raum standen sechs ex-post-Jahre (2009-2014) zur Verfügung. Für den gesamten Untersuchungsraum fünf (2010-2014). Für den Untersuchungsraum wurden somit 20 Szenarien pro Vision und 40 Szenarien insgesamt berechnet.

Abbildung 8: Entwicklung der Summe der nationalen Höchstlasten im PLEF und Untersuchungsraum



Hinweis: Entwicklung der Summe der nationalen Höchstlasten im PLEF und UR im ex-post-Zeitraum sowie in den Szenarien 2030 V1 und V3. Die Bandbreite der Balken gibt das Minimum und Maximum an basierend auf den Wetterjahren der ex-post-Periode.

Abbildung 9: Szenariensimulation der Windenergie („Sensitivitäten“)



Hinweis: Für beide Zubaupfade (SO&AF V1 und V3) wurde die Windenergieeinspeisung in 53 Regionen aus 15 Ländern mit zwei unterschiedlichen Zubauregimen, zwei unterschiedlichen Wind Power Curves (Leistungskennlinien) und für sechs verschiedene Wetterjahre modelliert.

4 Ergebnisse der ex-post-Analyse und der Szenariensimulation

4.1 Analyse der Last

Die Last eines Landes weist einen charakteristischen **Tages-, Wochen- und Jahresverlauf** auf. Der Tagesgang der Last ist geprägt durch tiefere Werte in der Nacht und höhere Werte am Tag und ist stark abhängig von der Tageslänge. Während im Winter in Mitteleuropa eine Doppelspitze (hoher Strombedarf am Morgen und Abend, vor allem durch Beleuchtung) in der Lastkurve zu beobachten ist, zeigt sich im Sommer tendenziell nur eine (Mittagspitze). Das Niveau der Last ist an Arbeitstagen deutlich höher als an Wochenenden und Feiertagen. Gut zu erkennen sind auch typische Ferienwochen mit deutlich reduzierter Last wie die Tage um Ferragosto (15. August) in Italien. Die Temperaturabhängigkeit der Last ist vor allem im Jahresverlauf gut zu erkennen, jedoch nicht in allen Ländern gleich stark. Während in **Frankreich** das allgemeine Niveau der Last im Winter um rund 40 % höher liegt als im Sommer, ist der Jahresgang in **Deutschland** deutlich weniger stark ausgeprägt, wobei die höchste Jahreslast ebenfalls an kalten Wintertagen auftritt. In **Italien** hingegen tritt die Jahreshöchstlast regelmäßig im Sommer vor Ferragosto auf, wenn Klimaanlage auf Hochtouren laufen.

Die wichtigsten **Einflussfaktoren** der Last wirken in vielen europäischen Ländern gleichzeitig, so dass die Gleichzeitigkeit der Last im Untersuchungsraum relativ hoch ist (rote Ellipsen in Abbildung 11). Unterschiede in der wirtschaftlichen Struktur zwischen den Ländern, Unterschiede des Lebensstils, unterschiedliche Heizungsstrukturen, unterschiedliche Witterung, Zeitverschiebungen etc. werden durch Ungleichzeitigkeiten ersichtlich (blaue Ellipsen in Abbildung 11). Abbildung 12 zeigt die Kreuzkorrelation der Last zwischen Frankreich und Großbritannien in den Jahren 2011-2013. Die höchste Korrelation tritt mit einer Stunde Verschiebung auf. Der Arbeitsalltag beginnt in beiden Ländern zur gleichen lokalen Uhrzeit, in Echtzeit sind sie aber eine Stunde verschoben. Diese Ungleichzeitigkeit birgt bereits ein Synergiepotenzial bei gemeinsamer Bilanzierung.

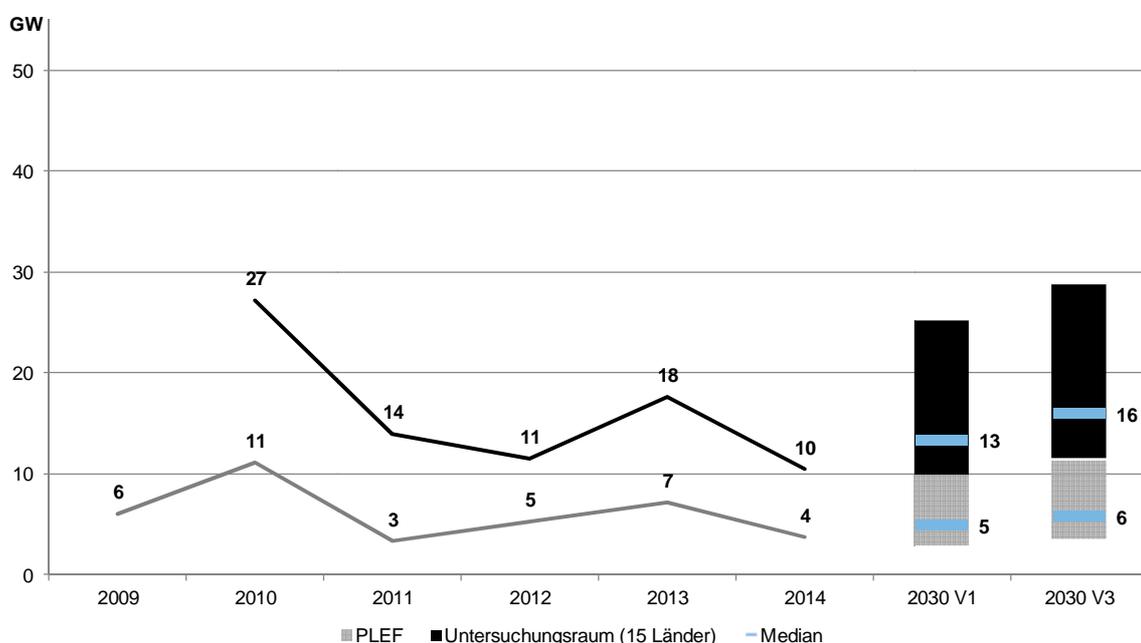
Die **Höchstlasten** in den 15 betrachteten europäischen Ländern treten nicht gleichzeitig auf. Gleichwohl gibt es eine hohe Ähnlichkeit der Verbrauchsmuster und somit eine enge zeitliche Korrelation des hohen Leistungsbedarfs. Die Summe der nationalen Höchstlasten in der ex-post-Periode 2009-2014 sowie für die Szenarien sind in Abbildung 8 in Kapitel 3.2 dargestellt.

Abbildung 10 zeigt den **Nutzen einer gemeinsamen Bilanzierung** der Höchstlast im PLEF- sowie im gesamten Untersuchungs-

raum (UR) der 15 Länder. Die Verbundlast des PLEF lag 2009-2014 um 3 bis 11 Gigawatt (1,2 % bis 4,5 % der Summe der nationalen Höchstlasten), die Verbundlast des gesamten UR (inkl. PL, IT, UK, ES, DK, CZ, PT, IE) um 10 bis 27 Gigawatt (2,5 % bis 5,8 %) unter der Summe der nationalen Bilanzen.

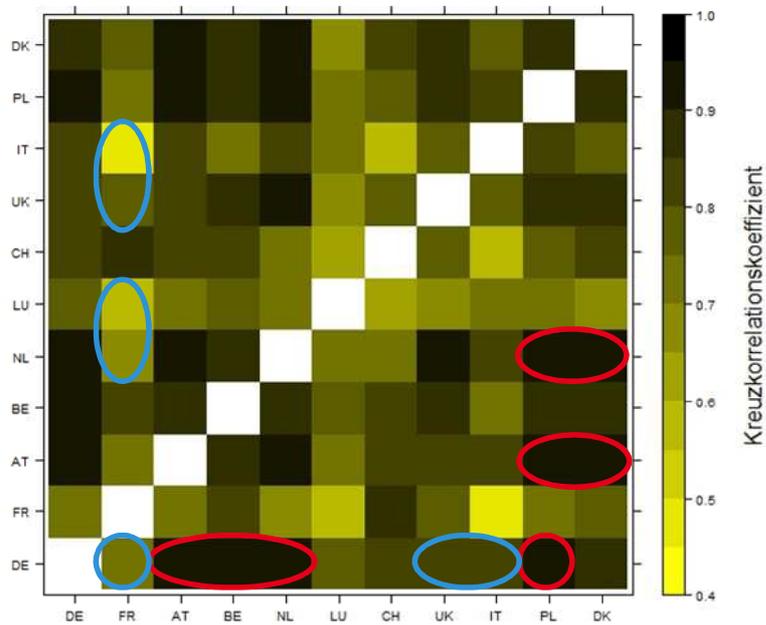
Dieses **Synergiepotenzial** bleibt in den Szenarien V1 und V3 im Jahr 2030 bestehen, wird aber kaum größer. Die Gründe dafür sind, dass die Höchstlast im Szenario V1 in vielen Ländern sinkt, resp. in Szenario V3 nicht erheblich ansteigt und die Struktur der stündlichen Last unverändert bleibt (siehe Methodik der Szenariensimulationen in Kapitel 3.2). Die Verbundlast des PLEF liegt gemäß Szenario V1 im Jahr 2030 je nach zugrundeliegendem Wetterjahr (2009-2014) um 3 bis 10 Gigawatt (Median: 4,8 Gigawatt), die Verbundlast des gesamten UR um 10 bis 25 Gigawatt (Median: 13,3 Gigawatt) unter der Summe der nationalen Bilanzen. Die Werte erhöhen sich im Szenario V3 im Jahr 2030 auf 4 bis 11 Gigawatt (Median: 5,7 Gigawatt) für den PLEF-Raum und auf 12 bis 29 Gigawatt (Median: 15,9 Gigawatt) für den gesamten UR, wie in Abbildung 10 ersichtlich.

Abbildung 10: Reduktion der Jahreshöchstlast durch gemeinsame Bilanzierung im PLEF und Untersuchungsraum gegenüber nationaler Bilanzierung 2009(10)-2014 und 2030



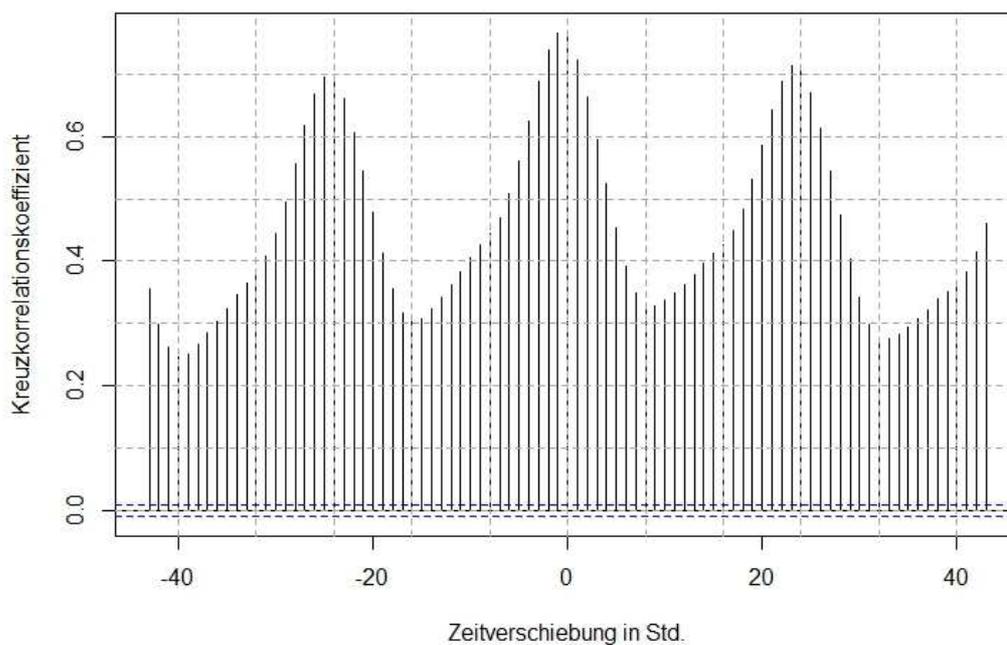
Hinweis: Die Bandbreite in den Szenarien kommt durch die verschiedenen Wetterjahre zustande.

Abbildung 11: Gleichzeitigkeitsanalyse der Last 2011-2013



Hinweis: Die Farblegende (gelb bis schwarz) gibt den Kreuzkorrelationskoeffizient zwischen zwei Ländern ohne zeitliche Verschiebung an. Dunkle Felder deuten auf eine hohe Gleichzeitigkeit der Last zwischen zwei Ländern (höchste Werte mit roten Ellipsen hervorgehoben), helle Felder deuten auf eine gewisse Ungleichzeitigkeit der Last zwischen zwei Ländern (blaue Ellipsen). Die Abbildung wird auf der weißen Diagonale gespiegelt.

Abbildung 12: Gleichzeitigkeit der Last 2011-2013. Kreuzkorrelation zwischen Frankreich und Großbritannien



4.2 Analyse der Erneuerbaren

Die **Einspeisung von Windenergie, PV und Laufwasser** ist starken **Fluktuationen** ausgesetzt. In einer windstillen Nacht speisen Windenergie und PV lokal überhaupt keinen Strom ins Netz ein. Fluktuierende Erneuerbare können deshalb auf nationaler Ebene kaum gesicherte Leistung erbringen. Im Verbund mit Nachbarländern steigt die Verfügbarkeit von fluktuierenden Erneuerbaren durch Ausgleichseffekte rasch an. Je größer der harmonisierte Verbund, desto mehr gesicherte Leistung können Erneuerbare leisten. Durch eine Bilanzierung im Verbund können lokale Windflauten ausgeglichen und die Tageslänge zwischen Sonnenaufgang in Osteuropa und Sonnenuntergang in Westeuropa verlängert werden.

Die **Dimensionierung des Stromsystems** erfolgt auf den Zeitpunkt der Höchstlast. Entscheidend ist deshalb wie viel gesicherte Leistung durch Erneuerbare zur Stunde der Höchstlast mit einem länderübergreifenden Ansatz bei der Leistungsbilanzierung zur Verfügung steht.

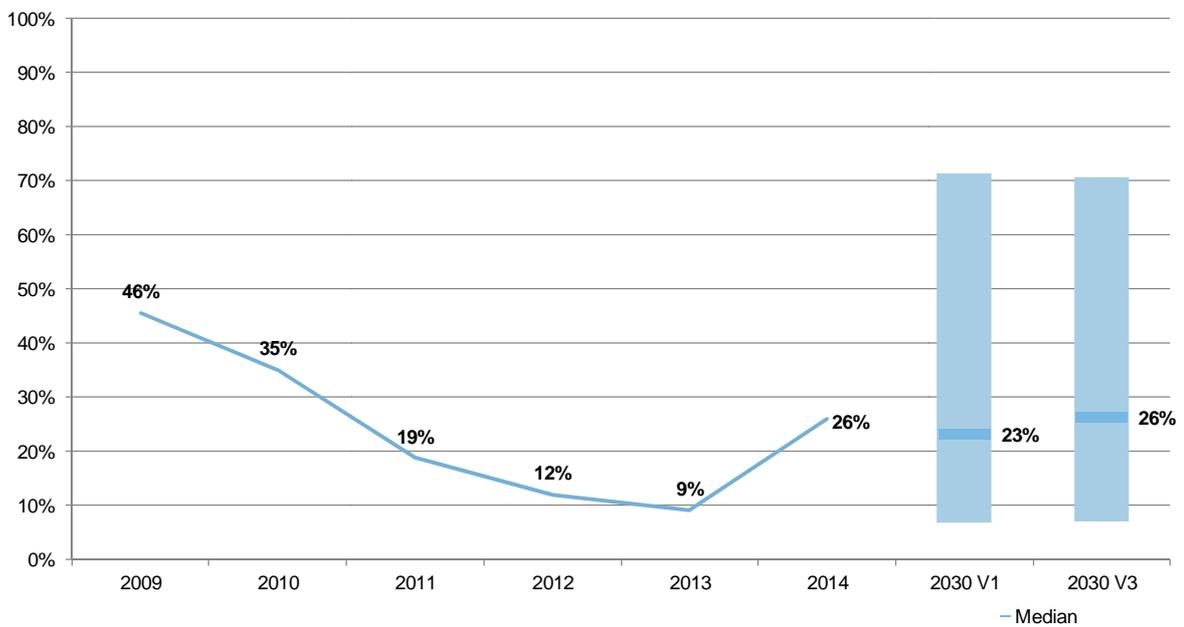
Die Analysen zeigen, dass die **Windeinspeisung** zur Stunde der Verbund-Jahreshöchstlast im PLEF-Raum zwischen 2009-2014 nie unter 9 % (2013) der installierten Leistung lag, im besten Fall sogar bei über 45 % (2009). In absoluten Zahlen ausgedrückt wurde im PLEF-Raum zur Stunde der jährlichen Verbundhöchstlast in der Periode 2009-2014 je nach Witterung zwischen 4 und 15 Gigawatt Windenergie eingespeist. In den Szenarien V1 und V3 im Jahr 2030 liegt die Verfügbarkeit je nach Wetterjahr (2009-2014), Zubauregime und Technologieentwicklung bei 7 bis 71 %, was einer Mindesteinspeisung von 6 Gigawatt in V1 und 11 Gigawatt in V3 im Jahr 2030 entspricht, siehe Abbildung 13 und Abbildung 14.

Im gesamten Untersuchungsraum (15 Länder) steigt die Windenergieverfügbarkeit in der ex-post-Periode 2010-2014 zur Stunde der Verbundhöchstlast auf 24 bis 33 % (22 bis 37 Gigawatt) an. In den Szenarien V1 und V3 liegt die relative Verfügbarkeit in einer Bandbreite von 9 bis 54 %, je nach Wetterjahr (2010-2014), Zubauregime und Technologiefortschritt. Absolut stehen bei einer länderübergreifenden Leistungsbilanzierung im gesamten Untersuchungsraum 2030 im Szenario V1 20 bis 106 im Szenario V3 sogar 28 bis 161 Gigawatt Windenergie zur Stunde der Verbund-Jahreshöchstlast zur Verfügung, wie in den Abbildung 28 und Abbildung 29 im Anhang ersichtlich.

Die große **Bandbreite in der ex-post-Analyse** sowie auch in den Szenarien zeigt, dass die Windverfügbarkeit zur Stunde der Höchstlast großen Jahr-zu-Jahr-Schwankungen unterliegt und auf Basis von sechs Wetterjahren nicht ausgeschlossen werden kann, dass nicht auch tiefere Werte auftreten können. Die Analyse zeigt

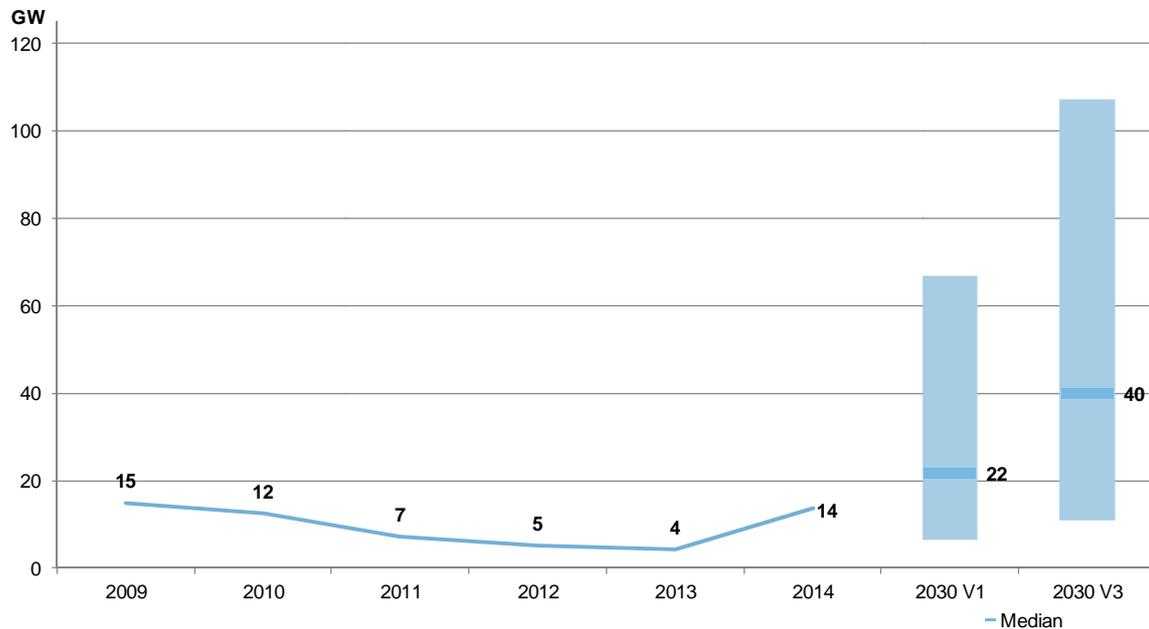
aber, dass die Bandbreite der Windverfügbarkeit mit zunehmender Größe des Verbunds kleiner wird und die Windverfügbarkeit somit berechenbarer. Liegt die Streuung der Verfügbarkeit im Szenario 2030 im PLEF-Raum bei 7 bis 71 % so liegt sie im gesamten Untersuchungsraum bei 9 bis 51 %. Die Wahrscheinlichkeit dass die niedrigste Windverfügbarkeit im Verbund gleichzeitig mit der Verbundhöchstlast auftritt, ist als gering einzuschätzen, wurde im Rahmen dieses Projekts aber nicht genauer untersucht.

Abbildung 13: Windenergieverfügbarkeit (in Prozent der installierten Leistung) zur Stunde der Verbundhöchstlast im PLEF 2009-2014 und 2030



Hinweis: Die Bandbreite in den Szenarien kommt durch die verschiedenen Wetterjahre, das Zubauregime und den Technologiefortschritt zustande.

Abbildung 14: Windenergieverfügbarkeit zur Stunde der Verbundhöchstlast im PLEF 2010-2014 und 2030



Hinweis: Die Bandbreite in den Szenarien kommt durch die verschiedenen Wetterjahre, das Zubauregime und den Technologiefortschritt zustande.

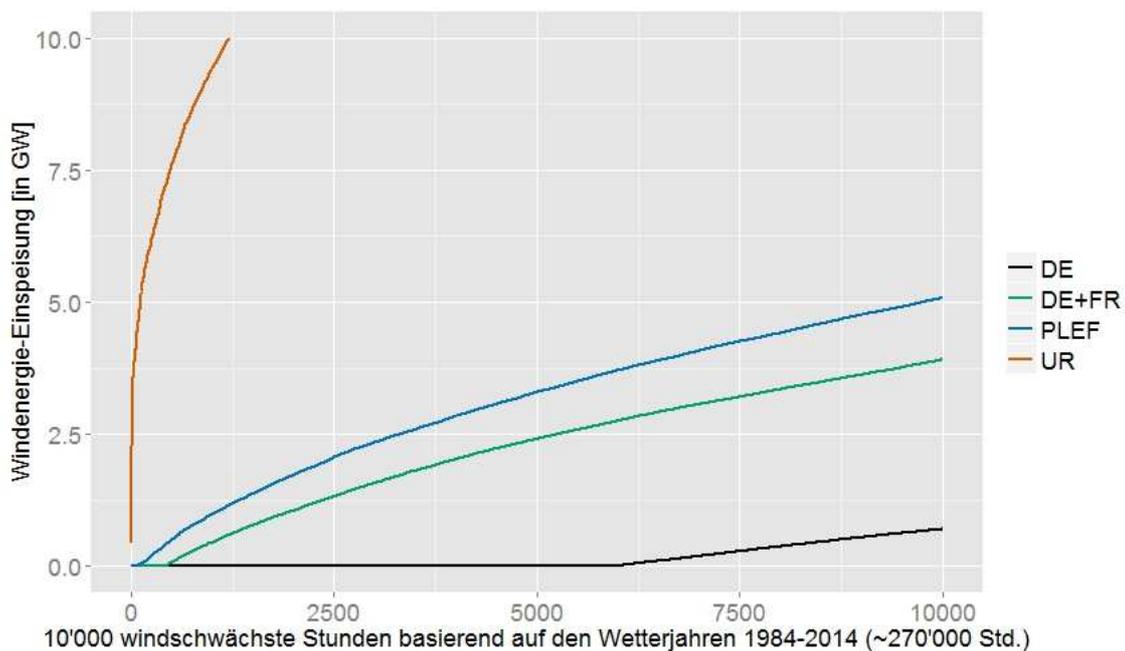
Anhand **historischer Wetterdaten** der Jahre 1984-2014 (31 Jahre) für ganz Europa wurde die als gesichert anzunehmende Leistung aus Windenergie im Jahr 2014 und 2030 simuliert. Dabei wurde für 53 europäische Regionen die stündliche Windeinspeisung zwischen 1984-2014 anhand der installierten Leistung 2014 sowie 2030 V1 und V3 mit einer modernen Windenergie-Leistungskennlinie modelliert. Die verwendete Leistungskennlinie zeigt bei geringer Windgeschwindigkeit verhältnismäßig geringe Load Factors, so dass eine Überschätzung der Windverfügbarkeit vermieden werden kann (siehe Kapitel 3.2; Methodik der Szenariensimulationen).

Wie in Abbildung 17 ersichtlich, zeigt sich bei einer Verfügbarkeit von 99 % der Stunden zwischen 1984 und 2014 eine gesicherte Windeinspeisung von 0,5 Gigawatt in 2014 im PLEF-Raum und von 5,7 Gigawatt im gesamten Untersuchungsraum (15 Länder). Während die gesicherte Leistung aus Windenergie im PLEF-Raum bescheiden ausfällt, steigt sie mit zunehmender Größe des Verbunds und unter Annahme eines vollkommenen Übertragungsnetzausbaus (Kupferplatte) rasch an. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass weniger die zusätzlich installierte Leistung in den hinzugefügten Ländern als die geografische Ausbreitung ins Gewicht fällt. In den Szenarien 2030 V1 steigt die gesicherte Windenergieverfügbarkeit im PLEF auf 1,2 Gigawatt, im UR auf 9 Gigawatt. In der SO&AF-Ausbauvision V3 leistet die Windenergie 2030 im

PLEF 2,2 Gigawatt (1,4 % der installierten Leistung), im UR 12,9 Gigawatt gesicherte Leistung, was 4,4% der installierten Leistung entspricht. Wie in Abbildung 19 ersichtlich, liegt die Jahr-zu-Jahr-Variabilität in einem Bereich von mehreren Prozentpunkten. Bei einer 99 %-Verfügbarkeit in jedem einzelnen Jahr liegt die gesicherte Leistung, wie in Abbildung 19 ersichtlich, noch etwas tiefer. Die 99,9 %-Verfügbarkeit ist in Abbildung 18 dargestellt.

Bei einer Bilanzierung auf nationaler Ebene ist die Windenergieverfügbarkeit hingegen deutlich eingeschränkt. In Deutschland treten unter Berücksichtigung der Wetterjahre 1984-2014 (>270'000 Std.) auch mit starkem Ausbau der Windenergie (2030 V3) rund 6'000 Stunden (~2 %) ohne Einspeisung aus Windenergie auf (siehe Abbildung 15). Erweitert man den Betrachtungsraum um Frankreich, so treten im 2-Länder-Verbund nur noch 400 Stunden (~0,1 %) ohne Windenergieeinspeisung auf. Im PLEF-Raum sind es dann sogar weniger als 100 Stunden (~0,04 %) ohne Windeinspeisung. Im gesamten Untersuchungsraum (15 Länder) gibt es unter Berücksichtigung der Wetterjahre 1984-2014 keine einzige Stunde ohne Windenergieeinspeisung (siehe Abbildung 15).

Abbildung 15: Verfügbarkeit der Windenergie in den 10'000 windschwächsten Stunden



Hinweis: Verfügbarkeit der Windenergie in den 10'000 windschwächsten Stunden im Jahr 2030 (Ausbaupfad V3, proportionaler Zubau) in Deutschland, im Verbund Deutschland-Frankreich, im PLEF-Verbund und im gesamten Untersuchungsraum (15 Länder) basierend auf den Wetterjahren 1984-2014 (~270'000 Stunden).

Abbildung 16: Verfügbarkeit der Windenergie in den 1'000 windschwächsten Stunden

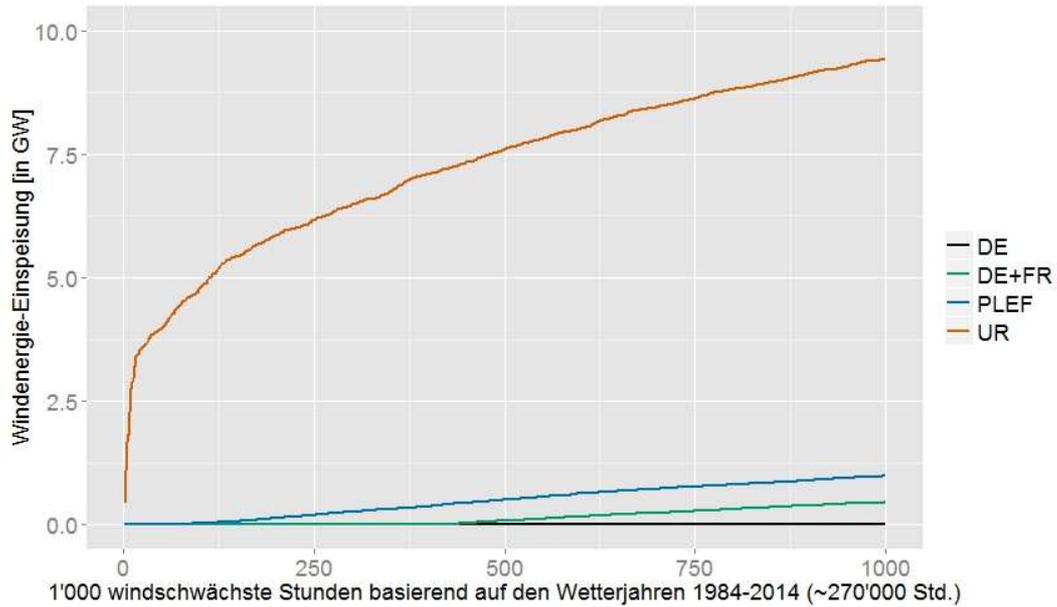


Abbildung 17: Gesicherte (99 %) Windenergieverfügbarkeit in Gigawatt der installierten Leistung 2014 sowie 2030 V1 und V3 auf Basis der Wetterjahre 1984-2014

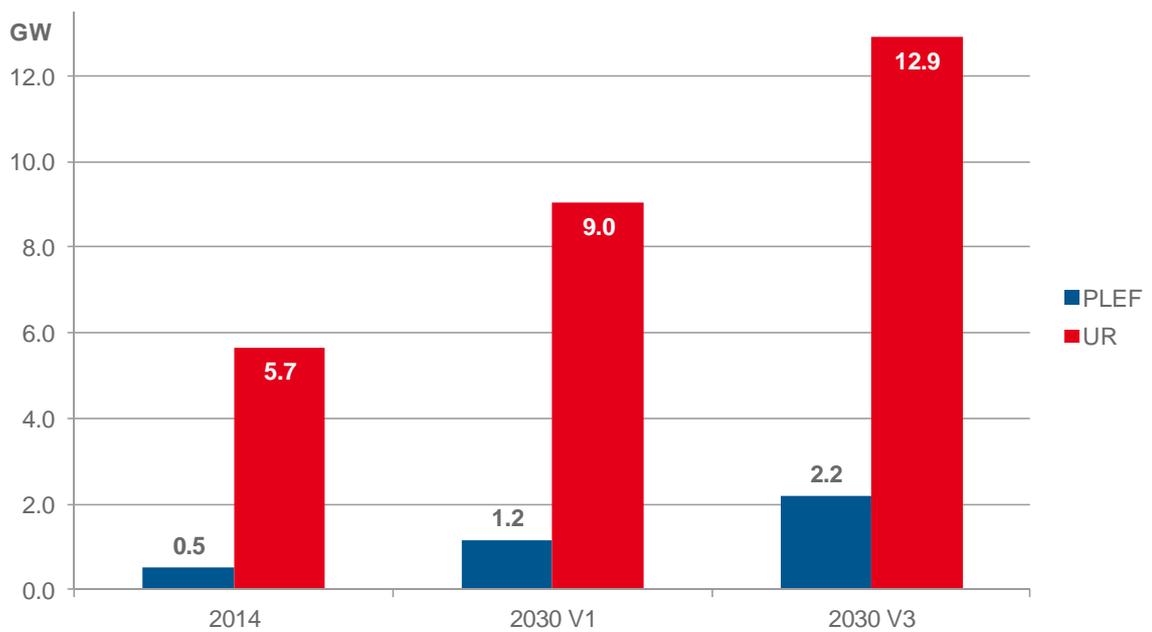


Abbildung 18: Gesicherte (99,9 %) Windenergieverfügbarkeit in Gigawatt der installierten Leistung 2014 sowie 2030 V1 und V3 auf Basis der Wetterjahre 1984-2014

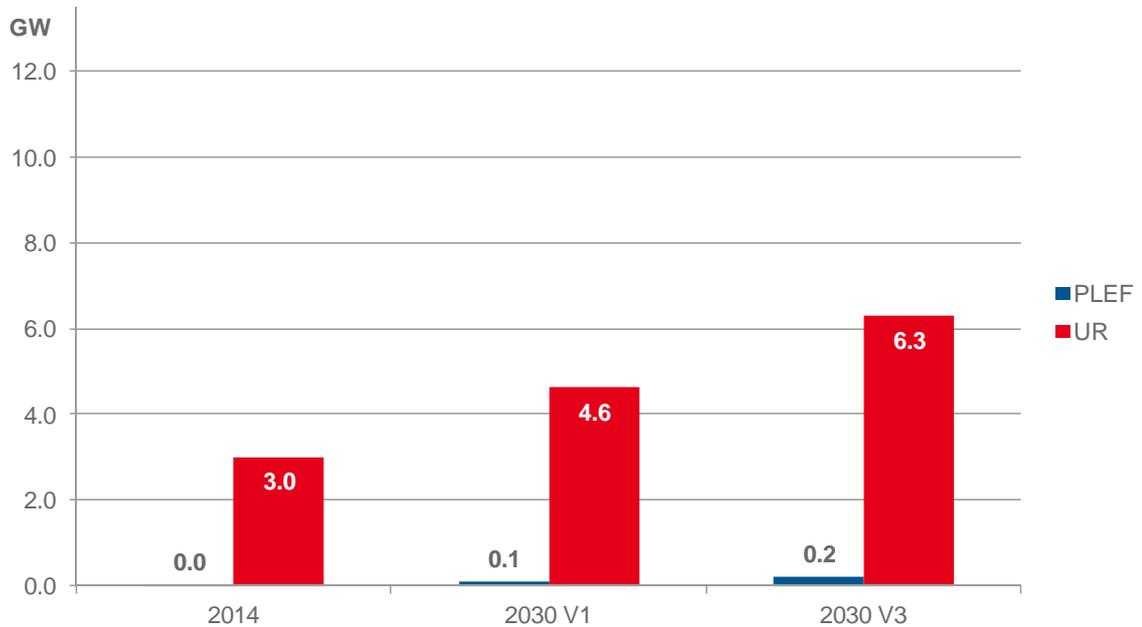
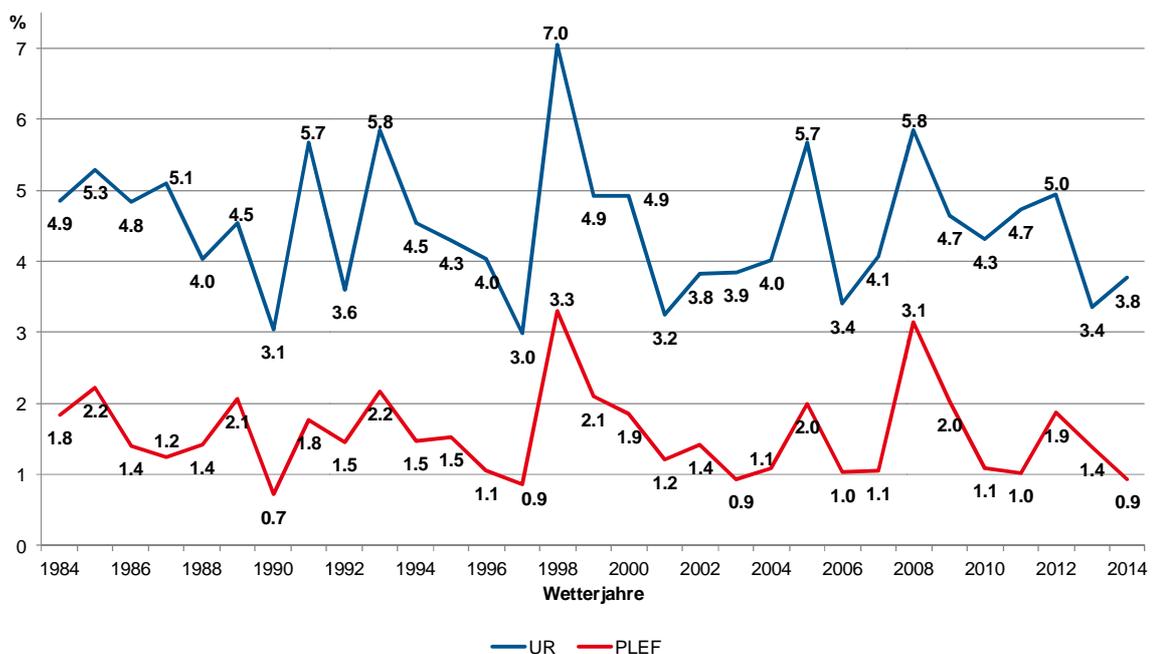


Abbildung 19: Gesicherte (99 %) Windenergieverfügbarkeit in Prozent der installierten Leistung 2030 V3 auf Basis der Wetterjahre 1984-2014



4.3 Residuallast

Die notwendige Leistungsabsicherung wird anhand der **Residuallast**¹⁵ bestimmt. In der Residuallast, ermittelt über die betrachteten Länder, kommen die Ausgleichseffekte auf der Lastseite und die Verstärkung der Einspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien im Verbund zum Tragen. In wie weit ein länderübergreifender Ansatz bei der Leistungsbilanzierung zur Senkung der Kapazitätsvorhaltung beitragen kann, wird folglich bei der Analyse der Residuallast ersichtlich.

Die **Summe der Höchstwerte der nationalen Residuallasten** lag im PLEF-Raum in der ex-post-Periode 2009-2014 je nach Wetterjahr bei 203 bis 238 Gigawatt. In den Szenarien 2030 V1 und V3 liegen die Werte bei 176 bis 208 Gigawatt, resp. 199 bis 233 Gigawatt. 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 gemäß Simulation je nach Sensitivität 359 bis 406 Gigawatt (V1), resp. 412 bis 462 Gigawatt (V3) zu erwarten.

Der **Höchstwert der Residuallast**, als Richtwert für die durch regelbare Energieerzeugung bereitzustellende Leistung, liegt im Verbund des PLEF in der ex-post-Periode um 4 bis 11 Gigawatt, im gesamten Untersuchungsraum (UR; 15 Länder) um 17 bis 30 Gigawatt tiefer gegenüber nationaler Bilanzierung, wie in Abbildung 20 ersichtlich. Hieraus entsteht ein ökonomischer Nutzen, da auf nationaler Ebene weniger Leistung bereit gehalten werden muss. Die Ausgleichseffekte der residualen Jahreshöchstlast im Verbund werden durch den Ausbau der Windenergie in Zukunft weiter ansteigen. 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. 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. Die wahrscheinlichste Reduktion im gesamten UR liegt im Jahr 2030 im Szenario V1 bei 27 und im Szenario V3 bei 34 Gigawatt. Dies entspricht einer Erhöhung des Synergiepotenzials um bis zu 50 % gegenüber der ex-post-Periode. 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. Solche Werte sind bereits in der ex-post-Periode aufgetreten. Im Mittel erhöht sich jedoch das Reduktionspotenzial auch im PLEF-Raum um 14 bis 40 % gegenüber dem ex-post-Zeitraum.

¹⁵ Die Residuallast bezeichnet die nachgefragte elektrische Leistung abzüglich eines Anteils fluktuierender Einspeisung von nicht steuerbaren Kraftwerken wie z.B. Windkraft, PV und Laufwasserkraft.

Durch den hohen Zubau an Erneuerbaren und die veränderte Verbundlastkurve ist der **Zeitpunkt der Höchstlast** in der ex-post-Periode nicht zwingend derselbe wie in den **Szenarien**. Die Bandbreite der Szenarien kommt durch die verschiedenen Wetterjahre 2009-2014, die zwei verschiedenen Zubauregime und die beiden angewandten (Status-quo und modern) Windenergie-Leistungskennlinien zustande. Damit kann das Reduktionspotenzial der residualen Jahreshöchstlast bei gemeinsamer Bilanzierung gegenüber nationaler Bilanzierung unter Umständen auch geringer ausfallen als in der ex-post-Periode. Der untere Bereich der Szenarienbalken repräsentiert somit eher einen Windenergieanlagenzubau in windschwachen Regionen und mit Anlagen, die gegenüber heute kaum technologische Fortschritte vorweisen (Status-quo Leistungskennlinie der Windenergie). Der obere Bereich der Szenarienbalken entspricht einem Zubau mit neuster Anlagentechnik (moderne Leistungskennlinie).

Mit geeigneten **Flexibilisierungsmechanismen** muss zur Stunde der höchsten Residuallast nicht die ganze Leistung aus regelbarer Erzeugung bereitgestellt werden, so dass nicht nur die eine Stunde der Höchstlast für die Dimensionierung der Leistung entscheidend ist, sondern die mit der höchsten Residuallast.

Im Mittel der **100 Stunden mit der höchsten Residuallast** wird im Verbund erhebliches Synergiepotenzial im Jahr 2030 ersichtlich (siehe Abbildung 30 im Anhang). Das Mittel der 100 Stunden mit höchster Verbundresiduallast ist weniger stark durch kurzfristige Wettereinflüsse geprägt und zeigt somit einen robusten Schätzer des Einsparpotenzials. Das Mittel der 100 Stunden mit der höchsten Residuallast liegt im Verbund in der ex-post-Analyse im PLEF-Raum um 4 bis 6 Gigawatt tiefer gegenüber nationaler Bilanzierung. Dieses Reduktionspotenzial steigt im PLEF-Raum in den Szenarien 2030 V1 und V3 auf 4 bis 9 resp. 5 bis 11 Gigawatt. Im gesamten UR der 15 europäischen Länder lag das Mittel der 100 Stunden mit der höchsten Residuallast in der ex-post-Periode um 17 bis 19 Gigawatt tiefer gegenüber nationaler Bilanzierung. Im Jahr 2030 steigt das Synergiepotenzial im UR auf bis 35 Gigawatt im Szenario V1 resp. auf bis 45 Gigawatt im Szenario V3.

Auch die **Stunde mit niedrigster Residuallast** wird durch die Verbundbetrachtung stark beeinflusst, wie Abbildung 21 zeigt. Sie 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 der Erneuerbaren 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.

Diese Tatsache wird bei steigenden Anteilen erneuerbarer Energien bedeutsam, da **nationale Überspeisesituationen** (negative

nationale Residuallast) durch den Verbund vermieden und somit die erneuerbaren Energien besser ausgenutzt werden können. Die Simulationen zeigen, dass 2030 im Szenario V1 bei Betrachtung des gesamten Untersuchungsraums keine einzige Stunde mit negativer Verbund-Residuallast auftritt, während bei nationaler Bilanzierung negative Wert von bis zu -28 Gigawatt auftreten können. Im PLEF-Raum treten Stunden mit negativer Verbundresiduallast in Szenario 2030 V1 nur in einem Wetterjahr auf, während dies bei nationaler Bilanzierung jedes Jahr der Fall wäre. Auch bei starkem Ausbau der Erneuerbaren (2030 V3) treten bei Betrachtung des gesamten Untersuchungsraumes kaum¹⁶ negative Werte der Verbund-Residuallast auf (im PLEF-Raum ist dies nicht gegeben), während bei nationaler Bilanzierung negative Werte von bis zu -102 Gigawatt auftreten können. Speicher oder andere Flexibilisierungsoptionen werden hierdurch tendenziell später und weniger häufig gebraucht als ohne europäische Integration. In Abbildung 22 sind die residualen Lastdauerlinien bei nationaler Bilanzierung und bei Bilanzierung im Verbund für den UR im Jahr 2030 dargestellt. Die Reduktion der höchsten Residuallasten sowie die Erhöhung der tiefsten Residuallasten ist in Abbildung 23 gut zu erkennen.

¹⁶ Bei den Simulationen mit moderner Windenergie-Leistungskennlinie treten in zwei von fünf Wetterjahren im Szenario 2030 V3 ebenfalls Stunden mit negativer Residuallast auf. Die niedrigste Residuallast liegt in diesen Wetterjahren aber um 72-92 Gigawatt höher als bei nationaler Bilanzierung.

Abbildung 20: Reduktion der residualen Jahreshöchstlast durch gemeinsame Bilanzierung im PLEF und Untersuchungsraum 2009(10)-2014 und 2030

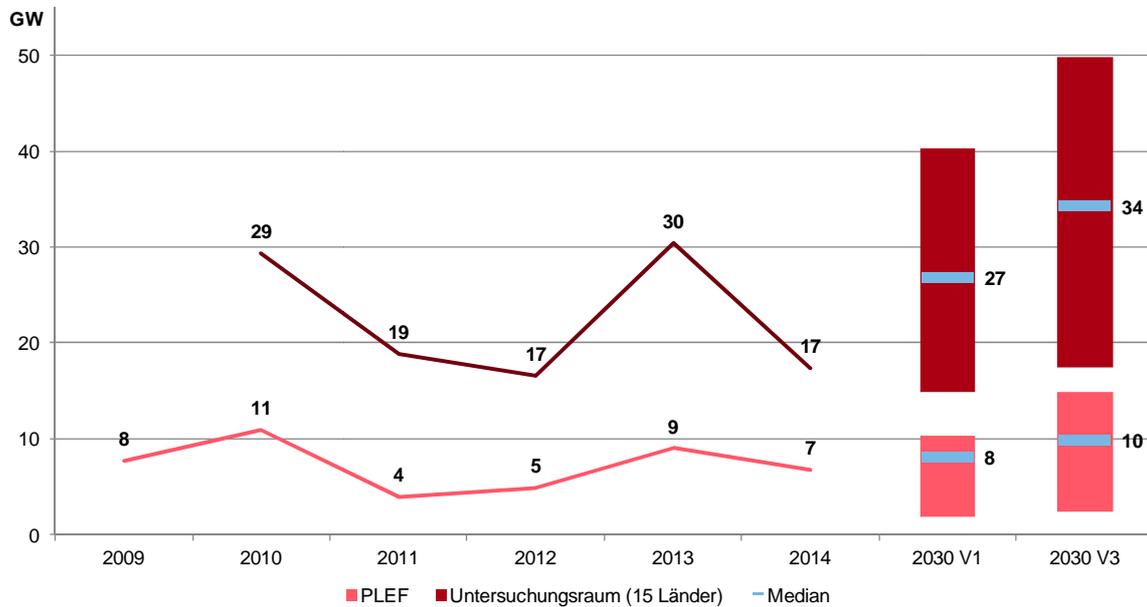


Abbildung 21: Erhöhung der tiefsten residualen Jahreslast durch gemeinsame Bilanzierung im PLEF und Untersuchungsraum gegenüber nationaler Bilanzierung 2009(10)-2014 und 2030

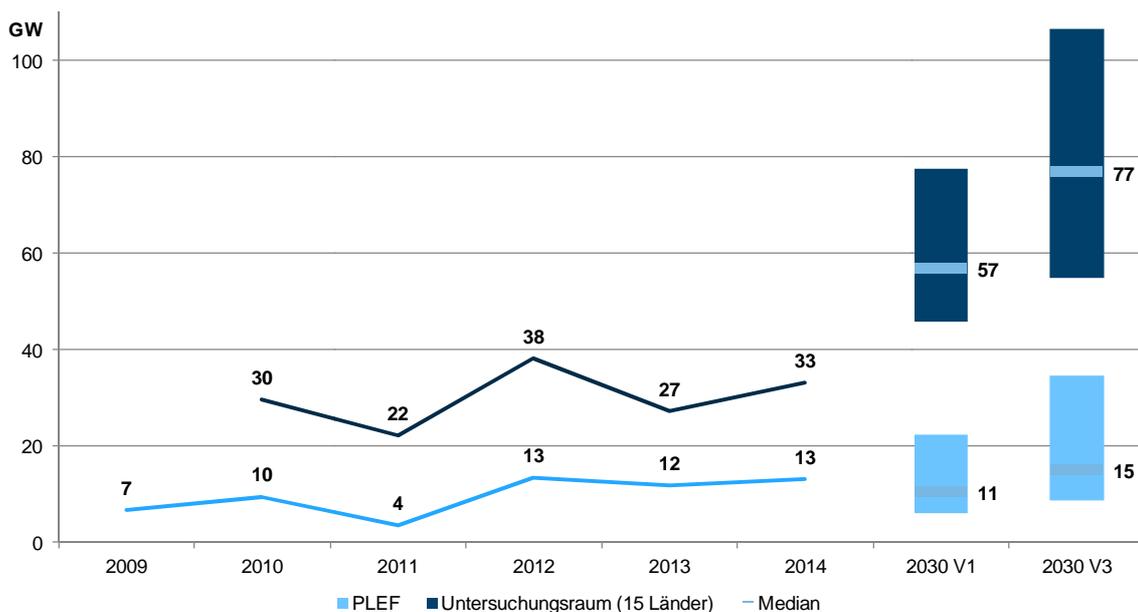
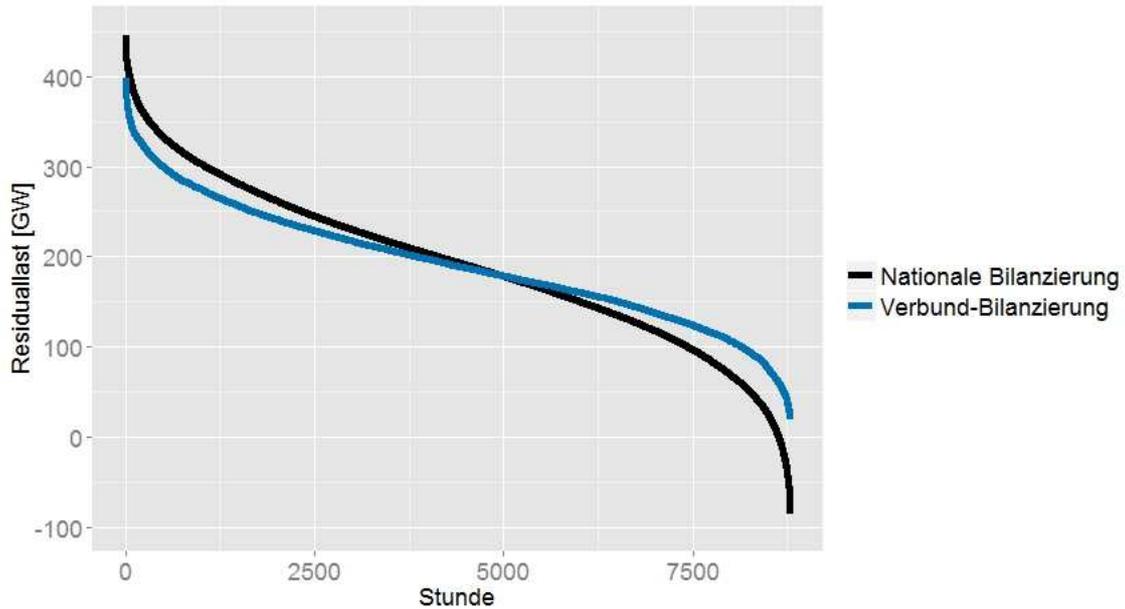
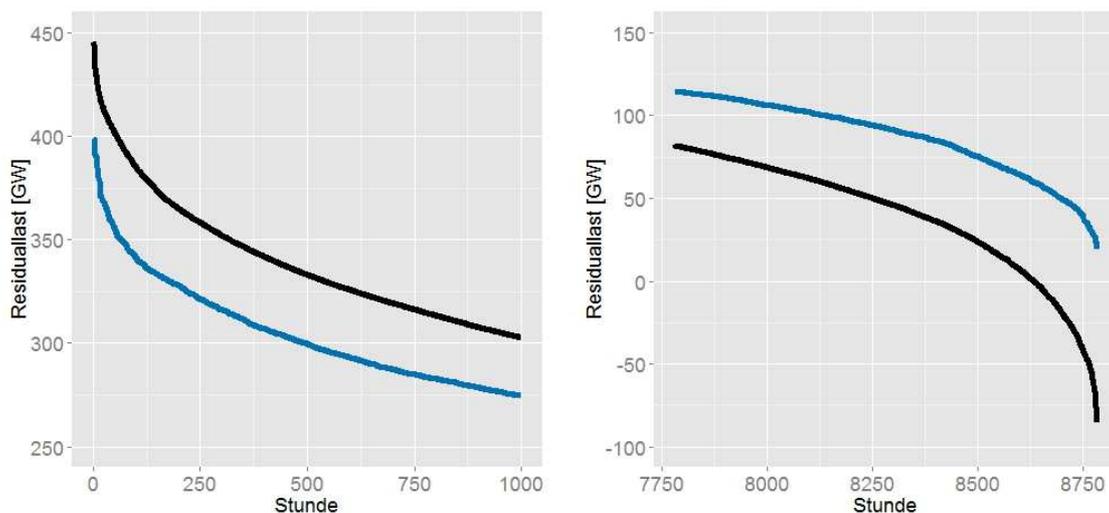


Abbildung 22: Residuale Lastdauerlinien für den Untersuchungsraum bei nationaler Bilanzierung und bei Verbund-Bilanzierung im Jahr 2030



Hinweis: Die Summe der residualen Lastdauerlinien aller Länder des UR (schwarz: nationale Bilanzierung) und die zeitgleiche Residuallastdauerlinie des UR (blau: Verbund-Bilanzierung) im Jahr 2030 (Ausbaupfad V3, proportionaler Zubau, basierend auf dem Wetterjahr 2012).

Abbildung 23: Analog zu Abbildung 22 aber für die ersten (links) und letzten (rechts) 1'000 Stunden.



4.4 Einordnung der Ergebnisse anhand aktueller Studien zur Leistungsbilanzierung

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

Die **Übertragungsnetzbetreiber des Pentalateralen Forums** (PLEF) entwickeln in einer Studie (PLEF SG 2 2015) zur länderübergreifenden Generation Adequacy eine neue internationale Methodik der Leistungsbilanzierung und analysieren dabei die Leistungsbilanz der verschiedenen Länder des PLEF-Raums für den Zeitraum bis 2020/2021. Dabei wird im Rahmen der Analyse der Fall einer isolierten Betrachtung eines Landes mit dem Fall der Berücksichtigung der grenzüberschreitenden Vernetzung der Länder verglichen. Die dabei entwickelte Methodik stellt einen probabilistischen Ansatz unter Berücksichtigung sämtlicher relevanter Erzeugungseinheiten (thermische Kraftwerke, Erneuerbare, Wasserkraft) und der Lastseite dar. Dabei orientieren sich die Übertragungsnetzbetreiber an den derzeit in Frankreich und Belgien implementierten Ansätzen, sowie am Ziel-Modell der ENTSO-E.

Ein Vergleich der Ergebnisse für den isolierten und den vernetzten Fall zeigt, dass der regionale Zusammenschluss der Länder insgesamt **deutliche Vorteile für die Versorgungssicherheit** bringt. Dies gilt insbesondere für Länder, die eine starke elektrizitätswirtschaftliche Vernetzung mit dem Ausland aufweisen. Probleme der Lastdeckung werden im Betrachtungszeitraum für Belgien und Frankreich erkannt, wobei aufgrund der Gleichzeitigkeit verschiedener Situationen mit Versorgungsdefiziten ein regionaler Zusammenschluss nicht alle kritischen Situationen lösen kann. Die Ergebnisse entsprechen dabei den in nationalen Analysen ermittelten Schlussfolgerungen. In einem weiteren Schritt wird in einer Reihe von Sensitivitätsanalysen (u.a. modellhafte Abbildung der Kältewelle von 2012) die Robustheit der Ergebnisse überprüft.

In einer Studie von **Consentec/r2b** (2015) im Auftrag des **Bundesministerium für Wirtschaft und Energie** werden regionale Ausgleichseffekte in der Residuallast und im Bereich des Ausfalls konventioneller Kraftwerkserzeugung untersucht. Dabei wird eine Methodik des Monitorings von Versorgungssicherheit entwickelt, welche die Berechnung der Lastausgleichswahrscheinlichkeit zum Ziel hat. Die Analysen benutzen als Basis die Szenarien aus dem ENTSO-E SOAF (2014 bis 2030), wobei als Betrachtungszeitraum die Periode bis zum Jahr 2025 herangezogen wird. Der Untersuchungsraum dieser Studie überschneidet sich im Kern mit der vorliegenden Untersuchung, allerdings werden weder die iberische Halbinsel noch Großbritannien untersucht. Dafür wurde Norwegen und Schweden mit einbezogen.

Ein **zentrales Ergebnis** der Studie ist, dass die zeitgleiche residuale Höchstlast um 10 Gigawatt (in 2015) bzw. um 20 Gigawatt (in 2025) niedriger ist als die Summe der nationalen Höchstlasten und gleichzeitig Ausgleichseffekte bei konventionellen Kraftwerksausfällen zu erwarten sind. Die Studie kommt zum Schluss, dass der Stromaustausch durch Portfolio- und Ausgleichseffekte die Erfüllung von Versorgungssicherheit zu geringeren Kosten ermöglicht.

Die Ergebnisse der Analysen in der **PLEF-Studie** (PLEF SG 2 2015) und in Consentec/r2b (2015) zeigen in eine ähnliche Richtung wie die vorliegende Studie. In beiden Studien resultieren durch die harmonisierte Betrachtung der Leistungsbilanzierung Einsparungen bei der notwendigen gesicherten Leistung.

Aufgrund der Unterschiede in der Methodik können die quantitativen Ergebnisse der PLEF-Studie nicht direkt mit den Ergebnissen in der vorliegenden Studie **verglichen** werden. Die PLEF-Studie verwendet als methodischen Hintergrund einen umfassenden Leistungsbilanzierungsansatz unter Mitberücksichtigung von konventionellen Kraftwerken und unter Verwendung spezifischer Versorgungssicherheitskriterien. Im Vergleich dazu liegt der Fokus der vorliegenden Studie auf Effizienzeffekten in der Residuallast. Die grundsätzliche Aussage in der PLEF-Studie entspricht aber den Schlussfolgerungen aus den Ergebnissen der vorliegenden Studie: Ein regionaler Zusammenschluss in der Leistungsabsicherung zeigt Vorteile hinsichtlich der Versorgungssicherheit und damit der Bereitstellung gesicherter Leistung.

Die Studie von Consentec/r2b (2015) verwendet im Grundsatz einen ähnlichen Ansatz wie die vorliegende Studie. Unterschiede ergeben sich durch den abweichenden Betrachtungszeitraum und den kleineren Untersuchungsraum in der Consentec/r2b-Studie. Unter Berücksichtigung dieser Einschränkungen kann festgestellt werden, dass die quantitativen Ergebnisse in einer ähnlichen Größenordnung liegen wie in der vorliegenden Studie: Senkung der residualen Höchstlast um 20 Gigawatt (Consentec/r2b) im Vergleich zur Senkung der residualen Höchstlast um 15 bis 45 Gigawatt in der vorliegenden Studie. Damit werden die Ergebnisse der vorliegenden Studie im Prinzip bestätigt.

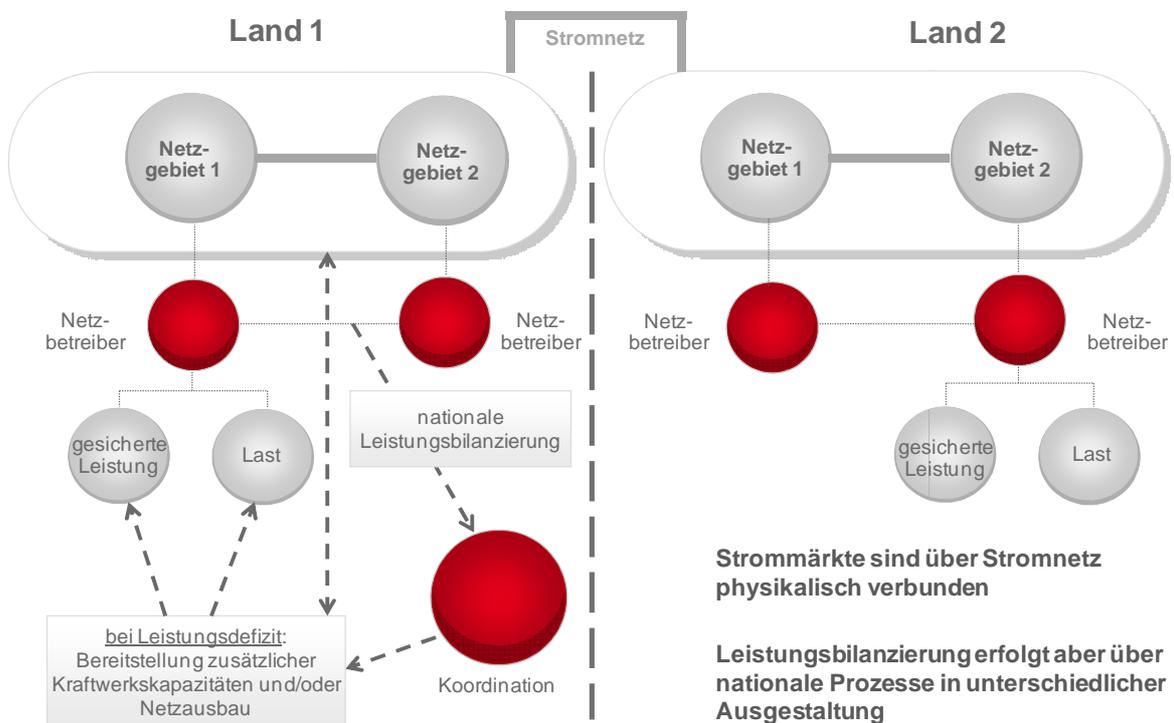
5 Voraussetzungen für ein verstärkte Integration der Leistungsabsicherung

5.1 Prinzip

Wie die Ergebnisse der quantitativen Analysen zeigen, ermöglicht eine **internationale Harmonisierung** der Leistungsabsicherung prinzipiell Synergiepotenziale und damit eine Reduktion der Bereitstellung gesicherter Leistung. Damit einher gehen Kosteneinsparungen aufgrund der geringeren Vorhaltung an Kraftwerkskapazitäten. Diese Kosteneinsparungen werden jedoch erst realisiert, wenn im Bereich der Leistungsabsicherung eine 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, national organisiert (siehe Abbildung 24).

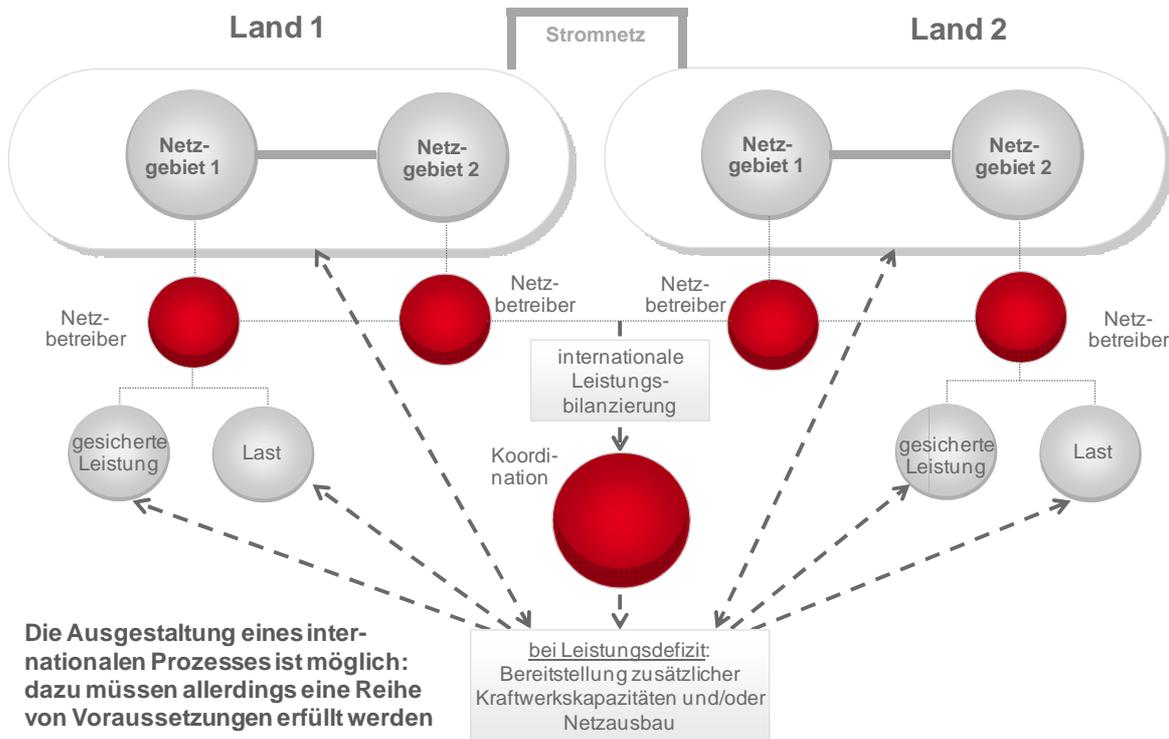
Abbildung 24: Schematische Darstellung des nationalen Leistungsabsicherungsprozesses



Für die Hebung der Synergiepotenziale müssen die 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 25 schematisch skizziert

wird. Die Ausgestaltung dieses internationalen Prozesses ist offen und erfordert eine enge Koordination zwischen nationalen und länderübergreifend agierenden Akteuren.

Abbildung 25: Schematische Darstellung des internationalen Leistungsabsicherungsprozesses



Für die Schaffung der Voraussetzungen der internationalen Zusammenarbeit sind aus unserer Sicht insbesondere in den folgenden **Bereichen** gezielte Maßnahmen notwendig:

- **Harmonisierung der Methodik der Leistungsbilanzierung:** ermöglicht eine länderübergreifend anwendbare und abgestimmte Berechnungsmethodik zur Leistungsbilanz für die Dimensionierung der internationalen Leistungsabsicherung.
- **Harmonisierung der Prozesse der Leistungsabsicherung:** schafft durch die Entwicklung ergänzender länderübergreifender Prozesse den wesentlichen rechtlichen und organisatorischen Rahmen für die Harmonisierung, damit das vorhandene Synergiepotenzial realisiert werden kann.
- **Bereitstellung von Netzinfrastruktur:** stellt den wesentlichen technischen Rahmen der Harmonisierung dar und bestimmt letztendlich, welches Ausmaß des Synergiepotenzials tatsächlich gehoben werden kann.

5.2 Harmonisierung der Methodik der Leistungsbilanzierung

Die **Schaffung einer harmonisierten Methodik** der Leistungsbilanzierung ist grundlegend für einen abgestimmten Leistungsabsicherungsprozess. Dadurch wird eine quantitative (instrumentelle) Grundlage für die Berechnung der notwendigen gesicherten Leistung geschaffen. Nur so kann gesichert werden, dass die bereitzustellende Leistung unter Berücksichtigung der Stromerzeugung aller Länder und der grenzüberschreitenden Netzkapazitäten des gewählten geografischen Raums kalkuliert wird. Die in der vorliegenden Studie gewählte Methodik dient dazu, die Synergiepotenziale aufzuzeigen. Für eine internationale Leistungsbilanzierung muss jedoch neben der Lastseite und der erneuerbaren Stromproduktion auch die konventionelle Stromerzeugung (und deren Verfügbarkeit) dargestellt werden.

Gegenwärtige Methoden der Leistungsbilanzierung sind national definiert und verfolgen unterschiedliche Ansätze, weisen einen unterschiedlichen Detaillierungsgrad auf und haben eine unterschiedliche Bedeutung im Prozess der Leistungsabsicherung. Nationale Methoden sind jeweils auch durch die länderspezifischen Herausforderungen geprägt. Beispielsweise ergibt sich durch einen über mehrere Jahrzehnte vorhandenen Überschuss an Stromerzeugungskapazitäten keine dringende Notwendigkeit einer detaillierten Leistungsbilanzierungsmethodik. Andererseits ist die Einführung einer umfassenden Leistungsbilanzierungsmethodik in einem Stromsystem, welches durch eine hohe Zentralität geprägt ist, möglicherweise naheliegender als in einem dezentralen Stromsystem. Weitere Eigenschaften, welche die Herausforderungen an den Leistungsbilanzierungsansatz bestimmten, sind die grenzüberschreitende Verflechtung des Stromsystems und die Dominanz bestimmter Technologien (z.B. Wasserkraft). Für einen internationalen Ansatz muss eine länderübergreifende Methodik gefunden und implementiert werden, die allen erforderlichen Kriterien genügt.

In einem derartigen Leistungsbilanzierungsansatz muss ein sinnvolles **Kriterium der Versorgungssicherheit** zugrunde gelegt werden. Dabei stellt sich die Frage, welcher Indikator für das Versorgungssicherheitsniveau (z.B. LOLE, Deckung eines Versorgungsdefizits mit einer bestimmten Eintrittswahrscheinlichkeit) herangezogen wird.

Darüber hinaus muss eine grundlegende Methodik ausgewählt werden. **Deterministische Ansätze** eignen sich eher für einen Überblick über die Versorgungssituation. Integrierte Stromsysteme mit hohen Anteilen erneuerbarer Stromerzeugung benötigen möglicherweise weiterentwickelte Ansätze. **Probabilistische Ansätze** scheinen für solche Anforderungen besser geeignet zu sein, da die Volatilität des Systems und Unsicherheiten besser abgebildet wer-

den können. Allerdings stellt sich die Frage, ob Extremereignisse mit probabilistischen Methoden ebenfalls ausreichend abgedeckt werden können. In diesem Zusammenhang ist zudem die Frage relevant, bis zu welchem Umfang Extremereignisse überhaupt modelliert werden sollen.

Ein aktuelles **Beispiel** der Anwendung eines internationalen Ansatzes der Leistungsbilanzierung ist die Vorgehensweise der Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen einer Studie für die PLEF-Region (vgl. Kapitel 4.4). Derartige Ansätze in einem bestimmten regionalen Rahmen können einen ersten Schritt in Richtung einer harmonisierten länderübergreifenden Methodik darstellen.

5.3 Harmonisierung der Prozesse der Leistungsabsicherung

Wenn ein internationaler Ansatz institutionell verankert werden soll, ist die Entwicklung neuer **länderübergreifender Prozesse** der Leistungsabsicherung notwendig. Diese Prozesse schaffen den notwendigen Rahmen für die Harmonisierung der Leistungsabsicherung. In diesem Zusammenhang stellen sich aus unserer Sicht die folgenden **Fragen**:

- Welcher **gesetzliche Rahmen** ist dafür notwendig? Es stellt sich insbesondere die Frage, ob auf den etablierten gesetzlichen Rahmenbedingungen aufgebaut werden kann und ob darüber hinaus neue Gesetzesgrundlagen geschaffen werden müssen. Zudem ist fraglich, inwieweit die Regulierung im Bereich der Stromnetze von Harmonisierungsbestrebungen betroffen ist.
- Wie kann **Rechtssicherheit** in einem internationalen Leistungsabsicherungsprozess geschaffen werden? Dies betrifft insbesondere die auf nationaler Ebene für Versorgungssicherheit verantwortlichen Akteure. Für diese Akteure muss ein passender rechtlicher Rahmen entwickelt werden, der definiert, wie länderübergreifende Lasteffekte und erneuerbare Einspeisung in der nationalen Leistungsabsicherung mitberücksichtigt werden können und welche Regelungen im Fall eines nationalen Versorgungsdefizits gelten.
- Welche **Akteure** sind betroffen und besitzen eine zentrale Position in dem neuen Prozess? Gegebenenfalls müssen neue Akteure und Institutionen auf internationaler Ebene geschaffen werden. Dabei stellt sich die Frage, welche Aufgaben sich für neue und etablierte Akteure ergeben und wie dabei die **internationale Koordination** erfolgt.

- Welches **Versorgungssicherheitsniveau** wird international definiert? An dieser Stelle muss untersucht werden, in welcher Weise nationale Versorgungssicherheitsniveaus in Einklang zu bringen sind.
- In welcher **geographischen Abgrenzung** wird die Harmonisierung der Leistungsabsicherung eingeführt und inwieweit sowie unter welchen Kriterien soll diese geographische Abgrenzung in Zukunft für neue Mitglieder offen sei?
- Welcher **zeitliche Horizont** wird in der Leistungsabsicherung angewendet, d.h. mit welchem zeitlichen Vorlauf sorgt der Leistungsabsicherungsprozess für die Ermittlung des Bedarfs an gesicherter Leistung?

In der **Umsetzung dieser Herausforderungen** ist eine Reihe von möglichen Hemmnissen zu berücksichtigen. Grundlegend für die Einführung eines internationalen Leistungsabsicherungsprozesses ist die Akzeptanz für eine internationale Dimensionierung von Versorgungssicherheit. Nationalstaaten geben dabei Souveränität im Bereich der Versorgungssicherheit aus der Hand. Damit sind möglicherweise Akzeptanzprobleme verbunden. Zudem verlieren gewisse Akteure auf nationaler Ebene an Kompetenzen und Verantwortung, was möglicherweise nicht ohne Weiteres akzeptiert wird.

Die gesamte Anpassung, Schaffung und Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen sowie die Koordination der Akteure führt **Transformations- und Transaktionskosten** mit sich. Diese sollten den erzielbaren Kosteneinsparungen aufgrund der geringeren Bereitstellung gesicherter Leistung gegenübergestellt werden. Aufgrund der noch unklaren Eingriffstiefe des notwendigen neuen Rahmens und der im allgemeinen schwierigen Quantifizierung dieser Elemente ist eine Quantifizierung dieser Kostenbestandteile jedoch nur beschränkt möglich.

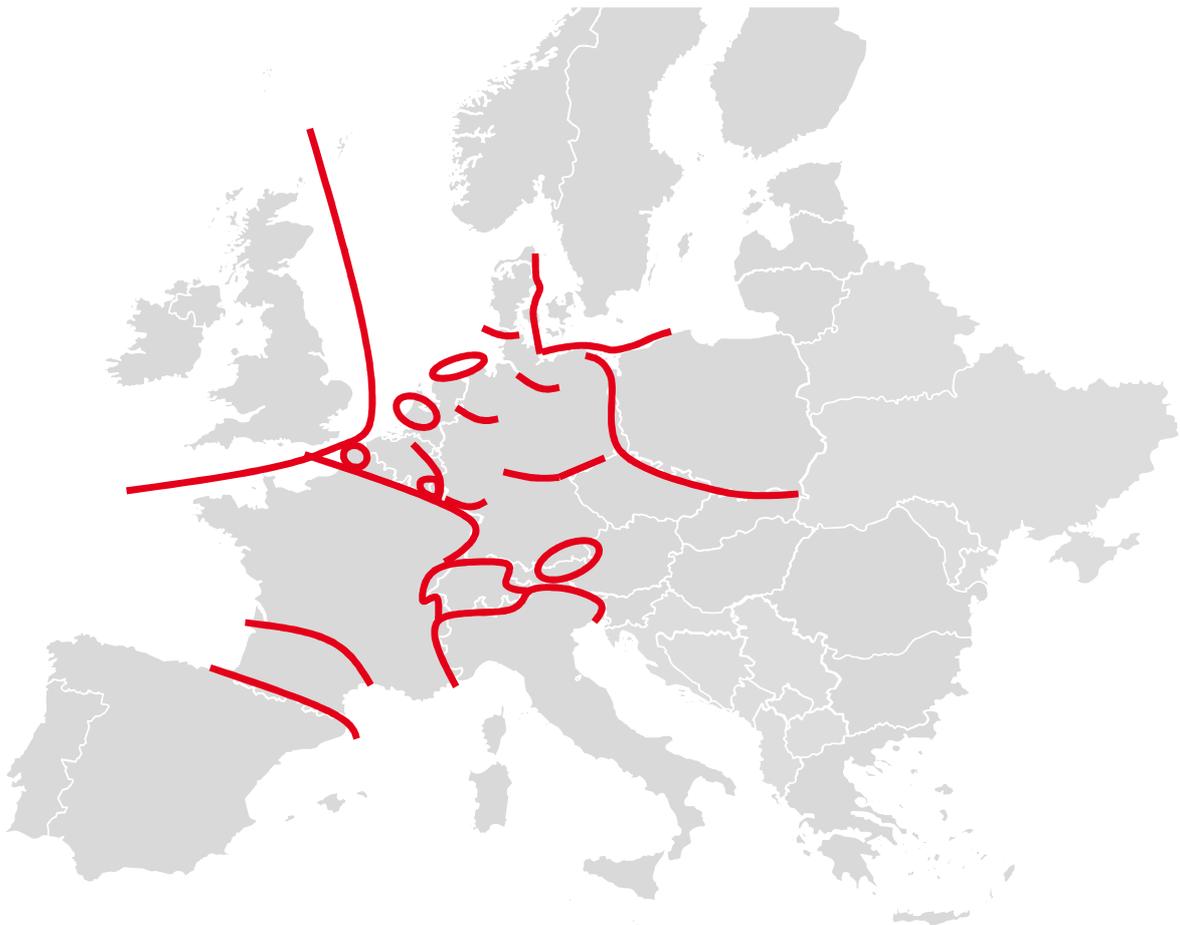
5.4 Netzinfrastuktur

Die **verfügbare Stromnetzinfrastuktur** bestimmt das Ausmaß der möglichen Einsparung gesicherter Leistung wesentlich mit. Je nachdem wie weit der zukünftig Netzausbau geht, ist mit einer mehr oder weniger hohen Ausnutzung der Ausgleichseffekte im Bereich der Last und im Bereich der erneuerbaren Erzeugung zu rechnen.

Der **gesamteuropäische Bedarf** des Ausbaus des Übertragungsnetzes wird vor allem im TYNDP (Ten Year Network Development Plan) der ENTSO-E (2014b) prognostiziert. Für die kommenden 15 Jahre wird insbesondere der Anschluss der „Inselregionen“ Spani-

en/Portugal, Großbritannien, Italien und der baltischen Staaten an Mittel- und Westeuropa als wesentliche Herausforderung des Netzausbaus gesehen. Zentraler Treiber dafür ist der Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung und die Integration dieser Erzeugungseinheiten. Dafür müssen auch innerhalb des bestehenden Binnenmarkts und innerhalb der einzelnen Länder Engpässe behoben werden. Abbildung 26 zeigt einen Überblick über die Regionen der notwendigen Ausbauprojekte.

Abbildung 26: *Potenzielle Engpässe in der CWE (Central-Western-Europe)-Region bis 2025*



- *Anmerkung: die dargestellten Engpässe resultieren aus dem Szenario 4 des SOAF mit einem hohen Ausbau Erneuerbarer und sind als obere Grenze zu betrachten*
-

Im Bereich der Netze sind ebenfalls **Hemmnisse** zu berücksichtigen, die den geplanten Ausbau der Infrastruktur verzögern oder im Extremfall verhindern können. Dabei ist insbesondere die fehlende gesellschaftliche Akzeptanz zu nennen, die für große Netzausbauprojekte einen wesentlichen Verzögerungsfaktor darstellen kann. Realisierungszeiten beim Netzausbau sind zudem aufgrund der

Komplexität und Größe der Projekte ohnehin schwer abzuschätzen, wodurch weitere Verzögerungen entstehen können.

Neben den Hemmnissen und Kosten der Anpassung der Rahmenbedingungen für die europäische Harmonisierung der Leistungsabsicherung sollten somit auch die **Kosten des Netzausbaus** den Kosteneinsparungen der Harmonisierung gegenübergestellt werden. Dabei stellt sich auch die Frage, wie weit der Netzausbau gehen soll und welche Potenziale durch bestimmte Netzausbaupfade realisiert werden können. Diese Frage war nicht Teil der vorliegenden Studie. In den quantitativen Analysen wurden Netzrestriktionen nicht berücksichtigt und somit ein theoretisches Potenzial ermittelt. Die Frage, welcher Anteil dieses Potenzials unter Annahme unterschiedlichen Netzausbaupfaden gehoben werden kann, stellt ein mögliches Feld für weitere Analysen dar.

Darüber hinaus ist darauf hinzuweisen, dass auch **weitere Infrastrukturen** von der Leistungsabsicherung beansprucht werden. Beispielsweise ist durch die Bereitstellung von gesicherter Leistung durch Gaskraftwerke und die Gleichzeitigkeit von Höchstlasten im Strom- und Gasnetz ein möglicher zukünftiger Engpass gegeben. Der Zugriff auf Gasinfrastruktur muss möglich sein, wenn Gaskraftwerke im Rahmen der Leistungsabsicherung als verfügbare Erzeuger angesehen werden. Dies erfordert eine Anpassungen im Bereich der Regulierung und gegebenenfalls eine Harmonisierung von Kapazitätsprodukten im Gasnetz und in Lieferverträgen im internationalen Maßstab.

Abschließend wird darauf hingewiesen, dass sämtliche Harmonisierungsbemühungen in der internationalen Zusammenarbeit sowie der Stromnetzausbau und eine entsprechende Berücksichtigung der weiteren Infrastruktur nicht nur der Leistungsabsicherung zugutekommt, sondern auch für den **Stromhandel** und die Arbeitsebene der Stromversorgung **Effizienzvorteile** bringt. Dementsprechend sind in einer möglichen Kosten-Nutzen-Analyse den Kosten der Schaffung der notwendigen Voraussetzungen nicht nur der Nutzen der harmonisierten Leistungsabsicherung, sondern der gesamte Nutzen für das Stromsystem gegenüberzustellen.

6 Fazit und Handlungsempfehlungen

Die Integration der Leistungsabsicherung in den untersuchten Ländern birgt bereits heute Synergiepotenziale durch die Ungleichzeitigkeit von Lastspitzen und die erneuerbare Einspeisung, die regional (mit dem Wetter) variiert. Bis zum Jahr 2030 könnten, unter der Annahme nicht vorhandener Netzingpässe, die Potenziale eine Größenordnung von **2 bis 15 Gigawatt** im PLEF-Raum, im wahrscheinlichsten Fall 8 bis 10 Gigawatt erreichen. Bei Ausweitung auf den Untersuchungsraum (15 Länder) steigen die Potenziale auf 15 bis 50 Gigawatt (im wahrscheinlichsten Fall 27 bis 34 Gigawatt). 15 Gigawatt entsprechen 42 Kraftwerksblöcken mit jeweils 350 Megawatt.¹⁷ Zur Hebung dieses Potenzials braucht es ergänzend zu den nationalen Ansätzen mehr **europäische Abstimmung**, die unter anderem der Festlegung gemeinsamer Zielwerte der Leistungsabsicherung dient und Verlässlichkeit für alle Akteure schafft.

- Die im Grünbuch in Kapitel 7.3. „Versorgungssicherheit im europäischen Kontext stärken“ genannten nächsten Schritte sind ausdrücklich zu begrüßen. Insbesondere bedarf es einer **gemeinsamen Definition** und eines länderübergreifenden Monitorings von **Versorgungssicherheit**. Dies beinhaltet auch die Verabredung von klaren Regeln zum Umgang mit Knappheiten.
- Ein erster Schritt wurde bereits durch die im **PLEF** zusammengeschlossenen Länder gegangen, indem im März 2015 ein gemeinsamer Bericht zur Versorgungssicherheit vorgelegt wurde (vgl. Kapitel 4.4). Die Zusammenarbeit bei der Leistungsabsicherung kann - ähnlich wie beim Market Coupling - schrittweise auch auf größere Regionen ausgedehnt werden.
- Je größer der Verbund desto größer werden die **Synergiepotenziale** durch eine Kooperation. Gleichzeitig werden jedoch auch Hemmnisse und **Transaktionskosten** mit der Größe des Verbunds wachsen. Insbesondere brauchen alle beteiligten Länder eine gemeinsame rechtliche Grundlage, die definiert, wie länderübergreifende Effekte aufbauend auf der nationalen Verantwortung zur Versorgungssicherheit mit berücksichtigt werden können.
- Wir empfehlen eine **Überprüfung der Verfahren zur Leistungsbewertung der Windenergie**, um die Potenziale dieser schnell wachsenden Erzeugungstechnologie noch besser zu nutzen. Bei einer länderübergreifenden Betrachtung sind die Beiträge der Windenergie zur gesicherten Leistung höher als auf nationaler Ebene, die im Grünbuch genannten Literatur-

¹⁷ Neben Kraftwerken werden weitere Flexibilisierungsoptionen zum Einsatz kommen.

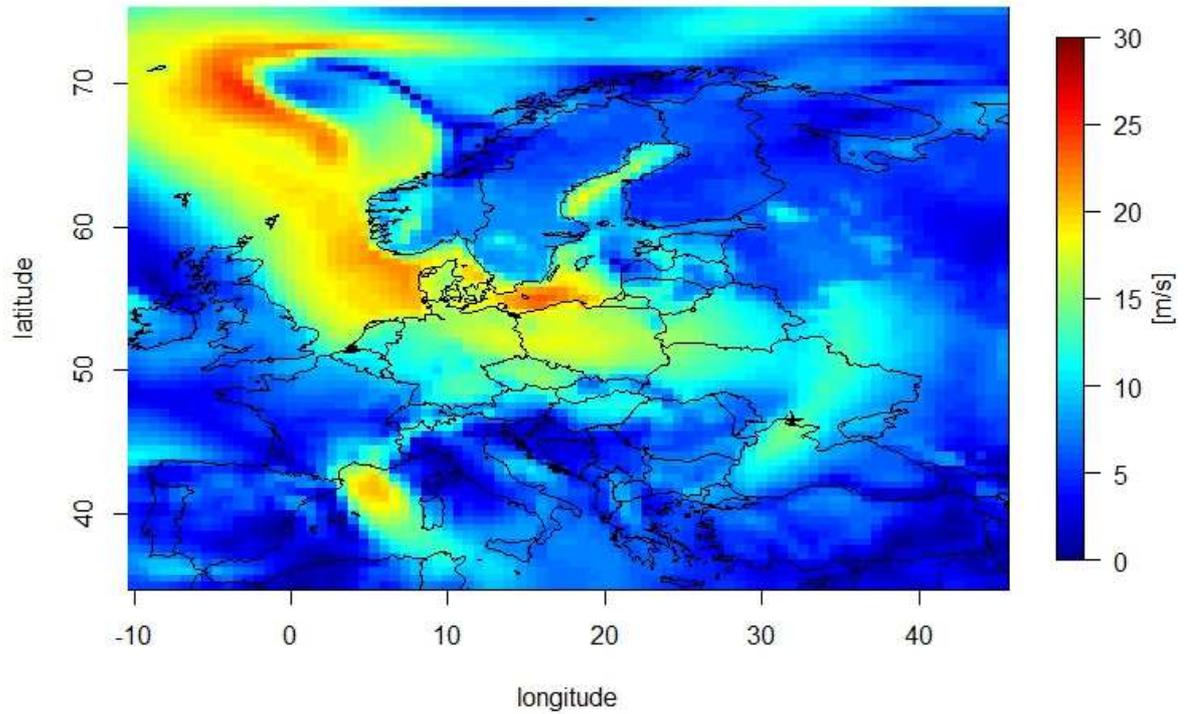
werte für 2020 (7 % national, 14 % EU-weit¹⁸) erscheinen unter Berücksichtigung des aktuellen Ausbaustandes der Windenergie jedoch zu hoch. Wir erwarten für den PLEF-Raum bis 2030 eine gesicherte Leistung von mind. 1,3 % und den Untersuchungsraum der 15 Länder eine gesicherte Leistung von mindestens 4 % der installierten Windleistung. Für die volatile erneuerbare Einspeisung sind probabilistische Ansätze der Leistungsbilanzierung zu empfehlen.

- Künftig sind **Verbundeffekte** zur Leistungsabsicherung in die Planung des notwendigen Netzausbaus noch stärker zu integrieren. Die politische Unterstützung für den Netzausbau ist nachhaltig sicherzustellen, um der Langfristigkeit des Netzausbaus Rechnung zu tragen. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass der Ausbau der Windenergie wesentlich schneller und reibungsloser voranschreitet als der hierfür notwendige Netzausbau.
- Gleichzeitig ist durch umfassende **Kosten-Nutzen-Analysen** rollierend zu überprüfen, ob das volkswirtschaftlich sinnvolle Niveau der Integration erreicht ist. Dabei sind den Synergiepotenzialen die Transaktionskosten gegenüber zu stellen, die zu ihrer Realisierung erforderlich sind.

¹⁸ Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ 2014, Seite 33 dort zitiert nach TradeWind 2009

Anhang

Abbildung 27: Verwendete Reanalyse-Wetterdaten des NASA GES DISC.



Hinweis: Im Rahmen dieser Studie wurden stündliche Gitter-Wetterdaten des NASA GES DISC verwendet: Beispielhafte Zeitpunktaufnahme (6.12.2013, 12 UTC) der mittleren stündlichen Windgeschwindigkeit [m/s] über Europa. Die gitterartige Auflösung der Wetterdaten ist gut zu erkennen.

Abbildung 28: Windenergieverfügbarkeit (in Prozent der installierten Leistung) zur Stunde der Verbundhöchstlast im Untersuchungsraum 2009-2014 und 2030

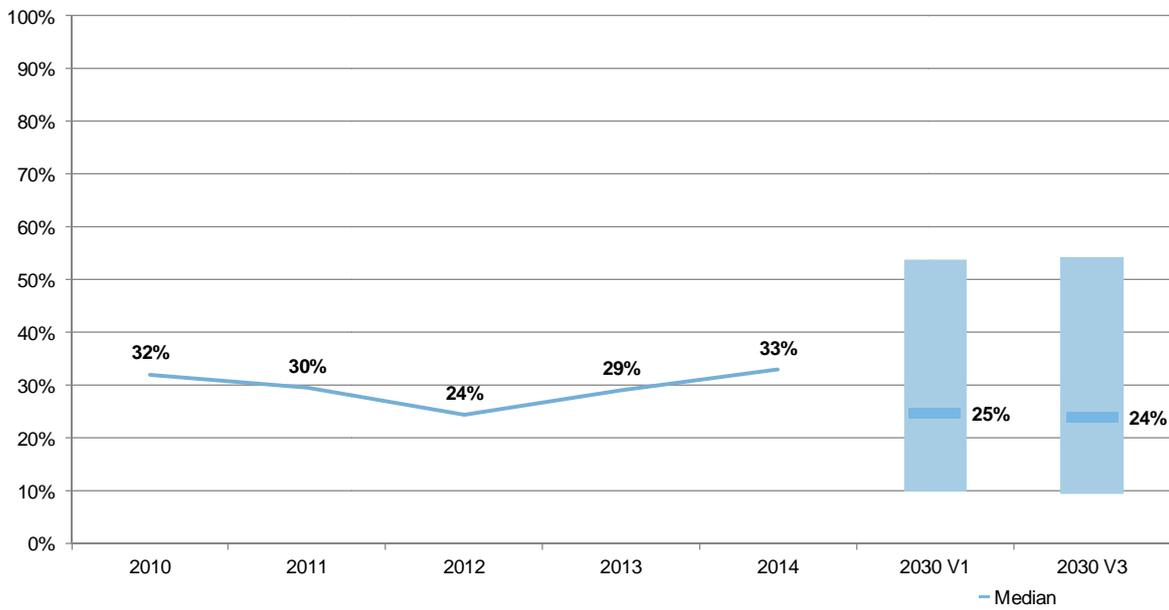


Abbildung 29: Windenergieverfügbarkeit zur Stunde der Verbundhöchstlast im Untersuchungsraum 2010-2014 und 2030

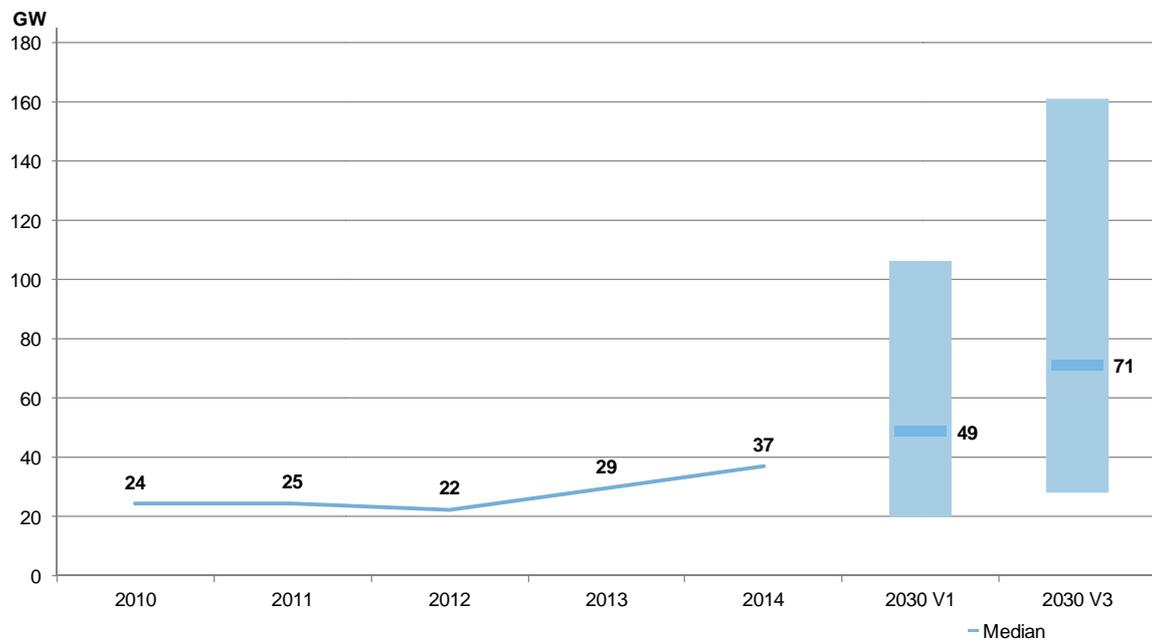
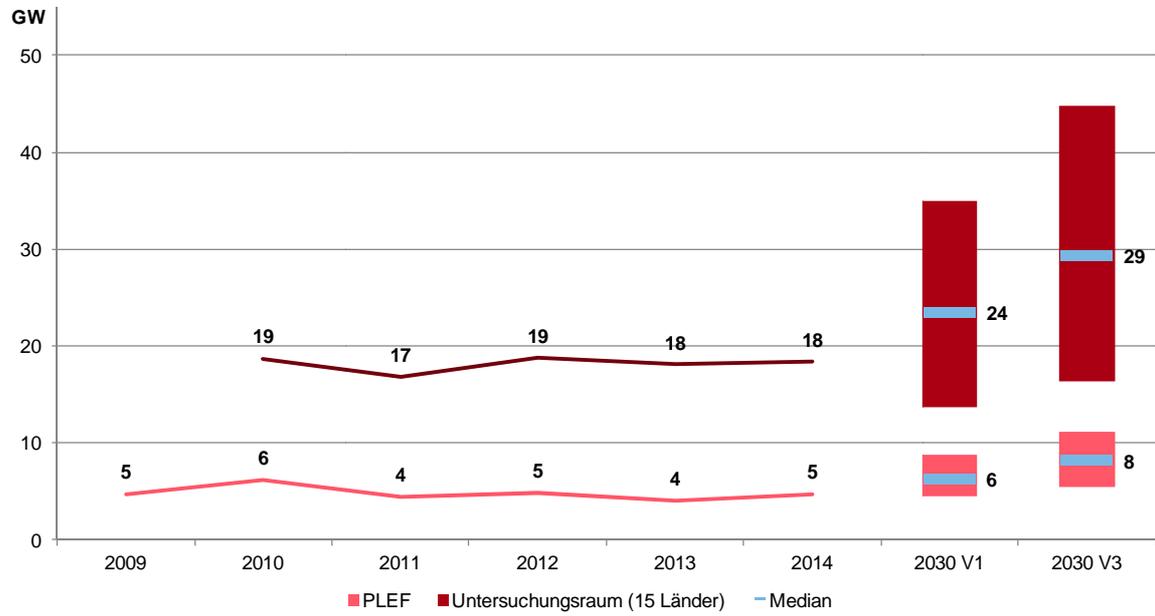


Abbildung 30: Reduktion der Residuallast in den höchsten 100 Stunden durch gemeinsame Bilanzierung im PLEF und UR 2009(10)-2014 und 2030



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
- [BFE 2014] Schweizerische Elektrizitätsstatistik, Bundesamt für Energie, 2013
- [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
- [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
- [EU 2014] 2030 framework for climate and energy policies, EU, 2014
- [PLEF SG2 2015] Generation Adequacy Assessment, Pentilateral Energy Forum Support Group 2
- [Prognos 2012] Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050: Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000 – 2050, im Auftrag des Bundesamt für Energie, 2012
- [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