

Szenarien der Versorgungssicherheit in Deutschland und Süddeutschland

für das baden-württembergische
Landesministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft

Zusammenfassung der Methodik und Ergebnisse

5. Februar 2016



Dr. Hans Christian Gils, Karl-Kiên Cao, Frieder Borggrefe

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)

Institut für Technische Thermodynamik, Abt. Systemanalyse & Technikbewertung

Wankelstraße 5, 70563 Stuttgart

Kontakt: hans-christian.gils@dlr.de



Sebastian Bothor

Universität Stuttgart

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER)

Heßbrühlstr. 49a, 70565 Stuttgart



Übersicht

- Einführung
- Methodische Vorgehensweise
 - i. Simulation der Kraftwerksverfügbarkeiten
 - ii. Modellgestützte Analyse der Versorgungssicherheit
- Modellergebnisse
 - i. Pessimistisches Szenario für das Jahr 2020
 - ii. Optimistisches Szenario für das Jahr 2025
- Zusammenfassung, Fazit und Ausblick



Hintergrund der Studie

- Geplante Weiterentwicklung des Strommarkts vor dem Hintergrund...
 - ... steigender Anteile erneuerbarer Energien (EE) an der Erzeugung
 - ... sinkender Rentabilität konventioneller Kraftwerke
 - ... zukünftiger Gewährleistung der Versorgungssicherheit
- Untersuchung der zukünftigen Entwicklung der Versorgungssicherheit bei...
 - ... sinkender konventioneller Kraftwerksleistung
 - ... Beschränkung des Kapazitätswachses auf EE mit überwiegend fluktuierender Erzeugung
 - ... möglichen Verzögerungen beim Stromnetzausbau in Deutschland



Rückblick: Kurzstudie Kapazitätsentwicklung in Süddeutschland¹

Teil 1: Statische Leistungsbilanz

- Theoretische Betrachtung für eine Spitzenlaststunde im Jahr

Teil 2: Versorgungssicherheit im System

- Simulation des stündlichen Systembetriebs mit dem Energiesystemmodell REMix

Zentrale Annahme

Studie untersucht nur die heute gesicherte Leistung:

- Betrachtung bestehender und im Bau befindlicher Anlagen
- Keine Berücksichtigung geplanter oder zusätzlicher Kraftwerke
- Ausbau der Erneuerbaren entsprechend Netzentwicklungsplan

Pessimistisches Szenario (Worst Case)

Bei der Transformation des Energiesystems kommt es zu Verzögerungen:

- Der Netzausbau in Deutschland erfolgt verzögert.
- Kraftwerke werden aus wirtschaftlichen Gründen vor Ablauf ihrer Lebensdauer stillgelegt.

Optimistisches Szenario (Best Case)

Die Transformation des deutschen Energiesystems kann wie geplant umgesetzt werden:

- Investitionen in Netze EE nach Plan.
- Bestehende Kraftwerke werden bis zum Ende der Lebensdauer genutzt

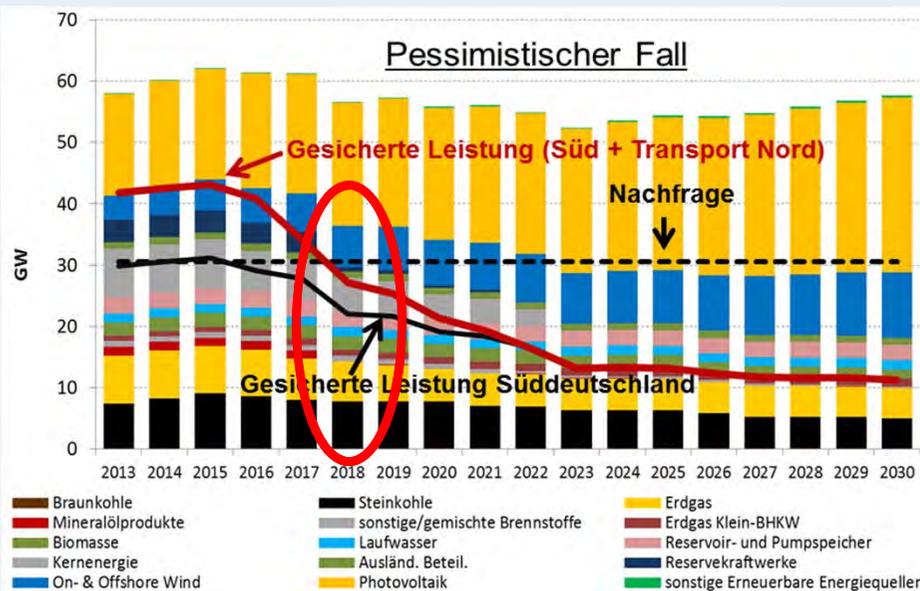
¹ Borggrefe, F.; Pregger, T.; Gils, H. C.; Cao, K. K.; Deissenroth, M.; Bothor, S.; Blesl, M.; Fahl, U.; Steurer, M. & Wiesmeth, M. Kurzstudie zur Kapazitätsentwicklung in Süddeutschland bis 2025 unter Berücksichtigung der Situation in Deutschland und den europäischen Nachbarstaaten, 2014



Rückblick: Kurzstudie Kapazitätsentwicklung in Süddeutschland

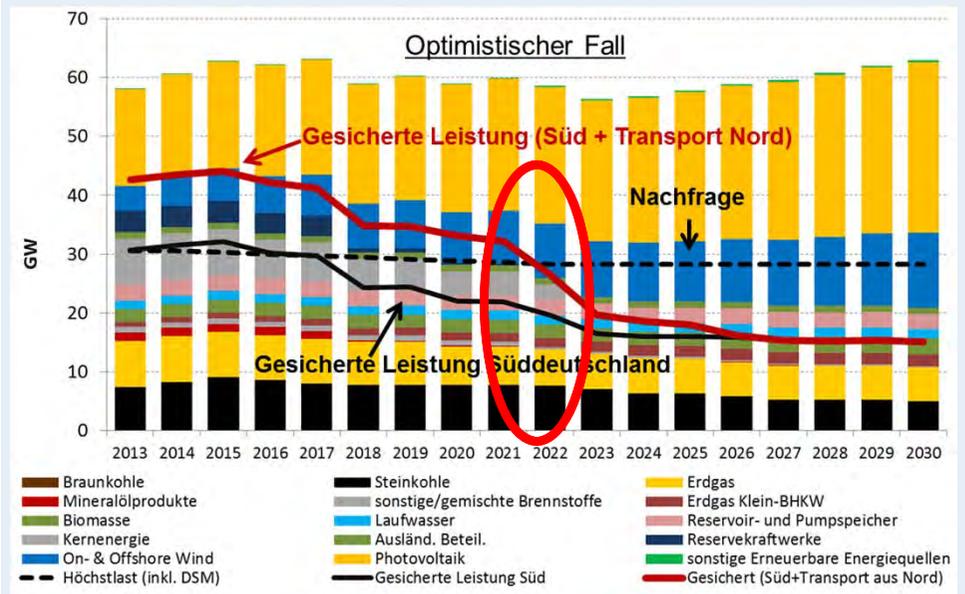
Pessimistisches Szenario (Worst Case)

Statische Leistungsbilanz Süddeutschland



Optimistisches Szenario (Best Case)

Statische Leistungsbilanz Süddeutschland



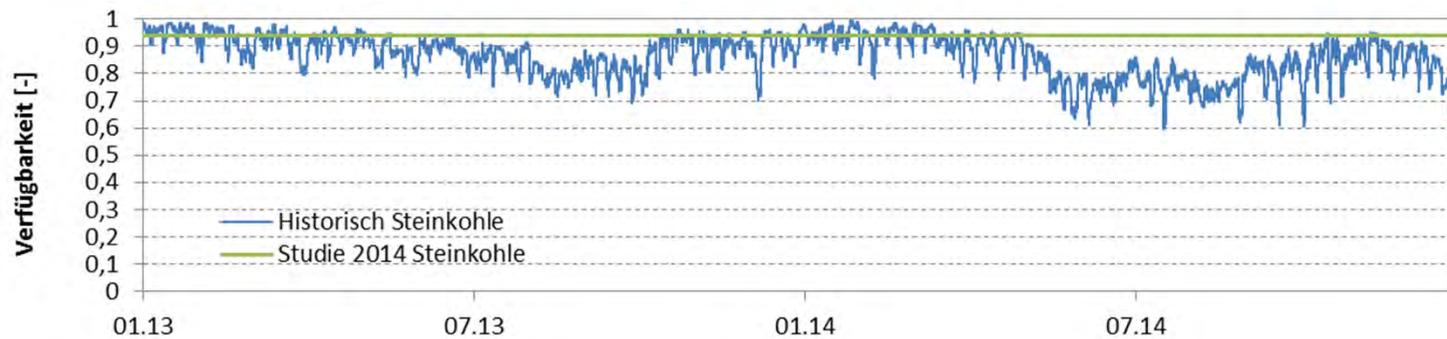
Fazit

- Ausbau fluktuierender EE reicht nicht aus, um Versorgungssicherheit in Deutschland bis 2025 zu gewährleisten
- Ab **2018** (Pessimistischer Fall) jedoch spätestens ab **2022** (Optimistischer Fall) wird zusätzlicher Lastausgleich nötig
- Ausbau der Stromnetze trägt signifikant zur Versorgungssicherheit bei



Kraftwerksverfügbarkeit und Versorgungssicherheit

- Bei der Elektrizitätsmarktmodellierung wird die verfügbare Leistung typischerweise als zeitlich konstanter Wert (z.B. 95% der installierten Leistung) vorgegeben
- Annahme der konstanten Verfügbarkeit wird Realität nicht gerecht



- Zeitliches Zusammenfallen von niedriger fluktuierender EE-Erzeugung, hohem Bedarf und geringer Kraftwerksverfügbarkeit kann Versorgungssicherheit beeinträchtigen
- Die temporale Verfügbarkeit von Erzeugungs- und Speichereinrichtungen ist somit ein wesentliches Kriterium bei der Beurteilung der Versorgungssicherheit
- Kraftwerksbetreiber melden seit dem Jahr 2013 geplante und ungeplante Nicht-Verfügbarkeiten an eine zentrale Datenbank bei der EEX-Transparency-Stelle
- Anhand dieser Angaben lassen sich stochastische Ansätze für die Simulation zukünftig möglicher Verfügbarkeitszenarien entwickeln

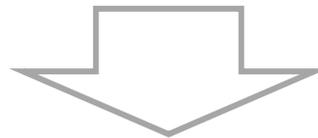


Ziel und Struktur der Studie

Ziel der Studie: Modellgestützte Untersuchung der zukünftigen Entwicklung der Versorgungssicherheit unter besonderer Berücksichtigung der zeitlichen Verfügbarkeit von Kraftwerkskapazitäten

Simulation der Kraftwerksverfügbarkeiten

1. Statistische Analyse der **historischen Kraftwerksausfälle** anhand von EEX-Transparency-Daten
2. Entwicklung von stochastischen Ansätzen zur **Simulation der Kraftwerksverfügbarkeiten**
3. Erstellen von Szenarien zur **Variation der Verfügbarkeiten**



Modellgestützte Analyse der Versorgungssituation im europäischen Verbundnetz

1. Kostenoptimale Kraftwerkseinsatzplanung zur **Lastdeckung**
2. Auslastung der **Netzkapazitäten**
3. Ermittlung der resultieren **Versorgungsengpässe**



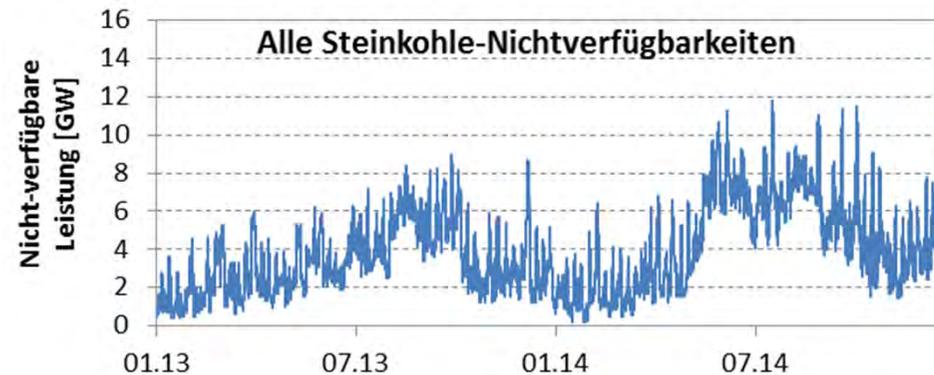
Übersicht

- Einführung
- Methodische Vorgehensweise
 - i. Simulation der Kraftwerksverfügbarkeiten
 - ii. Modellgestützte Analyse der Versorgungssicherheit
- Modellergebnisse
 - i. Pessimistisches Szenario für das Jahr 2020
 - ii. Optimistisches Szenario für das Jahr 2025
- Zusammenfassung, Fazit und Ausblick



Analyse der Daten zu Nichtverfügbarkeiten: Beispiel Steinkohle

- Beispielhaft: Verlauf der Nichtverfügbarkeit von Steinkohlekraftwerken in 2013/14 in DE

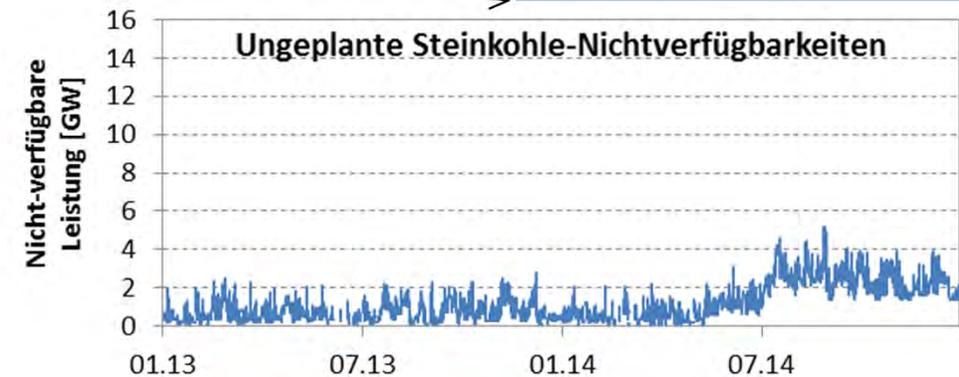
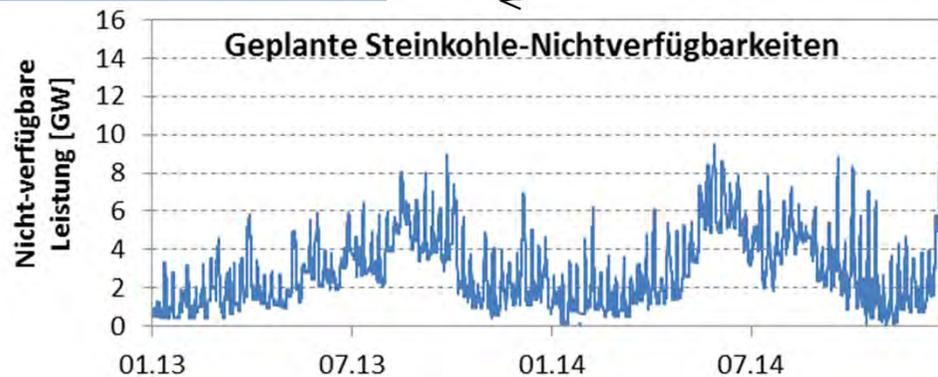


Geplant

- Revisionen
- Betriebsstrategie

Ungeplant

- Techn. Defekte
- Teilweise Anfahr rampsen



- Begrenzt saisonaler Verlauf
- Charakteristischer Wochengang
- Planbar

- Vorgabe historischer Daten

- Unabhängigkeit der Ereignisse
- Stark unterschiedliche Dauern von Nichtverfügbarkeiten
- Nicht planbar

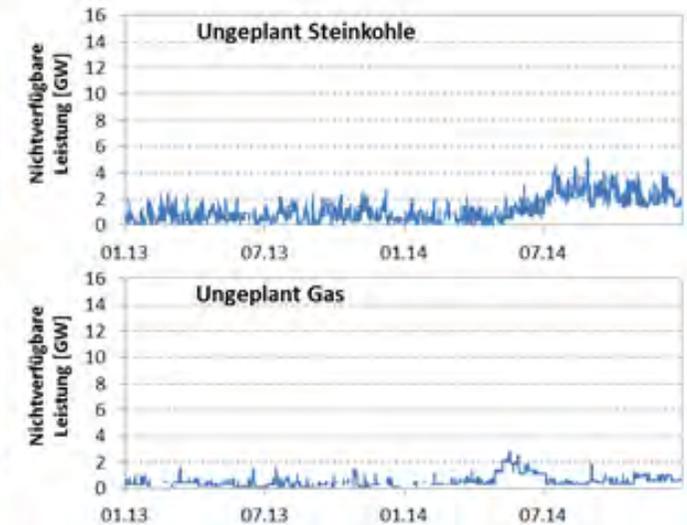
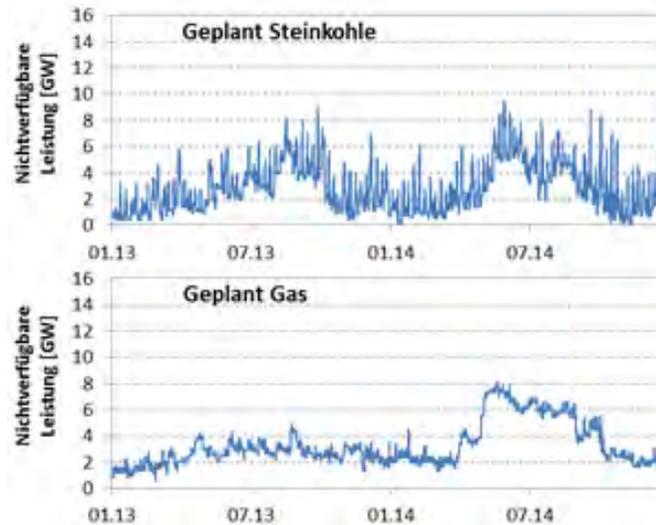
- Simulation



Analyse der Daten zu Nichtverfügbarkeiten

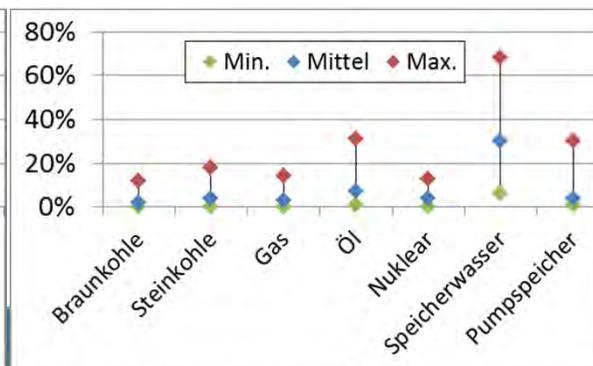
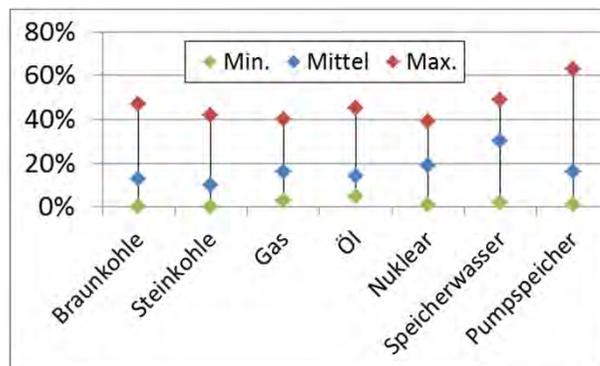
- Es zeigen sich technologiespezifische Verläufe der Nichtverfügbarkeiten

- Regelmäßige Revision
- Saisonale Effekte
- Wochenverläufe
- Häufigkeit ungeplanter Ausfälle



- Resultierende Annahmen:

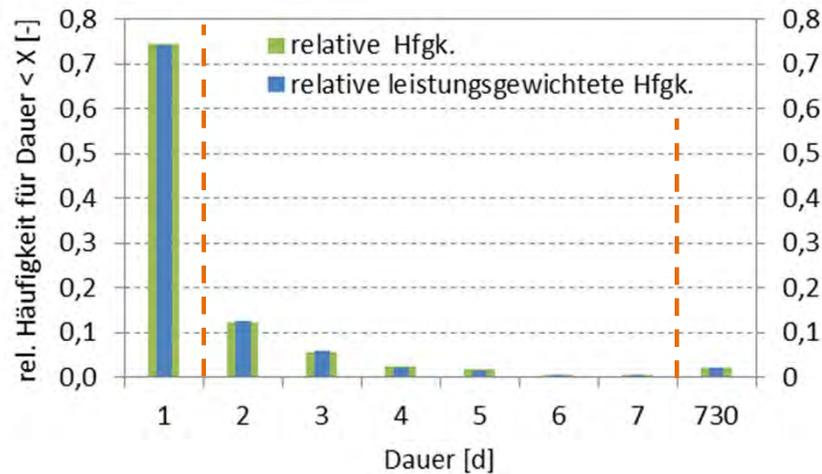
- Simulation ungeplanter Nichtverfügbarkeiten für Gas, Braunkohle, Steinkohle und Pumpspeicher
- Vorgabe eines Profils geplanter und ungeplanter Nichtverfügbarkeiten für Kernkraft
- Annahme zeitlich konstanter Werte für Öl- und Speicherwasserkraftwerke



Werte der minimalen, maximalen und mittleren Nichtverfügbarkeiten geplanter (links) und ungeplanter (rechts) Natur, jeweils relativ zur installierten Leistung

Methodische Vorgehensweise: Analyse und Simulation

- Auswertung der Dauer ungeplanter Nichtverfügbarkeiten



Häufigkeitsverteilung der Nichtverfügbarkeits-Dauern

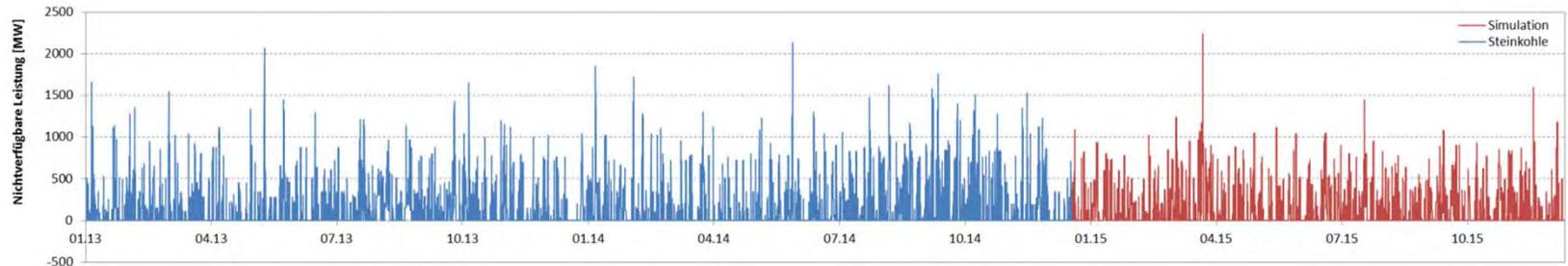
- Häufigste Ereignisse kürzer als ein Tag
- Seltene Häufigkeiten größer sieben Tage
- Leistungsgewichtete Häufigkeiten stimmen überein
- Klasseneinteilung für Simulationen anhand der Dauer:
 $0 \leq \text{Dauer} < 1d$ | $1d \leq \text{Dauer} < 7d$ | $7d \leq \text{Dauer} < 730d$

- Simulation der Nichtverfügbarkeiten durch Mean-Reversion Jump-Diffusion-Ansätze
 - i. Es werden die Differenzen der Zeitreihen erfasst und simuliert und zu Vorgängerwert addiert
 - ii. Mean-Reversion: stochastischer Prozess mit Tendenz zur Rückkehr auf einen Mittelwert
 - iii. Jump-Diffusion: stochastischer Prozess mit Sprüngen auf Basis einer Poisson-Verteilung
 - iv. Bestimmung der Prozess-Parameter mit Hilfe historischer Daten unter Berücksichtigung der Verteilungs-Kongruenz (historische Verteilung soll durch Simulation gut repräsentiert werden)

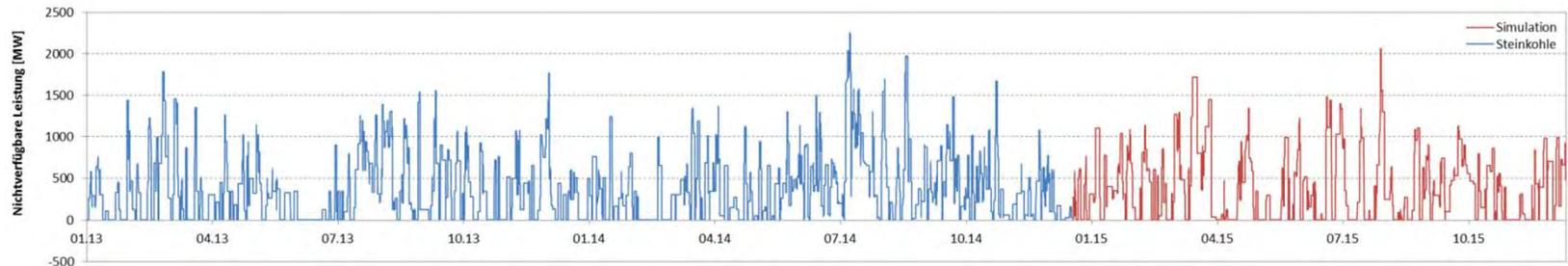


Exemplarische Ergebnisse der Simulation, Beispiel Steinkohle

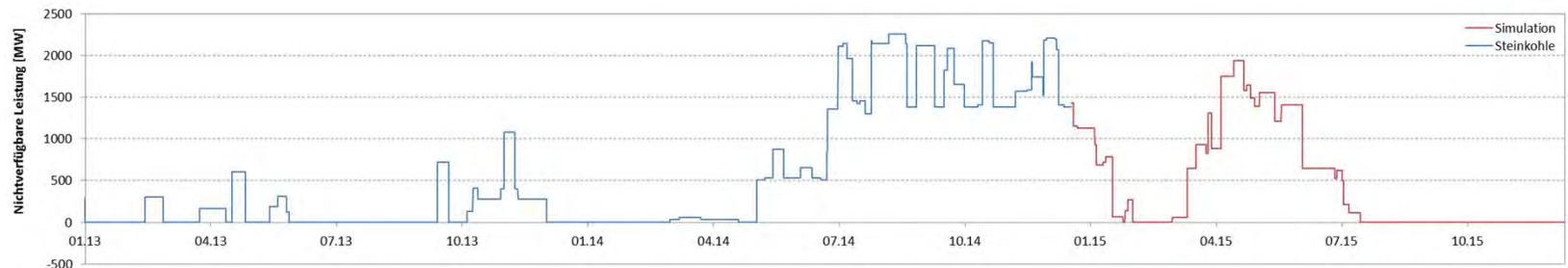
$0 \leq \text{Dauer} < 1d$



$1d \leq \text{Dauer} < 7d$



$7d \leq \text{Dauer} < 730d$



- Nichtverfügbarkeit ergibt sich aus Überlagerung dieser drei Profile
- Für jede Technologie werden 300 verschiedene Verläufe generiert



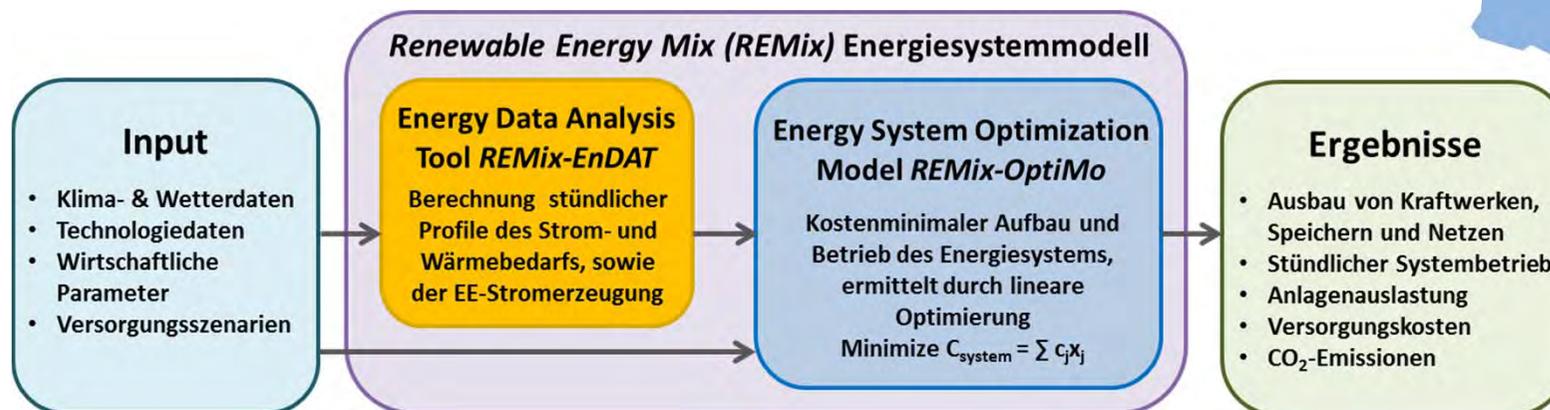
Übersicht

- Einführung
- Methodische Vorgehensweise
 - i. Simulation der Kraftwerksverfügbarkeiten
 - ii. Modellgestützte Analyse der Versorgungssicherheit
- Modellergebnisse
 - i. Pessimistisches Szenario für das Jahr 2020
 - ii. Optimistisches Szenario für das Jahr 2025
- Zusammenfassung, Fazit und Ausblick



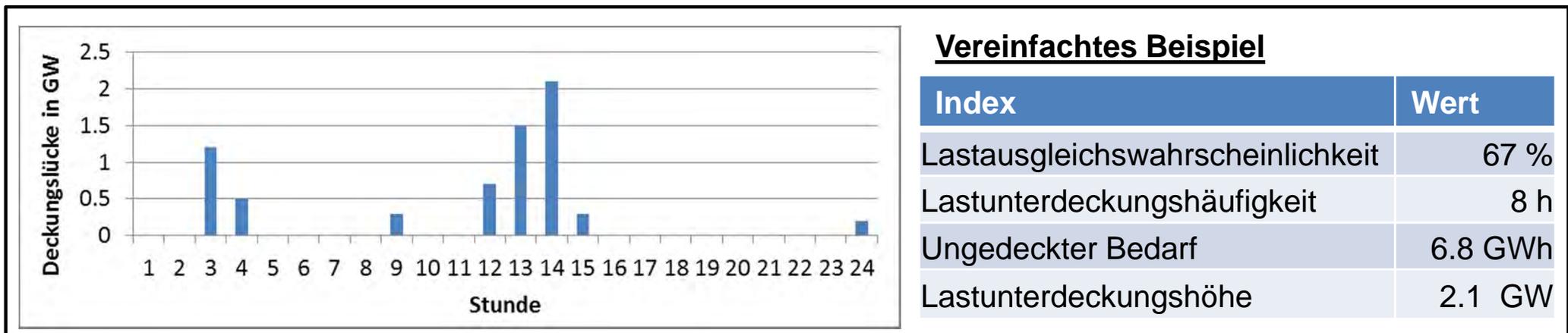
Methodische Vorgehensweise: modellgestützte Analyse

- Anwendung des REMix-Energiesystemmodells des DLR
- Simulation des stündlichen Einsatzes von Kraftwerken, Netzen, Speichern und Lastmanagement im Laufe eines Jahres
- Abbildung von 18 Regionen in Deutschland, sowie 12 Nachbarländern
- Einbindung der simulierten Kraftwerksverfügbarkeitszeitreihen
- Durchführen einer Simulation für jede der 300 Kraftwerksverfügbarkeitszeitreihen
- Übriger Input gemäß Vorgängerprojekt
- Analyse der Versorgungssicherheit anhand verschiedener Indizes



Methodische Vorgehensweise: bewertete Lastdeckungsindizes

- **Lastausgleichswahrscheinlichkeit:** Quotient aus der Anzahl der Stunden mit gedeckter Last und der Anzahl aller betrachteten Stunden.
- **Lastunterdeckungshäufigkeit:** Anzahl der Stunden mit Unterdeckung
- **Ungedeckter Bedarf:** Jahressumme der nicht bereitgestellten Energie.
- **Lastunterdeckungshöhe:** Höhe der Leistungslücke
- **Stündliche Lastausfallswahrscheinlichkeit:** stündliche Wahrscheinlichkeit eines Ausfalls



- Werte ergeben sich aus der Auswertung der **300 Variationen**, die für jedes Szenario betrachtet werden.
- Hohe Anzahl von Variationen erlaubt die Berechnung **aussagekräftiger Mittelwerte**
- Für Lastunterdeckungshäufigkeit, ungedeckten Bedarf und Lastunterdeckungshöhe werden zudem **Wahrscheinlichkeitsverteilungen** ermittelt

Methodische Vorgehensweise: Definition der Szenarien

Im Rahmen der verschiedenen Szenarien werden variiert:

- **Verfügbare Kraftwerksleistung (Details siehe Vorgängerstudie Borggreffe et al. 2014)**
 - i. optimistischer Fall: langsame Reduktion konventioneller Leistung, schneller EE-Ausbau
 - ii. pessimistischer Fall: beschleunigte Reduktion konventioneller Leistung, verzögerter EE-Ausbau
- **Szenariojahr: 2020, 2023 (siehe Anhang), 2025**
- **Lastjahr**
 - i. 2012: zeitliches Zusammenfallen der Spitzenlasten verschiedener Länder
 - ii. 2014: Last gemäß der verwendeten Daten hinsichtlich Kraftwerksverfügbarkeit
- **EE-Stromerzeugungsjahr**
 - i. 2006: durchschnittliche Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik
 - ii. 2009: unterdurchschnittliche Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik in den Wintermonaten
 - iii. 2010: unterdurchschnittliche Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik im gesamten Jahr
- **Verfügbarkeit von Gleichstromübertragungsleitungen in Deutschland**
 - i. Basisfall: bis zum Jahr 2023 sind drei Trassen gemäß Netzentwicklungsplan verfügbar
 - ii. Verzögerter Netzausbau: bis zum Jahr 2025 wird nur die HGÜ-Trasse in Korridor A realisiert



Übersicht

- Einführung
- Methodische Vorgehensweise
 - i. Simulation der Kraftwerksverfügbarkeiten
 - ii. Modellgestützte Analyse der Versorgungssicherheit
- Modellergebnisse
 - i. Pessimistisches Szenario für das Jahr 2020
 - ii. Optimistisches Szenario für das Jahr 2025
- Zusammenfassung, Fazit und Ausblick



Berücksichtigte Szenarien für den pessimistischen Fall

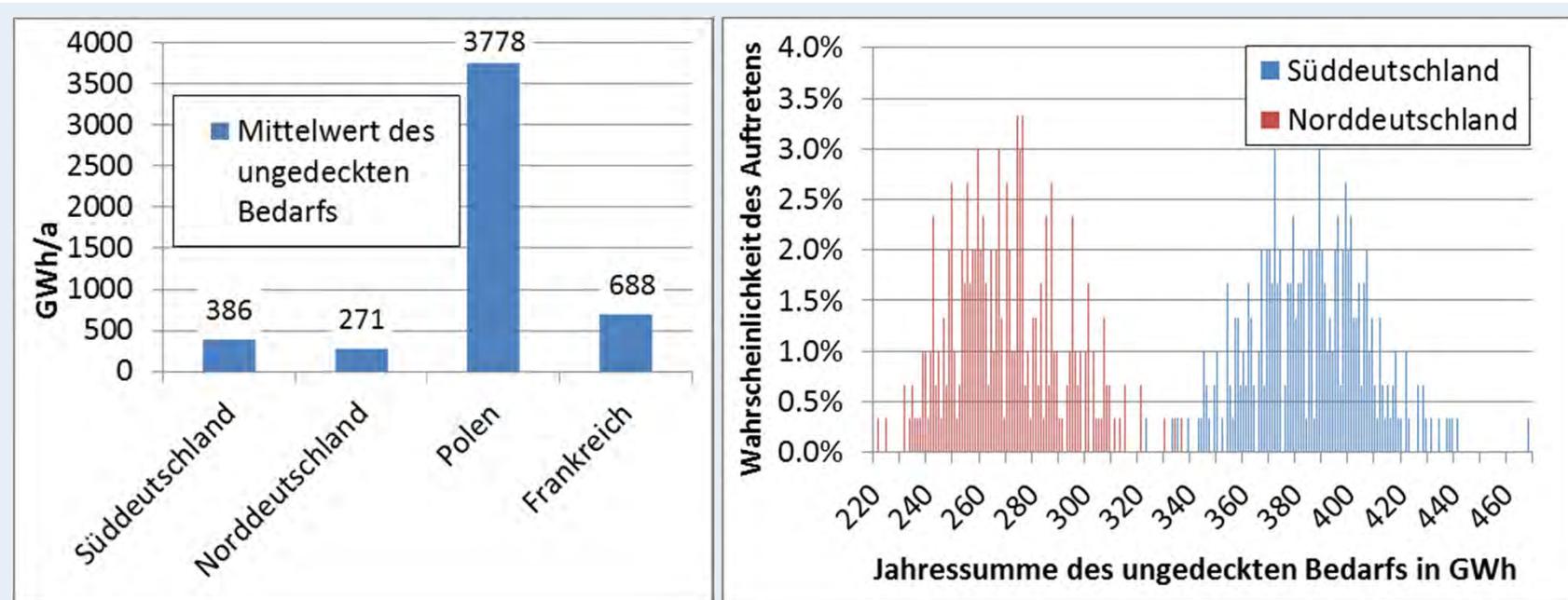
- Kraftwerksleistung: beschleunigte Reduktion konventioneller KW, verzögerter EE-Ausbau
- Szenariojahr: 2020
- Lastjahr
 - i. 2012: zeitliches Zusammenfallen der Spitzenlasten verschiedener Länder
 - ii. 2014: Last gemäß der verwendeten Daten hinsichtlich Kraftwerksverfügbarkeit
- EE-Stromerzeugungsjahr: unterdurchschnittliche Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik im gesamten Jahr (Wetterjahr 2010)



REMix-Ergebnisse: Pessimistisches Szenario für das Jahr 2020, Lastjahr 2012, Wetterjahr 2010

- Es kommt in allen Varianten zu Lastausfällen in Frankreich, Polen, Nord- und Süddeutschland
- Der ungedeckte Bedarf liegt in Süddeutschl. zwischen 324 GWh und 486 GWh, im Mittel bei 386 GWh
- In Norddeutschland ergeben sich Werte zwischen 222 GWh und 337 GWh, mit Mittelwert von 271 GWh

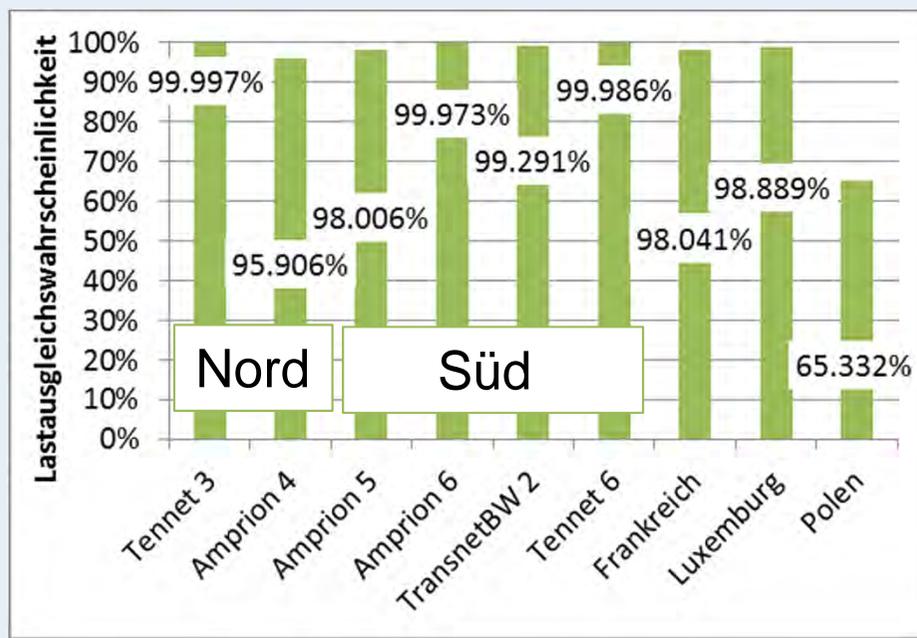
Ungedeckter Bedarf



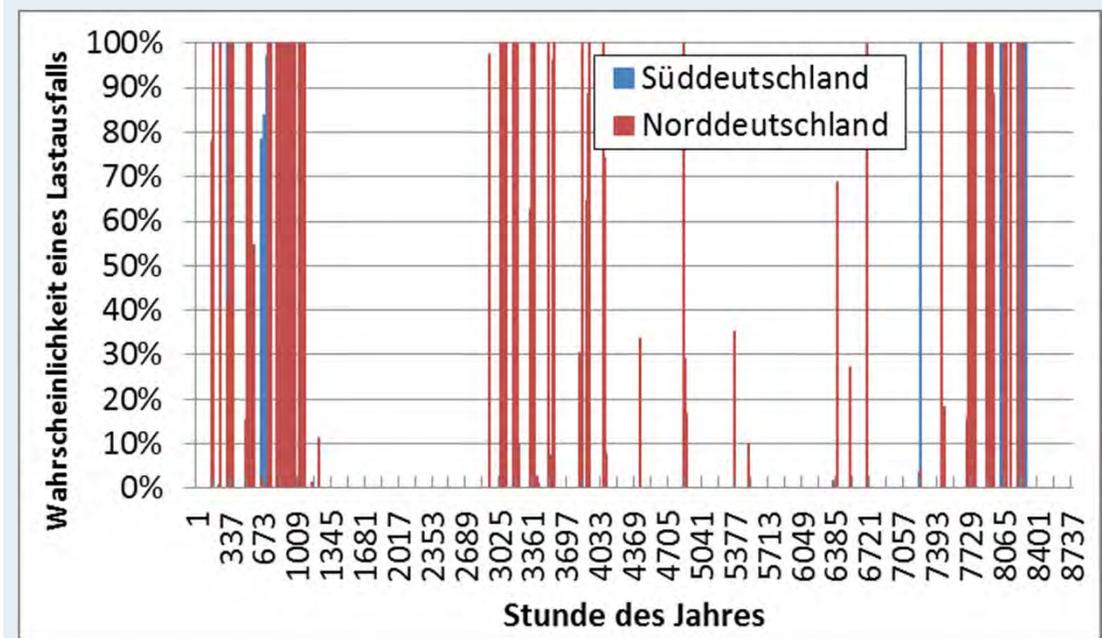
REMix-Ergebnisse: Pessimistisches Szenario für das Jahr 2020, Lastjahr 2012, Wetterjahr 2010

- Die Lastausgleichswahrscheinlichkeit beträgt in Süddeutschland 98,0%, in Norddeutschland 95,9%
- Die Ausfälle konzentrieren sich auf die zwei Regionen im Westen Deutschlands
- In Deutschland treten Ausfälle vor allem im Winter, aber auch im Herbst, Frühjahr und Sommer auf

Lastausgleichswahrscheinlichkeit



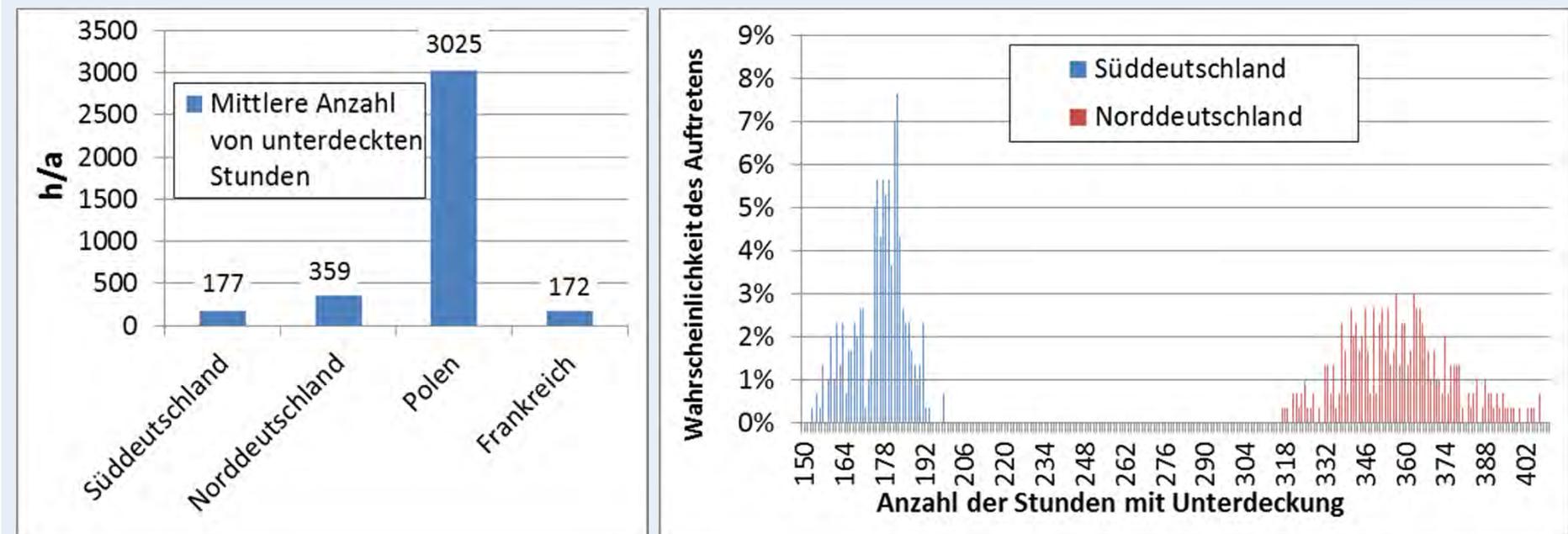
Stündliche Lastausfallswahrscheinlichkeit



REMix-Ergebnisse: Pessimistisches Szenario für das Jahr 2020, Lastjahr 2012, Wetterjahr 2010

- Die Anzahl der Stunden mit Unterdeckung liegt in Süddeutschland zwischen 153 und 199, im Mittel bei 177
- In Norddeutschland ergeben sich zwischen 317 und 426 Stunden, bei einem Mittelwert von 359 Stunden

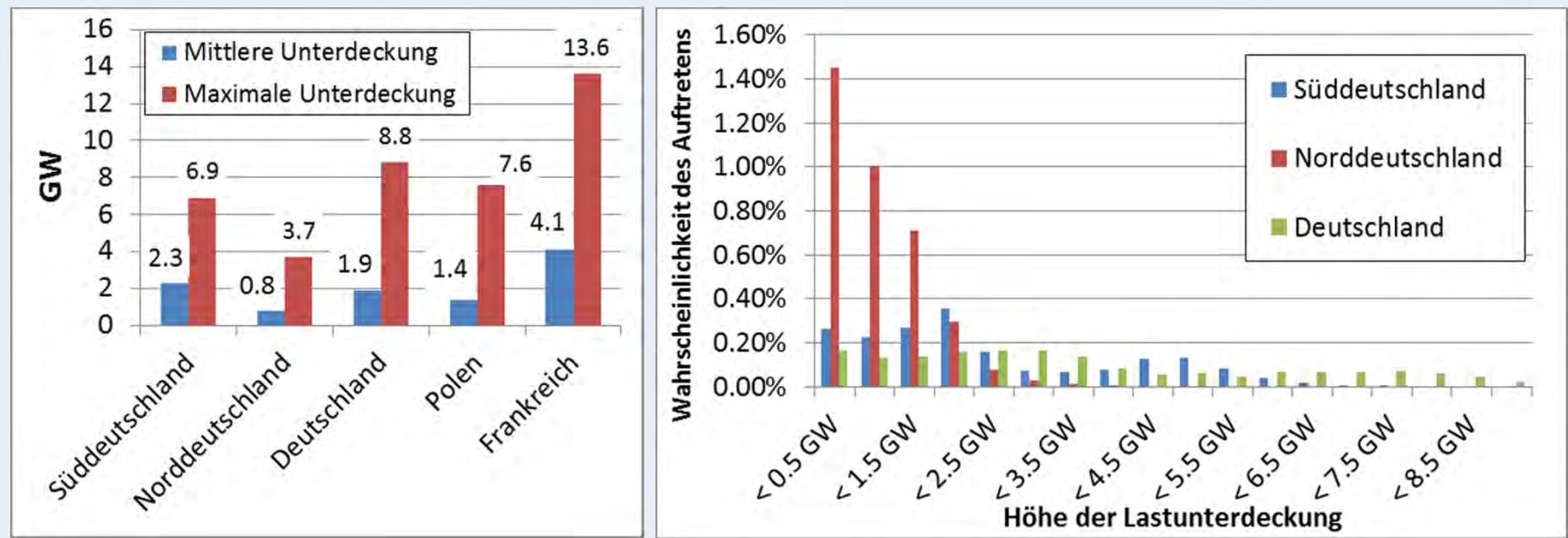
Lastunterdeckungshäufigkeit



REMix-Ergebnisse: Pessimistisches Szenario für das Jahr 2020, Lastjahr 2012, Wetterjahr 2010

- Die Höhe der Deckungslücke erreicht in Süddeutschland bis zu 6,9 GW und liegt im Mittel bei 2,3 GW
- In Norddeutschland liegt die maximale Deckungslücke bei 3,7 GW und der Mittelwert bei 0,8 GW
- In Gesamtdeutschland ergibt sich ein Maximum von 8,8 GW, der Mittelwert erreicht 1,9 GW
- Deutlich größere Lücken treten in Frankreich auf

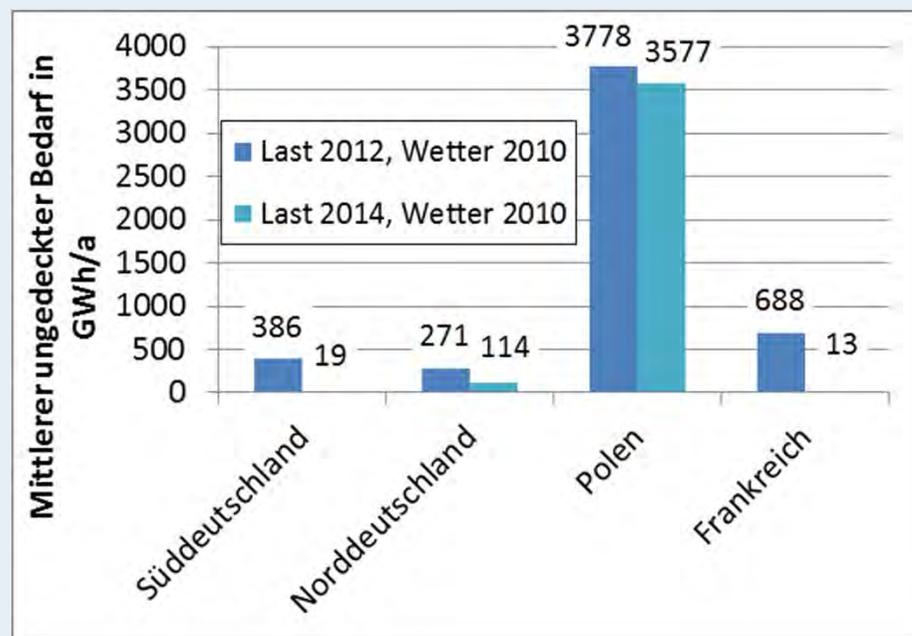
Lastunterdeckungshöhe



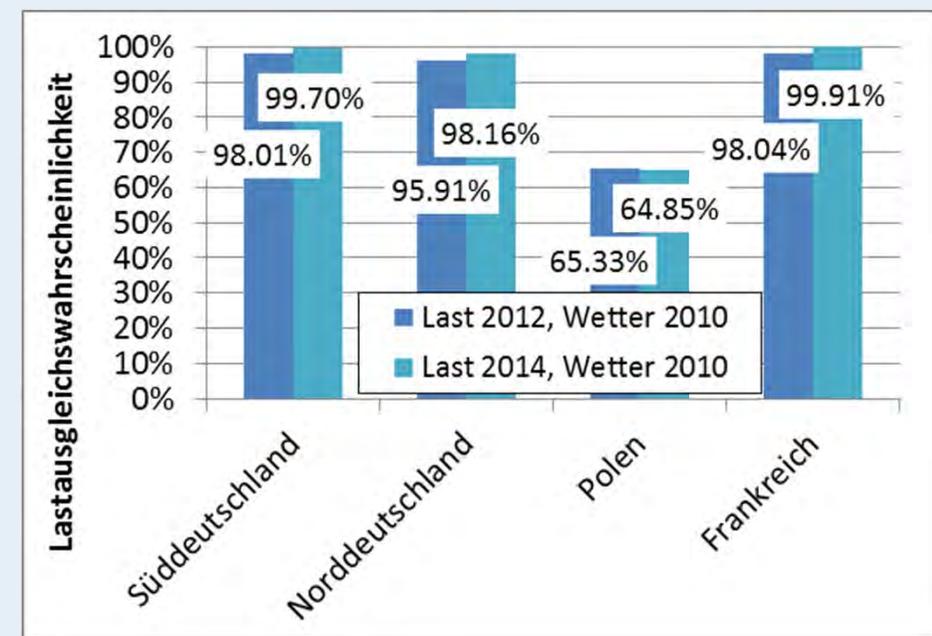
REMix-Ergebnisse: Pessimistisches Szenario für das Jahr 2020, Lastjahre 2012 und 2014, Wetterjahr 2010

- Durch Verwendung des Lastjahrs 2014 sinkt der mittlere ungedeckte Bedarf in Deutschland und Frankreich deutlich, während er in Polen leicht zunimmt
- Diese Veränderung spiegelt sich in der Lastausgleichswahrscheinlichkeit wider
- Die Lastunterdeckungshäufigkeit liegt mit Lastjahr 2014 bei 26 h in Süd- und 161 h in Norddeutschland

Ungedeckter Bedarf



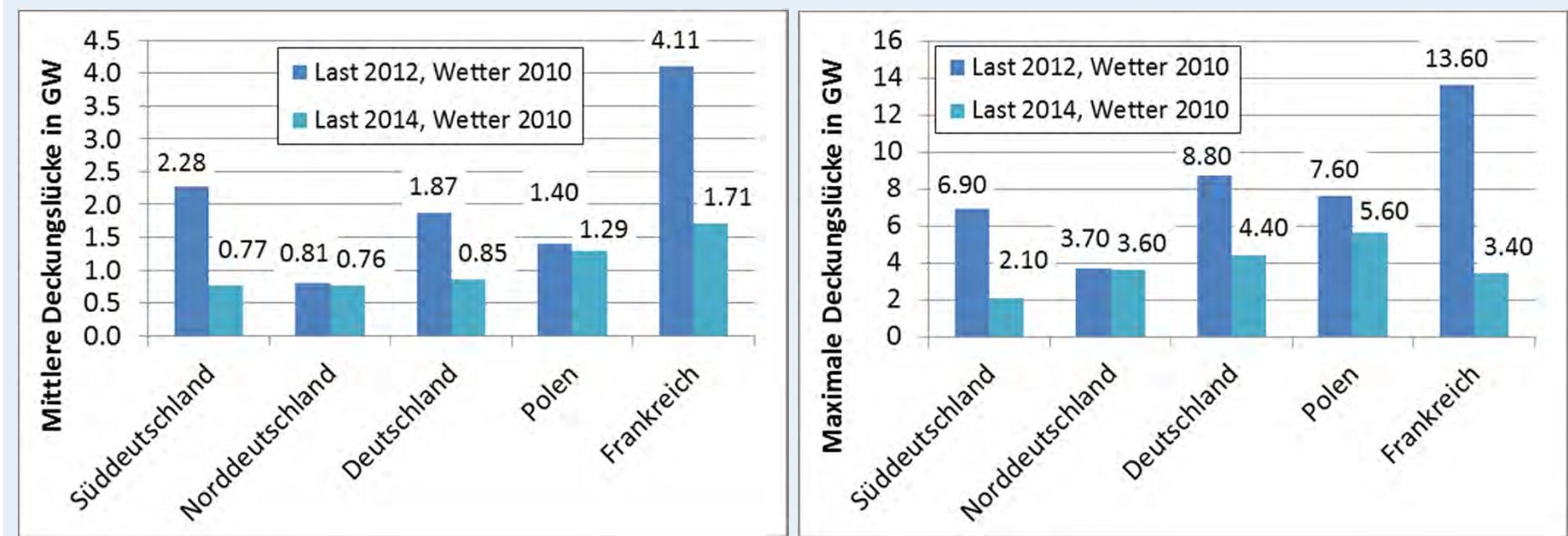
Lastausgleichswahrscheinlichkeit



REMix-Ergebnisse: Pessimistisches Szenario für das Jahr 2020, Lastjahre 2012 und 2014, Wetterjahr 2010

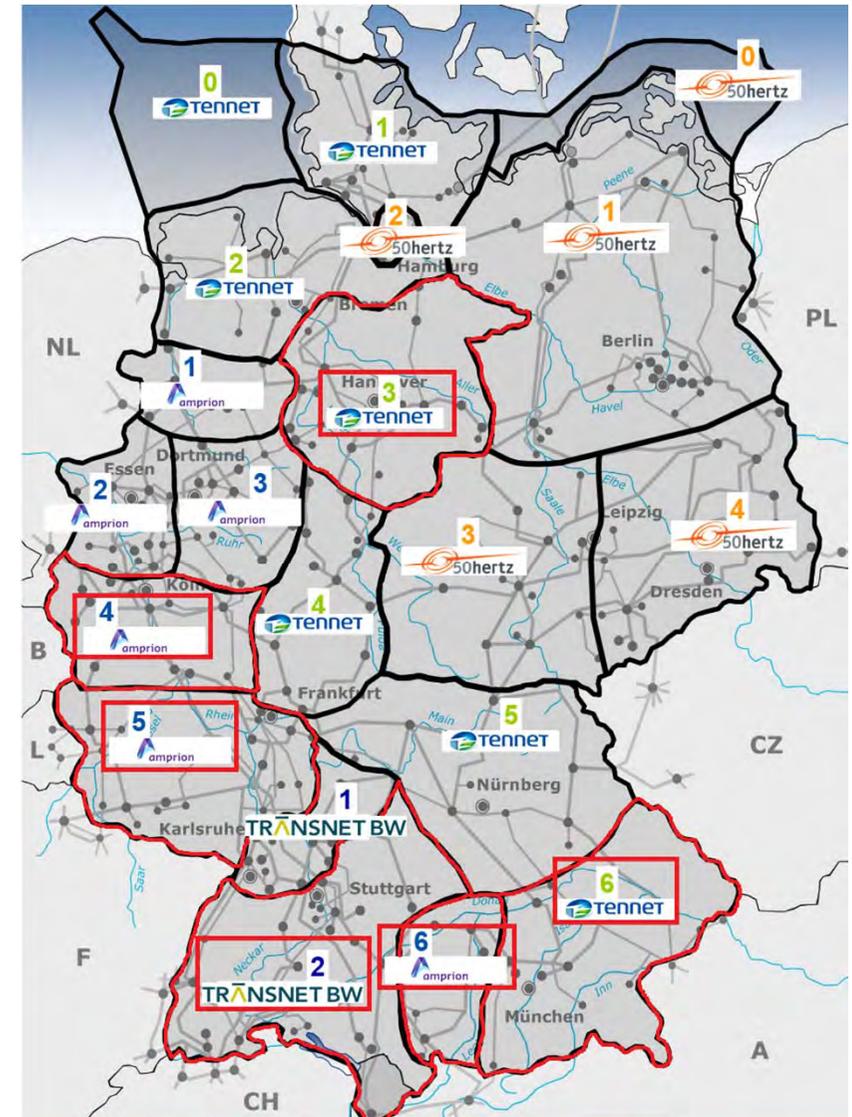
- Bei Verwendung des Lastjahrs 2014 fallen mittlere und maximale Deckungslücke in Süddeutschland um etwa 2/3 geringer aus als für das Lastjahr 2012 und liegen bei 0.8 GW bzw. 2.1 GW
- In Norddeutschland ergibt sich kaum eine Veränderung, in Gesamtdeutschland eine Halbierung
- Auch in Polen und Frankreich ergeben sich geringere Lastunterdeckungshöhen

Lastunterdeckungshöhe: Mittelwerte und Maximalwerte



REMix-Ergebnisse: Pessimistisches Szenario für das Jahr 2020, betroffene Regionen

- Bei Verwendung des Lastjahrs 2012 sind Netzregionen in Rheinland-Pfalz, Niedersachsen, sowie im südlichen Bayern, südlichen Nordrhein-Westfalen und südlichen Baden-Württemberg von Ausfällen betroffen (Regionen Amprion 4, Amprion 5, Amprion 6, TenneT 3, TenneT 6 und TransnetBW 2)
- Wird hingegen das Lastjahr 2014 genutzt, so treten Deckungslücken nur im südlichen Nordrhein-Westfalen sowie in Rheinland-Pfalz auf (Regionen Amprion 4 und Amprion 5)
- Am größten sind die Ausfälle in Region Amprion 4, wohl weil dort eine unzureichende Netzanbindung vorliegt



Eigene Darstellung auf Grundlage des Regionenmodells „Stromtransport 2013“ der deutschen ÜNB

Übersicht

- Einführung
- Methodische Vorgehensweise
 - i. Simulation der Kraftwerksverfügbarkeiten
 - ii. Modellgestützte Analyse der Versorgungssicherheit
- Modellergebnisse
 - i. Pessimistisches Szenario für das Jahr 2020
 - ii. Optimistisches Szenario für das Jahr 2025
- Zusammenfassung, Fazit und Ausblick



Berücksichtigte Szenarien für den optimistischen Fall

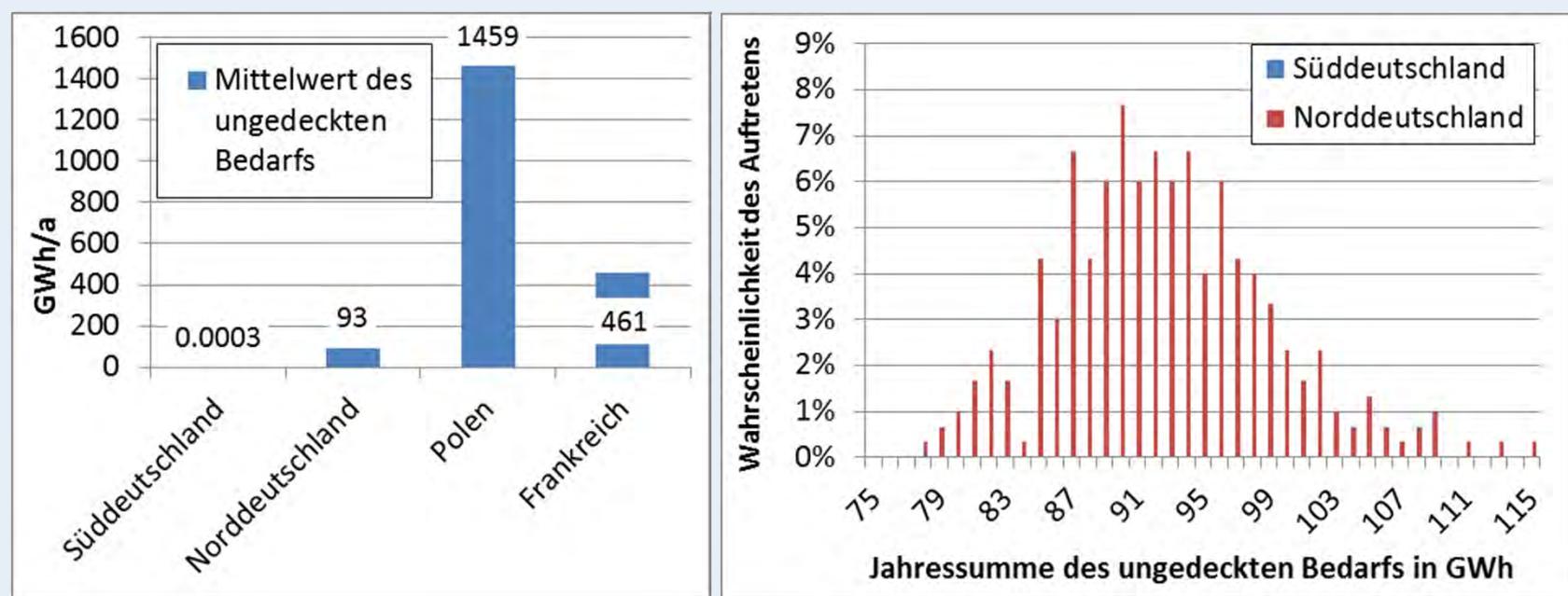
- Verfügbare Kraftwerksleistung: langsame Reduktion konventioneller Leistung, schneller EE-Ausbau
- Szenariojahr: 2025, 2023 (siehe Anhang),
- Lastjahr
 - i. 2012: zeitliches Zusammenfallen der Spitzenlasten verschiedener Länder
 - ii. 2014: Last gemäß der verwendeten Daten hinsichtlich Kraftwerksverfügbarkeit
- EE-Stromerzeugungsjahr
 - i. 2006: durchschnittliche Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik
 - ii. 2009: unterdurchschnittliche Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik in den Wintermonaten
 - iii. 2010: unterdurchschnittliche Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik im gesamten Jahr
- Verfügbarkeit von Gleichstromübertragungsleitungen in Deutschland
 - i. Basisfall: bis zum Jahr 2023 sind drei Trassen gemäß Netzentwicklungsplan verfügbar
 - ii. Verzögerter Netzausbau: bis zum Jahr 2025 wird nur die HGÜ-Trasse in Korridor A realisiert



REMix-Ergebnisse: Optimistisches Szenario für das Jahr 2025, Lastjahr 2012, Wetterjahr 2006

- Es kommt in allen Varianten zu Lastausfällen in Norddeutschland, Frankreich und Polen
- In Süddeutschland kommt es nur in einer einzigen Variation zu einer Unterdeckung
- In dieser liegt der ungedeckte Bedarf unter 0,1 GWh, woraus ein Mittelwert von 3 MWh resultiert
- In Norddeutschland ergeben sich Werte zwischen 70 GWh und 120 GWh, mit Mittelwert von 93 GWh

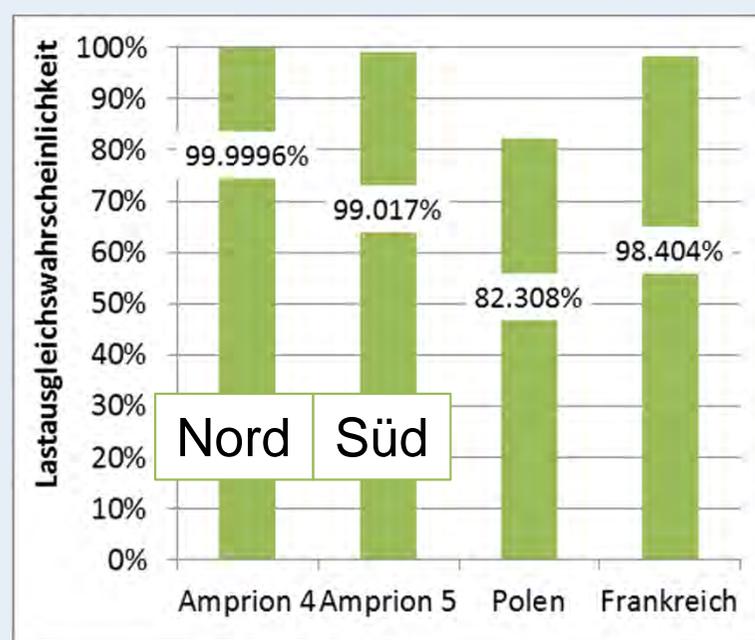
Ungedeckter Bedarf



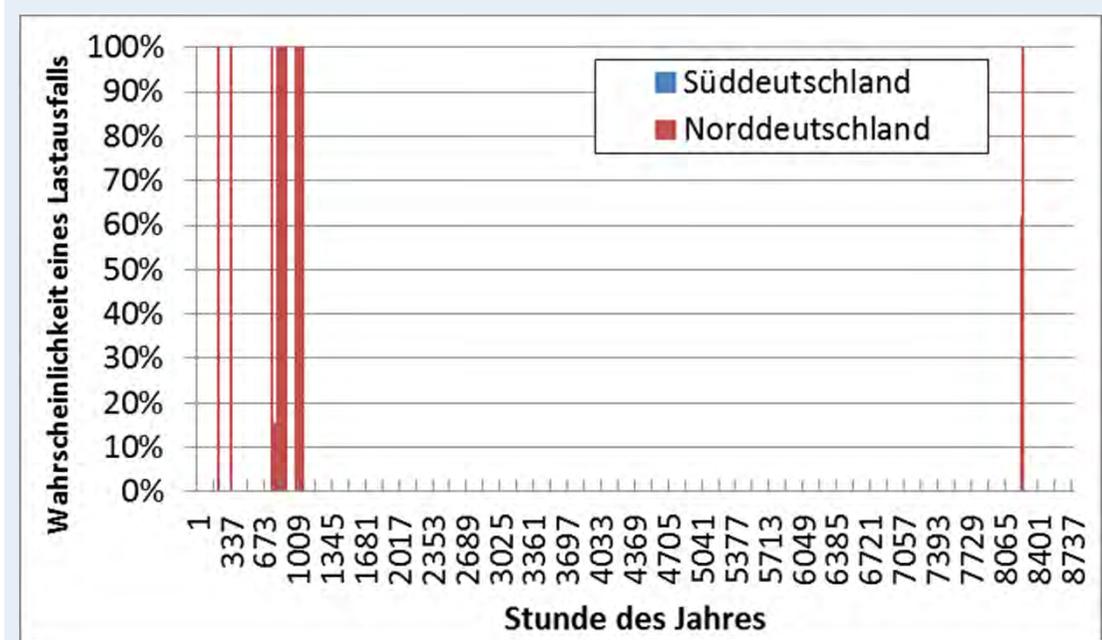
REMix-Ergebnisse: Optimistisches Szenario für das Jahr 2025, Lastjahr 2012, Wetterjahr 2006

- Die Lastausgleichswahrscheinlichkeit beträgt in Süddeutschland 99,9%, in Norddeutschland 99,0%
- Von Ausfällen betroffen sind zwei Regionen im Westen Deutschlands
- In Deutschland konzentrieren sich die Ausfälle auf die erste Februarhälfte

Lastausgleichswahrscheinlichkeit

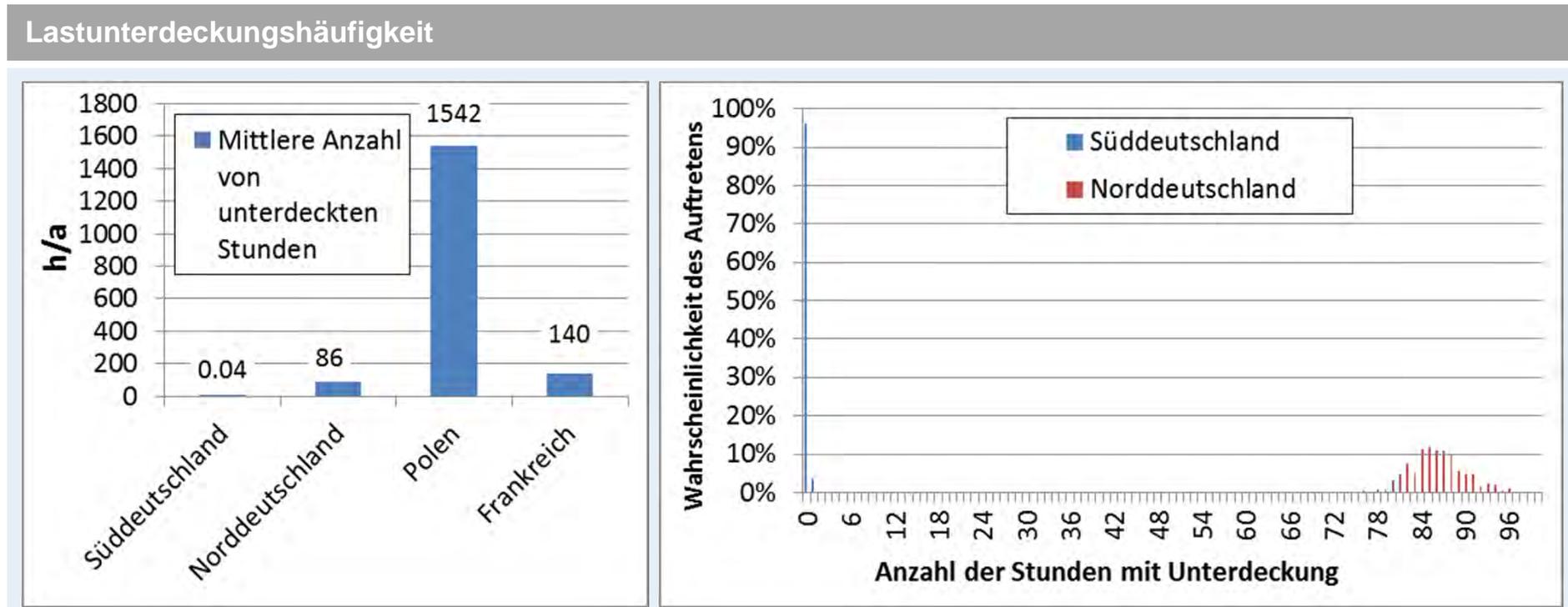


Stündliche Lastausfallswahrscheinlichkeit



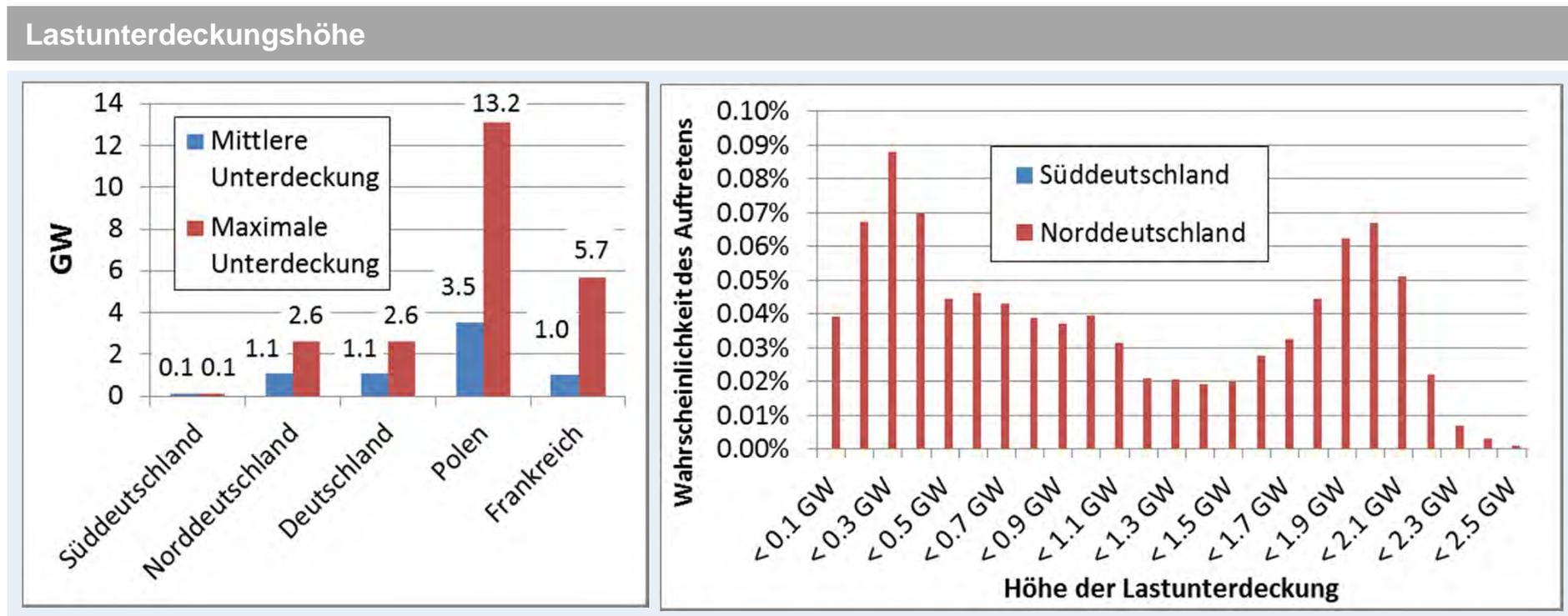
REMix-Ergebnisse: Optimistisches Szenario für das Jahr 2025, Lastjahr 2012, Wetterjahr 2006

- Die Anzahl der Stunden mit Unterdeckung liegt in Süddeutschland bei maximal 1 Stunde
- In Norddeutschland ergeben sich zwischen 78 und 96 Stunden, bei einem Mittelwert von 86 Stunden



REMix-Ergebnisse: Optimistisches Szenario für das Jahr 2025, Lastjahr 2012, Wetterjahr 2006

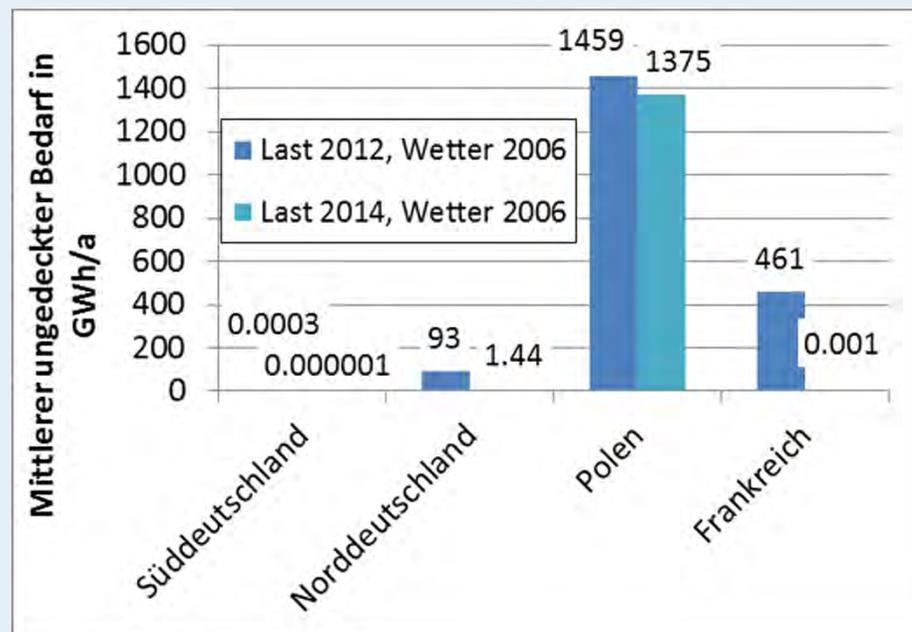
- Die Höhe der Deckungslücke erreicht in Süddeutschland weniger als 0,1 GW
- In Norddeutschland liegt die maximale Deckungslücke bei 2,6 GW und der Mittelwert bei 1,1 GW
- Deutlich größere Lücken treten in Frankreich und Polen auf



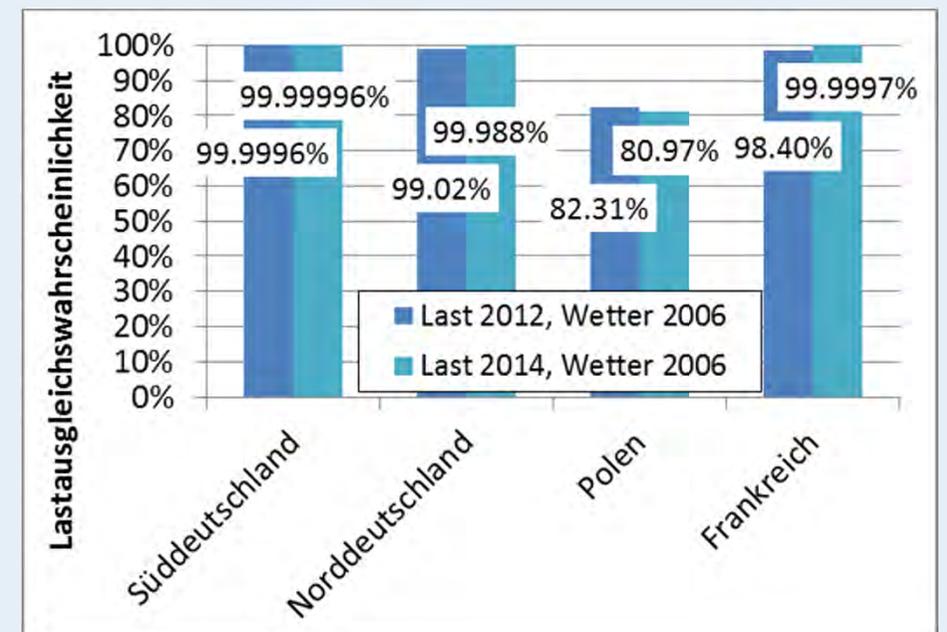
REMix-Ergebnisse: Optimistisches Szenario für das Jahr 2025, Lastjahre 2012 und 2014, Wetterjahr 2006

- Wie im pessimistischen Fall ergeben sich bei Verwendung des Lastjahres 2014 höhere Lastausgleichswahrscheinlichkeiten als für das Lastjahr 2012
- In Süddeutschland und Frankreich kommt es nur ganz vereinzelt zu Lastausfällen von unter 0,1 GWh
- Der mittlere ungedeckte Bedarf sinkt auch in Norddeutschland auf Werte zwischen 1,2 und 1,9 GWh

Ungedeckter Bedarf



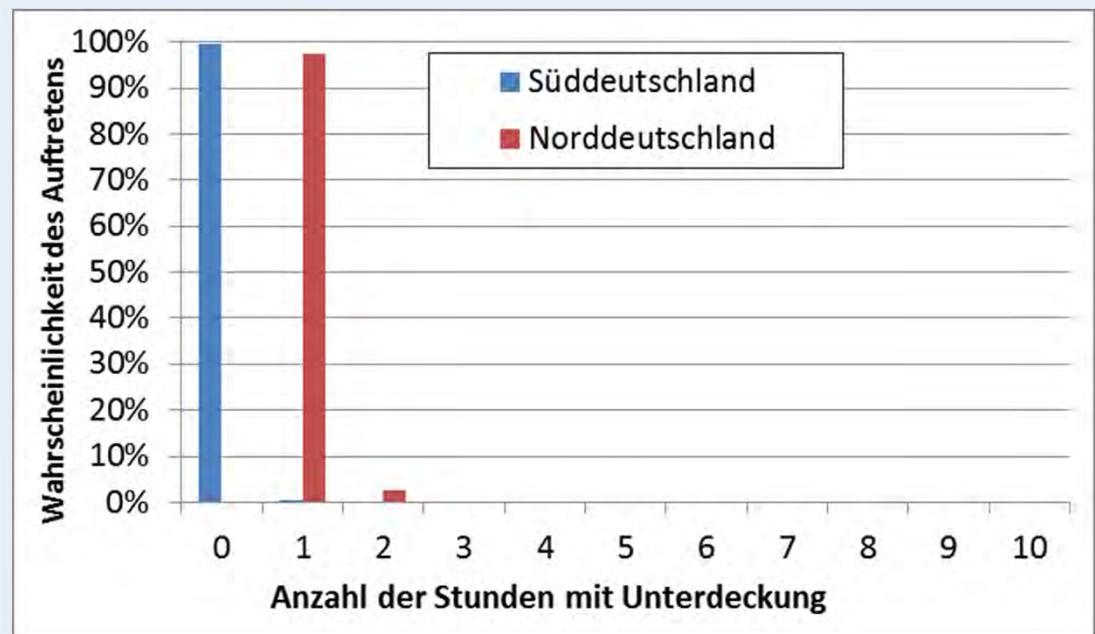
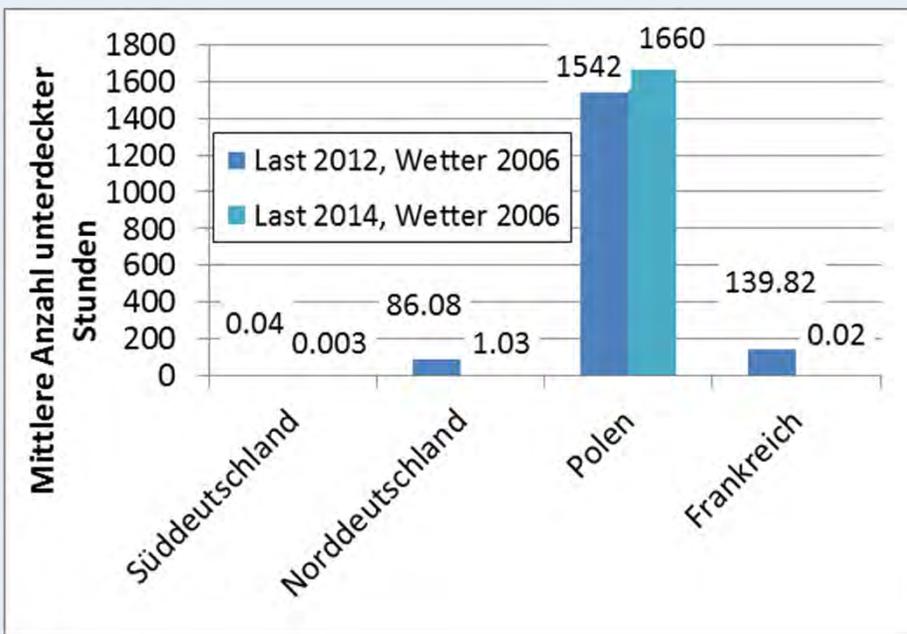
Lastausgleichswahrscheinlichkeit



REMix-Ergebnisse: Optimistisches Szenario für das Jahr 2025, Lastjahre 2012 und 2014, Wetterjahr 2006

- In Süddeutschland kommt es nur in einer Variation in einer Stunde zu einem Lastausfall
- In Norddeutschland ergeben sich maximal 2 Stunden mit Unterdeckung
- Durch die Verwendung des Lastjahrs 2014 kann die Anzahl der Stunden mit Unterdeckung auch in Frankreich und Polen drastisch reduziert werden

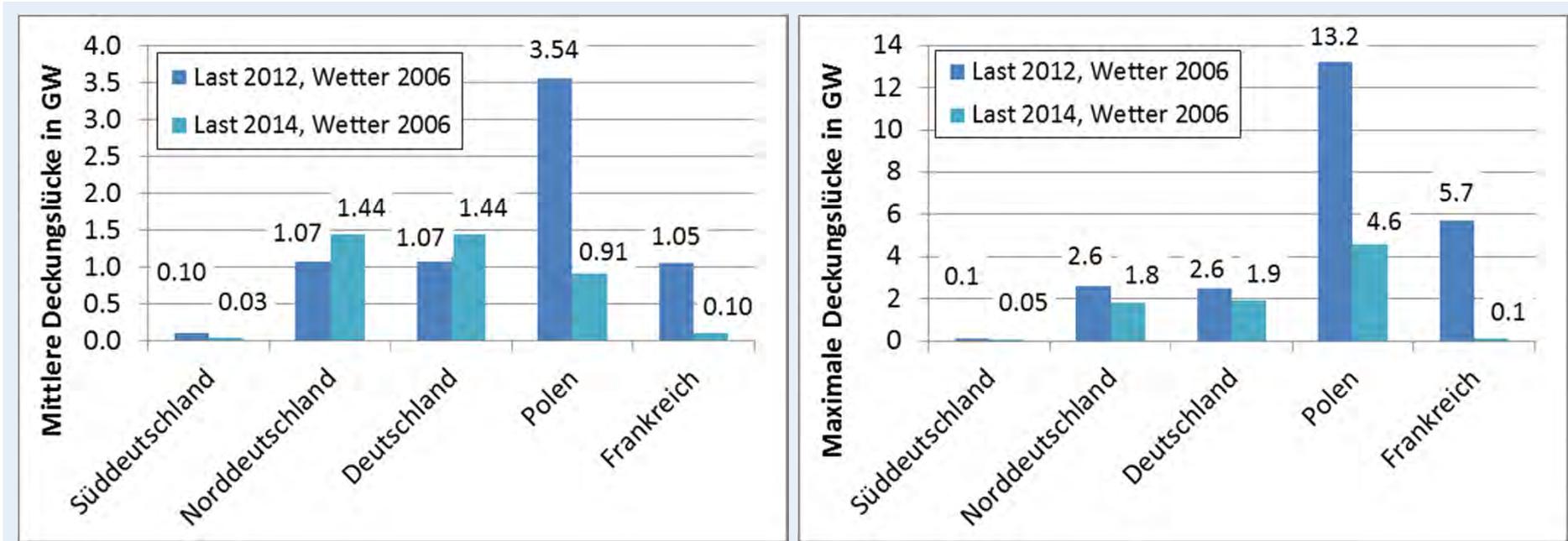
Lastunterdeckungshäufigkeit



REMix-Ergebnisse: Optimistisches Szenario für das Jahr 2025, Lastjahre 2012 und 2014, Wetterjahr 2006

- Die Höhe der Deckungslücke erreicht in Süddeutschland maximal 0,05 GW, und im Mittel 0,03 GW
- In Norddeutschland ergibt sich bei Nutzung des Lastjahrs 2014 eine geringere maximale Deckungslücke (1,9 GW), aber eine höhere mittlere Deckungslücke (1,4 GW)
- Auch in Polen und Frankreich ergeben sich deutlich geringere Lücken als im Fall des Lastjahres 2012

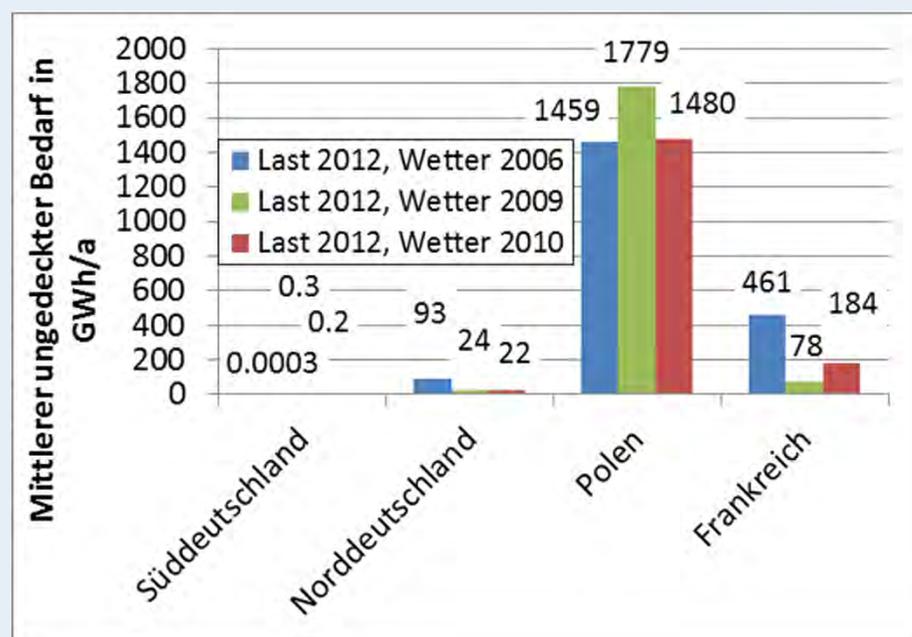
Lastunterdeckungshöhe: Mittelwerte und Maximalwerte



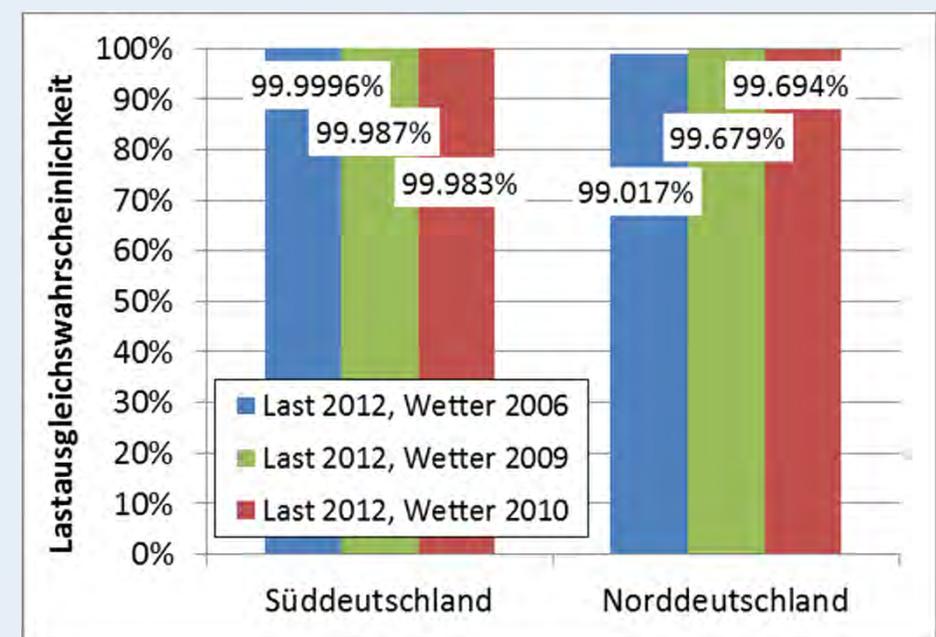
REMix-Ergebnisse: Optimistisches Szenario für das Jahr 2025, Lastjahr 2012, Wetterjahre 2006, 2009 und 2010

- Der ungedeckte Bedarf steigt durch bei Verwendung einer geringeren EE-Erzeugung im Süden an und sinkt im Norden ab, wobei sich zwischen den Wetterjahren 2009 und 2010 kaum Unterschiede ergeben
- Für die Wetterjahre 2009 und 2010 treten in Süddeutschland in knapp 90% der Variationen Lastausfälle auf: es ergibt sich ein mittlerer ungedeckter Bedarf von 0,3 GWh bzw. 0,2 GWh
- In Norddeutschland gibt es in allen Variationen Ausfälle, bei Mittelwerten von 24 GWh bzw. 22 GWh
- Die mittlere Anzahl unterdeckter Stunden liegt in Süddeutschland bei 1,2 bzw 1,5 pro Jahr

Ungedeckter Bedarf



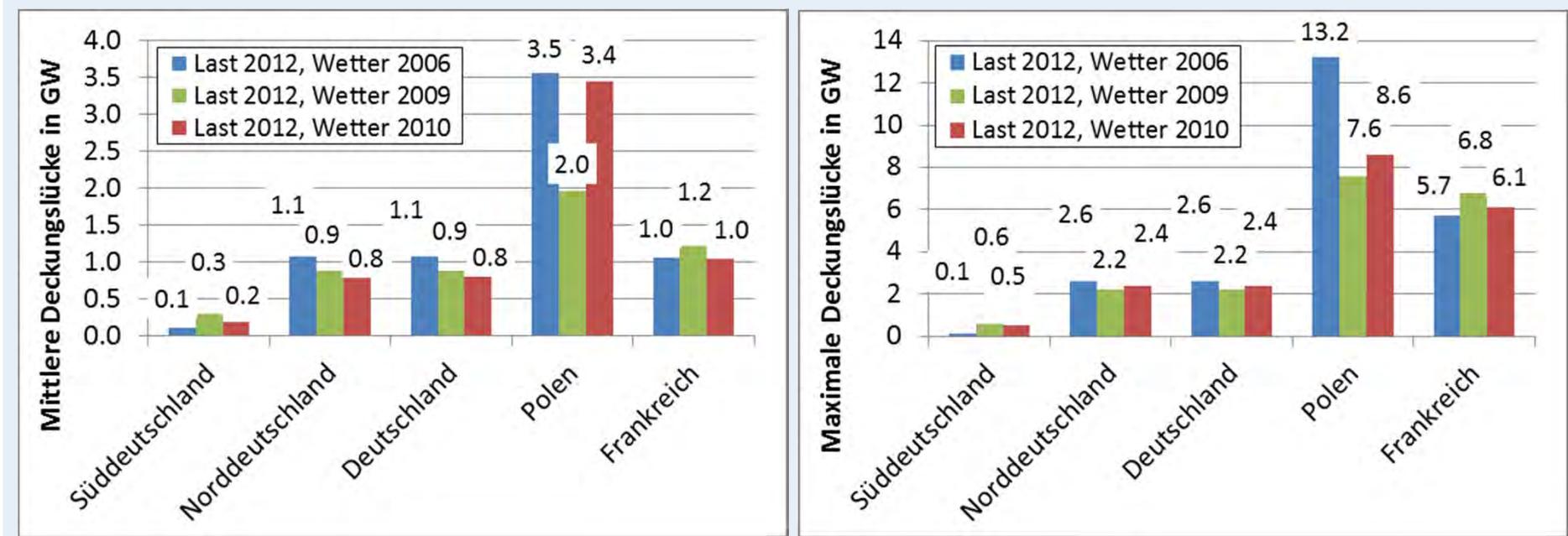
Lastausgleichswahrscheinlichkeit



REMix-Ergebnisse: Optimistisches Szenario für das Jahr 2025, Lastjahr 2012, Wetterjahre 2006, 2009 und 2010

- Die Verwendung der Wetterjahre 2009 und 2010 bringt einen deutlichen Anstieg der mittleren und maximalen Deckungslücken in Süddeutschland mit sich. Im Maximalfall ergeben sich 0,6 bzw. 0,5 GW
- In vergleichbarem Ausmaß ist ein Rückgang der Deckungslücken in Norddeutschland zu beobachten

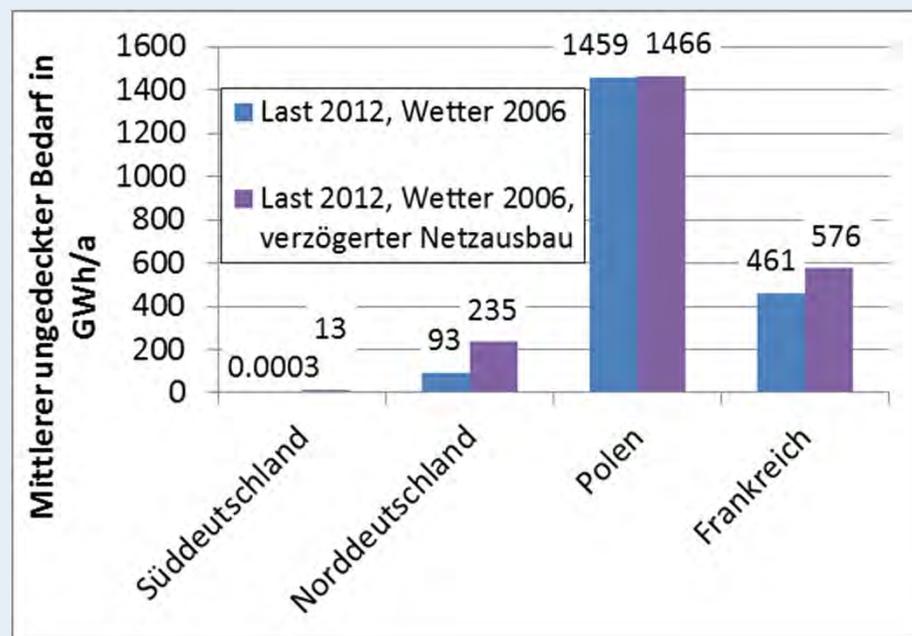
Lastunterdeckungshöhe: Mittelwerte und Maximalwerte



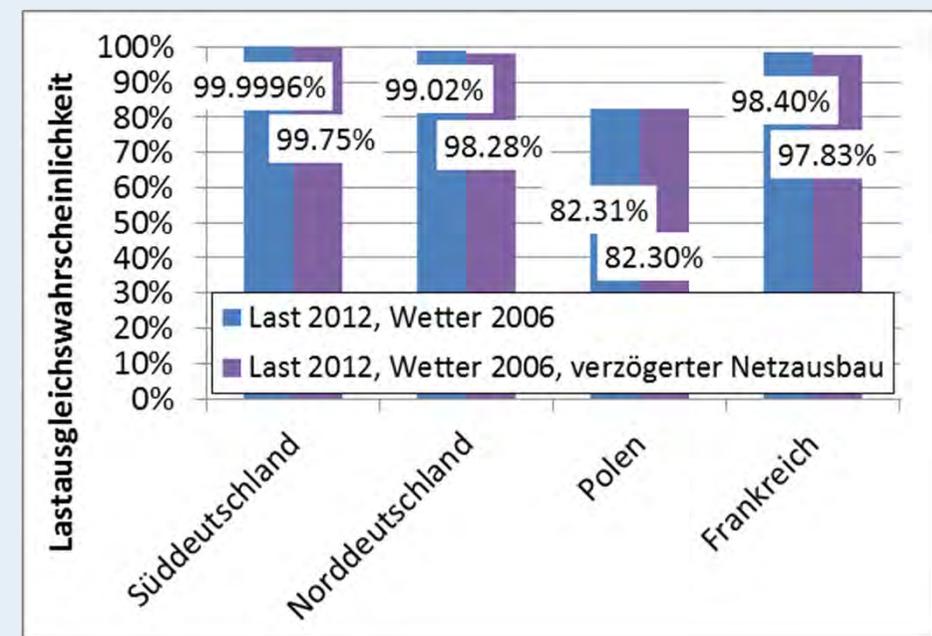
REMix-Ergebnisse: Optimistisches Szenario für das Jahr 2025, Lastjahr 2012, Wetterjahr 2006, verzögerter Netzausbau

- Steht nur eine HGÜ-Leitung zur Verfügung ergeben sich höhere Defizite in Nord- und Süddeutschland
- Der ungedeckte Bedarf liegt in Süddeutschl. dann zwischen 9 GWh und 18 GWh, im Mittel bei 13 GWh
- In Norddeutschland ergeben sich Werte zwischen 200 GWh und 270 GWh, mit Mittelwert von 235 GWh
- Die mittlere Anzahl unterdeckter Stunden steigt im Süden auf 22, in Norden auf 151 Stunden pro Jahr

Ungedeckter Bedarf



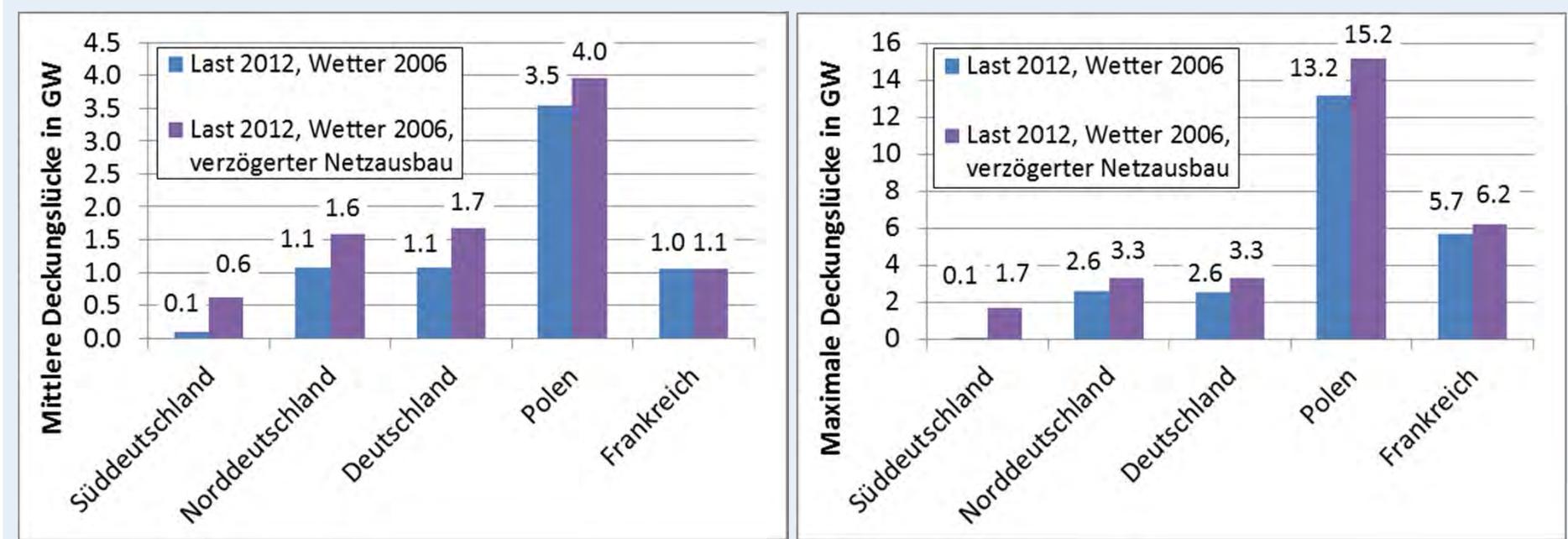
Lastausgleichswahrscheinlichkeit



REMix-Ergebnisse: Optimistisches Szenario für das Jahr 2025, Lastjahr 2012, Wetterjahr 2006, verzögerter Netzausbau

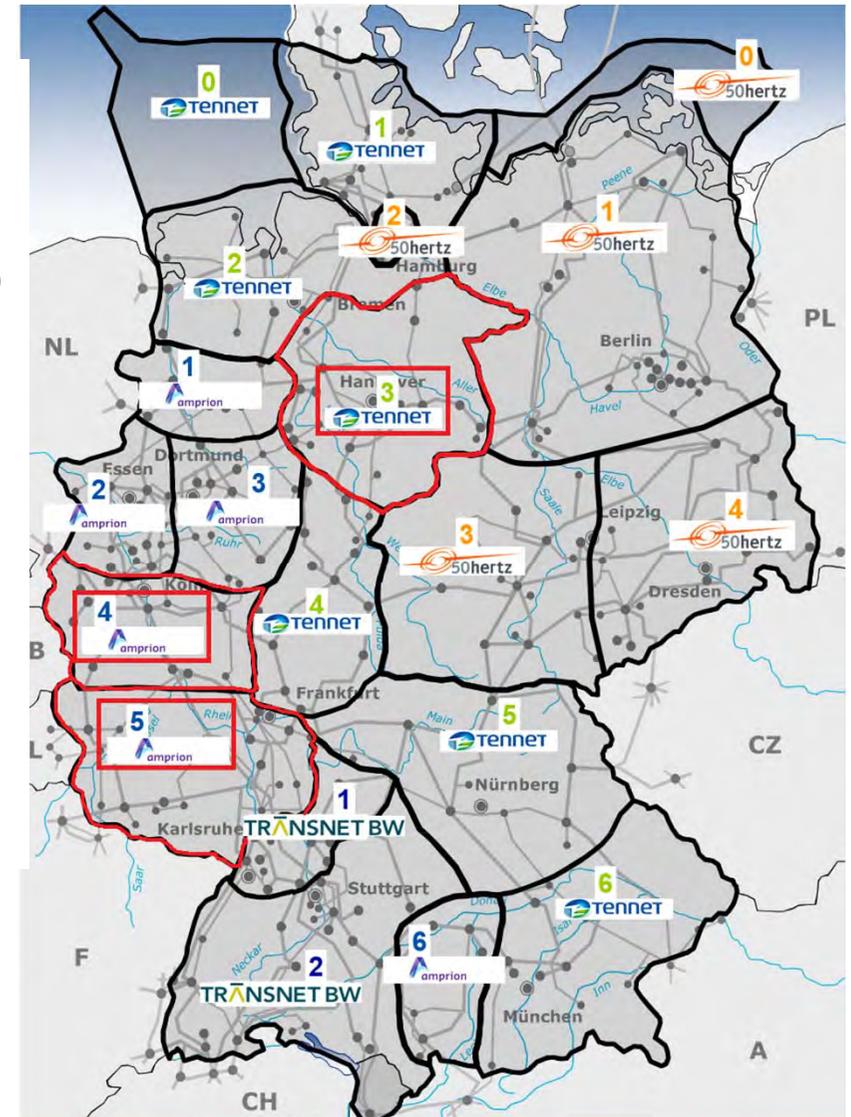
- Auch die Höhe der Deckungslücken steigt bei geringerer Übertragungskapazität
- Die Höhe der Deckungslücke erreicht in Süddeutschland bis zu 1,7 GW und liegt im Mittel bei 0,6 GW
- In Norddeutschland liegt die maximale Deckungslücke bei 3,3 GW und der Mittelwert bei 1,6 GW
- Auch in Polen und Frankreich steigt die Höhe der Deckungslücken an

Lastunterdeckungshöhe: Mittelwerte und Maximalwerte



REMix-Ergebnisse: Optimistisches Szenario für das Jahr 2025, betroffene Regionen

- Ausfälle in Norddeutschland treten in erster Linie im südlichen Nordrhein-Westfalen auf (Region Amprion 4)
- Steht nur eine HGÜ-Trasse zur Verfügung, so ist in geringem Maße auch Niedersachsen betroffen (TenneT 3)
- Wenn es in Süddeutschland Ausfälle gibt, dann in Rheinland-Pfalz (Region Amprion 5)
- Wie im pessimistischen Fall sind die Ausfälle in Region Amprion 4 am größten
- Eine Verzögerung des Netzausbaus wirkt sich vor allem auf die Ausnutzung des Windstroms aus. Die Zunahme der Lücken in den Regionen Amprion 4 und Amprion 5, die nicht direkt an die Leitungen angeschlossen sind, ist viel geringer als die verzögerte Übertragungskapazität



Eigene Darstellung auf Grundlage des Regionenmodells
„Stromtransport 2013“ der deutschen ÜNB

Übersicht

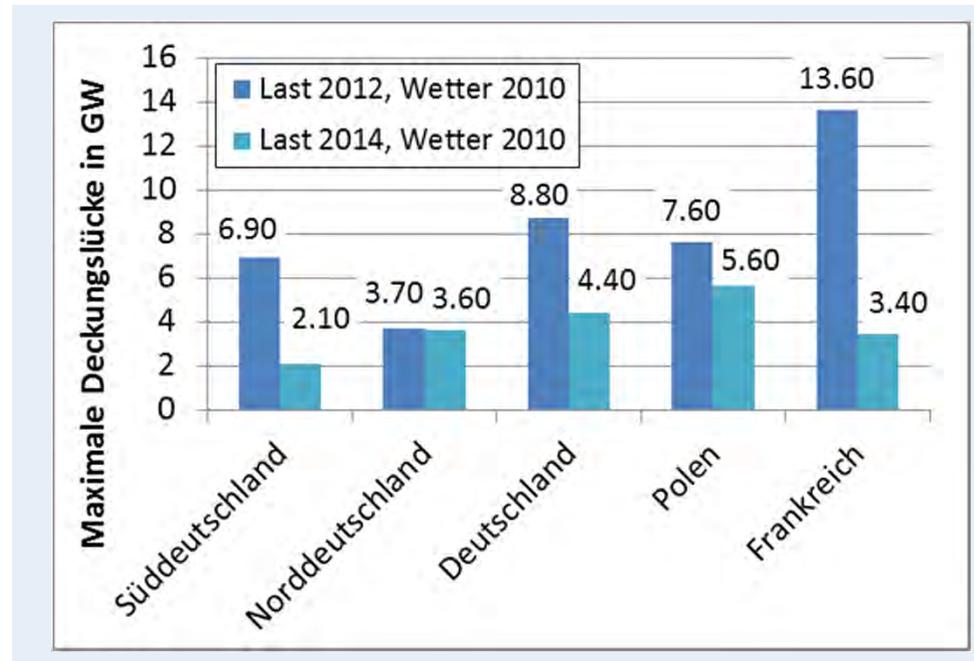
- Einführung
- Methodische Vorgehensweise
 - i. Simulation der Kraftwerksverfügbarkeiten
 - ii. Modellgestützte Analyse der Versorgungssicherheit
- Modellergebnisse
 - i. Pessimistisches Szenario für das Jahr 2020
 - ii. Optimistisches Szenario für das Jahr 2025
- Zusammenfassung, Fazit und Ausblick



REMix-Ergebnisse: Zusammenfassung I

- Im pessimistischen Fall kommt es bereits in 2020 zu großen Deckungslücken in Deutschland
- Diese erreichen je nach verwendetem Lastjahr zwischen 2,1 GW und 6,9 GW in Süddeutschland und zwischen 3,6 GW und 3,7 GW in Norddeutschland
- Die Anzahl der Stunden mit Unterdeckung erreicht bis zu 200 Std. im Süden und 425 Std. im Norden

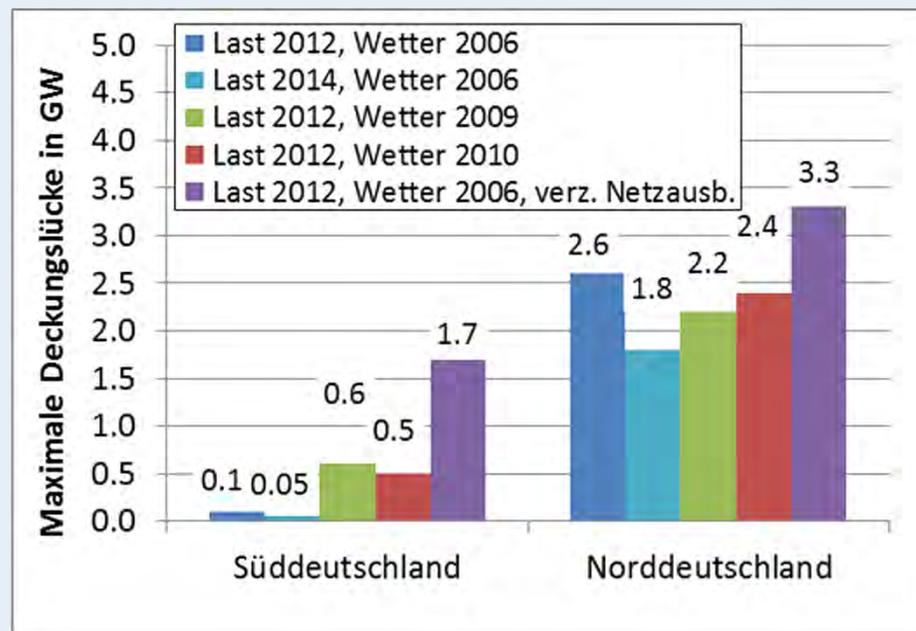
Maximale Lastunterdeckungshöhe (pessimistisch), 2020



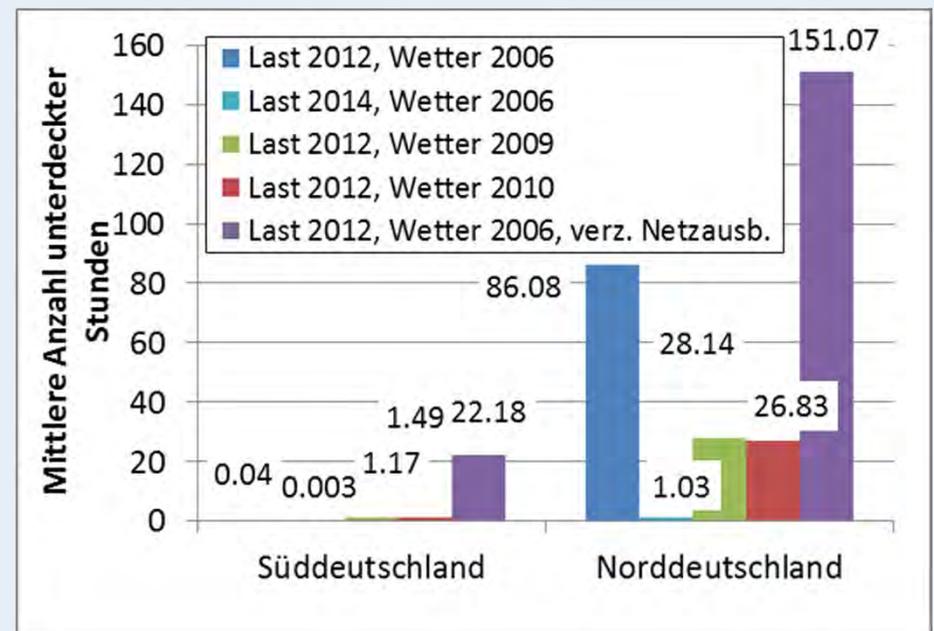
REMix-Ergebnisse: Zusammenfassung II

- Im optimistischen Fall für das Jahr 2025 ergeben sich maximale Deckungslücken zwischen 0,05 GW und 1,7 GW in Süddeutschland und zwischen 1,8 GW und 3,3 GW in Norddeutschland
- Höchste Werte ergeben sich bei reduzierter Übertragungskapazität, niedrigste bei geringerer Gleichzeitigkeit der Spitzenlasten. Bei Verwendung der vermeintlich schlechteren Wetterjahre treten im Süden höhere, im Norden jedoch geringere Deckungslücken auf.
- Die Anzahl der Stunden mit Unterdeckung erreicht bis zu 178 Std. im Norden und 28 Std. im Süden
- Es gibt in allen Szenarien Defizite in Frankreich und Polen, die sich auch auf Deutschland auswirken

Maximale Lastunterdeckungshöhe (optimistisch), 2025



Lastunterdeckungshäufigkeit (optimistisch), 2025



Fazit

- Bewertung zukünftiger Versorgungssicherheit erfordert neue Methoden
- Nutzung stochastischer Kraftwerksverfügbarkeiten und Simulation von 300 Variationen erlauben detailliertere Aussagen zur Versorgungssicherheit als die Verwendung statischer Werte
- Entwicklung der Versorgungssicherheit stark von der angenommenen Kraftwerkssterbelinie abhängig
- Im ungünstigen Szenario kommt es bereits im Jahr 2020 zu massiven Ausfällen, im günstigen Fall gibt es in Süddeutschland erst in 2025 Ausfälle, in Norddeutschland jedoch spätestens in 2023
- Die maximale Höhe der Deckungslücke liegt in Deutschland im pessimistischen Szenario für 2020 bei 9 GW und im optimistischen Szenario für 2025 bei 3,3 GW
- Diese Leistung könnte z.B. durch die Vorhaltung von Reservekraftwerken bereitgestellt werden
- Laufzeitverlängerung oder Retrofit existierender Anlagen kann zusätzliche Minderung bewirken
- Die aktuell geplante Kapazitätsreserve reicht im pessimistischen Fall bereits in 2020 nicht mehr aus – dies ist natürlich sensitiv hinsichtlich der angenommenen Außerbetriebnahme von Kraftwerken
- Eine Verzögerung des Netzausbaus würde sich negativ auf die Versorgungssicherheit auswirken



Diskussion und Ausblick

Stochastische Simulation der Kraftwerksverfügbarkeit

- Simulation der Kraftwerksverfügbarkeiten für Deutschland hinreichend
- Aus Übertragung auf andere Länder ergibt sich in bestimmten Fällen evtl. eine Unterschätzung
- Verfügbare Daten zur Kalibrierung des Modells (noch) relativ gering
- Alternative stochastische Ansätze könnten noch bessere Werte liefern

Berechnung der Versorgungssicherheitsindikatoren mit REMix

- Stochastische Verläufe der Kraftwerksverfügbarkeit bilden Realität besser ab als statischer Werte
- Variabilität von Bedarf und EE-Erzeugung haben noch größeren Einfluss als Kraftwerksverfügbarkeit
- Deckungslücken resultieren zunächst aus Netzenpässen und dann aus Mangel an Erzeugungsleistung
- Defizite in Deutschland können sich auch aus Mangel an Erzeugungskapazität im Ausland ergeben

Weiterführende Arbeiten

- Da der Netzausbau einen wesentlichen Beitrag zur zukünftigen Versorgungssicherheit leistet, sollten weitere Untersuchungen die Rolle verschiedener Maßnahmen genauer untersuchen
- Betrachtung weiterer Last- und EE-Erzeugungszeitreihen kann die Robustheit der Ergebnisse erhöhen
- Durch welche Technologien (z.B. Kraftwerke, Speicher, Netze, Lastmanagement, Sektorenkopplung) Lücken am günstigsten zu vermeiden sind ist zu erforschen
- Wo diese am besten zu positionieren sind, ist ebenfalls noch zu bewerten



Anhänge

- A. Annahmen im optimistischen und pessimistischen Szenario
- B. Details zur Methodik der Simulation von Kraftwerksverfügbarkeiten
- C. Weitere Ergebnisse: optimistisches Szenario für das Jahr 2023



Anhang A: Übersicht zentraler Annahmen ¹

Optimistischer Fall

Die Transformation des deutschen Energiesystems wird wie geplant umgesetzt.

Der genehmigte **Netzentwicklungsplan** wird Realität.

Energieeffizienzmaßnahmen reduzieren **Nachfrage**.

Konventionelle **Kraftwerke** erreichen erwartete Betriebsdauer

Die regenerative Stromerzeugung liefert **Leistungsbeitrag**.

Reg. Einspeisung gemäß mittlerem meteorologischem Jahr.

RegelleLeistungsbedarf bleibt konstant auf heutigem Niveau.

Lastabschaltung in der stromintensiven Industrie.

Pessimistischer Fall

Bei der Transformation des Energiesystems kommt es zu Verzögerungen.

Die Vorhaben des **Netzentwicklungsplans** verzögern sich.

Die **Nachfrage** nach Elektrizität bleibt auf heutigem Niveau.

Konventionelle **Kraftwerke** gehen früher außer Betrieb.

Der **Leistungsbeitrag** reg. Stromerzeugung ist sehr gering.

Reg. Einspeisung gemäß „Dunkelflaute“ (2010).

RegelleLeistungsbedarf steigt aufgrund Erneuerbarer an.

Lastabschaltung lediglich wie von ÜNB kontrahiert.

¹ Borggrefe, F.; Pregger, T.; Gils, H. C.; Cao, K. K.; Deissenroth, M.; Bothor, S.; Blesl, M.; Fahl, U.; Steurer, M. & Wiesmeth, M. Kurzstudie zur Kapazitätsentwicklung in Süddeutschland bis 2025 unter Berücksichtigung der Situation in Deutschland und den europäischen Nachbarstaaten, 2014

Anhang B: Datenverfügbarkeit historischer Kraftwerksausfälle

- Datenverfügbarkeit und -quelle

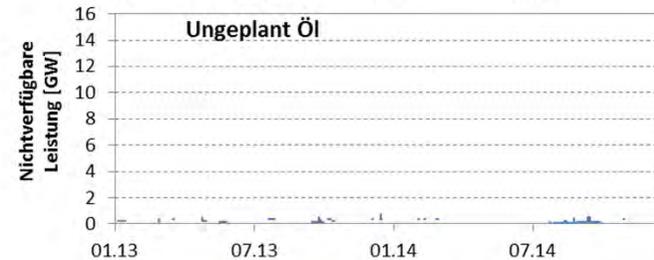
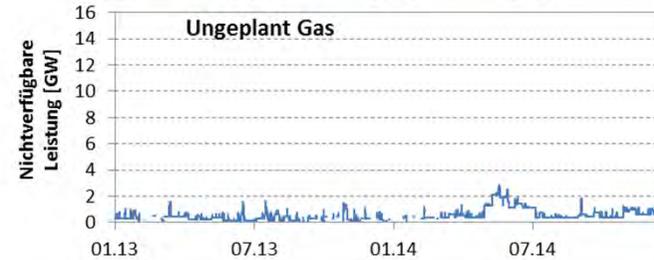
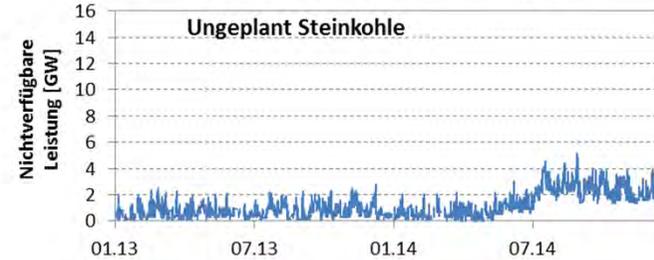
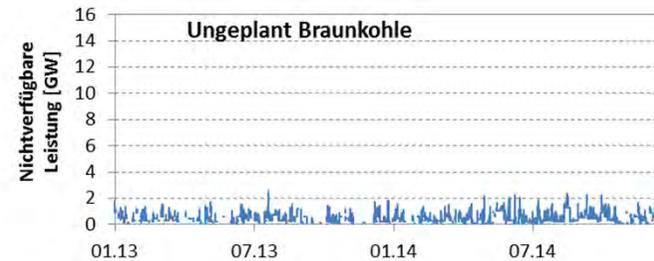
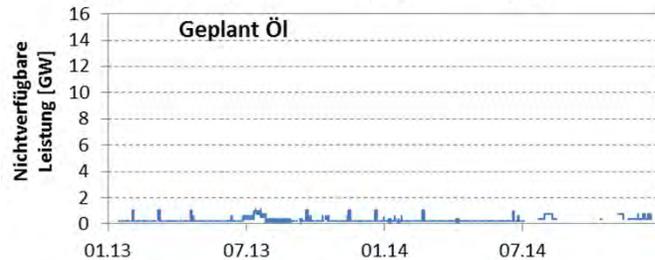
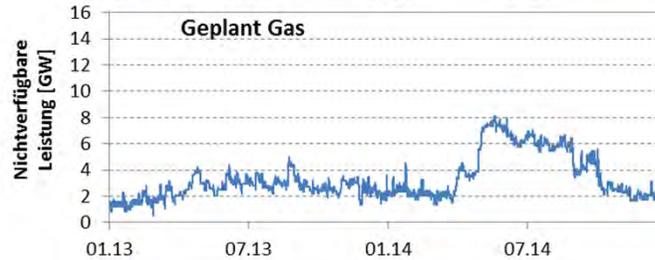
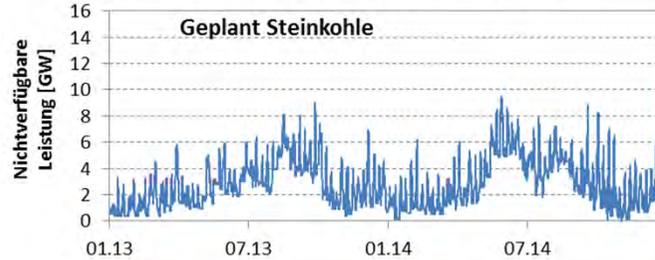
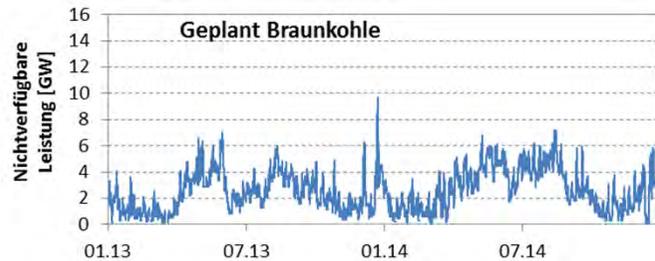
| Monat - Jahr | Deutschland | Österreich | Schweiz | Tschechische Republik | Frankreich | Belgien | Norwegen | Polen | Dänemark | Niederlande |
|--------------|-------------|------------|---------|-----------------------|-----------------|---------|----------|-----------------|----------|-------------|
| Jan 13 | EEX | | | | nicht verfügbar | | | | | |
| Feb 13 | | | | | | | | | | |
| Mrz 13 | | | | | | | | | | |
| Apr 13 | | | | | | | | | | |
| Mai 13 | | | | | | | | | | |
| Jun 13 | | | | | | | | | | |
| Jul 13 | | | | | | | | | | |
| Aug 13 | | | | | | | | | | |
| Sep 13 | | | | | | | | | | |
| Okt 13 | | | | | | | | | | |
| Nov 13 | | | | | | | | | | |
| Dez 13 | | | | | | | | | | |
| Jan 14 | EEX | EEX | | EEX | RTE | Elia | | nicht verfügbar | | |
| Feb 14 | | | | | | | | | | |
| Mrz 14 | | | | | | | | | | |
| Apr 14 | | | | | | | | | | |
| Mai 14 | | | | | | | | | | |
| Jun 14 | | | | | | | | | | |
| Jul 14 | | | | | | | | | | |
| Aug 14 | | | | | | | | | | |
| Sep 14 | | | | | | | | | | |
| Okt 14 | | | | | | | | | | |
| Nov 14 | | | | | | | | | | |
| Dez 14 | | | | | | | | | | |
| | | | EEX | | | | | | | |

- Daten für deutsches Netzgebiet mit größter Grundgesamtheit
- Zeitaufwand für Analyse und Simulation gegeben
- Zunächst Fokus auf Daten für Deutschland → Basis folgender Simulationen



Anhang B: Nichtverfügbarkeitsdaten für Deutschland I

Verlauf der Nicht-Verfügbarkeit von fossil befeuerten Kraftwerken in 2013/14



Geplant

- Tendenziell saisonaler Verlauf
- Teilweise hohe kurzfristige Werte

Ungeplant

- Häufige Ausfälle meist < 2 GW

➤ Vorgabe geplant 2014, Simulation ungeplant

Geplant

- Tendenziell saisonaler Verlauf
- Charakteristischer Wochenverlauf

Ungeplant

- Häufige Ausfälle, teilweise großer Dauern

➤ Vorgabe geplant 2013, Simulation ungeplant

Geplant

- Teilweise hohe nichtverfügbare Leistung

Ungeplant

- Häufige Ausfälle, teilweise größere Dauern

➤ Vorgabe geplant 2013, Simulation ungeplant

Geplant

- Wiederkehrende NV

Ungeplant

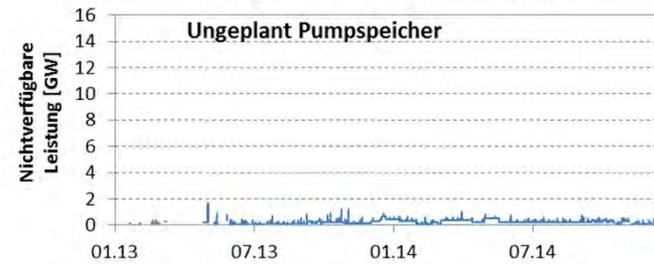
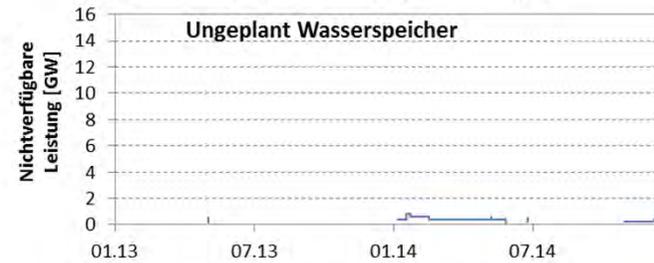
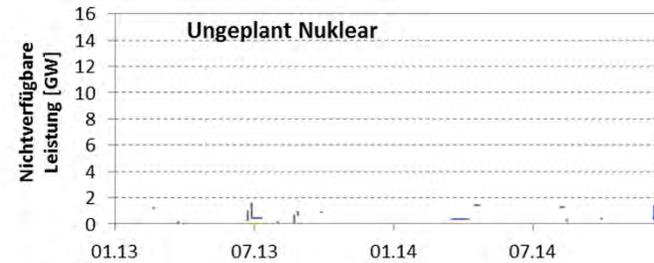
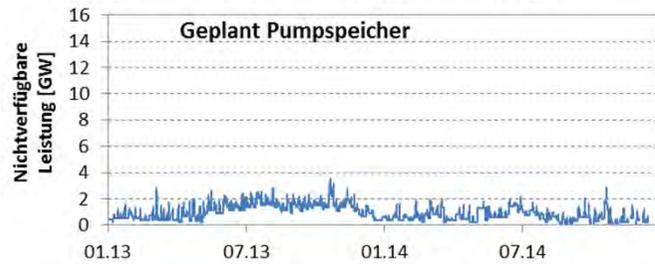
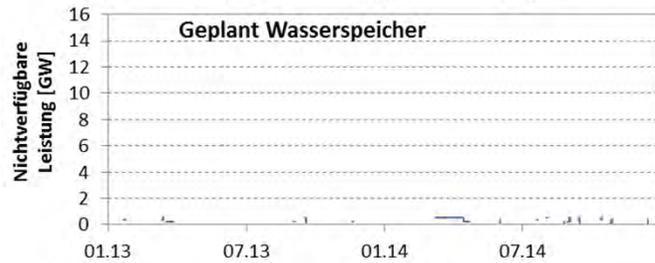
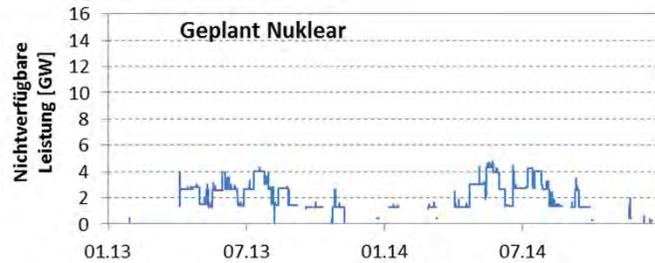
- Seltene Ausfälle

➤ Vorgabe einer konstanten Verfügbarkeit



Anhang B: Nichtverfügbarkeitsdaten für Deutschland II

- Verlauf der Nicht-Verfügbarkeit von nuklearen und hydraulischen Kraftwerken in 2013/14



Geplant

- Revisionen von April bis Oktober

Ungeplant

- Seltene Ausfälle

- Vorgabe geplant und ungeplant 2014

Geplant

- Seltene NV mit geringer Leistung

Ungeplant

- Seltene Ausfälle

- Vorgabe einer konstanten Verfügbarkeit

Geplant

- Leicht saisonaler Verlauf

Ungeplant

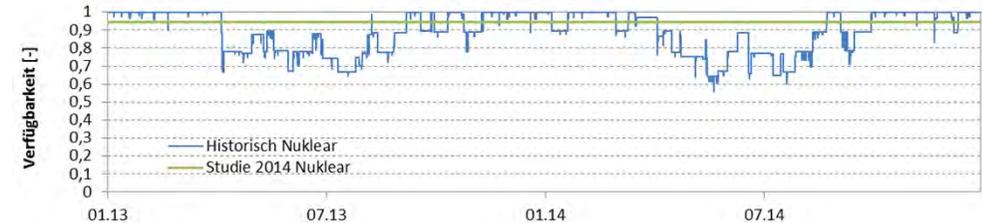
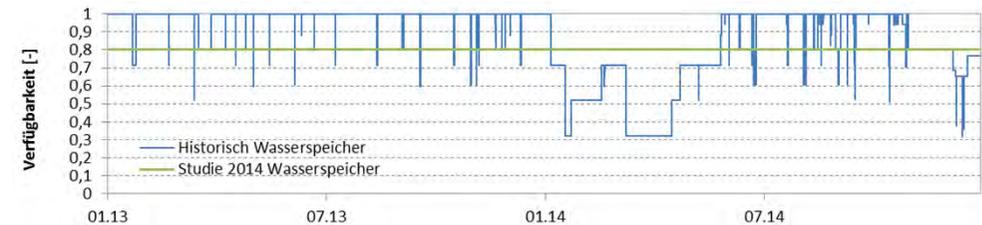
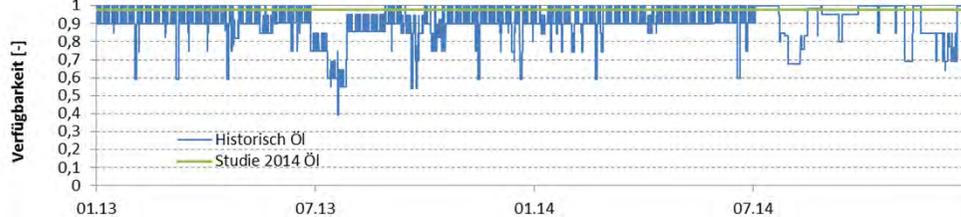
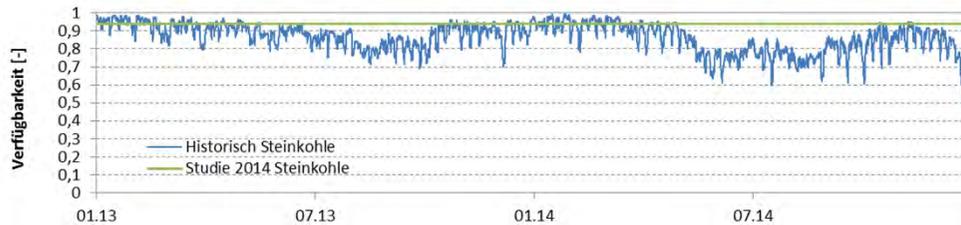
- Häufige wiederkehrende Ausfälle

- Vorgabe einer konstanten Verfügbarkeit



Anhang B: Vergleich historischer Werte und früherer Annahmen

- Verlauf der historischen Verfügbarkeit (Nicht-Verfügbarkeit / inst. Leistung) in 2013/14
- Konstant angenommene Verfügbarkeit in Borggrefe et al. 2014 (opt. = pess.)

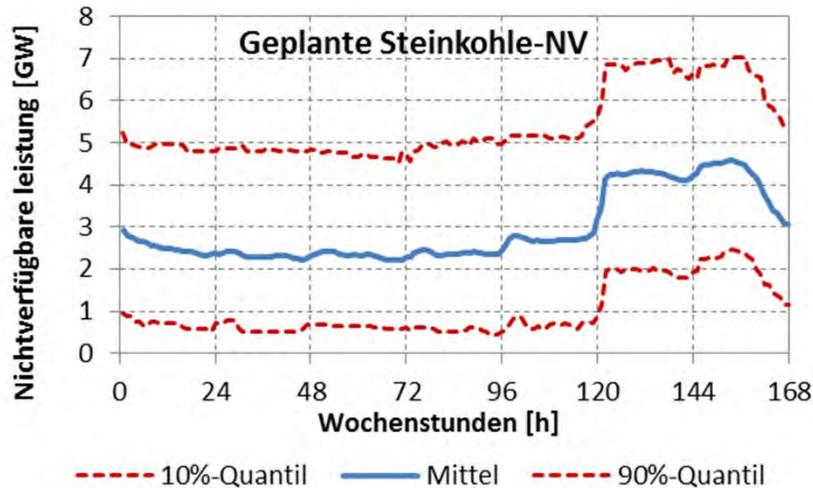


- Annahme der konstanten Verfügbarkeit wird Realität nicht gerecht
- In kritischen Winterstunden kann Verfügbarkeit zudem größer sein als konstante Annahme

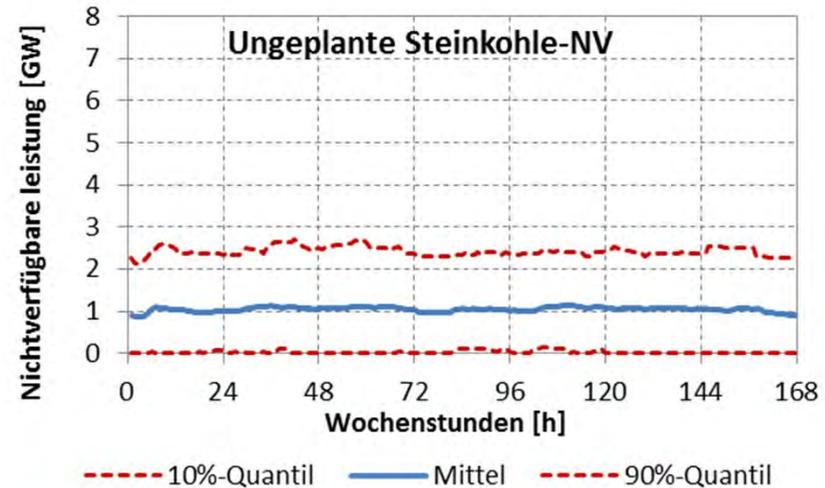


Anhang B: Vorgehensweise bei Analyse historischer Daten

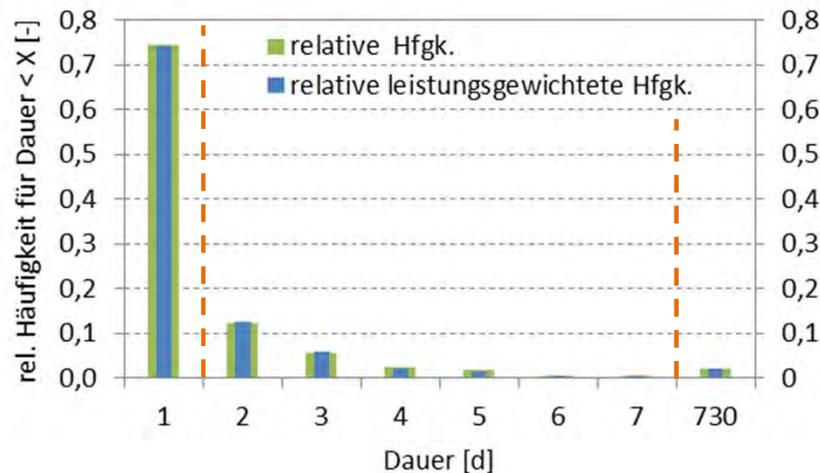
- Mittlerer Wochengang der geplanten und ungeplanten Steinkohle-Nichtverfügbarkeiten (NV)



- Signifikante Erhöhung Sa, So
- Nahezu äquidistante Quantile



- Nahezu konstanter Mittelwert
- Äquidistante Quantile



Häufigkeitsverteilung der Nichtverfügbarkeits-Dauern

- Häufigste Ereignisse kürzer als ein Tag
- Seltene Häufigkeiten größer sieben Tage
- Leistungsgewichtete Häufigkeiten stimmen überein
- Klasseneinteilung für Simulationen anhand der Dauer:
 $0 \leq \text{Dauer} < 1d$ | $1d \leq \text{Dauer} < 7d$ | $7d \leq \text{Dauer} < 730d$



Anhang B: Vorgehensweise Simulation der Verfügbarkeiten I

- Simulation der Nichtverfügbarkeiten durch Mean-Reversion Jump-Diffusion-Ansätze
 - i. Es werden die Differenzen der Zeitreihen erfasst und simuliert und zu Vorgängerwert addiert
 - ii. Mean-Reversion: stochastischer Prozess mit Tendenz zur Rückkehr auf einen Mittelwert
 - iii. Jump-Diffusion: stochastischer Prozess mit Sprüngen auf Basis einer Poisson-Verteilung
 - iv. Bestimmung der Prozess-Parameter mit Hilfe historischer Daten unter Berücksichtigung der Verteilungs-Kongruenz (historische Verteilung soll durch Simulationsverteilung gut repräsentiert werden)

$$S_{t+1} - S_t = \overbrace{\kappa (\mu - S_t) \Delta t + \sigma_1 \Delta W_{t,1}}^{\text{Mean-Reversion-Ansatz}} + \overbrace{\sigma_2 \Delta W_{t,2} \Delta P_t(\lambda)}^{\text{Jump-Diffusion-Ansatz}}$$

| | |
|-----------------------------|--|
| $S_{t+1} - S_t$: | Intertemporale Differenz der Nichtverfügbarkeit |
| κ : | Rückkehrrate des Mean-Reversion-Prozesses |
| μ : | Langfristiger Mittelwert des Mean-Reversion-Prozesses |
| Δt : | Zeitschritt (Einheit ist Stunde $\rightarrow \Delta t = 1$) |
| $\sigma_x \Delta W_{t,x}$: | Werte einer Standard-Normalverteilung multipliziert mit Std.-abw. σ_x |
| $\Delta P_t(\lambda)$: | Werte einer Poissonverteilung mit Erwartungswert λ |



Anhang B: Vorgehensweise Simulation der Verfügbarkeiten II

- Simulations-Ansatz in Monte-Carlo-Anwendung (Jeweils neue Stichprobe für die Argumente der Verteilungsfunktionen (Zufallszahlen))
- Historische Nichtverfügbarkeiten besitzen asymmetrische Verteilung (stets ≥ 0 , Mittelwert des entspr. Prozesses teilweise < 0), daher findet auch die Kumulation der simulierten Differenzen asymmetrisch statt:

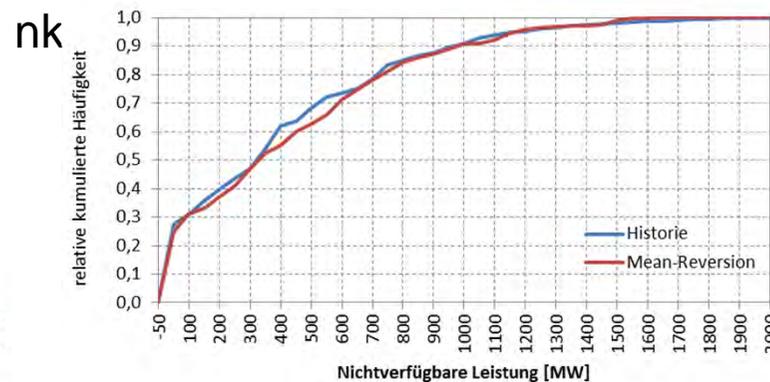
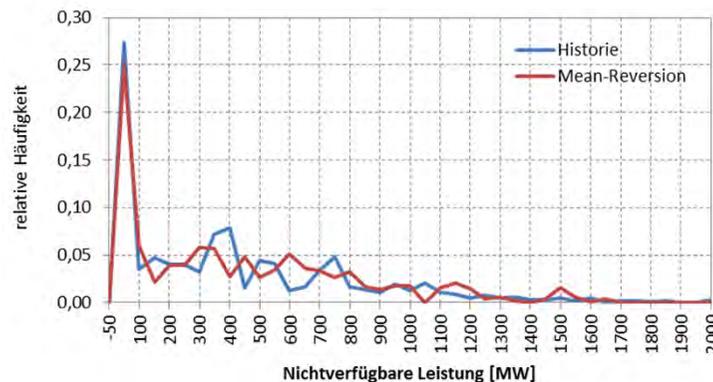
$$S_t^* = \begin{cases} S_t, & \forall S_t \geq \min_{NV \neq 0} NV_t \\ 0, & \forall S_t < \min_{NV \neq 0} NV_t \end{cases}$$

„Nicht-Negativität“

$$\text{und } S_t^* = \begin{cases} S_{t-1}, & \forall \Delta P_t > p \cdot \max_{p < 1} \Delta P_t \\ S_t, & \forall \Delta P_t \leq p \cdot \max_{p < 1} \Delta P_t \end{cases}$$

„Sprung-Konformität“

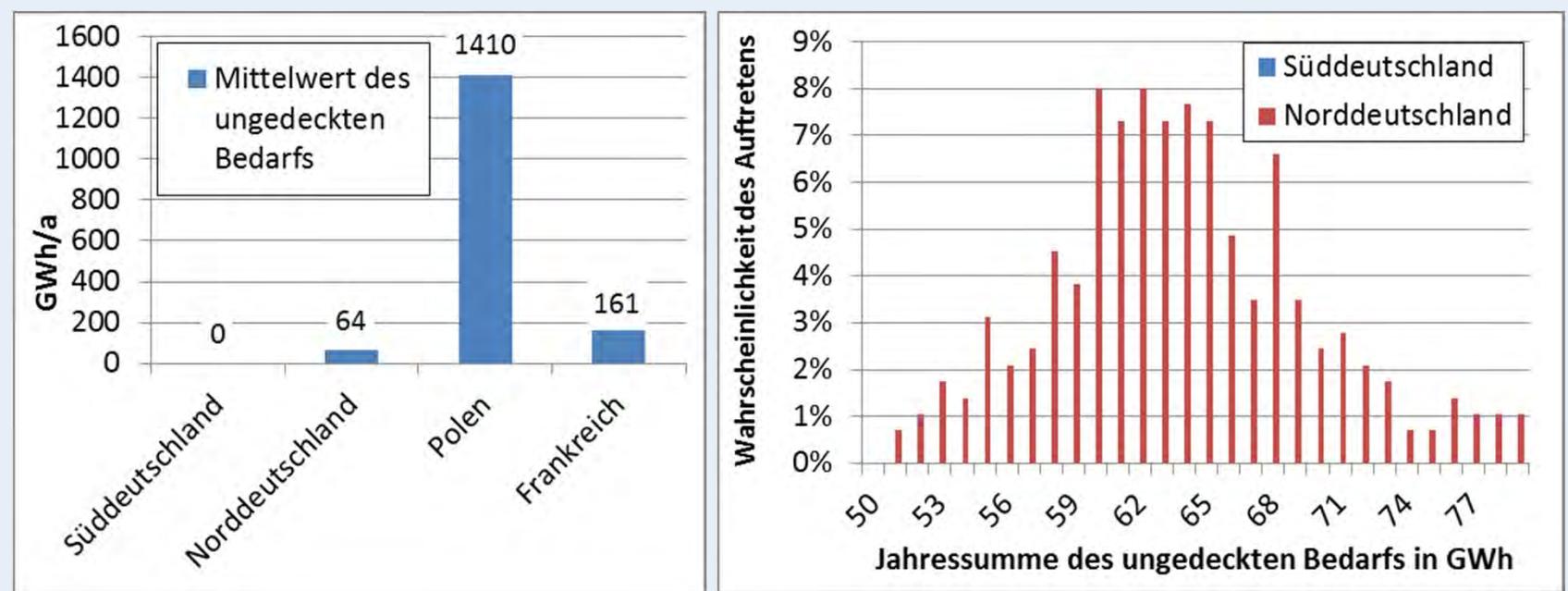
- Verteilungs-Kongruenz: historische Verteilung soll durch Simulationsverteilung gut



Anhang C: Optimistisches Szenario für das Jahr 2023, Lastjahr 2012, Wetterjahr 2006

- Es kommt in allen Varianten zu Lastausfällen in Norddeutschland, Frankreich und Polen
- In Süddeutschland kann die Last immer gedeckt werden
- In Norddeutschland liegt der ungedeckte Bedarf zwischen 51 und 80 GWh, mit Mittelwert von 64 GWh

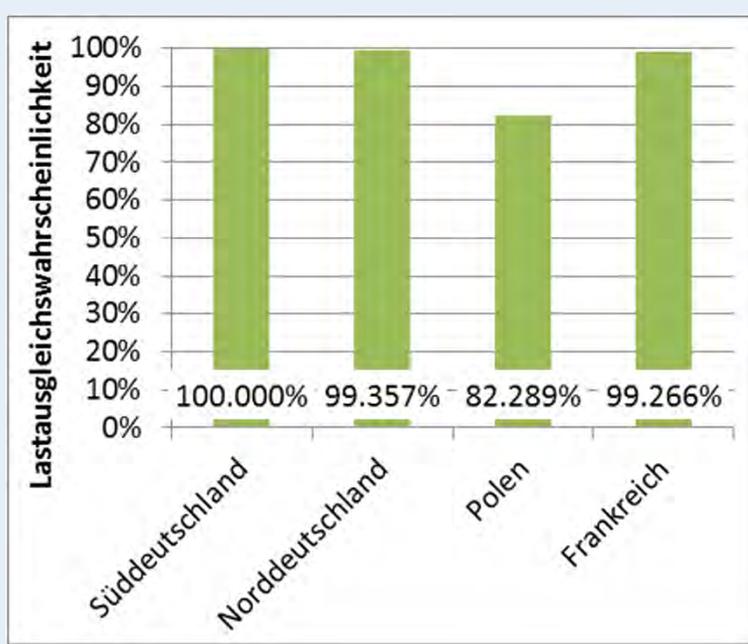
Ungedeckter Bedarf



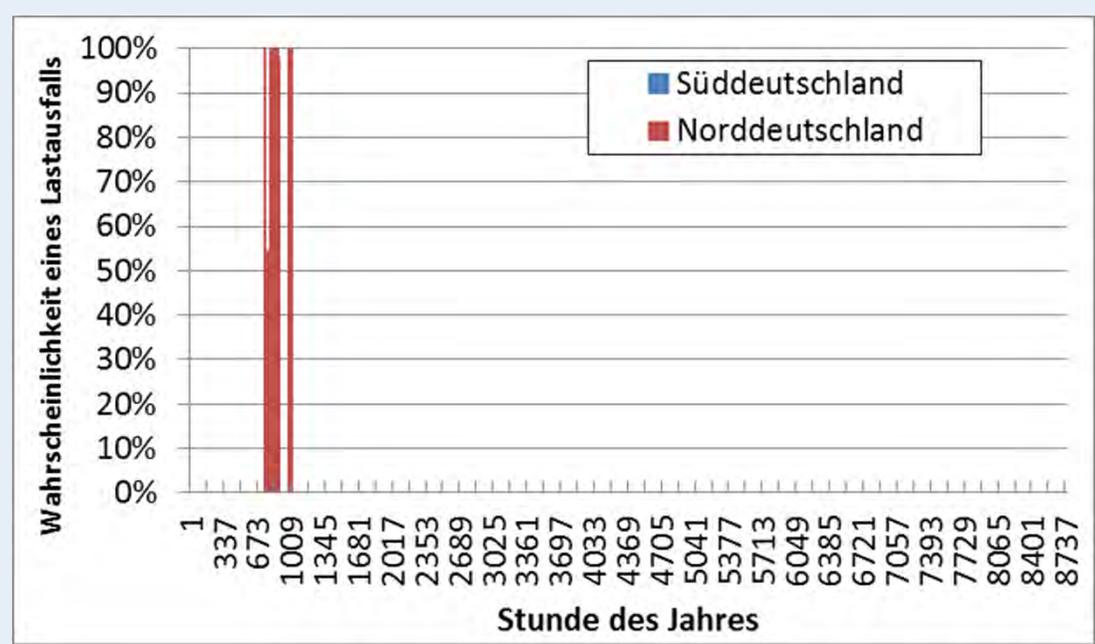
Anhang C: Optimistisches Szenario für das Jahr 2023, Lastjahr 2012, Wetterjahr 2006

- Die Lastausgleichswahrscheinlichkeit beträgt in Süddeutschland 100%, in Norddeutschland 99,4%
- Von Ausfällen ist lediglich eine Region im Westen Deutschlands
- Auch dort beschränken sich die Ausfälle auf die erste Februarhälfte

Lastausgleichswahrscheinlichkeit

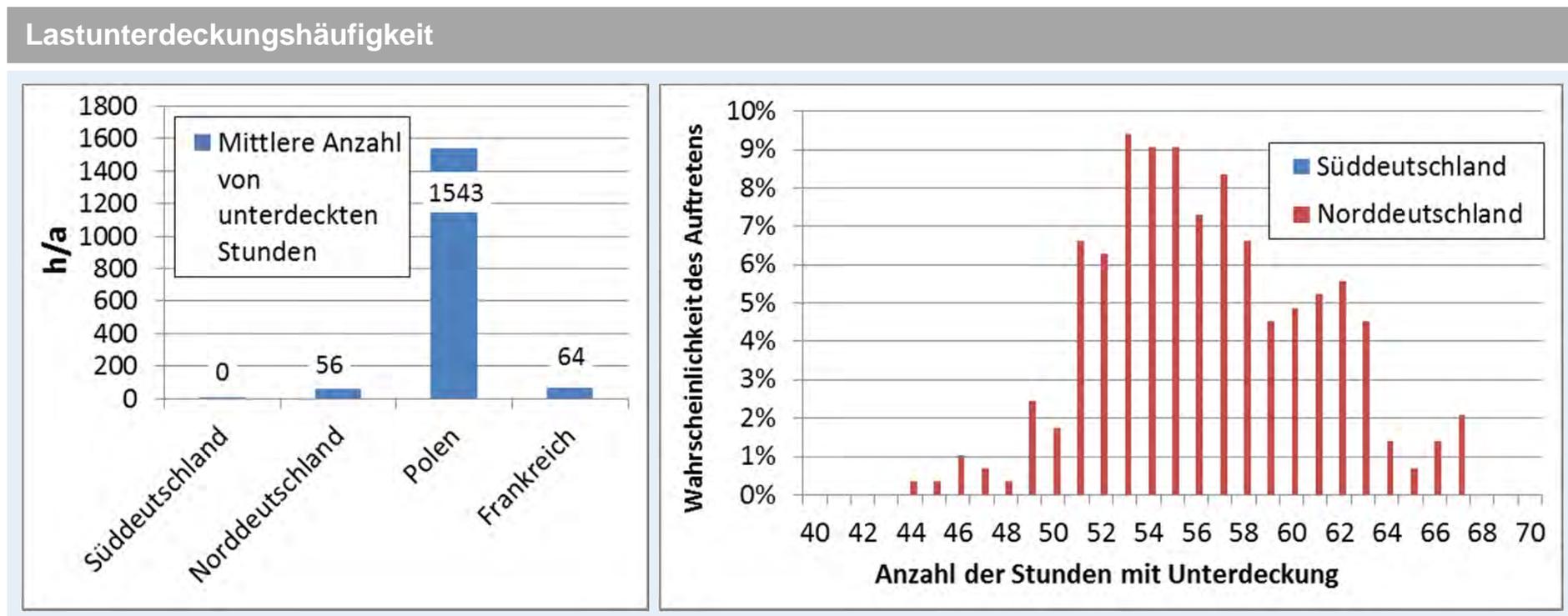


Stündliche Lastausfallswahrscheinlichkeit



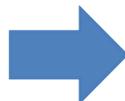
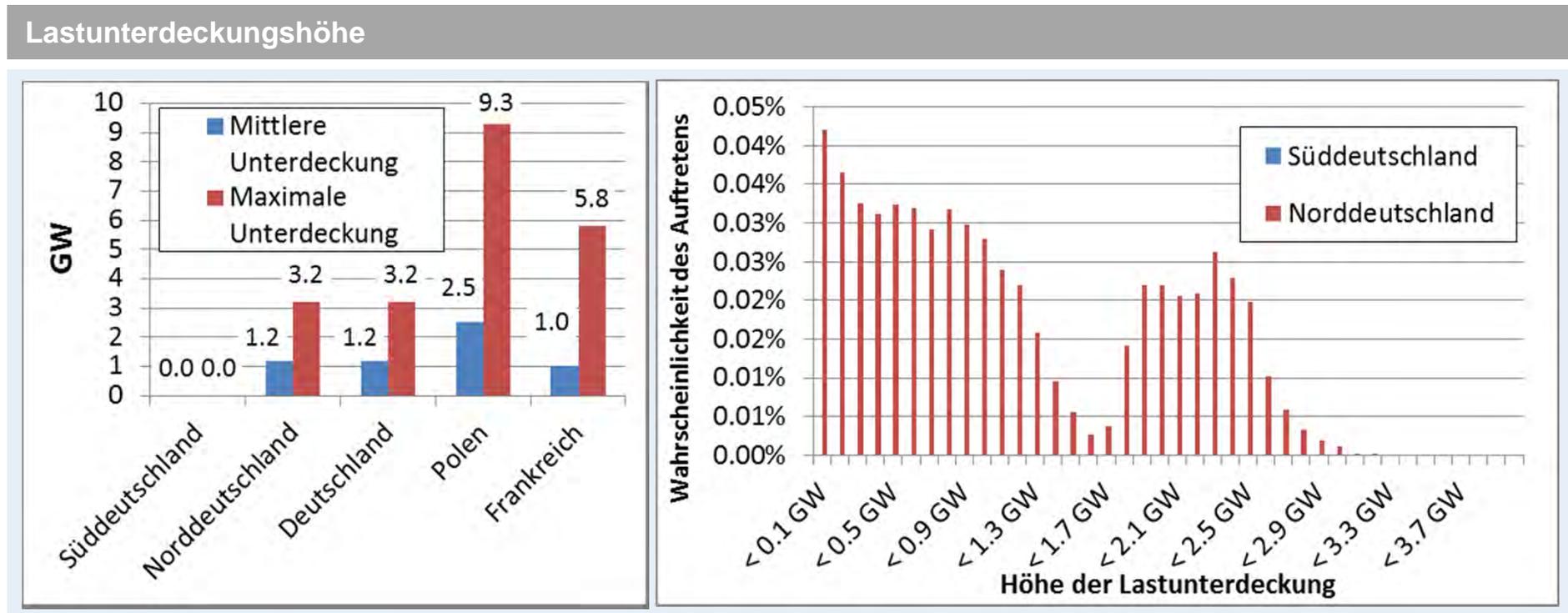
Anhang C: Optimistisches Szenario für das Jahr 2023, Lastjahr 2012, Wetterjahr 2006

- Die Anzahl der Stunden mit Unterdeckung liegt in Norddeutschland zwischen 44 und 67 Stunden, bei einem Mittelwert von 56 Stunden
- In Frankreich wird eine ähnliche Zahl von Stunden gemessen, in Polen liegt sie deutlich höher



Anhang C: Optimistisches Szenario für das Jahr 2023, Lastjahr 2012, Wetterjahr 2006

- In Norddeutschland liegt die maximale Deckungslücke bei 3,2 GW und der Mittelwert bei 1,2 GW
- Deutlich größere Lücken treten in Frankreich und Polen auf



Fokus auf das Szenariojahr 2025 um Deckungslücken in Süddeutschland zu untersuchen

