

Bewertung des Beitrags von Speichern und Pumpspeichern
in der Schweiz, Österreich und Deutschland zur
elektrischen Energieversorgung

Wissenschaftliche Studie
im Auftrag des österreichischen Bundesministeriums für
Wirtschaft, Familie und Jugend

Bewertung des Beitrags von Speichern und Pumpspeichern
in der Schweiz, Österreich und Deutschland zur
elektrischen Energieversorgung

Wissenschaftliche Studie

im Auftrag des österreichischen Bundesministeriums für

Wirtschaft, Familie und Jugend

Durchgeführt von

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser

Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen

Unter Mitarbeit von

Tim Bongers, Roland Schuster, Julian Lichtinghagen,
Dr. Christian Linnemann und Dr. Christopher Breuer

Aachen, 27. Juni 2014

Inhaltsverzeichnis

I	Executive Summary	1
1	Hintergrund, Motivation und Untersuchungsgegenstand	5
2	Untersuchungsmethodik	8
3	Verwendete Modelle	10
3.1	Modelle und Verfahren.....	10
3.1.1	Marktsimulationsverfahren für elektrische Energie.....	10
3.1.2	Einspeisungen erneuerbarer Energien.....	13
3.1.3	Übertragungsnetzmodell.....	15
3.1.4	Redispatch.....	17
3.2	Regionaler Betrachtungsbereich.....	18
4	Untersuchungsszenarien	20
4.1	Überblick über die Szenarien.....	20
4.2	Unterstellte Entwicklung des Erzeugungssystems.....	22
4.2.1	Entwicklung der konventionellen Erzeugungseinheiten.....	23
4.2.2	Entwicklung der erneuerbaren Energien.....	25
4.2.3	Entwicklung der hydraulischen Erzeugungseinheiten.....	27
4.2.4	Entwicklung der Kosten für Primärenergie und CO ₂	29
4.3	Unterstellte Entwicklung des Netzes.....	30

4.4	Kraftwerkseinsatz	32
4.5	Einfluss auf das Netz.....	40
5	Ergebnisse der Sensitivitätsberechnungen	52
5.1	Reduzierte Kapazitäten hydraulischer Kraftwerke im Mittelfristscenario	52
5.1.1	Veränderung des Kraftwerkseinsatz.....	53
5.1.2	Veränderung der Netzbelastung	54
5.2	Reduzierte Kapazitäten von Gaskraftwerken im Mittelfrist-szenario	54
5.2.1	Parametrierung	54
5.2.2	Veränderung des Kraftwerkseinsatz.....	55
5.2.3	Veränderung der Netzbelastung	55
5.3	Reduzierte Kapazitäten hydraulischer Kraftwerke im Langfristreferenzscenario	56
5.3.1	Parametrierung	56
5.3.2	Veränderung des Kraftwerkseinsatzes	56
5.3.3	Veränderung der Netzbelastung	57
5.4	Reduzierte Kapazitäten von Gaskraftwerken im Langfrist-szenario	59
5.4.1	Parametrierung	59
5.4.2	Veränderung des Kraftwerkseinsatz.....	59
5.4.3	Veränderung der Netzbelastung	59
5.5	Fuel-Switch im Langfristszenario	60

5.5.1	Parametrierung.....	60
5.5.2	Veränderung des Kraftwerkseinsatz	60
5.5.3	Veränderung der Netzbelastung	62
5.6	Demand-Side-Management im Langfristszenario	64
5.6.1	Parametrierung.....	64
5.6.2	Veränderung des Kraftwerkseinsatz	66
5.6.3	Veränderung der Netzbelastung	67
II	Literaturverzeichnis	68
III	Abbildungs- und Tabellenverzeichnis	69
IV	Anhang	71

I Executive Summary

Durch den geplanten massiven Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) in Europa, insbesondere in Deutschland, ergibt sich eine fundamentale Veränderung des europäischen Stromversorgungssystems. Der EE-Ausbau wird dabei im Wesentlichen vom Ausbau der Offshore- und Onshore-Windenergieanlagen sowie der PV-Anlagen getragen.

Die in Zukunft auftretenden hohen Anteile dargebotsabhängiger Erzeugung stellen das europäische Stromversorgungssystem vor große technische Herausforderungen. Zentraler Punkt ist hierbei die Bilanzierung, d.h. der Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt.

Durch den steigenden Anteil fluktuierender EE-Einspeisungen erfordert eine derartige Bilanzierung in Zukunft mehr Flexibilität im Stromversorgungssystem. Diese Flexibilität kann grundsätzlich von Energiespeichern, flexiblen thermischen Kraftwerken und flexiblen Verbrauchern (Demand Side Management) bereitgestellt werden. Eine weitere Möglichkeit ist die Regelung der Einspeisung von EE-Anlagen.

Die vorliegende Studie konzentriert sich auf den Einfluss von Pumpspeichern auf das zukünftige Stromversorgungssystem. Hierzu wird der Einfluss von Pumpspeichern in Deutschland, Österreich und der Schweiz auf den Kraftwerkseinsatz und die Belastung im Übertragungsnetz sowohl für einen kurzfristigen Zeitbereich ("mit ca. 39 % EE-Anteil an Bruttostromerzeugung in Deutschland, Österreich und der Schweiz im Simulationsjahr 2022") als auch für einen langfristigen Zeitbereich ("mit ca. 51 % EE-Anteil an Bruttostromerzeugung in Deutschland, Österreich und der Schweiz im Zeitraum 2032 bis 2035") ermittelt.

Pumpspeicherkraftwerke haben einen vielfältigen Einfluss auf das Stromversorgungssystem. Das Einsatzspektrum von Pumpspeicherkraftwerken umfasst die Erbringung von Systemdienstleistungen, wie die Vorhaltung von Reserveleistung und Schwarzstartfähigkeit, sowie den Einsatz an Fahrplanenergiemärkten. Darüber hinaus beanspruchen oder – je nach

Standort - entlasten Pumpspeicher das Übertragungsnetz, können aber auch – ebenso in Abhängigkeit des Standorts – positiv zum Redispatch und somit zur Entlastung des Übertragungsnetzes beitragen. Durch die Erbringung von Fahrplanenergie und Systemdienstleistungen können Pumpspeicher zu sinkenden gesamten Erzeugungskosten und somit zu einer gesteigerten Wohlfahrt führen. Zusätzlich kann sich durch den marktbasieren Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken eine verbesserte Integration der erneuerbaren Energien mit der Folge ergeben, dass weniger überschüssiger EE-Strom, z.B. bei negativen Strompreisen, abgeregelt werden muss. Die vorliegende Studie konzentriert sich auf mögliche Wohlfahrtsgewinne und eine bessere EE-Integration durch den Einsatz der Pumpspeicher am Day-Ahead-Markt und auf die Auswirkungen der Pumpspeicher auf das Übertragungsnetz. Hierzu erfolgt eine Simulation des Day-Ahead-Marktes und des Übertragungsnetzbetriebs jeweils für ein Jahr im stündlichen Zeitraster. Durch die Wahl des stündlichen Zeitrasters können keine Aussagen über den Einfluss von Pumpspeichern im kurzfristigeren Zeitbereich getroffen werden. Hier ist insbesondere der positive Einfluss auf den Intraday-Markt und somit auf die verbleibende Prognoseabweichung, die durch Reserveleistung ausgeglichen werden muss, zu nennen. Der Fokus dieser Studie liegt explizit auf Pumpspeichern, obwohl reine Speicherkraftwerke ähnlichen Einfluss auf das Stromversorgungssystem nehmen und im Teillastbetrieb dieselbe Funktionalität aufweisen können. Aus diesem Grund wird die von Speicherkraftwerken bereitgestellte Flexibilität in der durchgeführten Simulation detailliert berücksichtigt, aber die installierte Leistung und Speicherkapazität dieser Kraftwerke nicht variiert.

Die Abbildung der vorzuhaltenden Reserve erfolgt im verwendeten Modell ebenfalls vereinfacht im stündlichen Zeitraster. Somit wurden die innerhalb einer Stunde auftretenden Gradienten der Residuallast, welche im Wesentlichen durch die EE-Einspeisung bestimmt sind, nicht untersucht. Die Frage, inwieweit Pumpspeicherkraftwerke helfen, diese Gradienten abzufahren, ist somit nicht Untersuchungsgegenstand dieser Studie. Daher ist im Weiteren mit dem Begriff „Flexibilität“ immer die Flexibilität innerhalb eines stündlichen Rasters gemeint. Dieser gewählte Untersuchungsrahmen muss bei der Interpretation der Ergebnisse stets beachtet werden.

Im Folgenden werden die zentralen Ergebnisse der Studie kurz vorgestellt.

- Zunächst lässt sich feststellen, dass der Einsatz sowie der Einfluss der Pumpspeicherkraftwerke stark mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien korrelieren.
- Die Ergebnisse zeigen zusätzlich, dass im kurzfristigen Zeitbereich, d.h. bei einem EE-Anteil an der Bruttostromerzeugung von ca. 39 % in Deutschland, Österreich und der Schweiz im simulierten Jahr 2022, der Einfluss von Pumpspeicherkraftwerken auf den stündlichen Kraftwerkseinsatz und das Übertragungsnetz gering ist. Dies zeigt, dass die bereits im System vorhandene Flexibilität ausreicht, um den Anteil an fluktuierender Einspeisung aufzunehmen. Hier stellt insbesondere das europäische Ausland ein hohes Maß an Flexibilität bereit.
- Im langfristigen Zeitbereich, d.h. in den Jahren 2032 bis 2035, bei einem EE-Anteil von ca. 51 % an der Bruttostromerzeugung in Deutschland, Österreich und der Schweiz wächst der Einfluss der Pumpspeicherkraftwerke auf den Kraftwerkseinsatz und das Übertragungsnetz, da die zusätzliche Flexibilität nun stärker benötigt wird. Es zeigt sich ein positiver Einfluss der Pumpspeicher auf den Kraftwerkseinsatz durch sinkende Erzeugungskosten. Allerdings wirkt der marktbasierter Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke gleichzeitig netzbelastend, da diese größtenteils aus Netzsicht nachteilig in der Schweiz und Österreich oder im Süden Deutschlands positioniert sind. In Stunden hoher Windeinspeisungen und somit niedriger Preise pumpen diese und verstärken somit die Nord-Süd-Transitflüsse in Deutschland.
- Studien mit einem ähnlichen Fokus und einem weiterem Zeithorizont, wie etwa die VDE-Studie: *Energiespeicher für die Energiewende*, zeigen, dass über das Jahr 2035 hinaus bei einem EE-Anteil an der Bruttostromerzeugung von mehr als 80 % mit einem deutlich steigenden Einfluss der Pumpspeicherkraftwerke auf den Kraftwerkseinsatz zu rechnen ist, da die benötigte Flexibilität mit steigender EE-Einspeisung überproportional wächst.

- Da der Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken netzbelastend wirken kann, müssen Pumpspeicher- und Netzausbau im langfristigen Zeitbereich koordiniert werden.
- Da die Rentabilität von Gaskraftwerken in Zukunft sehr ungewiss ist, stellt der prognostizierte Zubau von Gaskraftwerken eine hohe Unsicherheit dar. Aus diesem Grund wurde zusätzlich der Einfluss einer Bauverzögerung der Hälfte der geplanten Gaskraftwerke in Deutschland auf den Kraftwerkseinsatz und das Übertragungsnetz untersucht. Dieser ist sowohl für den Kraftwerkseinsatz als auch für die Belastung des Übertragungsnetzes bei einer Jahresbetrachtung gering. Hieraus lässt sich allerdings nicht folgern, dass diese Kraftwerke nicht benötigt werden, da die Aspekte der Versorgungssicherheit, für deren Auslegung extreme Situationen betrachtet werden müssen, nicht untersucht wurden.

Aachen, 27.06.2014

(Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser)

1 Hintergrund, Motivation und Untersuchungsgegenstand

Der geplante massive Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) in Europa bedeutet eine fundamentale Veränderung des Erzeugungssystems. Einerseits ermöglichen EE-Einspeisungen eine CO₂-freie Energieerzeugung, andererseits führen sie zu neuen Herausforderungen im Systembetrieb, da auch in Zeiten geringen Dargebotes genügend alternative Energiequellen vorhanden sein müssen und der sichere Netzbetrieb in jedem Zeitpunkt gewährleistet werden muss.

Diesen Herausforderungen kann mit verschiedenen Maßnahmen begegnet werden. Eine Möglichkeit besteht darin, zusätzliche Speicher in das System zu integrieren und so zusätzliche Flexibilität bereit zu stellen. Das Ziel der Studie ist genau in diesem Kontext einzuordnen und besteht konkret darin, zu untersuchen, welchen Einfluss Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland, Österreich und der Schweiz auf den Kraftwerkseinsatz und das Übertragungsnetz ausüben.

Pumpspeicherkraftwerke können sowohl im kurz-, mittel- als auch im langfristigen Zeitbereich Flexibilität liefern und so zu einem sicheren Systembetrieb beitragen. Im kurzfristigen Zeitbereich, unter einer Stunde, können Pumpspeicher durch die Teilnahmen am Intraday-Markt sowie durch die Vorhaltung von Regelreserve einen Beitrag zum Ausgleich der schwankenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien liefern. Auch im mittelfristigen Zeitbereich kann der Einsatz von Pumpspeichern durch die Teilnahme am Day-Ahead-Markt zur verbesserten Integration erneuerbarer Energien sowie zu sinkenden gesamten Erzeugungskosten führen. Im langfristigen Bereich ist der Ausgleich von saisonalen Schwankungen der Erzeugung aus erneuerbaren Energien durch Monats- und Jahresspeicher zu nennen. Es zeigt sich also, dass Pumpspeicher in allen Zeitbereichen einen positiven Beitrag zur Integration von erneuerbaren Energien liefern können.

In der vorliegenden Studie liegt der Fokus auf dem mittel- und langfristigen Zeitbereich. Um den Einfluss der Pumpspeicherkraftwerke in diesen Zeitbereichen zu quantifizieren, erfolgt

eine Simulation des Kraftwerkseinsatzes sowie des Übertragungsnetzbetriebs für ein Jahr im stündlichen Zeitraster. Durch den gewählten Untersuchungsrahmen kann insbesondere nicht bewertet werden, wie stark die Flexibilität von Pumpspeicherkraftwerken im kurzfristigen Zeitbereich benötigt wird.

Um sich der dargestellten Fragestellung zu nähern, wurden die folgenden Aspekte detailliert untersucht:

- Welchen Einfluss üben Pumpspeicherkraftwerke auf den Kraftwerkseinsatz in Deutschland, Österreich und der Schweiz sowie den übrigen europäischen Ländern aus? In diesem Kontext werden die aggregierte jährliche Erzeugung sowie die Volllaststunden der Pumpspeicherkraftwerke detailliert analysiert.
- Welchen Einfluss üben die Pumpspeicherkraftwerke auf die Marktintegration erneuerbarer Energien aus? Im Rahmen dieser Fragestellung wird analysiert, in welchem Umfang erneuerbarer Energien aus Marktsicht abgeregelt werden müssen. Dieses ist dann erforderlich, wenn thermische Erzeugungsanlagen bereits ausgeschaltet sind, der Export an seinen technischen Grenzen ist und auch die verfügbare Pumpleistung bereits voll eingesetzt wird. Da die Menge der verfügbaren Pumpleistung von der Anzahl der Pumpspeicherkraftwerke abhängt, können Pumpspeicherkraftwerke die Marktintegration der erneuerbaren Energien erhöhen.
- Welchen Einfluss üben die Pumpspeicherkraftwerke auf das Übertragungsnetz aus? In diesem Kontext wird untersucht, in wie weit die Pumpspeicherkraftwerke zu einer Reduktion bzw. Erhöhung der Netzbelastung führen und in wie weit sie Redispatch-Maßnahmen und ein Abregeln der Einspeisung aus Windenergieanlagen zum Zwecke des Engpassmanagements beeinflussen. Somit wird insbesondere die Frage beleuchtet, in wie weit Pumpspeicherkraftwerke die Netzintegration erneuerbarer Energien erhöhen können, weil ein notwendiges Abregeln der Einspeisung aus erneuerbaren Energien, insbesondere der Einspeisung aus Windenergieanlagen eventuell reduziert wird.

Die Gliederung des Berichtes ist wie folgt: In Kapitel 2 und 3 werden die Untersuchungsmethodik und die verwendeten Modelle umrissen. Darauf aufbauend werden die betrachteten Szenarien sowie deren Parametrierung erläutert. In Kapitel 4 wird dargelegt, wie sich Kraftwerkseinsatz und Netzbelastung von heute in einem mittelfristigen Zeitbereich und von einem mittelfristigen Zeitbereich bis zu einem langfristigen Zeitbereich verändert. Darauf aufbauend wird in Kapitel 5 untersucht, welchen Einfluss verschiedene Sensitivitäten auf das System haben.

2 Untersuchungsmethodik

In Abbildung 1 ist das methodische Vorgehen dargestellt, um den Einfluss von Pumpspeicherkraftwerken auf den Kraftwerkseinsatz und das Übertragungsnetz quantifizieren zu können.



Abbildung 1: Verwendete Simulationsmethodik

Ziel der entwickelten Methodik besteht darin, die Abläufe und Prozessschritte, die in Realität Anwendung finden, zu kopieren bzw. zu spiegeln, so dass eine hohe Übereinstimmung zwischen Realität und Modell erreicht wird und in der Folge eine hohe Realitätstreue der Ergebnisse erwartet werden kann.

Die Methodik setzt dabei voraus, dass die energiewirtschaftlichen Parameter, die in der Zukunft erwartet werden, in den Modellen exogen vorgegeben werden und somit bekannt

sind. Das Modellergebnis liefert dann die erwarteten Zusammenhänge, sofern sich die Realität mit dem unterstellten Szenario deckt. Die wesentlichen energiewirtschaftlichen Randbedingungen, die in der Simulation abgebildet werden müssen, sind der vorhandene thermische und hydraulische Kraftwerkspark, die installierten Erzeugungseinheiten erneuerbarer Energien, die marktseitigen Austauschkapazitäten, die Preise sowie die unterstellten Netzausbaumaßnahmen. Aufgrund der unsicheren Entwicklung von Erzeugungsstruktur, Netz, Preisen sowie grenzüberschreitenden Austauschkapazitäten werden die wesentlichen Szenarioparameter variiert und in Kapitel 3 detailliert beschrieben.

Der Erzeugungspark, die Preise sowie die grenzüberschreitenden Austauschkapazitäten sind wesentliche Kriterien, die den resultierenden Kraftwerkseinsatz in Realität bestimmen. Der resultierende Kraftwerkseinsatz, der in Realität an der Börse ermittelt wird, wird im Modell mit einer am IAEW entwickelten Marktsimulation ermittelt, die auf Basis der technischen Eigenschaften der Erzeuger den blockscharfen, kostenoptimalen Kraftwerkseinsatz aller Erzeugungseinheiten in Europa für ein Jahr im stündlichen Zeitraster ermittelt. Die Betrachtung eines Jahres im stündlichen Zeitraster ist komplex und erfordert effiziente Lösungsalgorithmen und schnelle Rechnerstrukturen, ist allerdings notwendig, um auch hydraulische Kraftwerke detailliert abbilden zu können.

Auf Basis der so bestimmten stündlichen, blockscharfen Kraftwerksfahrpläne wird im Rahmen der „Day-Ahead-Congestion-Forecast“ bei den Übertragungsnetzbetreibern eine Einschätzung über die Netzsicherheit getroffen und gegebenenfalls Vorkehrungen eingeleitet, um einen sicheren Systembetrieb zu gewährleisten – so wie beispielsweise die Anordnung von Schaltmaßnahmen oder Redispatch. Um diesen Schritt abzubilden, wird eine Simulation des Netzbetriebs im Übertragungsnetz durchgeführt. Ergebnis dieses Schrittes sind die notwendigen, stündlichen Redispatch-Maßnahmen, um einen sicheren Netzbetrieb gewährleisten zu können.

3 Verwendete Modelle

3.1 Modelle und Verfahren

3.1.1 Marktsimulationsverfahren für elektrische Energie

Die Marktsimulationen werden unter Anwendung eines am Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft entwickelten Verfahrens zur Kraftwerkseinsatz- und Handelsplanung durchgeführt [1] [2] [3]. Auf Basis der Eingangsdaten, wie bspw. Kraftwerkspark inkl. technischer Daten der Anlagen, Primärenergiepreise, Nachfrage sowie Übertragungskapazitäten zwischen den Ländern, erfolgt die Simulation des europäischen Strommarktes über die Ermittlung des kostenminimalen, d. h. volkswirtschaftlich optimalen Kraftwerkseinsatzes zur Nachfragedeckung unter Berücksichtigung der technischen Restriktionen in der Energieerzeugung und -übertragung. Dies entspricht genau den Einsatzentscheidungen bzw. Handelstätigkeiten, die unter Annahme eines vollkommenen Marktes, d. h. einer hinreichenden Anzahl von Marktteilnehmern, von vollständiger Transparenz und damit von vollkommener Konkurrenz, sowie unter Vernachlässigung von Handelsstrategien von Marktteilnehmern, durchgeführt werden.

Aufgrund der Komplexität der Optimierungsaufgabe, insbesondere infolge der zeitkoppelnden Nebenbedingungen für die Bewirtschaftung von Speicherbecken hydraulischer Kraftwerke sowie Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten thermischer Kraftwerke, ist eine geschlossene Lösung des Optimierungsproblems nicht möglich und somit ein mehrstufiger Ansatz erforderlich. Abbildung 2 gibt einen Überblick über das Gesamtverfahren der Marktsimulation.

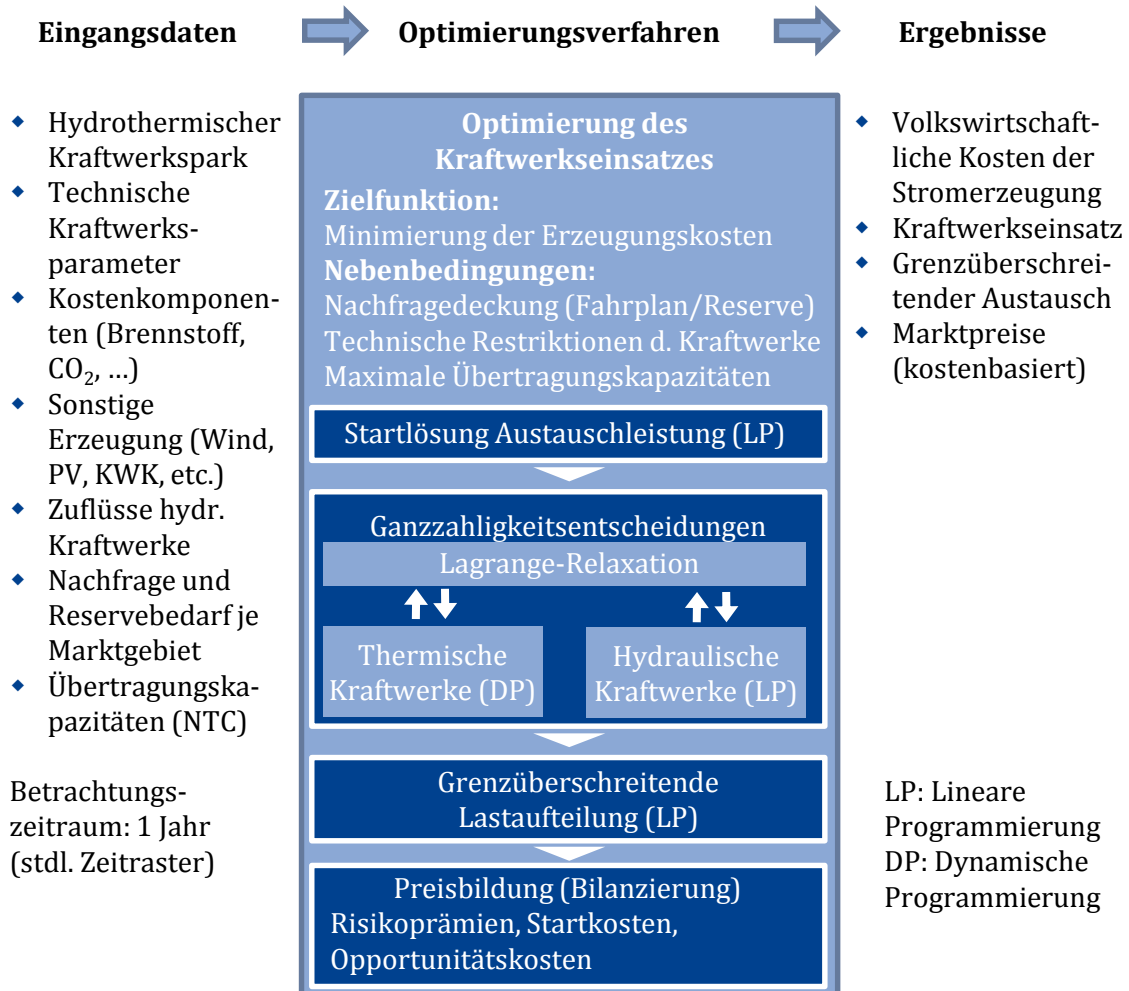


Abbildung 2: Marktsimulationsverfahren

Nach dem Einlesen und Aufbereiten der Eingangsdaten für die Marktsimulation wird in der ersten Verfahrensstufe ein optimaler Energieaustauschfahrplan zwischen den einzelnen Ländern des betrachteten Systems unter Minimierung der Erzeugungskosten zur Nachfragedeckung ermittelt. Dieser Fahrplan für den grenzüberschreitenden Energieaustausch wird über eine Lineare Programmierung unter Berücksichtigung u. a. von Übertragungskapazitäten sowie der Maximalleistung von Kraftwerken, jedoch unter Vernachlässigung von Ganzzahligkeitsentscheidungen, wie dem Einsatz thermischer Kraftwerke bei Mindestleistungen, geschlossen optimiert und dient als Startlösung des grenzüberschreitenden Energieaustauschs für die folgenden Verfahrensstufen.

Unter Berücksichtigung des Austauschfahrplans werden anschließend die optimalen ganzzahligen Einschaltentscheidungen thermischer Kraftwerke getroffen. Dabei wird die Problemstellung für jedes Land über einen Dekompositionsansatz im Systembereich in leichter zu lösende Teilprobleme zerlegt, die Einsatzoptimierung der einzelnen Erzeugungseinheiten mit speziell angepassten Algorithmen gelöst und die systemkoppelnden Nebenbedingungen (Nachfrage- und Reservebedingungen) mit Hilfe einer Lagrange Relaxation koordiniert. Die optimalen Einschaltentscheidungen thermischer Kraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke werden über eine Dynamische Programmierung ermittelt. Der Einsatz vernetzter hydraulischer Kraftwerksgruppen, wie sie bspw. im alpinen Raum vorzufinden sind, wird mittels einer Sukzessiv Linearen Programmierung optimiert.

Unter Übernahme der Ganzzahligkeitsentscheidungen wird in der dritten Verfahrensstufe das Restproblem mittels einer Linearen Programmierung gelöst. In dieser geschlossenen Optimierung der hydrothermischen Energieaufteilung wird der systemweite, kostenminimale Kraftwerkseinsatz zur Nachfragedeckung unter Optimierung des grenzüberschreitenden Energieaustauschs ermittelt. Das wesentliche Ergebnis dieser Optimierung ist der systemweit kostenminimale Kraftwerkseinsatz sowie die Gesamtkosten der Stromerzeugung zur Nachfragedeckung. Zudem werden der grenzüberschreitende Energieaustausch sowie stündliche Stromerzeugungskostenkurven (Merit Order) für jedes Land ausgegeben.

Auf Basis dieser Ergebnisse werden die Marktpreise für elektrische Energie simuliert. Dabei werden neben Risikoprämien, Startkosten und weiterer Opportunitätskosten auch die grenzüberschreitenden Energieaustausche als für die Preisbildung relevante Komponenten betrachtet. Die Ermittlung des grenzüberschreitenden Handels erfolgt in dem angewandten Verfahren mittels Market Coupling (siehe Abbildung 3).

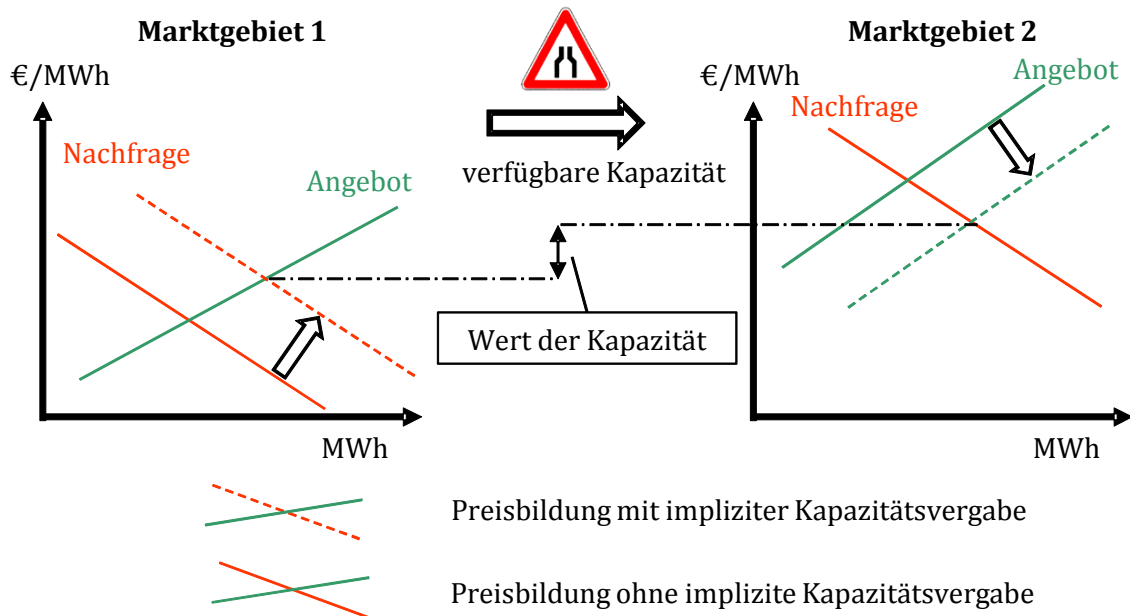


Abbildung 3: Market Coupling

Beim Market Coupling werden die verfügbaren Übertragungskapazitäten zwischen Marktgebieten mittels impliziter Auktionen vergeben. Die impliziten Auktionen werden von einem Auktionsbüro nach dem Spothandel, d. h. unter Kenntnis der Spotmarktpreise durchgeführt. Somit kann das Auktionsbüro Arbitragegewinne realisieren. Diese Gewinne werden an die beteiligten Übertragungsnetzbetreiber abgeführt und dürfen lediglich zu bestimmten Zwecken wie z. B. dem Netzausbau eingesetzt werden. Durch das Verfahren des Market Couplings soll eine möglichst volkswirtschaftlich optimale Allokation der Kuppelkapazitäten sichergestellt werden. Im Marktsimulationsverfahren resultieren aus dem Market Coupling die stündlichen Marktpreise je Marktgebiet im geographischen Betrachtungsbereich.

3.1.2 Einspeisungen erneuerbarer Energien

Da die Erzeugung aus dargebotsabhängigen Energiequellen, d. h. für Deutschland vor allem Wind und Photovoltaik, Eingangsparameter der Markt- und der Netzsimulation ist, wurde durch das Institut ein Regionenmodell der dargebotsabhängigen Einspeisung basierend auf historischen Wetterzeitreihen erstellt. Die installierten Leistungen erneuerbarer Energien in

den definierten Regionen wurden aus öffentlichen Daten recherchiert. Dabei wird Europa in ca. 220 Wetterregionen aufgeteilt, um eine möglichst gute Modellierung der dargebotsabhängigen Einspeisungen zu ermöglichen. Die am IAEW vorliegenden Modellansätze basieren auf Wetterdaten der MeteoGroup Deutschland GmbH.

Der Ablauf des Simulationsmodells ist in Abbildung 4 am Beispiel der Windenergie dargestellt. Darin wird jedes Marktgebiet in Regionen homogenen Wetters zerlegt. Anhand der installierten Windleistung (hier C_1) in der jeweiligen Region, einer typischen Anlagenkennlinie $P_{\%}(v_w)$ und der technischen Verfügbarkeit a kann aus gemessenen Windgeschwindigkeiten eine Leistungszeitreihe der Windenergieeinspeisung ermittelt werden. Da Wettermessstationen sich üblicherweise in einer Höhe von 10 m über Grund, und damit deutlich unterhalb der Nabenhöhe von Windenergieanlagen, befinden, werden die gemessenen Windgeschwindigkeiten mit einem Skalierungsfaktor ϵ multipliziert. Dieser bildet auch mögliche Unterschiede zwischen Messstationen und Standorten der Windparks ab und wird anhand realer Daten (je nach Verfügbarkeit von Messzeitreihen der Leistung aus Windenergieanlagen oder Volllaststunden) parametrisiert.

Würden die auf diese Weise berechneten Zeitreihen direkt verwendet, zeigten sich ähnliche Häufigkeitsverteilungen wie bei realen Daten, jedoch unrealistisch hohe Leistungsänderungen von Stunde zu Stunde. Dies ist auf die Verwendung von Windzeitreihen für einzelne Messstandorte zurückzuführen, welche die regionale Vergleichmäßigung zwischen verschiedenen Windparks vernachlässigt. Daher wird der regionale Vergleichmäßigungseffekt durch einen gleitenden zeitlichen Mittelwert über drei Stunden nachgebildet. Dadurch ergibt sich eine realistische Verteilung der stündlichen Leistungsgradienten.

Während die so bestimmten regionscharfen Leistungszeitreihen als Eingangsparameter für Netzsimulationen geeignet sind, wird für die Marktsimulationen noch eine Summation über alle Wetterregionen des jeweiligen Marktgebiets durchgeführt. Die Simulation der Einspeisung aus Photovoltaik erfolgt analog zur Windenergie, wobei die Berechnung auf Basis der solaren Einstrahlung durchgeführt wird.

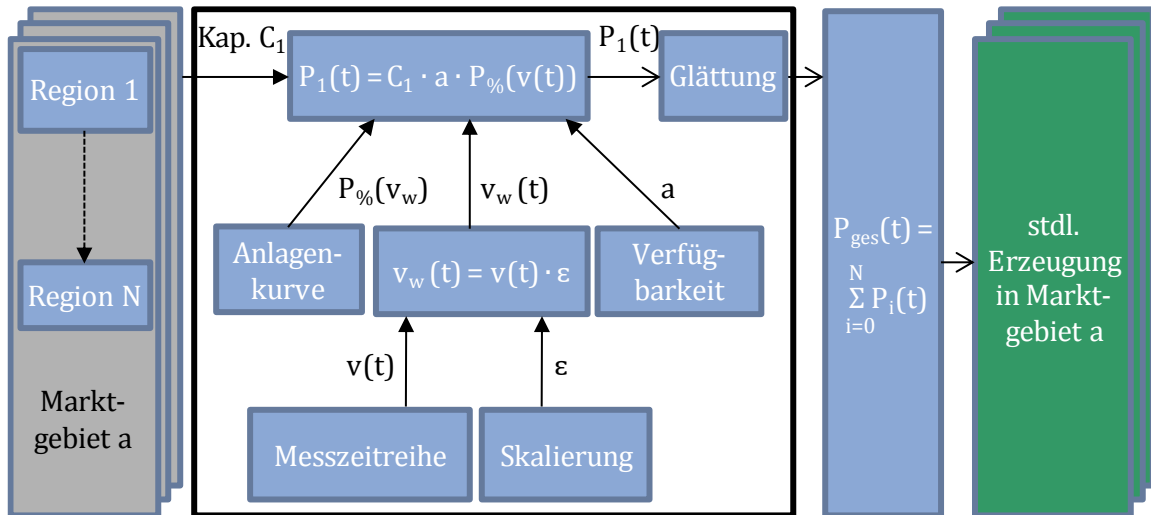


Abbildung 4: Übersicht zum Windenergiemodell

Die installierten Kapazitäten für jeden Netzknoten werden im Rahmen der Studie verschiedenen Quellen, wie z. B. dem öffentlichen Anlagenregister der ÜNB oder aber der Datenbank von „The-windpower.net“ entnommen.

3.1.3 Übertragungsnetzmodell

Das verwendete und am IAEW entwickelte Netzmodell [4] enthält alle aktuellen europäischen Leitungen der 220 kV, 330 kV und 380 kV Ebene für das Betrachtungsjahr 2010. Die hierfür notwendigen Daten stammen aus öffentlichen Quellen, wie zum Beispiel der ENTSO-E-Karte. Eine schematische Darstellung des Netzmodells zeigt Abbildung 5. Für die Parametrierung der Leitungen werden Standardbetriebsmittelwerte angenommen.

Spezialwissen, das nur Netzbetreibern zur Verfügung steht, wie z. B. Sonderschaltzustände von Leistungsschaltern, wird im Netzmodell nicht berücksichtigt.

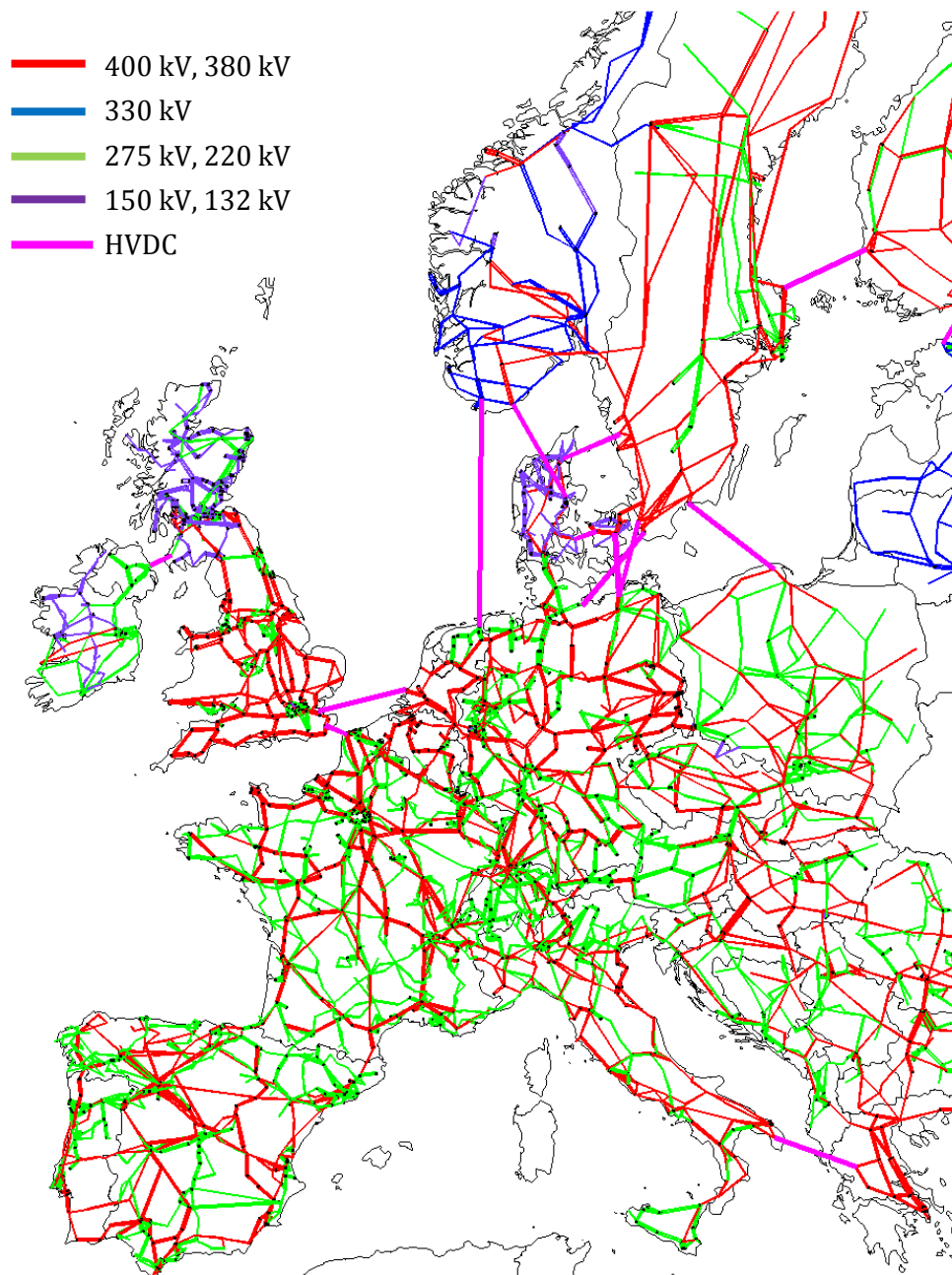


Abbildung 5: Verwendetes Netzmodell des IAEW (Stand 2013)

Neben den Leitungen beinhaltet das Modell auch Lasten und Generatoren. Die Lasten werden auf Basis der Bevölkerungs- und Industriedichte auf die jeweiligen Netzknoten verteilt. Da ausschließlich das 220 und 380 kV Leitungsnetz modelliert wird, werden Lasten aus den unterlagerten Netzebenen aggregiert an die entsprechenden Netzknoten im Hoch- und

Höchstspannungsnetz angeschlossen. Das Lastprofil jedes einzelnen Netzknotens entspricht hierbei dem Lastprofil des Marktgebietes, da detaillierte Informationen über Knotenlasten nicht europaweit veröffentlicht werden.

Die Generatoren lassen sich in zwei Gruppen unterteilen. Die thermischen und hydraulischen Kraftwerke werden entsprechend ihrer realen Position als Generatoren mit entsprechender Leistung an den jeweiligen Netzknoten angeschlossen. Zusätzlich existieren an jedem Netzknoten Generatoren, die Einspeisungen aus regenerativen Quellen wie Wind- und Photovoltaikanlagen repräsentieren. Deren Leistung basiert auf dem voranstehend vorgestellten Modell der erneuerbaren Energien.

Eine abschließende Parametrierung des Netzmodells erfolgte anhand eines Vergleichs mit veröffentlichten Referenzlastflüssen.

3.1.4 Redispatch

Um Überlastungen im Übertragungsnetz zu beseitigen, existieren verschiedene Engpassmanagementmethoden. Diese können nach ihrem Zeithorizont gestaffelt werden und reichen von langfristigen Maßnahmen, wie zum Beispiel dem Netzausbau bis hin zu kurzfristigen Lösungen, wie dem im Rahmen dieser Studie simulierten Redispatch.

Das Ziel des Redispatches besteht in der Beseitigung von Leitungsüberlastungen durch eine geeignete Anpassung der Kraftwerksfahrpläne. Im Falle eines Netzengpasses muss räumlich vor diesem ein Kraftwerk seine Einspeiseleistung reduzieren, wohingegen räumlich hinter dem Engpass die Einspeiseleistung eines anderen Kraftwerkes erhöht werden muss. Dabei sollten die Kosten für die Eingriffe möglichst gering sein, da diese durch den Übertragungsnetzbetreiber mittels der Netzentgelte sozialisiert werden.

Als Eingangsdaten für die im Rahmen dieser Studie verwendete Simulation des Redispatch dienen die in der Marktsimulation berechneten stundenscharfen Kraftwerksfahrpläne, sowie inkrementelle Erzeugungskosten und das Netzmodell. Auf Grund der Größe des betrachteten Netzmodells wird ein linearer Ansatz zur Simulation verwendet und der Redispatch über ein lineares Optimierungsproblem abgebildet. Die Zielfunktion dieses Problems ist die

Minimierung der Redispatchkosten, welche sich aus den Leistungsänderungen der einzelnen Kraftwerke und ihren inkrementellen Erzeugungskosten ergeben.

Die Beseitigung der Überlastungen und die Einhaltung aller technischen Randbedingungen werden über Nebenbedingungen sichergestellt. Um den Einfluss der Einspeiseleistungsänderung eines Kraftwerkes auf eine Leitung abzubilden, werden, basierend auf dem Netzmodell, lineare Sensitivitäten berechnet. Diese geben den Einfluss einer Wirkleistungsänderung eines Kraftwerkes auf die Änderung des Wirkleistungsflusses einer Leitung an. Mit Hilfe dieser Sensitivitäten ist es möglich für jede Leitung eine Nebenbedingung aufzustellen, die garantiert, dass die jeweilige Leitung ihre maximale Wirkleistung nicht überschreitet. Zusätzlich sind Nebenbedingungen für Ausfallsituationen erforderlich, damit auch im (n-1)-Fall keine Leitung überlastet wird.

3.2 Regionaler Betrachtungsbereich

Im Rahmen der Studie werden insbesondere Deutschland, Österreich und die Schweiz betrachtet. Allerdings können diese Länder nicht isoliert simuliert werden, da diese über Energiemärkte als auch durch das Übertragungsnetz mit den Nachbarländern gekoppelt sind. In Abbildung 6 ist der regionale Betrachtungsbereich für die Verfahren der Markt, Netz- und Redispatchsimulation dargestellt. Für die Marktsimulation ist der Betrachtungsbereich am größten gewählt, um insbesondere die Im- und Exporte zwischen den Ländern zu erfassen, die den Kraftwerkseinsatz in der DACH-Region signifikant beeinflussen können. Daher werden in der Marktsimulation ein Großteil Zentraleuropas, die skandinavischen Länder und das Vereinigte Königreich abgebildet.

Bei der Netzsimulation ist der regionale Betrachtungsbereich kleiner und umfasst einen Großteil des ehemaligen UCTE-Verbundes. Die übrigen Länder werden nicht detailliert über ein Netzmodell abgebildet, da diese bei der Simulation des Lastflusses keinen Einfluss auf die DACH-Region haben. Die Redispatchsimulation schränkt den regionalen Betrachtungsbereich noch weiter ein. Hier wird lediglich Redispatch in der DACH-Region durchgeführt. Dies hat

den Hintergrund, dass in der aktuellen Vorgehensweise des Redispatches bei Netzüberlastungen nur die Kraftwerke in dem jeweiligen Marktgebiet oder in der Regelzone des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers angepasst werden. Ein marktgebietsübergreifender bzw. regelzonenübergreifender Redispatch wird von den Netzbetreibern lediglich im Notfall durchgeführt. Für die DACH-Region wird allerdings ein gemeinsames Redispatch zur Behebung der Netzengpässe unterstellt.

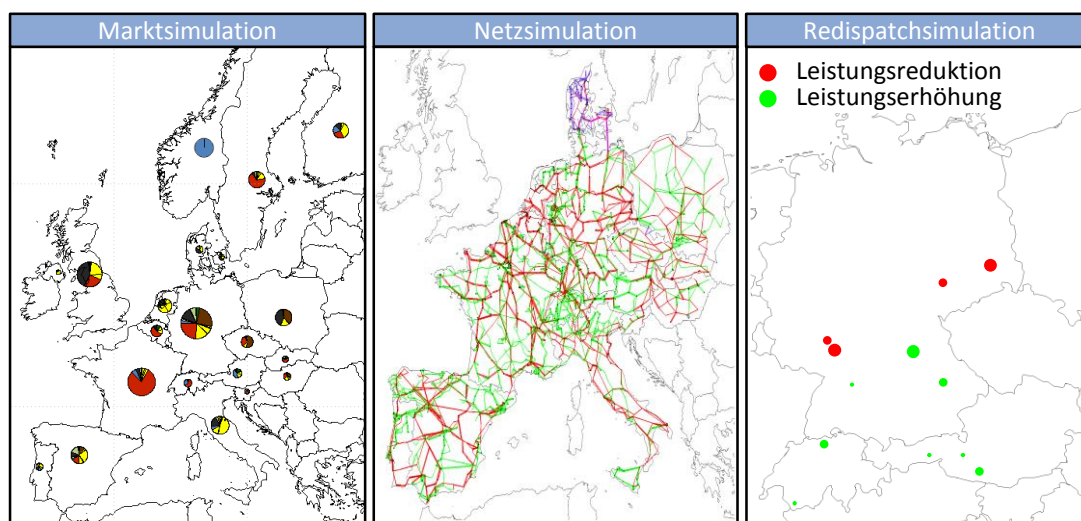


Abbildung 6: Regionaler Betrachtungsbereich der Studie in den verschiedenen Simulationsschritten

4 Untersuchungsszenarien

In diesem Kapitel werden die im Rahmen dieser Studie betrachteten Szenarien im Überblick dargestellt. Den Referenzszenarien im mittelfristigen und langfristigen Zeitbereich fällt dabei eine wesentliche Rolle zu, so dass diese anschließend detaillierter im Kapitel 4.2 beschrieben werden.

4.1 Überblick über die Szenarien

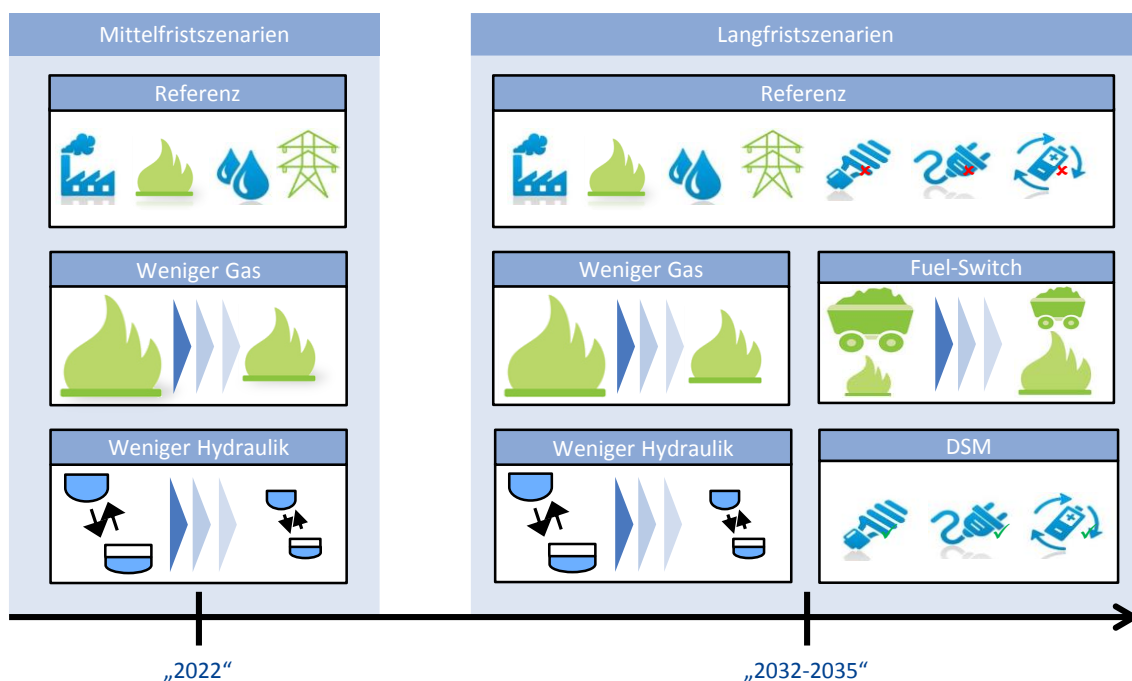


Abbildung 7: Betrachtete Szenarien

Der Einfluss der Pumpspeicherkraftwerke auf das Gesamtsystem ist von den unterstellten energiewirtschaftlichen Randbedingungen abhängig, die sich im Laufe der Zeit signifikant verschieben. Zusammen mit der langen Lebensdauer der Pumpspeicherkraftwerke ist es daher nicht ausreichend, lediglich einen Zeitpunkt zu betrachten. Aus diesem Grund werden zwei Zeitbereiche betrachtet – zunächst ein mittelfristiger Zeitbereich, der die Veränderung

der energiewirtschaftlichen Randbedingungen innerhalb der nächsten zehn Jahre skizzieren soll und anschließend ein weiter entfernter Zeitbereich, der die Veränderung der energiewirtschaftlichen Randbedingungen innerhalb der nächsten zwanzig Jahre abbilden soll.

Eine darüber hinausgehende Betrachtung noch weiter in der Zukunft liegender Zeitpunkte erscheint aufgrund der ungewissen Entwicklung nicht sinnvoll. Die Abbildung schon in diesem Zeitbereich auftretender Unsicherheiten geschieht über Sensitivitäten. Diese sind in Abbildung 7 dargestellt und werden im Folgenden näher beschrieben.

- Weniger Pumpspeicherkraftwerke im Mittelfristscenario und im Langfristscenario

Das Ziel dieses Szenarios besteht darin, den Einfluss der Pumpspeicherkraftwerke auf den Energiemarkt zu untersuchen. Sowohl im mittel- wie auch im langfristigen Zeitbereich wird dabei eine Bauverzögerung eines Teils der Pumpspeicherkraftwerke unterstellt.

- Weniger Gaskraftwerke im Mittelfristscenario und im Langfristscenario

Aufgrund sinkender Großhandelspreise und des damit verbundenen geringeren Deckungsbeitrages werden Investitionen in neue Gas- und Steinkohlekraftwerke zurückhaltender geplant als noch vor einem Jahr. Insbesondere in Deutschland besteht die Vermutung, dass die zum Zeitpunkt 2012 geplanten Gaskraftwerke innerhalb der nächsten zehn Jahre nicht vollständig realisiert werden.

In der Folge stehen – insbesondere in Süddeutschland – weniger Gaskraftwerke zum Redispatch zur Verfügung und weiter entfernt liegende Kraftwerke müssen zum Redispatch herangezogen werden. Dieses erhöht einerseits die Kosten, andererseits werden bei dieser Entwicklung möglicherweise auch österreichische und schweizerische Pumpspeicherkraftwerke zum Redispatch notwendig, so dass das Szenario eine eventuelle Systemrelevanz der österreichischen und Schweizer Pumpspeicherkraftwerke aufzeigt.

- Eintreten eines Fuel-Switches im Langfristszenario

Aktuell sinken die Gaspreise in Amerika aufgrund der Schiefergas-Revolution. Allerdings werden diese Preise noch nicht an die europäischen Kunden weitergereicht, da sich diese häufig über langfristige Lieferverträge abgesichert und gebunden haben. Sobald diese Lieferverträge auslaufen, ist es denkbar, dass der Gaspreis signifikant sinken wird. Zusammen mit einer möglichen Steigerung des CO₂-Preises, ist ein Fuel-Switch denkbar. Auch wenn die Wahrscheinlichkeit dieses Szenarios aus heutiger Sicht gering erscheint, wird es einen massiven Einfluss auf das energiewirtschaftliche Gefüge in Deutschland, Österreich und Italien haben (da dann Italien vom starken Importeur zum starken Exporteur wird), so dass das Szenario untersuchungswert ist.

- Einfluss von Demand-Side-Management im Langfristszenario

Demand Side-Management (DSM) ist eine zu Pumpspeicherkraftwerken alternative Technologie, um Angebot und Nachfrage nach elektrischer Energie auszugleichen. Die Frage, welchen Einfluss DSM-Maßnahmen auf das Gesamtsystem haben werden, hängt von der Durchdringung sowie dem Verschiebepotential DSM-fähiger Verbraucher ab.

Im Rahmen der hier betrachteten Sensitivität soll der Einfluss für eine exemplarische Durchdringung auf das Gesamtsystem untersucht werden. Dabei wird insbesondere die Frage behandelt, in wie weit sich der Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken durch die DSM-fähigen Verbraucher, reduziert.

4.2 Unterstellte Entwicklung des Erzeugungssystems

Die Annahmen zur Entwicklung des Erzeugungssystems sowie des Netzes stammen vollständig aus veröffentlichten Daten mit hoher Aktualität. Dieser Ansatz wurde gewählt, um eine objektive und möglichst konsistente Parametrierung der Systementwicklung zu gewährleisten. Für Deutschland basieren die Prognosen für die Erzeugung, der Nachfrage und dem Netzausbau auf dem Netzentwicklungsplan 2012 [5]. Die Annahmen für die Schweiz

beruhen für die Erzeugung und die Nachfrage auf den Energieperspektiven 2050¹ und für den Netzausbau auf Prognosen von Swissgrid. Die Entwicklungen in Österreich sowie in den übrigen europäischen Ländern sind durch den SOAF 2012/2013 [6]. bestimmt. Für den Netzausbau wurden zudem je nach Realisierungszeitpunkt die Projekte des TYNDP 2012 im jeweiligen Mittel- und Langfristszenario berücksichtigt.

4.2.1 Entwicklung der konventionellen Erzeugungseinheiten

Der Zu- und Abbau der installierten konventionellen Kraftwerkskapazitäten ist in Abbildung 8 für das Mittel- und das Langfristreferenzszenario dargestellt. Der erste Balken kennzeichnet die Entwicklung der installierten Erzeugungskapazität von heute zum Mittelfristszenario (ΔMF), der zweite Balken diejenige vom Mittel- zum Langfristszenario (ΔLF). Aufgrund der Übersichtlichkeit sind in Abbildung 8 nicht alle Länder des in Abschnitt 3.2 beschriebenen Betrachtungsbereiches dargestellt, sondern lediglich Deutschland, Österreich und die Schweiz sowie direkte Nachbarländer der DACH-Region mit einem hohen Einfluss. Diese Reduktion wurde im Folgenden für alle Abbildungen gewählt. Die Änderung der installierten Kapazitäten ist für jedes Land unterschiedlich, jedoch lassen sich einige Gemeinsamkeiten erkennen, die für alle Länder mit Ausnahme von Polen und Tschechien gelten:

- Die installierte Leistung von Grundlastkraftwerken (Kern-, Stein- und Braunkohlekraftwerke) sinkt in allen Zeitbereichen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass alte Anlagen nicht erneuert werden und neue Anlagen diese Lücke nicht vollständig substituieren.

¹ Prognos AG, „Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050“, Szenario „Politische Maßnahmen“ 2012, im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern, ergänzt durch interne Mitteilungen der Prognos AG 2013.

- Die installierte Leistung flexibler Gaskraftwerke nimmt deutlich zu.

In Deutschland ist die Veränderung des konventionellen Kraftwerksparks besonders hoch. Einerseits durch den geplante Kernenergieausstiegs bis zum Jahr 2022 und andererseits auch dadurch, dass alte Braun- und Steinkohlekraftwerke stillgelegt werden (z.B. Frimmersdorf, Weisweiler C und D, Datteln, Mannheim 3 und 4). Zumindest teilweise wird diese Reduktion durch den Zubau flexibler Gaskraftwerke substituiert (bspw. Knapsack, Köln Niehl, Mecklar, Rheinshafendampfkraftwerk 9). In Österreich und der Schweiz sind die Veränderungen in absoluter Höhe deutlich geringer. Allerdings wird in der Schweiz ein vollkommener Kernenergieausstieg im langfristigen Zeitbereich unterstellt, der die bisherige Erzeugungsstruktur in der Schweiz durchaus signifikant verändert.

In Frankreich ist eine Reduktion der installierten Kapazität von Kernkraftwerken in absoluter Höhe von 25 GW (- 40 %) unterstellt, die durch einen Zubau von erneuerbaren Energien substituiert werden soll. Die damit verbundene signifikante Veränderung des Erzeugungssystems hat nicht nur Einfluss auf Frankreich, sondern auch die Anrainerstaaten. Hier kann erwartet werden, dass Frankreich zwangsläufig im Winter zu einem noch stärkeren Importeur werden wird.

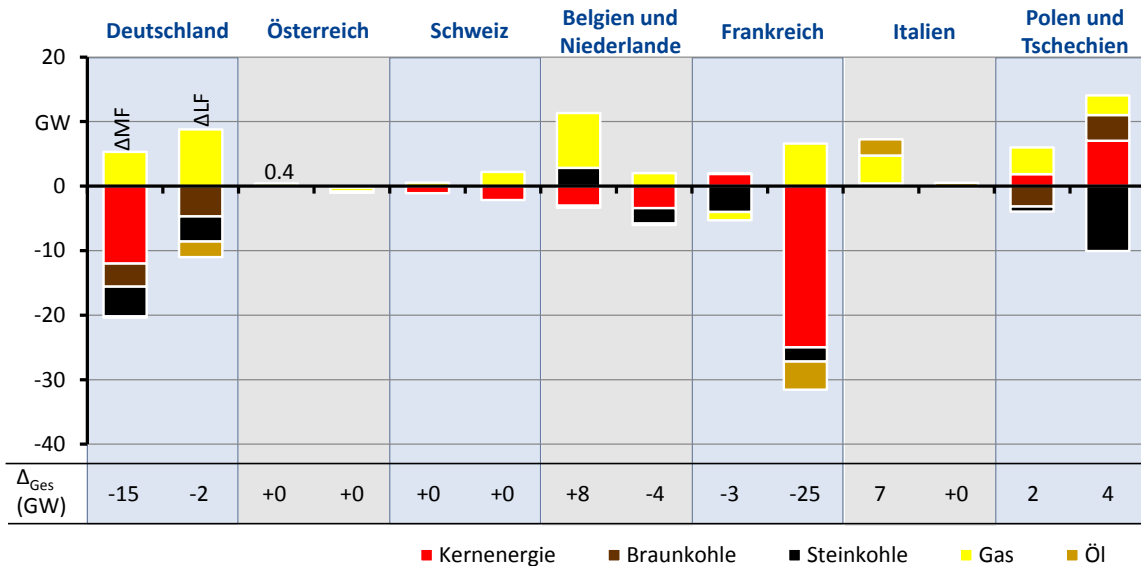


Abbildung 8: Zu- und Abbau der installierten konventionellen Kapazitäten für das Mittel- und Langfristszenario. ΔMF entspricht der Kapazitäts-veränderung von 2012 bis zum Mittelfristszenario und ΔLF der Veränderung vom Mittel- zum Langfristszenario

Während in den meisten Ländern ein Rückbau von Grundlastkraftwerken und ein Zubau von Gaskraftwerken festzustellen ist, findet den Prognosen zur Folge nach in Polen und Tschechien eine dazu diametrale Entwicklung statt. In beiden Ländern wird ein Zubau von Kernkraftwerken sowie Braunkohlekraftwerken unterstellt, der durch weitere Gaskapazitäten noch ergänzt wird. Grund für diese deutlich abweichende Entwicklung der Erzeugungskapazitäten ist ein durch die wirtschaftliche Entwicklung der beiden Länder getriebener hoher Zuwachs der Energienachfrage.

4.2.2 Entwicklung der erneuerbaren Energien

Die Entwicklung der erneuerbaren Energien ist in Abbildung 9 dargestellt. In allen Ländern wird ein massiver Zubau prognostiziert, der durch die europäischen Klimaziele vorangetrieben wird und in Frankreich einen Pfeiler zur Substitution der Kernkraftwerke liefern soll. Die größte Veränderung ergibt sich in Deutschland mit einem Zuwachs von

100 GW von heute bis zum Langfristszenario. Im Mittelfristszenario besteht der Ausbau ca. zur Hälfte aus der Installation von Photovoltaikanlagen (PV) und zur anderen Hälfte aus Windenergieanlagen. Im Langfristszenario hingegen wird weniger PV ausgebaut, allerdings bleibt der Zuwachs an Windenergieanlagen konstant. Ein Großteil der zugebauten Windenergieanlagen findet dabei an Offshore-Standorten statt.

Auch in den anderen europäischen Ländern findet ein teilweise signifikanter Zubau erneuerbarer Energien statt. Spitzenreiter ist Frankreich mit installierten Kapazitäten in Höhe von ca. 80 GW im Langfristszenario. Aber auch in Italien ergeben sich hohe installierte Leistungen von ca. 70 GW im langfristigen Zeitbereich, die im überwiegenden Teil aus dem Zubau von Photovoltaikanlagen stammen. Nicht dargestellt in Abbildung 9 sind Spanien und Großbritannien aufgrund der Entfernung zu Deutschland, Österreich und Schweiz. In beiden Ländern wird der aktuelle Trend eines hohen Zubaus von Windenergieanlagen nicht durchbrochen, was sich auch hier in hohen installierten Leistungen (70 GW EE-Leistung in Spanien, 80 GW EE-Leistung in Großbritannien) im langfristigen Zeitbereich niederschlägt.

Der Zubau der installierten Kapazitäten in Österreich und der Schweiz fällt im direkten Vergleich deutlich geringer aus. Wesentliche erneuerbare Energie in der Schweiz ist Photovoltaik und in Österreich Photovoltaik, Wind und Biomasse.

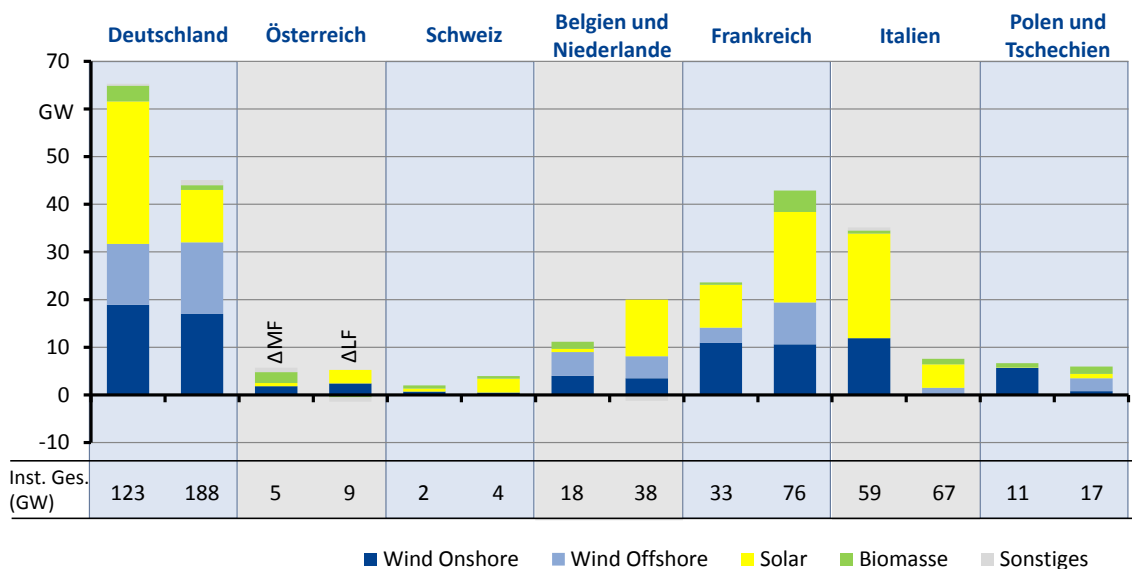


Abbildung 9: Zubau der erneuerbaren Energien für das Mittel und Langfristszenario. Δ MF entspricht der Kapazitäts-veränderung von 2012 bis zum Mittelfristszenario und Δ LF der Veränderung vom Mittel- zum Langfristszenario.

4.2.3 Entwicklung der hydraulischen Erzeugungseinheiten

Neben den thermischen Kraftwerken und den erneuerbaren Energien stellen die hydraulischen Kraftwerke einen wesentlichen Pfeiler des Energieerzeugungssystems dar. Wie bereits dargestellt, haben Pumpspeicherkraftwerke ein vielfältiges Einsatzspektrum und beeinflussen somit das Energieversorgungssystem auf vielfältige Weise. Der Fokus dieser Studie liegt auf der Fragestellung, in wie weit zusätzliche Pumpspeicherkraftwerke durch Erbringung von Fahrplanenergie zur marktseitigen Integration erneuerbarer Energien in Europa dienen können. Zusätzlich soll untersucht werden wie sich der marktseitige Einsatz der zusätzlichen Pumpspeicherkraftwerke auf die Belastung des Übertragungsnetzes auswirkt und ob sich eine Teilnahme der Pumpspeicher am Redispatch auf die netzseitige Integration der erneuerbaren Energien auswirkt. Aus diesem Grund wurden für die Modellierung der hydraulischen Kraftwerke weitere Quellen (bspw. der Verein Österreichs Energie oder der Umweltdachverband in Österreich) herangezogen und Gespräche mit Betreibern der Anlagen geführt.

Neben der konkreten Modellierung der Anlagen in dem beschriebenen Simulationswerkzeug (Turbinenleistung, Pumpleistung sowie die Vernetzung mit bestehenden Anlagen) war die Frage der Realisierungswahrscheinlichkeit zentraler Bestandteil der Analysen. Um die unsichere Entwicklung der Zukunft abzubilden – insbesondere hinsichtlich des letzten Aspektes – und um den Einfluss der Pumpspeicherkraftwerke auf den Kraftwerkseinsatz quantifizieren zu können, wurden die unterstellten Pumpspeicherkraftwerke in den Simulationen variiert (siehe Abbildung 10).

Dabei stellt die vollständige, rot umrandete Rolle, Säule in Abbildung 10 den unterstellten Zubau im Referenzszenario und die schraffierte Fläche die Reduktion des Zubaus im Szenario „weniger Hydraulik“ dar. Im mittelfristigen Zeitbereich wurde die rechtzeitige und vollständige Realisierung der aus heutiger Sicht sicheren Pumpspeicherkraftwerkprojekte angenommen. Im langfristigen Zeitbereich wurden zusätzlich die aus heutiger Sicht wahrscheinlichen Pumpspeicherkraftwerke als realisiert unterstellt. Nicht berücksichtigt wurden bekannte, aber unwahrscheinliche Pumpspeicherprojekte.

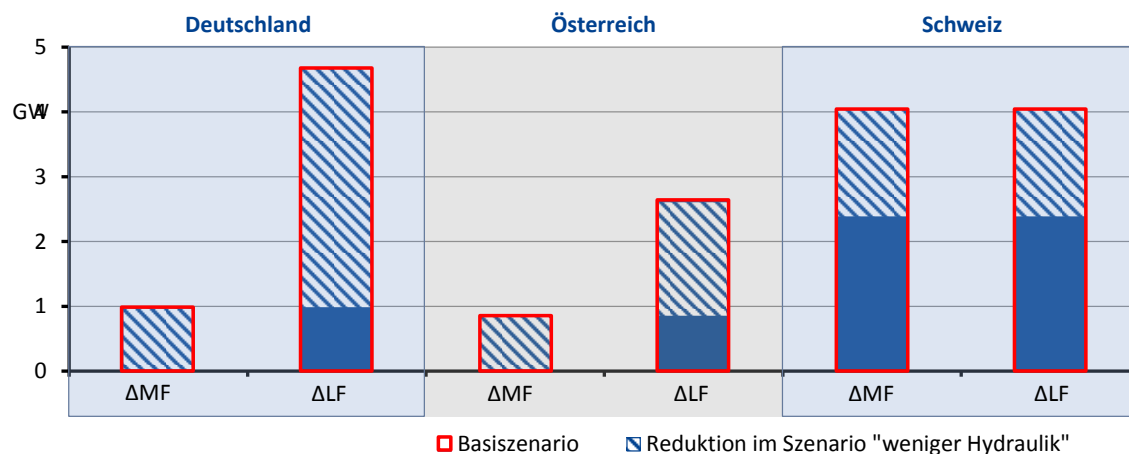


Abbildung 10: Zubau der Pumpspeicherkapazitäten im Referenzszenario und Reduktion im Szenario „weniger Hydraulik“

4.2.4 Entwicklung der Kosten für Primärenergie und CO₂

Die prognostizierten Kosten für Primärenergie und CO₂ entstammen dem deutschen Netzentwicklungsplan 2012 und wurden für alle europäischen Länder als einheitlich unterstellt, aber durch individuelle Annahmen zu Transportkosten ergänzt. Die betrachteten Primärenergieträger umfassen Steinkohle, Erdgas und Öl. Diese werden in ihrer jeweiligen spezifischen Kosteneinheit am Markt angeboten. Zur besseren Vergleichbarkeit der Primärenergie sind alle Kosten auf ein Megawatt-thermisch bezogen in Abbildung 11 dargestellt.

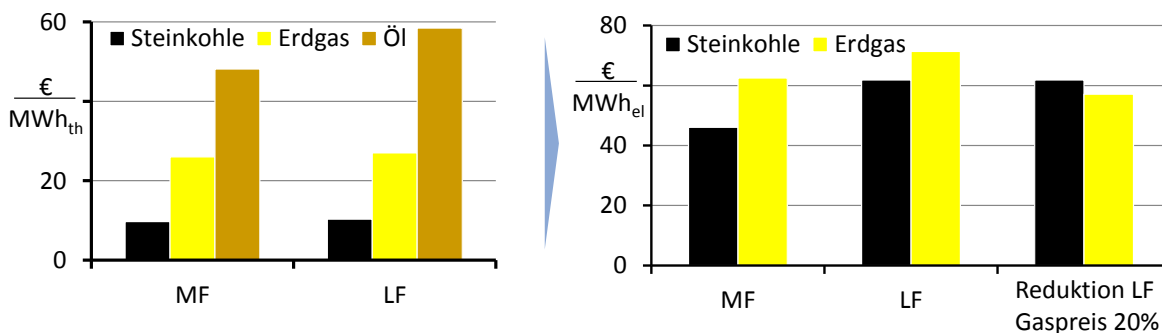


Abbildung 11: Entwicklung der Kosten für Primärenergie (links) und Veranschaulichung des Fuel-Switches (rechts)

Jedes Kraftwerk hat spezifische CO₂-Emissionen. Aufgrund der CO₂-Emissionspreise ist dieser Ausstoß mit Kosten verbunden. Im Mittelfristzenario beträgt der CO₂-Emissionspreis 26 € pro Tonne CO₂. Im Langfristzenario beträgt der CO₂-Emissionspreis hingegen 43 € pro Tonne CO₂. Somit können die Kosten für die CO₂-Emissionen berechnet werden. Unter Verwendung eines typischen Wirkungsgrades für Steinkohle- und Gaskraftwerke kann dann der Preis für ein elektrisches Megawatt berechnet werden und ist in Abbildung 11 jeweils für das Mittel- und Langfristzenario dargestellt. Vom Mittel- zum Langfristzenario ist erkennbar, dass die Differenz zwischen Stein- und Gaskohleerzeugungskosten aufgrund des steigenden CO₂-Emissionspreises abnimmt. Nimmt man nun eine Gaspreisreduktion im Langfristzenario von 20 % an, ergibt sich ein Fuel-Switch bei dem die Gaserzeugungskosten dann unterhalb der Steinkohleerzeugungskosten liegen. Gaskraftwerke kommen dann vor Steinkohlekraftwerken zum Einsatz.

4.3 Unterstellte Entwicklung des Netzes

Die Entwicklung des Übertragungsnetzes wurde in Analogie zur Entwicklung des Erzeugungssystems ebenfalls auf Basis öffentlicher und aktueller Daten parametrisiert. Für Österreich sowie die übrigen Länder Europas wurde der Netzausbau entsprechend des Ten-Year Network Development Plan 2012 (TYNDP 2012) angenommen. Der Netzausbau in der Schweiz wurde anhand der auf der Homepage des Schweizer Übertragungsnetzbetreibers Swissgrid veröffentlichten Projekte parametrisiert. Die veröffentlichten Daten der Swissgrid wurden zusätzlich an Daten des BFE verifiziert und gegebenenfalls angepasst. Die Entwicklung des deutschen Übertragungsnetzes wurde entsprechend der Annahmen des Netzentwicklungsplans 2012 Szenario B unterstellt.

Im Folgenden werden die Veränderungen der Übertragungsnetze in Deutschland, Österreich und der Schweiz von heute zum mittelfristigen Zeitbereich sowie vom mittelfristigen bis hin zum langfristigen Zeitbereich dargestellt.

Abbildung 12 zeigt das deutsche Übertragungsnetz sowohl für den mittelfristigen als auch für den langfristigen Zeitbereich. Der Zubau von vier Strecken zur Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) mit einer Übertragungskapazität von insgesamt 10 GW und einer Trassenlänge von 2640 km stellt die fundamentalste Veränderung des Übertragungsnetzes dar. Die vier geplanten HGÜ-Strecken sind:

1. Emden - Osterath - Philippsburg (4 GW)
2. Brunsbüttel - Großgartach (2 GW)
3. Wilster - Goldshöfe (2 GW)
4. Lauchstädt - Meitingen (2 GW)

Diese dienen im Wesentlichen dem weiträumigen Transport der Energie von den Erzeugungsschwerpunkten im Norden und Osten Deutschlands zu den Lastzentren im Süden. Zusätzlich werden in diesem Zeitbereich Drehstromübertragungstrecken mit einer Gesamtlänge von ca. 6300 km zugebaut. Insgesamt ist also zu erkennen, dass von heute zum

mittelfristigen Zeitbereich ein massiver Zubau an Übertragungskapazitäten angenommen wird.

Der langfristige Zeitbereich ist durch eine weitere massive Zunahme an HGÜ-Kapazität gekennzeichnet. Vom mittelfristigen zum langfristigen Zeithorizont wird die HGÜ-Kapazität durch einen Zubau in Höhe von 22 GW mehr als verdreifacht. In Drehstromtechnik erfolgt lediglich ein Zubau von ca. 780 km. Des Weiteren müssen auf Grund von Spannungshaltungsproblemen für den langfristigen Zeitbereich zusätzliche Kompensationsanlagen zur lokalen Bereitstellung von Blindleistung und somit zur Spannungshaltung angenommen werden. Ohne diese zusätzlichen Kompensationseinheiten treten bei der vorgenommenen Parametrierung von Erzeugungssystem und Übertragungsnetz in einer signifikanten Anzahl von Stunden Verletzungen des Spannungsbandes auf, wodurch der sichere Betrieb des Netzes gefährdet ist. Insgesamt ist auch vom mittel- zum langfristigen Zeithorizont ein massiver Zubau an Übertragungskapazitäten, vornehmlich in Nord-Süd Richtung, zu erkennen.

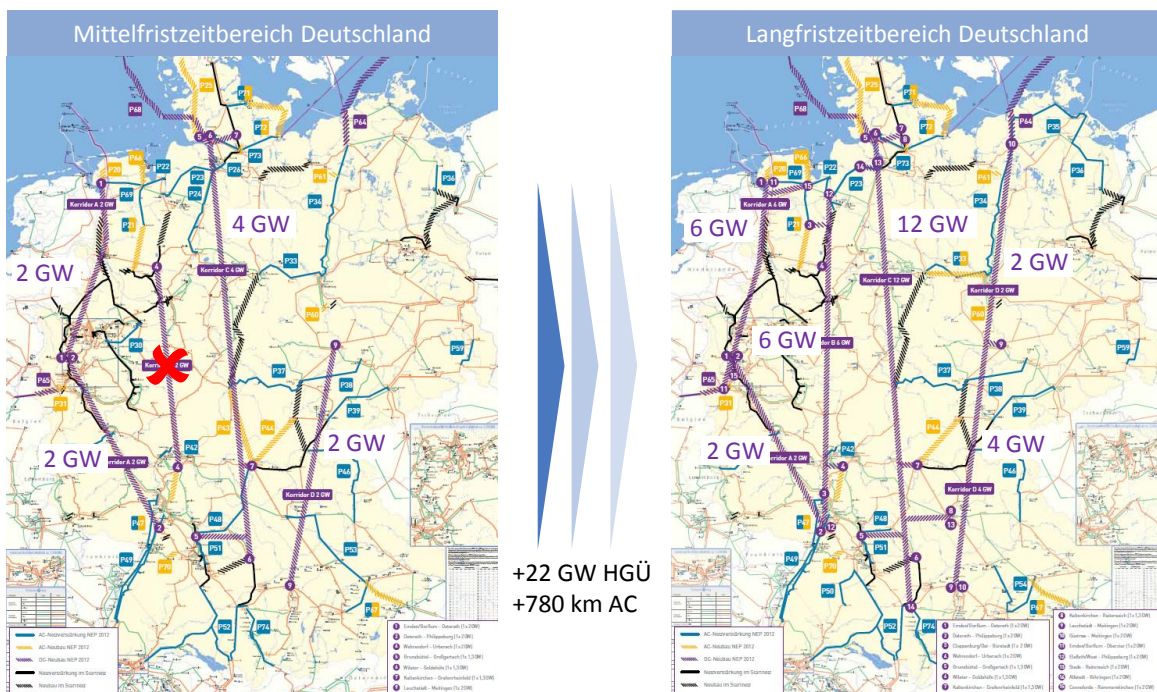


Abbildung 12: Entwicklung des deutschen Übertragungsnetzes

Für die Schweiz wurden die im TYNDP unterstellten Realisierungswahrscheinlichkeiten durch Annahmen von Swissgrid sowie der Auftraggeber ergänzt. Dabei werden einige Projekte später und andere Projekte früher als im TYNDP unterstellt, realisiert. In Österreich wurde auf Basis der Simulationsergebnisse ebenfalls die im TYNDP 2012 unterstellte Netzstruktur im Raum Weinviertel geringfügig angepasst. Dieses Vorgehen erschien sinnvoll, um die netzseitige Integration der dort installierten Windenergieanlagen durch wenige lokale Maßnahmen zu gewährleisten.

4.4 Kraftwerkseinsatz

Auf Basis der Kostenstruktur, der installierten Kapazitäten sowie der Übertragungskapazitäten und der Nachfrage ergibt sich im Wesentlichen der Kraftwerkseinsatz in Europa. Dieser Prozess wird in den Simulationen mit der in Kapitel 2 beschriebenen Marktsimulation abgebildet. Ergebnis dieses Schrittes ist der stündliche Einsatz für jedes Kraftwerk im Betrachtungsbereich für das simulierte Jahr.

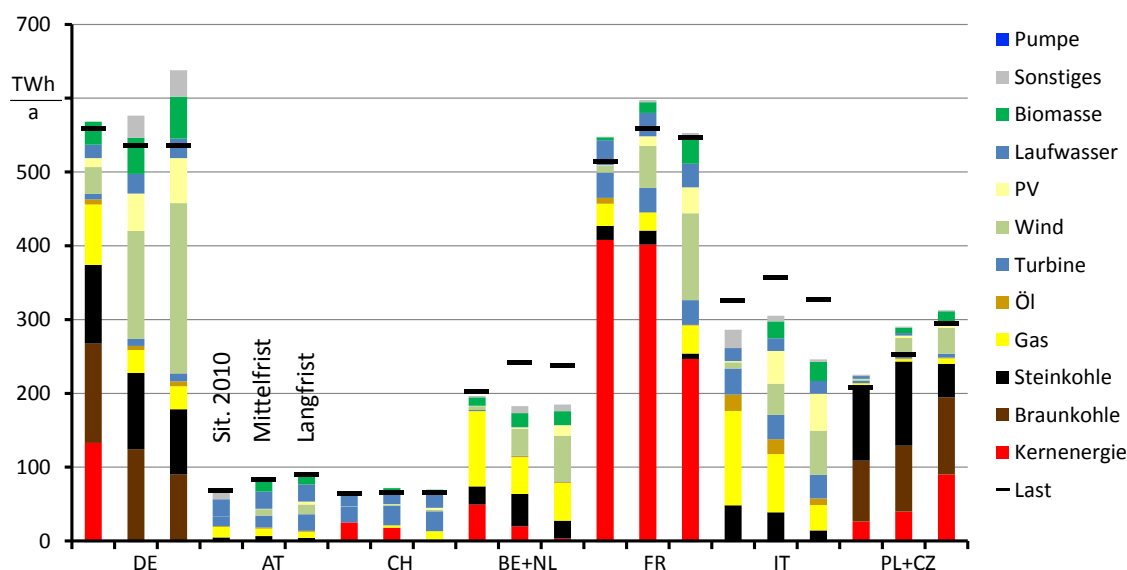


Abbildung 13: Aggregierte Stromerzeugung für das Jahr 2010, das Mittel- und Langfristszenario unterteilt nach Primärenergieträgern

Aggregierte Erzeugung

Um diese Datenfülle in Hinblick auf die Fragestellung zielgerichtet auszuwerten, sind die stündlichen Fahrpläne in Abbildung 13 für jedes Land und für jeden Primärenergieträger aggregiert und für 2010², das Mittelfrist- und das Langfristreferenzszenario dargestellt.

Zunächst ist zu erkennen, dass Nachfrage und Erzeugung in Deutschland und Frankreich am höchsten sind. Dahingegen sind die Stromerzeugung und Nachfrage in der Schweiz und Österreich deutlich niedriger, so dass aufgrund der guten Kopplung der trilateralen Märkte der Kraftwerkseinsatz in beiden Ländern stark durch das Erzeugungsportfolio in Deutschland geprägt wird. Dies bedeutet auch, dass der Speichereinsatz in beiden Ländern vornehmlich durch die Einspeisung der deutschen EE-Erzeugung bestimmt wird (insbesondere der Photovoltaik).

Die größte Veränderung der Stromerzeugung in den nächsten zehn Jahren ist in Deutschland zu erkennen. Der Kernenergieausstieg führt zu einem Wegfall von ca. 130 TWh/a an Grundlasterzeugung, der zumindest auf aggregierter Ebene durch zusätzliche Erzeugung von Wind- und Photovoltaik substituiert wird. In der Tat übersteigt die zusätzliche Einspeisung von Wind- und Photovoltaik mit ca. 200 TWh/a den Anteil der ursprünglichen Erzeugung aus Kernkraftwerken. In der Folge sinkt der Einsatz von Steinkohle- und Gaskraftwerken und die Exporte steigen. Von den hier dargestellten Ländern sind diese beiden Effekte innerhalb der nächsten zehn Jahre die Wesentlichsten mit Implikationen nicht nur für Deutschland, sondern für ganz Europa.

Die Veränderung vom Mittel- zum Langfristszenario ist in ihrem Einfluss deutlich tiefgreifender. In Deutschland steigt der Anteil der erneuerbaren Energien noch weiter von ca. 45 % im Mittelfristreferenzszenario auf ca. 60 % im Langfristreferenzszenario, so dass Deutschland ein Sechstel seiner Stromerzeugung exportiert und Braunkohlekraftwerke

² Daten entsprechend System Outlook and Adequacy Retrospect der Übertragungsnetzbetreiber

(vereinzelt auch Steinkohlekraftwerke) deutlich in ihrer Erzeugung eingeschränkt werden (müssen). In den Ländern Belgien, Frankreich und der Schweiz ist ebenfalls der Einfluss des Kernenergieausstiegs zu erkennen. Auf aggregierter Ebene kann der Rückgang durch erneuerbare Energien substituiert werden, allerdings zeigt schon der Rückgang des Exportes in Frankreich, dass Frankreich in Zeiten hoher Nachfrage nun vermehrt auf Importe angewiesen ist. In Italien wird weniger Energie aus Gaskraftwerken erzeugt, da ein zusätzlicher Interkonnektor zwischen Österreich und Italien umgesetzt wird, der dazu führt, dass Italien nun noch stärker von günstigen Strompreisen in Deutschland profitieren kann.

Aufgrund der unterschiedlichen Entwicklung des Kraftwerksparks in Polen und Tschechien ergibt sich auch hier ein anderer Kraftwerkseinsatz. Der Anstieg der erneuerbaren Energien fällt im Vergleich zum Anstieg der Erzeugung aus Kernenergie und Braunkohle deutlich geringer aus.

Eine Veränderung des Speichereinsatzes ist in dieser Darstellung und der hier gewählten Skalierung weder in Österreich noch der Schweiz zu erkennen. Trotzdem erhöht sich die in Deutschland, Österreich und der Schweiz in Pumpspeicherkraftwerken umgesetzte Energie aufgrund der unterstellten Zubaumaßnahmen um ca. 6 TWh/a.

Verlauf der Residuallast

Wesentliches Kriterium für den Kraftwerkseinsatz ist die am Großhandel nachgefragte elektrische Energie. Dabei sind aus Sicht der Speicher insbesondere solche Stunden relevant, in denen die nachgefragte Energie negativ ist und sich in der Folge negative Strompreise einstellen. In diesen Stunden können Speicher zusätzliche Energie aufnehmen und damit eine notwendige Abregelung von erneuerbaren Energien vermeiden.

Aufgrund der Vorrangregelung der erneuerbaren Energien entspricht die durch den hydrothermischen Kraftwerkspark zu deckende Energie der tatsächlich nachgefragten Energie abzüglich der Einspeisung aus Windenergie-, Photovoltaik- und Biomasseanlagen. Um die sogenannte Residuallast zu erhalten erfolgt, zusätzlich eine Subtraktion der Einspeisung aus KWK-Anlagen sowie Laufwasseranlagen, auf Grund ihrer geringen Steuerfähigkeit. In

Abbildung 14 ist die Residuallast in geordneter Weise sowohl für das Mittel- als auch für das Langfristreferenzszenario dargestellt.

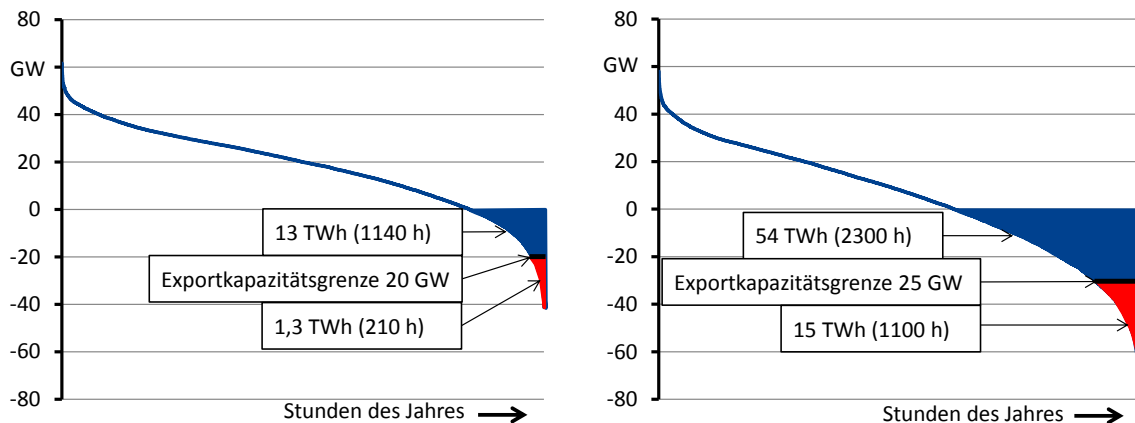


Abbildung 14: Dauerlinie der Residuallast Deutschlands für das Mittelfristreferenzszenario (links) und das Langfristreferenzszenario (rechts)

Interessant in beiden Diagrammen sind im Wesentlichen drei Bereiche. Zunächst der Bereich der maximalen Last. Hier ist zu erkennen, dass sich zwar einerseits die Jahreshöchstlast vom Mittelfristreferenzszenario zum Langfristreferenzszenario kaum verändert, andererseits allerdings durchaus festzustellen ist, dass sich der Bereich hoher Leistungen (>35 GW) im Langfristszenario reduziert. In der Folge bedeutet dies, dass der konventionelle Kraftwerkspark aus Gründen der Versorgungssicherheit (siehe unveränderte Spitzenlast) nicht reduziert werden sollte, sich die Volllaststunden der Mittel- und Spitzenlastkraftwerke aber zumindest bei einer rein deutschen Betrachtung deutlich reduzieren würden.

Der zweite und dritte Bereich ist der Bereich negativer Residuallast. In diesem Bereich übersteigt die erneuerbare Erzeugung die Nachfrage in Deutschland. In der Folge muss diese entweder exportiert, die Nachfrage erhöht (DSM und Speicher) oder die Einspeisung aus erneuerbaren Energien reduziert werden. In dem zweiten Bereich – derjenige, der in dem Diagramm blau eingezeichnet ist – stehen alle drei Optionen zur Verfügung.

Im dritten Bereich – demjenigen, der in dem Diagramm rot eingezeichnet ist – steht die Option des Exportes nicht mehr zur Verfügung, da alle Kuppelkapazitäten bereits mit ihrer

maximalen Kapazität genutzt werden. In diesem Bereich muss also entweder die nachgefragte Energie erhöht werden (DSM und Speicher) oder die Einspeisung aus erneuerbaren Energien reduziert werden. Beide Bereiche sind somit einerseits für den Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken interessant, da in diesen Stunden entweder ein sehr geringer positiver Preis oder möglicherweise sogar ein negativer Strompreis vorherrschen würde und andererseits die Pumpspeicherkraftwerke einen aktiven Beitrag zur Marktintegration der erneuerbaren Energien leisten können. Die Kuppelkapazitäten wurden durch NTC-basierte Kapazitätsberechnungen bestimmt, daher ist die gleichzeitige Ausnutzung aller Kuppelkapazitäten nur bedingt möglich. Zusätzlich wurde unterstellt, dass die Kuppelkapazitäten immer voll ausgenutzt werden und alle angrenzenden Länder den günstigen Strom aus Deutschland importieren. Dies muss allerdings nicht zwangsläufig der Realität entsprechen, zum Beispiel wenn angrenzende Länder zum selben Zeitpunkt ebenfalls eine negative Residuallast aufweisen.

Der direkte Vergleich beider Zeitbereiche in Abbildung 14 zeigt, dass sowohl der blaue als auch der rot eingezeichnete Bereich in der langfristigen Entwicklung signifikant zunehmen werden. Insbesondere der rot markierte Bereich, in dem keine Exportmöglichkeiten mehr bestehen, erhöht sich von 1,3 TWh/a auf 15 TWh/a deutlich. In diesen Stunden können Pumpspeicherkraftwerke einen hohen Beitrag zur Marktintegration erneuerbarer Energien liefern. Gleichzeitig ist allerdings auch zu erkennen, dass zur vollständigen Integration hohe installierte Kapazitäten vorhanden sein müssten, die dann allerdings nur in wenigen Stunden vollständig benötigt werden, so dass die Frage des optimalen Zubaus und der Wirtschaftlichkeit zumindest aus diesem Diagramm nicht abgeleitet werden kann.

Durchschnittlicher Sommer- und Winterfahrplan

Weitere Systemabhängigkeiten sollen anhand des Verlaufs einer durchschnittlichen Woche in Deutschland abgeleitet werden (Abbildung 15 und 16). Dabei wird zwischen einer Sommer- und Winterwoche differenziert, weil diese fundamental bedingt unterschiedliche Einflussfaktoren und somit auch Systemabhängigkeiten aufweisen. Für den Sommer ist eine niedrige Last, hohe Photovoltaikeinspeisung und mittlere Windeinspeisung charakteristisch.

Für den Winter hingegen eine hohe Last, niedrige Photovoltaikeinspeisung und hohe Windeinspeisung.

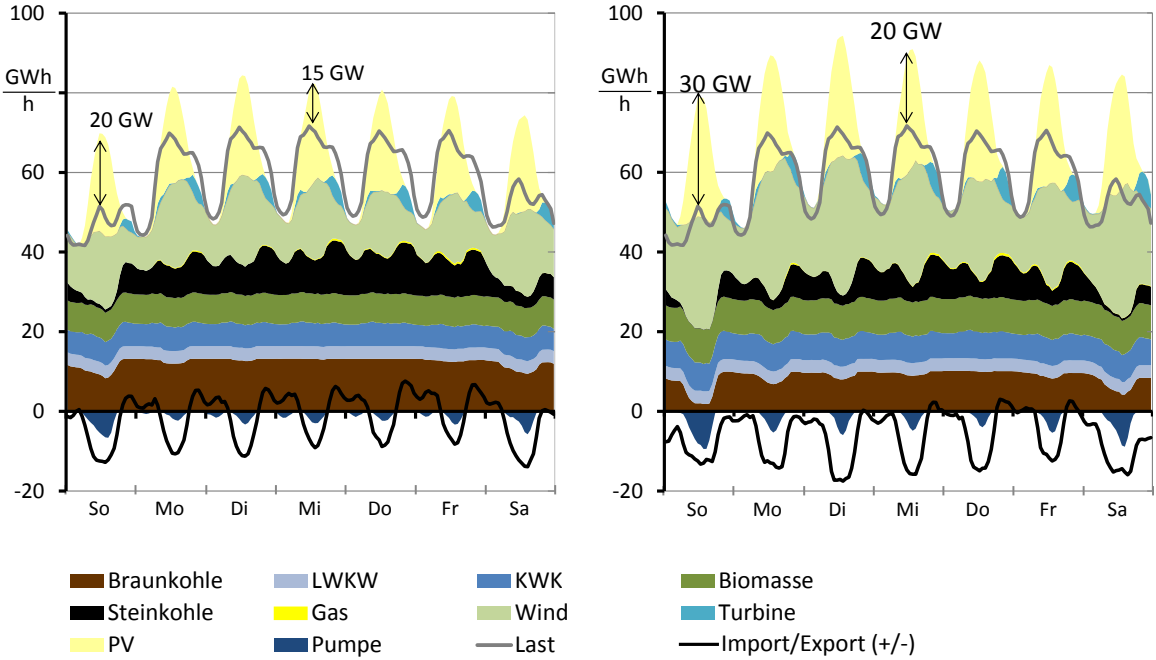


Abbildung 15: Durchschnittliche Sommerwoche für Deutschland im Mittelfristsszenario (links) und im Langfristszenario (rechts)

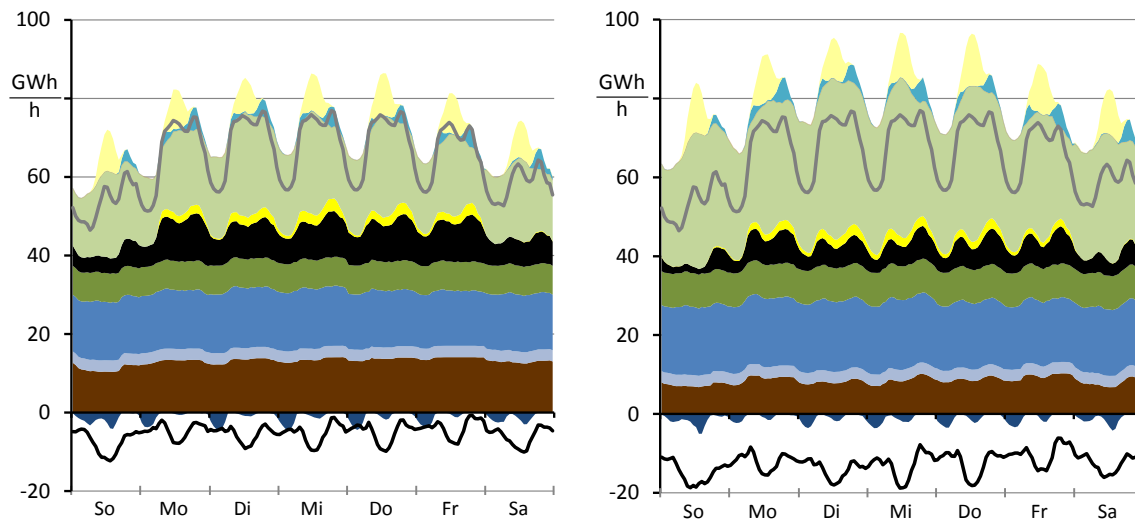


Abbildung 16: Durchschnittliche Winterwoche für Deutschland im Mittelfrist- (links) und im Langfristszenario (rechts)

Im Folgenden sollen die wesentlichen Systemabhängigkeiten in aufzählender Form dargelegt werden:

- Der Anstieg der erneuerbaren Energien vom Mittel- zum Langfristszenario ist massiv. Die Photovoltaik weist dabei einen signifikanten Einspeisegradienten auf, der im Langfristszenario in der Größenordnung von 5 GW/h liegt und eine hohe Systemflexibilität erfordert. Auch das Wachstum der Einspeisung aus Windenergie ist signifikant. Allerdings weist – zumindest in dieser mittleren Darstellung – die Einspeisung aus Windenergie eine hohe Korrelation mit der Last auf.
- Die Flexibilität zur Integration der Photovoltaik scheint sowohl im mittel- als auch im langfristigen Zeitbereich in hohem Maße aus dem Ausland zu stammen. Dieses ist an der hohen Korrelation von PV-Einspeisung und Exportbilanz von Deutschland zu erkennen. Dies trifft insbesondere auf Österreich und die Schweiz zu, die mit ihrem hydraulischen Kraftwerken die notwendigen Gradienten der Photovoltaik liefern. Auch Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland leisten einen Beitrag zur Flexibilität, indem sie in Zeiten hoher Einspeisung pumpen und in Zeiten der abfallenden PV-

Flanke turbinieren. Ihr Einfluss ist allerdings gegenüber denjenigen aus der Schweiz und Österreich geringer.

- Aufgrund der hohen Durchdringung von erneuerbaren Energien in Deutschland exportiert Deutschland im Langfristszenario im Mittel in nahezu jeder Stunde. Dieses ist Folge der Tatsache, dass die Durchdringung erneuerbarer Energien – trotz Wachstum – in den Anrainerstaaten hinter denjenigen in Deutschland zurückbleibt und somit günstige Energie aus Deutschland in den Anrainerstaaten zur Deckung ihrer eigenen Nachfrage genutzt werden kann. In einem weiter entfernten Zeitbereich, in dem der Ausbau der erneuerbaren Energien in den Nachbarstaaten weiter vorangeschritten ist, reduzieren sich eventuell die deutschen Exporte. In solch einem Szenario müssen dann entweder erneuerbare Energien abgeregelt werden oder mittels DSM und Speicher die Nachfrage erhöht werden.
- Der Einsatz der thermischen Kraftwerke ist zukünftig ebenfalls durch die Einspeisung der erneuerbaren Energien geprägt – und nicht durch die Nachfrage, so wie dies in der Vergangenheit der Fall gewesen ist. Durch den Wegfall der Kernenergie in Deutschland übernimmt die Braunkohle die Grundlastherzeugung. Dabei ist allerdings festzustellen, dass gerade am Wochenende im Sommer (insbesondere im Langfristzeitbereich) aufgrund der hier fundamental begründet geringeren Last Braunkohle eingesenkt werden muss. Während im mittelfristigen Zeitbereich die Einspeisung von Steinkohlekraftwerken noch einen hohen Grundlastanteil von Montag bis Freitag aufweist, werden diese im langfristigen Zeitbereich deutlich flexibler eingesetzt. Die Flexibilität, die Steinkohlekraftwerke liefern, wird im Sommer primär eingesetzt, um die abfallenden PV-Flanke auszugleichen und im Winter, um den Lastgradienten am Morgen auszugleichen.
- Die Pumpspeicherkraftwerke in Österreich wechseln zur Zeit des PV-Peaks vom Turbinen- in den Pumpbetrieb und speichern so die überschüssige Energie aus deutscher PV ein. Im Langfristszenario hat Österreich zudem vermehrt eigene PV-Erzeugung, sodass sich der Pumpeinsatz im Langfristszenario zu den Mittagsstunden noch vergrößert. Die Schweiz hingegen hat insbesondere im Mittelfristszenario einen

hohen Pumpbetrieb in den Abendstunden. Dieser Effekt legt sich im Langfristszenario aufgrund des PV-Ausbaus in der Schweiz, Deutschland und Italien, sodass auch hier im Sommer der Pumpbetrieb am Mittag überwiegt. In den Abendstunden sowie den Morgenstunden überwiegt hingegen der Turbinenbetrieb. Ergänzend ist auch hier festzuhalten, dass Gaskraftwerke in Österreich und der Schweiz vermehrt nur im Winter eingesetzt werden, in Österreich ist der Einsatz im Sommer kaum nennenswert.

- Im Rahmen der Studie wurden vorhandene Flexibilitäten im Betrieb von Biomasse-, Biogas- und KWK-Kraftwerken nicht berücksichtigt. Im letzteren Fall entspricht dies somit einem rein wärmegeführten Anlagenbetrieb. Dies stellt aus aktueller Sicht eine konservative Annahme zur zukünftigen Entwicklung der Flexibilität dieser Anlagen dar. Eine zunehmende Flexibilität der Anlagen würde dabei tendenziell den Einsatz von Speichern und ihren Bedarf aus systemischer Sicht senken.

Im Anhang sind ebenfalls die durchschnittlichen Sommer- und Winterwochen für den mittel- und langfristigen Zeitbereich für Österreich sowie die Schweiz dargestellt. Neben den durchschnittlichen Wochenverläufen ist ebenfalls jeweils ein exemplarischer Wochenverlauf im Sommer und im Winter für jedes der drei betrachteten Länder sowie die beiden betrachteten Zeithorizonte dargestellt.

4.5 Einfluss auf das Netz

Die Netzbewertung erfolgt in der angewandten Methodik mit Hilfe quasistationärer Lastflussberechnungen. Hierzu werden dem zu Grunde gelegten Netzmodell knotenscharfe Kraftwerksfahrpläne, Lastzeitreihen und Zeitreihen zur EE Einspeisung zugeführt. Mittels (n-0)- und (n-1)-Sicherheitsberechnungen werden die resultierenden Leitungsbelastungen bewertet. Anschließend werden im Falle von Grenzwertverletzungen mögliche Gegenmaßnahmen in Form von Redispatch simuliert. Redispatch bedeutet in diesem Kontext, den gleichzeitigen Eingriff in die Fahrpläne zweier oder mehrerer Kraftwerke zur Reduktion der Grenzwertverletzungen.

In Folgenden wird die mittels der Simulation quantifizierte Belastung der Übertragungsnetze in Deutschland, Österreich und der Schweiz für die Referenzszenarien im mittel- und langfristigen Zeitbereich beschrieben. Hierzu werden die Häufigkeit von Überlastungen innerhalb eines Jahres, die stündliche Engpassenergie sowie die jährliche Gesamtdispatchmenge herangezogen. Die Engpassenergie beschreibt dabei denjenigen Teil der Energie, der nicht (n-1)-sicher übertragen werden kann und ist in der Folge ein Indikator für die Kritikalität der Netznutzungssituation. Durch diese drei verschiedenen Bewertungsmaße kann eine Aussage darüber getroffen werden, wie kritisch eine Netzsituation ist. Zum besseren Vergleich der beiden Szenarien wird zunächst die Veränderung der knotenscharfen Erzeugungskapazitäten vom mittelfristigen zum langfristigen Zeitbereich gezeigt. Diese Veränderung ist in Abbildung 17 dargestellt. Die Regionen in denen sich eine starke Veränderung ergibt sind rot umrandet.

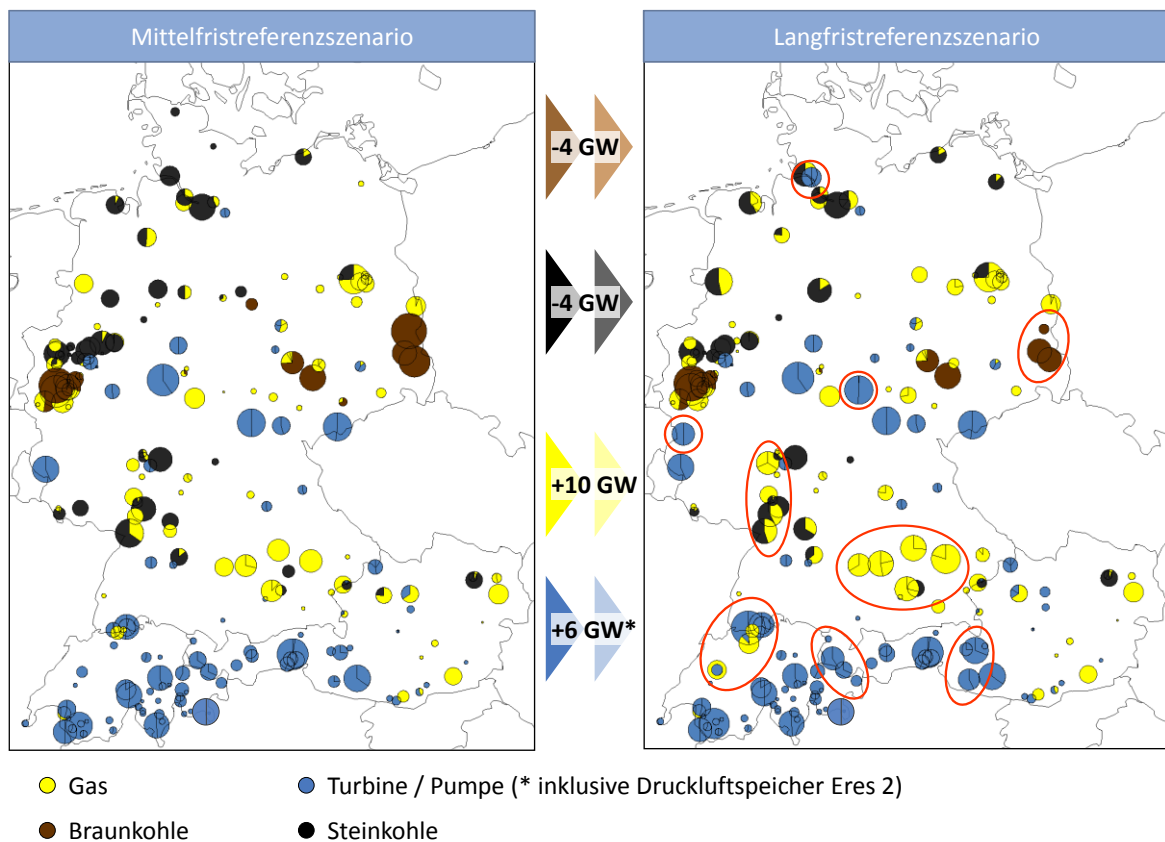


Abbildung 17: Veränderung der Erzeugungskapazitäten

Es ist zu erkennen, dass vom mittel- zum langfristigen Zeitbereich ein Rückbau der Braunkohlekraftwerken im Lausitzer Braunkohlerevier in Höhe von ca. 4000 MW erfolgt. In der gleichen Größenordnung reduziert sich die Menge der vorhandenen Steinkohlekapazitäten. Letztgenannte Reduktion findet allerdings nicht räumlich konzentriert, sondern über ganz Deutschland verteilt statt.

Demgegenüber steht eine Zunahme an installierter Leistung aus Gaskraftwerken und hydraulischen Kraftwerken. Insbesondere die Regionalisierung von neuen Gaskraftwerken im langfristigen Zeitbereich weist eine hohe Unsicherheit auf, so dass Annahmen darüber getroffen werden müssen. Dabei wurde entschieden, einen Hauptteil der Gaskraftwerke an Standorten in Süddeutschland anzuschließen. Diese Vorgehensweise stammt aus der Überlegung, dass Gaskraftwerke zukünftig verstärkt Systemdienstleistungen (Reserve, Blindleistung, Redispatch) stellen müssen. Durch den Wegfall der Kernkraftwerke in Süddeutschland besteht hier einerseits ein hoher Bedarf für Blindleistungsquellen, andererseits sind diese Standorte für Redispatch-Maßnahmen gut geeignet. In der Schweiz wird im Langfristszenario ein vollständiger Kernenergieausstieg unterstellt, der durch zusätzliche Gaskapazitäten im Nordwesten der Schweiz zumindest teilweise substituiert werden soll.

Die Zunahme der Kapazität aus hydraulischen Kraftwerken ergibt sich aus den angenommenen Zubauprojekten vom mittelfristigen zum langfristigen Zeitbereich. Diese sind in Deutschland im Wesentlichen der Druckluftspeicher Eres 2 sowie die Pumpspeicher Rur, Schmalwasser, Atdorf und Wendfurth. In Österreich werden die Pumpspeicher Obervermuntwerk 2, Schaufelberg, Ebensee, Tauernmoos und Kühtai 2 zugebaut. In der Schweiz findet in den Basisszenarien zwischen mittel- und langfristigem Zeitbereich kein Zubau von Pumpspeicherkraftwerken statt.

In Abbildung 18 ist die Netzbelastung vor Redispatchmaßnahmen für die beiden Referenzszenarien in Form der Überlastungshäufigkeit der Stromkreise dargestellt. Die Überlastungshäufigkeit gibt an, in wie viel Prozent der Stunden die Auslastung einer Leitung mehr als 100 Prozent beträgt und diese demnach überlastet ist. Diese Definition ergibt, dass

aus der Überlastungshäufigkeit keine Aussage über die Höhe der einzelnen Überlastungen abgeleitet werden kann.

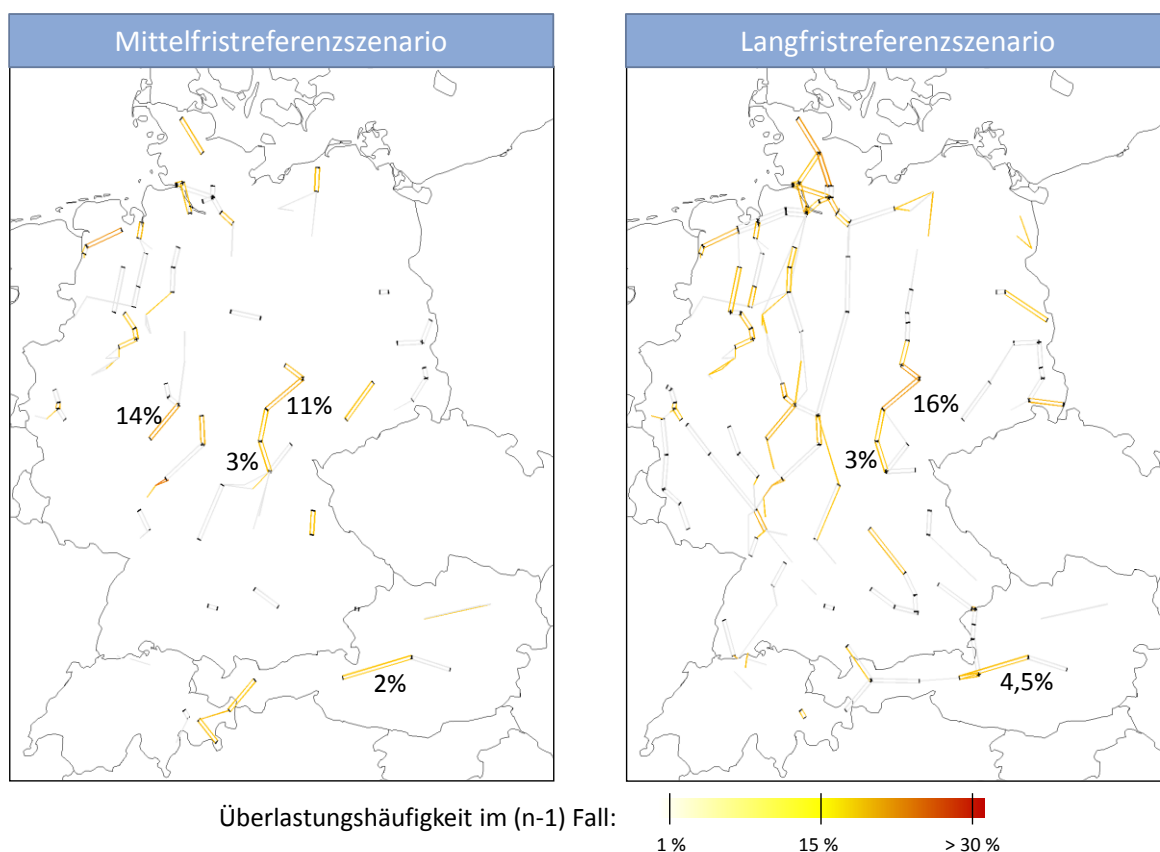


Abbildung 18: Netzbelastung vor Redispatchmaßnahmen

Abbildung 18 zeigt, dass im mittelfristigen Zeitbereich in Deutschland vornehmlich Leitungen entlang der südlichen Grenze der 50-Hertz-Regelzone beziehungsweise Leitungen zu Anschlussknoten der Offshore-Windenergie in Norddeutschland überlastet sind. Kuppelleitungen zwischen Deutschland und Österreich sind nicht überlastet, sodass die unterstellte Annahme eines gemeinsamen deutsch-österreichischen Marktgebietes hier weiterhin zutreffend ist.

Die Netzsituation in Österreich und der Schweiz ist – anders als in Deutschland – nur an einigen wenigen Stellen kritisch, die zudem in einer Vielzahl von Stunden durch günstige Schaltmaßnahmen behandelt werden können.

Im langfristigen Zeitbereich ist im Vergleich zum mittelfristigen Zeitbereich insbesondere eine häufigere Überlastung von Nord-Süd Verbindungen – trotz des massiven Zubaus von HGÜ-Leitungen- zu erkennen. Des Weiteren zeigt sich eine häufigere Überlastung der Leitungen an den Anbindungsknoten der Offshore-Windenergie und den HGÜ-Terminals aufgrund der Zunahme der installierten Offshore-Windenergie.

Die Netzsituation in der Schweiz bleibt in der Simulation auch im langfristigen Zeitbereich unkritisch. In Österreich ist eine Erhöhung der Netzbelastung in geringem Maße zu erkennen, welche sich auf den Bereich Weißenbach - Tauern - Salzach konzentriert. Diese Überlastungen können aber weiterhin in einer Vielzahl von Stunden durch Schaltmaßnahmen behandelt werden.

Um neben der Häufigkeit der Überlastungen auch deren Höhe quantifizieren zu können, wurde die Engpassenergie vor kurativen Eingriffen des Übertragungsnetzbetreibers, welche ein Maß für die Kritikalität der Netznutzungssituationen ist, ausgewertet. Dazu wurde in Abbildung 19 die Engpassenergie für beide Zeitbereiche differenziert nach den jeweiligen Anteilen in Deutschland, Österreich und der Schweiz dargestellt.

Vom mittelfristigen zum langfristigen Zeitbereich steigt die Engpassenergie vor Redispatch fast um den Faktor zwei von 17,5 TWh/a auf 35 TWh/a. Dies zeigt, dass die Netzbelastung vor Redispatch im langfristigen Zeitbereich deutlich kritischer ist. Die Zunahme der Engpassenergie findet fast ausschließlich in Deutschland statt. In Österreich und der Schweiz steigt die Engpassenergie jeweils nur um 0,5 TWh/a. Demnach bleibt die Netzbelastung vor Redispatch in den beiden Ländern - wie bereits schon durch die Überlastungshäufigkeit ersichtlich - nahezu unverändert.

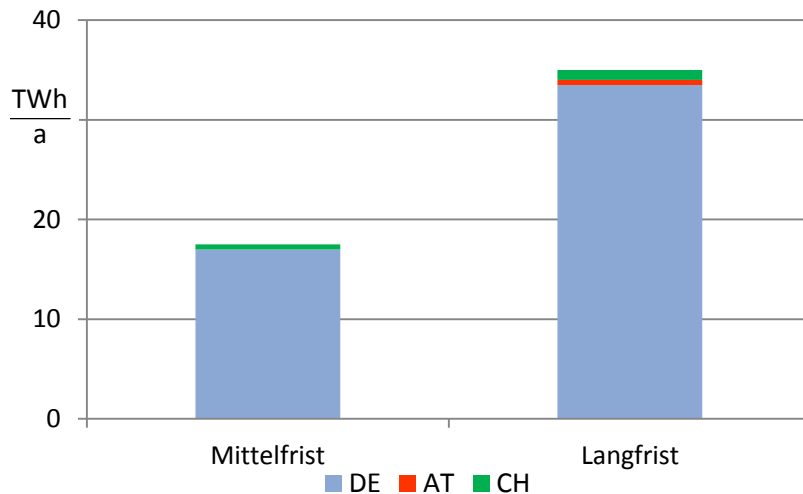


Abbildung 19: Engpassenergie vor Redispatch

Eine weitergehende Analyse der Netzbelastung erfolgt mittels Abbildung 20, in der die Engpassenergie in jeder Stunde des simulierten Jahres als Punktwolke über der jeweiligen Einspeiseleistung aus Windenergieanlagen aufgetragen ist. Zusätzlich gibt die Farbe der Punkte die prozentuale Einspeiseleistung aus PV-Anlagen bezogen auf die maximale Einspeisung wider. Im Mittelfristreferenzszenario steigt die Engpassenergie ab einer Windeinspeisung von ca. 30 GW exponentiell an. In diesen Stunden steigt die Engpassenergie zusätzlich mit sinkender PV-Einspeisung, da mit sinkender PV-Einspeisung der Transportbedarf in Nord-Süd Richtung steigt. Derselbe Zusammenhang zeigt sich deutlich ausgeprägter auch im Langfristreferenzszenario. Der noch stärkere Zusammenhang zwischen Windeinspeisung und Engpassenergie ergibt sich durch die wachsende installierte Leistung von Windenergie vom Mittel- zum Langfristreferenzszenario. Beide Diagramme zeigen, dass die Windenergieeinspeisung aufgrund ihrer räumlichen Konzentration in Deutschland als wesentlicher Treiber für die Netzengpässe in Deutschland anzusehen ist.

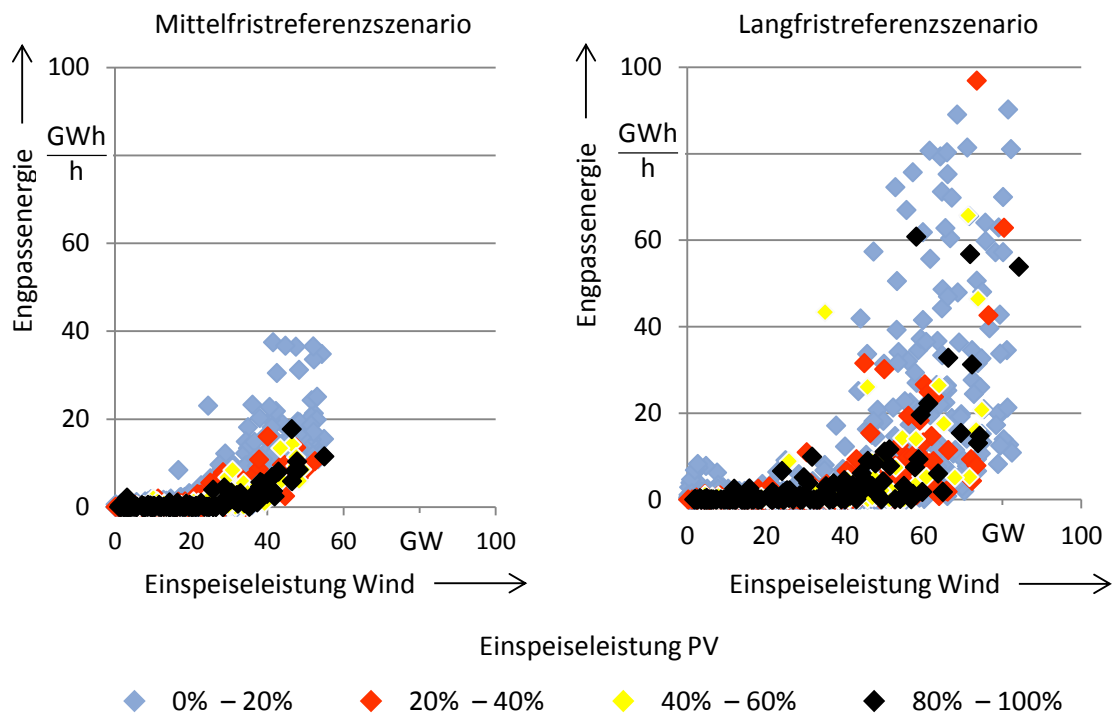


Abbildung 20: Zusammenhang zwischen Windeinspeisung und Engpassenergie

Zur Ergänzung der zuvor vorgestellten Analysen, die die Netzsituation vor Redispatch bewerten, soll im Folgenden der notwendige Redispatchbedarf ausgewertet werden, der zur Sicherstellung eines (n-1)-sicheren Betriebs notwendig ist. Hierzu zeigt Abbildung 21 den knotenscharfen Redispatchbedarf sowohl für den mittel- als auch für den langfristigen Zeitbereich, der sich aus der stündlichen Simulation des kurativen Engpassmanagements ergibt und dann für das Jahr knotenscharf aggregiert wurde. Ein roter Kreis steht für eine Leistungsreduktion und ein grüner Kreis für eine Leistungserhöhung.

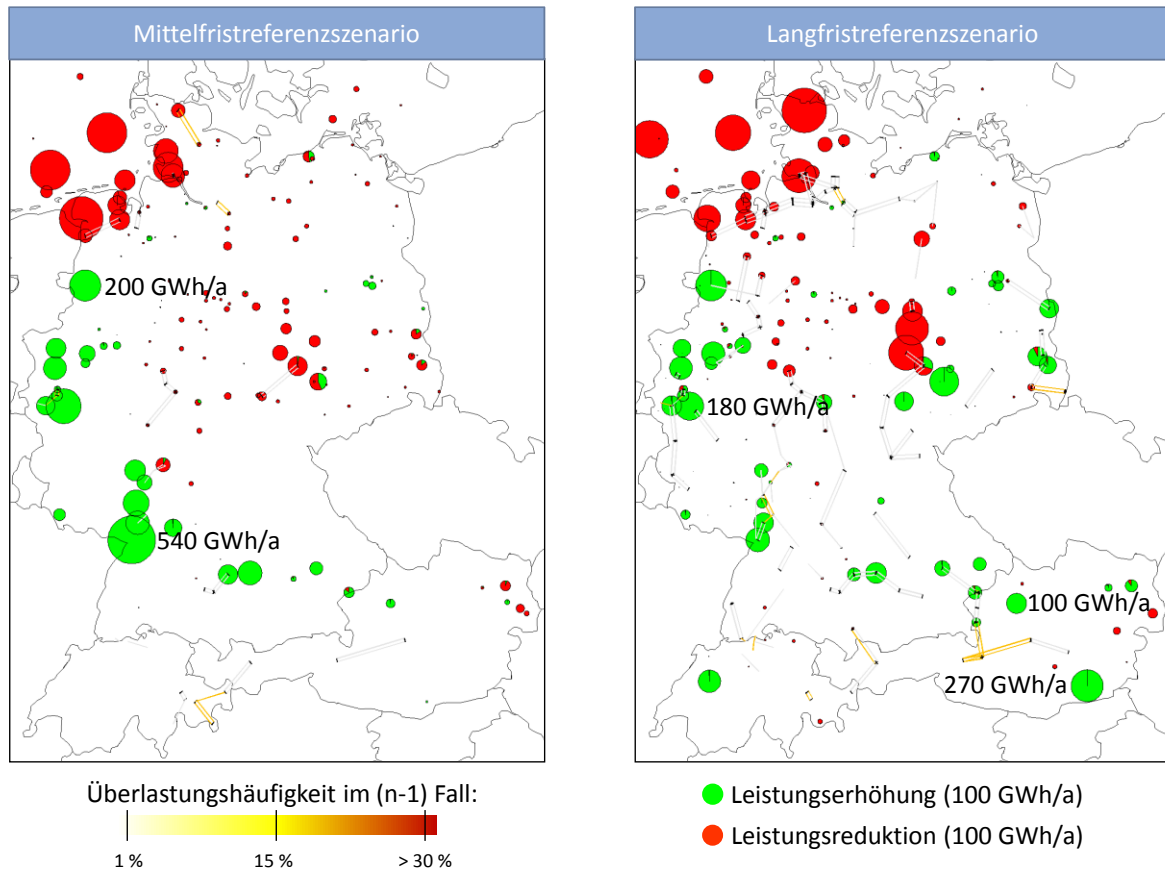


Abbildung 21: Redispatchbedarf für das Mittel- und Langfristreferenzszenario (hydraulische Kraftwerke nehmen nicht am Redispatch teil)

Im Mittelfristreferenzszenario zeigt sich eine deutliche räumlich Clusterung der Leistungserhöhungen und Leistungsreduktionen. Diese ergibt sich durch die starke Nord-Süd Ausrichtung der Überlastungen (siehe Abbildung 18). Zur Reduktion der Überlastungen wird die Einspeisung aus Kraftwerken im Norden und Osten Deutschlands reduziert bei einer gleichzeitigen Erhöhung der Einspeisung weiter südlich gelegener Kraftwerke.

Auch hier zeigt sich, dass der Wesentliche Treiber für die in Abbildung 18 dargestellten Überlastungen die Einspeisung der Windenergieanlagen ist. So wird in 99% aller Fälle allein die Windenergie reduziert (da diese den höchsten Hebel auf die Engpässe aufweist) und gleichzeitig Gaskraftwerke und vereinzelt Steinkohlekraftwerken im Süden Deutschlands

sowie entlang der Rheinschiene hochgefahren, um die Nachfrage auch nach Einsenkung der Windenergie decken zu können.

Im Langfristreferenzszenario ergibt sich nur ein leicht verändertes Bild. Die alleinige Abregelung der Windenergie im Nordosten Deutschlands ist auch hier das charakteristischste Merkmal. Die Leistungserhöhungen im Süden Deutschlands und entlang der südlichen Rheinschiene verschieben sich allerdings teilweise nach Österreich beziehungsweise in die Schweiz. Zusätzlich erfolgen Leistungserhöhungen von Braunkohlekraftwerken im Lausitzer Braunkohlerevier. Aber auch im langfristigen Zeitbereich ist weiterhin eine starke räumlich Clusterung von Leistungserhöhungen und Leistungsreduktionen zu erkennen.

Zusätzlich zur räumlichen Verteilung des Redispatches soll die gesamte jährliche Redispatchmenge analysiert werden (Abbildung 22). Dabei wurde in den Referenzszenarien unterstellt, dass hydraulische Kraftwerke nicht am Redispatch teilnehmen dürfen. Darauf aufbauend wurde anschließend eine Rechnung durchgeführt, in der hydraulische Kraftwerke am Redispatch teilnehmen dürfen. Durch Wahl dieses Untersuchungsrahmens kann der Einfluss dieser Kraftwerke auf die Redispatch-Maßnahmen und die Redispatch-Menge quantifiziert werden.

Hintergrund besteht darin, dass zumindest in Deutschland hydraulische Kraftwerke nur in Ausnahmesituationen am Redispatch teilnehmen. Ein Aspekt, der in diesem Kontext eine Rolle spielt ist die Tatsache, dass zumindest die Ausgestaltung der Vergütung von hydraulischen Kraftwerke am Redispatch bislang nicht einheitlich geklärt ist.

Abbildung 22 zeigt, dass die notwendige Redispatchmenge vom Mittel- zum Langfristreferenzszenario trotz des starken Wachstums der Einspeisung aus erneuerbaren Energien nur leicht um ca. 2 TWh/a steigt. Der Anstieg der Redispatchmenge ist insbesondere im Vergleich zu dem Anstieg der Engpassenergie vor Redispatch (siehe Abbildung 19) als gering zu betrachten. Mit einem vergleichbaren Redispatchaufwand in beiden Referenzszenarien kann im Langfristreferenzszenario nahezu die doppelte Menge an Engpassenergie behandelt werden.

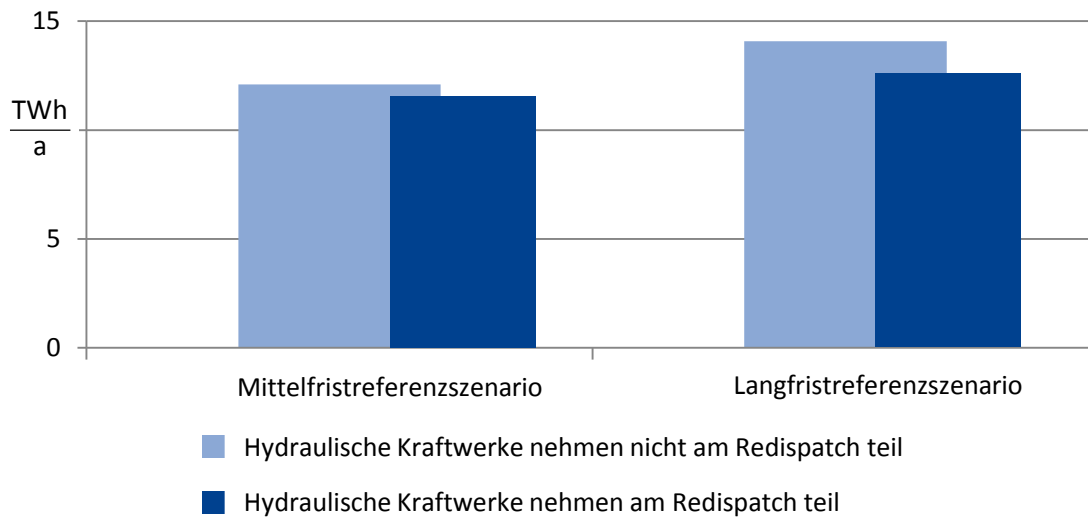


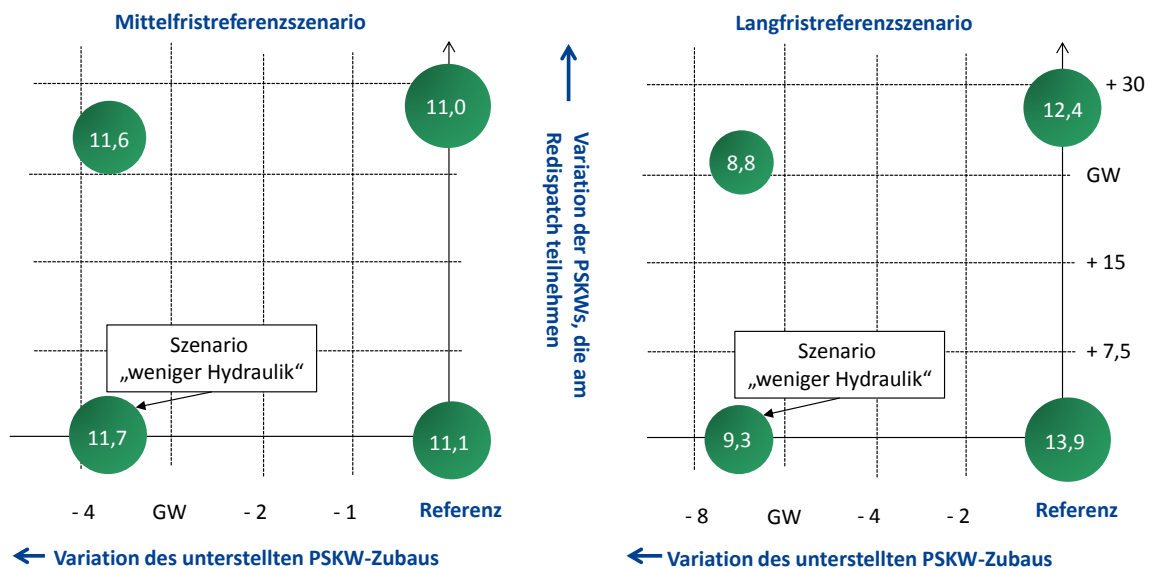
Abbildung 22: Redispatchmenge

Hauptgrund hierfür besteht darin, dass sich sowohl im Mittel- wie im Langfristreferenzszenario Engpässe entlang der Nord-Süd-Hauptachsen ausbilden, die sehr effizient durch Einsenkungen der Windenergie und gleichzeitige Leistungserhöhung in Süddeutschland behandelt werden können. Der Unterschied vom Mittel- zum Langfristreferenzszenario besteht darin, dass im letztgenannten deutlich mehr Leitungen entlang dieser Achse überlastet sind und die Engpassenergie (die ja ein Leitungsscharfer Indikator ist) signifikant ansteigt. Da diese Leitungen allerdings alle entlang der Nord-Süd-Korridore verlaufen, kann der Redispatch alle Leitungen auf einmal entlasten und erreicht somit eine sehr hohe Effizienz.

Die Teilnahme der Hydraulik am Redispatch reduziert den Redispatchbedarf im Mittelfristreferenzszenario ausgehend von 12,1 TWh/a um ca. 0,2 TWh/a. Im Langfristreferenzszenario ergibt sich eine höhere Reduktion des Redispatchbedarfs von 14,1 TWh/a auf 12,7 TWh/a. Des Weiteren erhöht die Teilnahme der Hydraulik am Redispatch die Netzintegration der erneuerbaren Energien. Insgesamt werden im Mittelfristreferenzszenario 0,4 TWh/a Windenergie und im Langfristreferenzszenario

1,5 TWh/a Windenergie weniger abgeregelt. In besonders kritischen Netzsituationen kann die Hydraulik allerdings keinen wesentlichen Beitrag zur Reduktion der Netzbelastungen liefern.

Neben der gesamten notwendigen Redispatchmenge wurde ebenfalls ausgewertet, wie stark die Erzeugung aus erneuerbaren Energien im Rahmen des Redispatches eingeschränkt werden muss. In Abbildung 23 ist sowohl die abgeregelt EE-Erzeugung in der Basisrechnung als auch für das Szenario „weniger Hydraulik“ dargestellt. Ebenfalls wurde die Teilnahme der Pumpspeicherkraftwerke am Redispatch variiert.



11,0 Der Zahlenwert gibt die EE-Erzeugung in TWh/a an, die abgeregelt werden muss.

Abbildung 23: Netzseitig (aufgrund von Engpässen) abgeregelt EE-Erzeugung

Im Mittelfristreferenzszenario steigt die abgeregelt EE-Erzeugung um 0,6 TWh/a mit sinkendem PSKW-Zubau. Dies zeigt, dass die zusätzlichen PSKW's einen leicht positiven Einfluss auf die Integration der erneuerbaren Energien zeigen. Durch die Teilnahme der PSKW's am Redispatch lässt sich die Integration der erneuerbaren Energien, aufgrund der zumeist hinter den relevanten Engpässen gelegenen Standorte, jedoch nicht mehr signifikant verbessern.

Für das Langfristreferenzszenario ergibt sich ein leicht anderes Bild. Hier sinkt die abgeregelte EE-Erzeugung von 13,9 TWh/a im Referenzszenario auf 9,3 TWh/a im Szenario „weniger Hydraulik“. Dies weist darauf hin, dass der marktseitige Einsatz der zusätzlichen PSKWs netzbelastend wirkt. Die Teilnahme der PSKWs am Redispatch zeigt in den Langfristszenarien allerdings eine stärkere Wirkung auf die Integration der erneuerbaren Energien als in den Mittelfristszenarien.

5 Ergebnisse der Sensitivitätsberechnungen

In diesem Kapitel wird beschrieben, welchen Einfluss – ausgehend von den Referenzszenarien – sechs alternative Entwicklungen des Erzeugungssystems auf das Gesamtsystem aufweisen. Dabei werden ausgehend von den in Kapitel 4 beschriebenen Referenzszenarien die folgenden Sensitivitäten untersucht:

- Reduzierte Kapazitäten hydraulischer Kraftwerke im MittelfristszENARIO
- Reduzierte Kapazitäten von Gaskraftwerken im MittelfristszENARIO
- Reduzierte Kapazitäten hydraulischer Kraftwerke im LangfristszENARIO
- Reduzierte Kapazitäten von Gaskraftwerken im LangfristszENARIO
- Ein Fuel-Switch im LangfristszENARIO
- Eine starke Erhöhung von Demand-Side-Management im LangfristszENARIO

In diesem Kapitel werden zunächst die Sensitivitäten des Mittelfristszenarios und anschließend die Sensitivitäten des Langfristszenarios analysiert. Die Struktur ist dabei so gewählt, dass in jedem Abschnitt zunächst die wesentlichen Szenarioveränderungen gegenüber den Referenzszenarien dargestellt werden und darauf aufbauend der Einfluss auf den Kraftwerkeinsatz und das Netz diskutiert wird.

5.1 Reduzierte Kapazitäten hydraulischer Kraftwerke im MittelfristszENARIO

Ziel dieser Sensitivität besteht darin, den Einfluss von Pumpspeicherkraftwerken auf das Stromversorgungssystem zu untersuchen. Dazu wird eine Bauverzögerung aktuell geplanter Pumpspeicherkraftwerke unterstellt, die dazu führt, dass in Deutschland die installierte Leistung um 890 MW, in Österreich um 850 MW und in der Schweiz um 1660 MW gegenüber dem Referenzszenario reduziert wird. Insgesamt ergibt sich so eine um 3450 MW reduzierte

installierte Leistung von Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland, Österreich und der Schweiz. In Summe sind in dieser Region Pumpspeicherkraftwerke in Höhe von 19 GW vorhanden, so dass die unterstellte Veränderung eine relative Reduktion von ca. 18 % entspricht.

5.1.1 Veränderung des Kraftwerkseinsatz

Die reduzierte Leistung von Pumpspeicherkraftwerken führt in Deutschland zu einer zusätzlichen Erzeugung aus Steinkohle- und Gaskraftwerken von ca. 1 TWh/a und einer Reduktion der Erzeugung in der gleichen Größenordnung von Braunkohlekraftwerken. Auch wenn dieser Effekt in absoluter Höhe bezogen auf das Gesamtsystem als sehr gering zu bezeichnen ist, lässt sich hier trotzdem ein genereller Einfluss der Pumpspeicherkraftwerke aufzeigen: Diese führen nämlich in der Tendenz zu einer Verstetigung der Erzeugung von Grundlastkraftwerken, die aufgrund des Kernenergieausstiegs in Deutschland durch Braunkohlekraftwerke repräsentiert werden.

In Österreich und der Schweiz ergibt sich ein im Vergleich zu Deutschland geringerer Einfluss auf den Einsatz konventioneller thermischer Kraftwerke, da diese in beiden Ländern eine untergeordnete Rolle spielen. Hinsichtlich der Rolle der verbleibenden Pumpspeicherkraftwerke zeigt die Analyse, dass sich die Erzeugung aus Gas und Steinkohlekraftwerken nur um 0.1 TWh/a ändert und daher der Einfluss zu vernachlässigen ist.

Die reduzierte Kapazität der Pumpspeicherkraftwerke bedeutet eine reduzierte Systemflexibilität. Die Ergebnisse zeigen allerdings, dass unter den Annahmen der Simulation (mittelfristiger Zeitbereich, Simulation im Stundenraster unter perfekter Voraussicht, keine Abbildung von Unsicherheiten) ein ausreichendes Maß an Flexibilität im System vorhanden ist. Daher zeigt sich nahezu kein Einfluss auf die Marktintegration der erneuerbaren Energien. Hier sei noch einmal darauf hingewiesen, dass nur die Flexibilität auf Basis eines stündlichen Zeitrasters bewertet wurde.

5.1.2 Veränderung der Netzbelastung

Aufgrund der nur geringen Veränderung des Kraftwerkseinsatzes ist auch die Rückwirkung auf das Übertragungsnetz gering. In der Simulation kann eine leichte Erhöhung der Netzbelastung vor kurativem Engpassmanagement festgestellt werden. Dieser Effekt ist allerdings stark abhängig von der unterstellten Regionalisierung der Steinkohle- und Gaskraftwerke, da deren Erzeugung im Vergleich zum Basisszenario steigt. Auch wenn deren Regionalisierung über den Planungsstand aktueller Projekte zum Teil bekannt ist, existiert hier eine Modellierungsunschärfe.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Veränderung der Netzbelastung als sehr gering einzustufen ist. Die Frage, ob die Netzbelastung steigen oder sinken wird, kann allerdings aufgrund der Modellierungsunschärfe nicht seriös beantwortet werden.

5.2 Reduzierte Kapazitäten von Gaskraftwerken im Mittelfrist-szenario

5.2.1 Parametrierung

Aufgrund der sinkenden Großhandelspreise werden Investitionen in neue Kraftwerke erschwert. Der deutsche Netzentwicklungsplan aus dem Jahr 2012, auf dem die Parametrierung für Deutschland basiert, hat dabei noch einen hohen Zubau von Gaskraftwerken unterstellt. In den letzten Monaten ist allerdings die Bereitschaft der Betreiber gesunken, die zuvor als wirtschaftlich eingestuften Projekte, wirklich zu realisieren. Die Entwicklung der Realität ist unsicher, eventuell werden die Projekte letztendlich doch umgesetzt. In jedem Fall erscheint die Analyse der Auswirkungen auf den Kraftwerkseinsatz und das Übertragungsnetz sinnvoll.

Konkret wird eine Bauverzögerung der Hälfte der im Zeitraum 2012 bis 2022 in Deutschland geplanten Gaskraftwerke unterstellt. Dieses entspricht einer Reduktion von 8500 MW in

absoluter Höhe. Der Kraftwerkspark in Österreich und der Schweiz wird dabei nicht verändert.

5.2.2 Veränderung des Kraftwerkseinsatz

Die Ergebnisse zeigen, dass diese Parametrierung zu nahezu keiner Veränderung des aggregierten Kraftwerkseinsatzes in Europa führt. Dieses ist dadurch zu erklären, dass effiziente deutsche Gaskraftwerke spotmarktgetrieben in der Simulation im Mittel jährlich nur 200 Betriebsstunden erreichen und weniger effiziente Gaskraftwerke sogar gar nicht eingesetzt werden. Dieses deutet auf erhebliche Überkapazitäten hin. Die Reduktion der Kapazitäten führt in der Folge dazu, dass weniger effiziente Gaskraftwerke die Produktion übernehmen und in der Folge der Kraftwerkseinsatz sich nur geringfügig verändert.

Aus diesen Ergebnissen kann ebenfalls ein Trend aufgezeichnet werden: Die Gaskraftwerke werden in Ausnahmesituationen benötigt, können sich allerdings über den Markt nicht finanzieren. Die Frage, wie viele Gaskraftwerke in Ausnahmesituationen benötigt werden, führt zwangsläufig zur Frage der Versorgungssicherheit. In diesem Kontext müssen weitergehende Untersuchungen durchgeführt werden, die nicht im Mittelpunkt der Studie standen, so dass aus den hier geschilderten Zusammenhängen auch nicht abgeleitet werden kann, welche Kapazität von Gaskraftwerken notwendig ist.

5.2.3 Veränderung der Netzbelastung

Wie in 5.2.2 beschrieben, führt die Reduktion der Gaskraftwerke auf Ebene des Kraftwerkseinsatzes zu keiner signifikanten Veränderung. Der Einfluss auf überlastete Leitungen vor Redispatch ist fast nicht nachweisbar und entsteht im Wesentlichen durch die Annahmen zur Regionalisierung der Kraftwerke. Hinsichtlich der notwendigen Redispatch-Maßnahmen zeigen die Ergebnisse, dass diese leicht ansteigen.

Dieser Zusammenhang lässt sich dadurch erklären, dass im Vergleich zum Referenzszenario eine geringere Anzahl an Gaskraftwerken existiert, auf die im Rahmen des Redispatch-Prozesses aktiv zugegriffen werden kann. In der Folge müssen zum Teil von den Engpässen weiter entfernte Gaskraftwerke für den Redispatch herangezogen werden. Aufgrund des

damit einhergehenden abnehmenden Nutzens erhöhen sich die Redispatch-Maßnahmen in der Simulation in der Größenordnung von 1 TWh/a.

5.3 Reduzierte Kapazitäten hydraulischer Kraftwerke im Langfristreferenzszenario

5.3.1 Parametrierung

Ziel dieser Sensitivität besteht darin, den Einfluss von hydraulischen Kraftwerken auf den Kraftwerkseinsatz im Langfristszenario zu quantifizieren. Der direkte Vergleich zu den äquivalenten Untersuchungen im Mittelfristszenario (siehe 5.1) verspricht daher interessante Aussagen hinsichtlich der zeitlichen Entwicklung.

Das Szenario wurde so parametrierung, dass eine Bauverzögerung von Pumpspeicherkraftwerken unterstellt wurde. In Deutschland wurde die Leistung um 3700 MW reduziert, in Österreich um 1770 MW und in der Schweiz um 1660 MW. Gegenüber dem in den Referenzszenarien unterstellten Zubau in Höhe von 25 GW vom Mittelfrist- um Langfristreferenzszenario entspricht dies somit einer Reduktion um 29 %.

5.3.2 Veränderung des Kraftwerkseinsatzes

Die Ergebnisse zeigen, dass sich die grundsätzlichen Zusammenhänge vom Mittel- zum Langfristreferenzszenario nicht fundamental unterscheiden: Auch im Langfristreferenzszenario werden Pumpspeicherkraftwerke zur Verstetigung der Grundlastzeugung eingesetzt und können der Marktintegration der erneuerbaren Energien dienen.

Während im Mittelfristreferenzszenario der Einfluss sowohl auf die Verstetigung der Grundlastzeugung als auch auf die Marktintegration der erneuerbaren Energien sehr gering ausgefallen ist, erhöht sich die absolute Menge beider Faktoren im Langfristreferenzszenario (Zusätzliche Verstetigung der Grundlastzeugung in Höhe von 2 TWh/a, zusätzliche Marktintegration der erneuerbaren ebenfalls um 2 TWh/a).

Aus systemischer Sichtweise sind auch im Langfristreferenzszenario beide Effekte gegenüber der gesamten Einspeisung der erneuerbaren bzw. der Grundlastkraftwerke vernachlässigbar. Allerdings zeigen die Ergebnisse trotzdem, dass mit zunehmender Durchdringung der erneuerbaren Energien der Einfluss von Pumpspeicherkraftwerken wächst³. Die Frage ob und ab wann der Einfluss aus systemischer Sicht relevant wird und ob die Kosten zu diesem Zeitpunkt den Nutzen überwiegen, bedarf weiterer Untersuchungen.

5.3.3 Veränderung der Netzbelastung

Hinsichtlich des Einflusses auf die Netzbelastung zeigen die Ergebnisse, dass sich die Netzbelastung und der Redispatch-Bedarf in diesem Szenario reduzieren –also zumindest ein Teil der Pumpspeicherkraftwerke netzbelastend wirkt.

Zur genaueren Analyse dieses Effektes soll Abbildung 24 dienen. Diese korreliert für jede Stunde die Differenz der Engpassarbeit im Szenario „weniger Hydraulik“ gegenüber dem Referenzszenario mit der Einspeisung der Windenergie. Ein Punkt im oberen Bereich des Diagramms bedeutet, dass die Engpassarbeit im Referenzszenario höher als im Szenario „weniger Hydraulik“ ist. Die Engpassarbeit ist dabei ein Indikator für die Netzbelastung.

Abbildung 24 zeigt daher, dass bei moderater Windeinspeisung zwischen den beiden Szenarien kein signifikanter Unterschied besteht, allerdings mit steigender Windeinspeisung die Netzbelastung im Referenzszenario deutlich gegenüber dem Szenario „weniger Hydraulik“ steigt.

Der Grund hierfür liegt in einem fundamental erklärbaren Zusammenhang: Bei hoher Windenergieeinspeisung sinken die Preise und in der Folge ist das Speichern von Energie in Pumpspeicherkraftwerken vorteilhaft. Dieser Effekt tritt aufgrund der Konzentration von

³ Im Langfristreferenzszenario erreichen die erneuerbaren Energien in Deutschland einen Anteil von 60%.

Pumpspeicherkraftwerken in Österreich und der Schweiz und der guten Kopplung zwischen den trilateralen Ländern daher auch vornehmlich in diesen beiden Ländern auf.

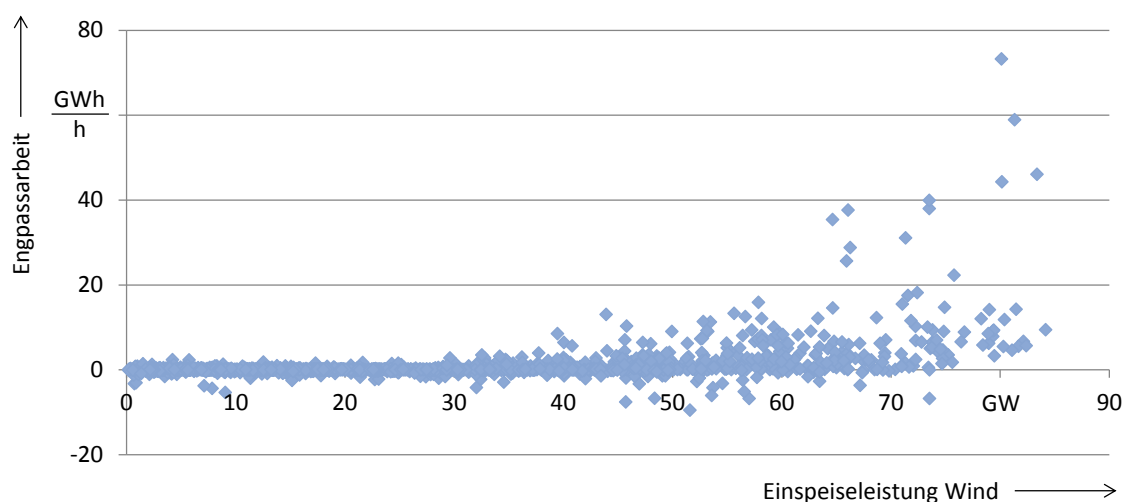


Abbildung 24: Differenz der Engpassarbeit im Basisszenario ggü. dem Szenario „weniger Hydraulik“

Aus Netzsicht stellt sich daher eine Situation ein, in der sich im Norden von Deutschland ein Erzeugungsüberschuss einstellt während in Österreich und der Schweiz die elektrische Last durch die zusätzliche Pumpaktivität erhöht wird. In der Folge muss in dem Referenzszenario gegenüber dem Szenario „weniger Hydraulik“ von Norddeutschland aus mehr Energie nach Österreich und in die Schweiz transportiert werden. Dadurch ist die aggregierte Redispatchmenge im Referenzszenario (14 TWh/a) deutlich gegenüber dem Szenario weniger Hydraulik (9 TWh/a) erhöht.

Dieser Zusammenhang zwischen Speicherzubau und Netzbelastung ist im Wesentlichen durch die Konzentration der Windenergie in Norddeutschland, der Konzentration der Pumpspeicherkraftwerke im alpinen Raum sowie der Marktregeln an der Börse bestimmt. Da diese Randbedingungen auch in der Zukunft mit hoher Wahrscheinlichkeit unterstellt werden können, besitzt der Effekt eine hohe Robustheit gegenüber der unsicheren Entwicklung der Zukunft. In der Folge sollten Speicherausbau und Netzausbau – insbesondere der deutschen Nord-Süd-Korridore – miteinander abgestimmt und verzahnt werden.

5.4 Reduzierte Kapazitäten von Gaskraftwerken im Langfristszenario

5.4.1 Parametrierung

Im Szenario „weniger Gas“ wird die Annahme einer Bauverzögerung der geplanten Gaskraftwerke getroffen. Wie im Mittelfristszenario wird auch im Langfristszenario ein Bauverzug von 50 % der geplanten Gaskraftwerke Deutschlands unterstellt. Somit beträgt die Reduktion gegenüber dem Referenzszenario 4500 MW der installierten Kapazität an Gaskraftwerken. Der Kraftwerkspark der Länder Österreich und der Schweiz wird dagegen nicht verändert.

5.4.2 Veränderung des Kraftwerkseinsatz

Die Veränderung des Kraftwerkseinsatzes bei einer Reduktion der installierten Kapazitäten von Gaskraftwerken ist geringfügig. Im Langfristszenario beträgt im Referenzfall die installierte Kapazität aus Gaskraftwerken 44 GW in Deutschland. Der nicht KWK geführte Anteil an der aggregierten Stromerzeugung beträgt rund 6 TWh pro Jahr, sodass der Anteil der Erzeugung gegenüber einem möglichen Volllastbetrieb sehr gering ist. Wird die Anzahl der Gaskraftwerke im Szenario „weniger Gas“ reduziert, findet nur eine Umverteilung der Erzeugung auf andere Gaskraftwerke statt, die vorher nur wenig oder gar nicht in Betrieb waren. Somit ergeben sich aggregiert betrachtet keine wesentlichen Veränderungen des Kraftwerkseinsatzes in Europa.

5.4.3 Veränderung der Netzbelastung

Wie im vorherigen Abschnitt beschrieben, wirkt sich die Reduktion der installierten Kapazität der Gaskraftwerke nicht auf die Höhe der Stromerzeugung aus, sondern lediglich auf den Ort der Erzeugung aus Gaskraftwerken. Beim Redispatch bedeutet die Reduktion, dass insgesamt weniger Gaskraftwerke in ihrer Leistung angepasst werden können. Somit muss bei einer

Behebung von Engpässen weiter entfernte Kraftwerke geregelt werden. Die Veränderung der Redispatchmengen im Szenario „weniger Gas“ ist allerdings vernachlässigbar.

5.5 Fuel-Switch im Langfristszenario

Bedingt durch die Schiefergas-Revolution sind in den USA aktuell sinkende Gaspreise zu verzeichnen. Diese haben sich allerdings aufgrund bestehender langfristiger Lieferverträge in Europa noch nicht auf den europäischen Markt niedergeschlagen. Sobald die langfristigen Lieferverträge auslaufen ist es denkbar, dass auch der Gaspreis in Europa signifikant sinken wird. In Verbindung mit einer möglichen Steigerung des CO₂-Preises ist ein Fuel-Switch denkbar. Dieser hätte einen massiven Einfluss auf das Energiesystem in Europa. Daher werden in diesem Untersuchungsszenario die Preise so parametrisiert, dass ein Fuel-Switch erfolgt.

5.5.1 Parametrierung

Zur Erreichung eines Fuel-Switch wurde der Gaspreis um 30% von 27 €/MWh auf 19 €/MWh gesenkt. Der Steinkohlepreis wurde unverändert mit 10 €/MWh angenommen. Auch der CO₂-Preis wurde unverändert bei 43 €/t belassen.

5.5.2 Veränderung des Kraftwerkseinsatz

Der parametrisierte Fuel-Switch hat einen massiven Einfluss auf den Kraftwerkseinsatz in Europa. Wie zu erwarten wird Erzeugung aus Steinkohle und teilweise auch Braunkohle gegen Erzeugung aus Gas getauscht. In Abbildung 25 ist die Veränderung der Erzeugungsmengen vom Langfristreferenzszenario zum Fuel-Switch-Szenario aufgeteilt nach Primärenergieträgern dargestellt.

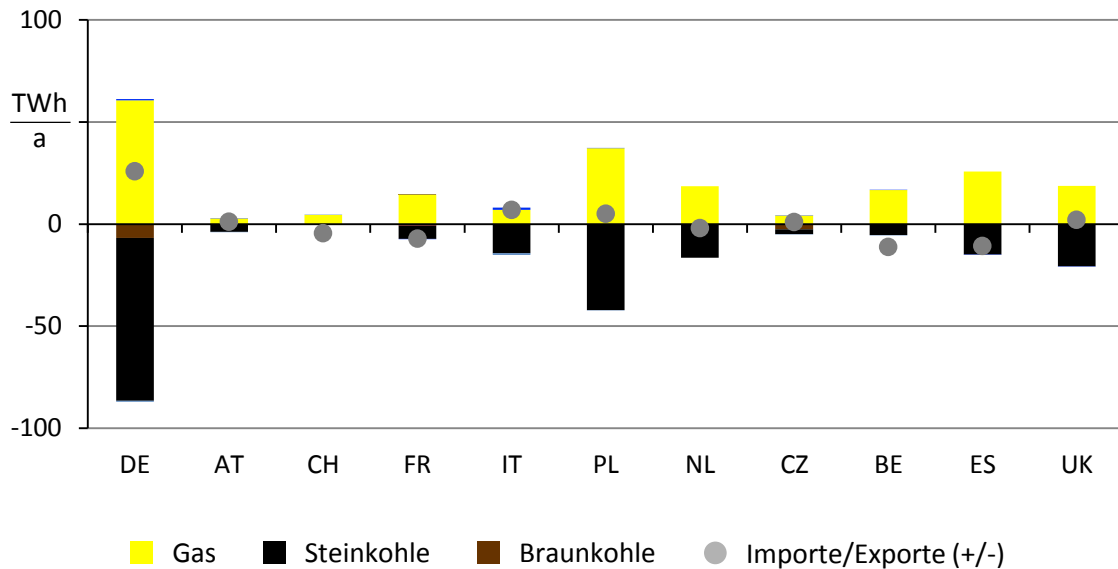


Abbildung 25: Veränderung der Erzeugungsmengen nach Primärenergieträger

In allen dargestellten Ländern zeigt sich eine teilweise deutliche Steigerung der Erzeugung aus Gaskraftwerken. Diese geht in allen Ländern in denen Steinkohlekapazität vorhanden ist mit einer Reduktion der Erzeugung aus Steinkohle einher. In Deutschland und Tschechien findet zusätzlich eine Reduktion der Erzeugung aus Braunkohle statt. Abhängig von der Differenz der Erzeugungssteigerung aus Gas und der Erzeugungsreduktion aus Stein- und Braunkohle ergibt sich zusätzlich eine Veränderung der Im-/Exportbilanz. In Deutschland verschiebt sich diese Bilanz deutlich um ca. 25 TWh/a in Richtung Import. Diese Tendenz ergibt sich auch für Italien, Polen und Großbritannien, allerdings in geringerem Umfang. In Frankreich, Belgien, Spanien, der Niederlande und der Schweiz verschiebt sich das Im-/Exportsaldo in Richtung Export, da in diesen Ländern die Erzeugungssteigerung aus Gas die Erzeugungsreduktion aus Stein- und Braunkohle überkompensiert.

Insgesamt zeigt sich, dass durch den parametrisierten Fuel-Switch der mit Abstand größte Effekt auf den Kraftwerkseinsatz im Vergleich mit den anderen Szenarien erzielt wurde.

5.5.3 Veränderung der Netzbelastung

Durch die Veränderungen im Kraftwerkseinsatz bedingt durch den Fuel Switch ergibt sich auch eine veränderte Netzbelastung. Diese fällt im Vergleich mit der massiven Veränderung im europäischen Erzeugungssystem allerdings vernachlässigbar klein aus. So sinkt der Redispatchbedarf um ca. 0,4 TWh/a im Vergleich mit dem Referenzszenario und die Engpassenergie vor Redispatch um ca. 1 TWh/a im Vergleich mit der Referenz.

Diese nur geringe Veränderung der Netzbelastung lässt sich durch die in Abbildung 26 dargestellte räumliche Auflösung der Veränderung der Erzeugung erklären. Insgesamt sind zwei wesentliche gegenläufige Effekte zu erkennen. Zum einen erfolgt eine Mehrerzeugung in Süddeutschland und der Schweiz, welche netzentlastend wirkt. Zum anderen steigt die Erzeugung in den Niederlanden und vor allem in Belgien, was tendenziell netzbelastend wirkt. In Summe wiegen sich die gegenläufigen Effekte in etwa auf und es ergibt sich nur eine leichte Veränderung der Netzbelastung und des Redispatchbedarfs.

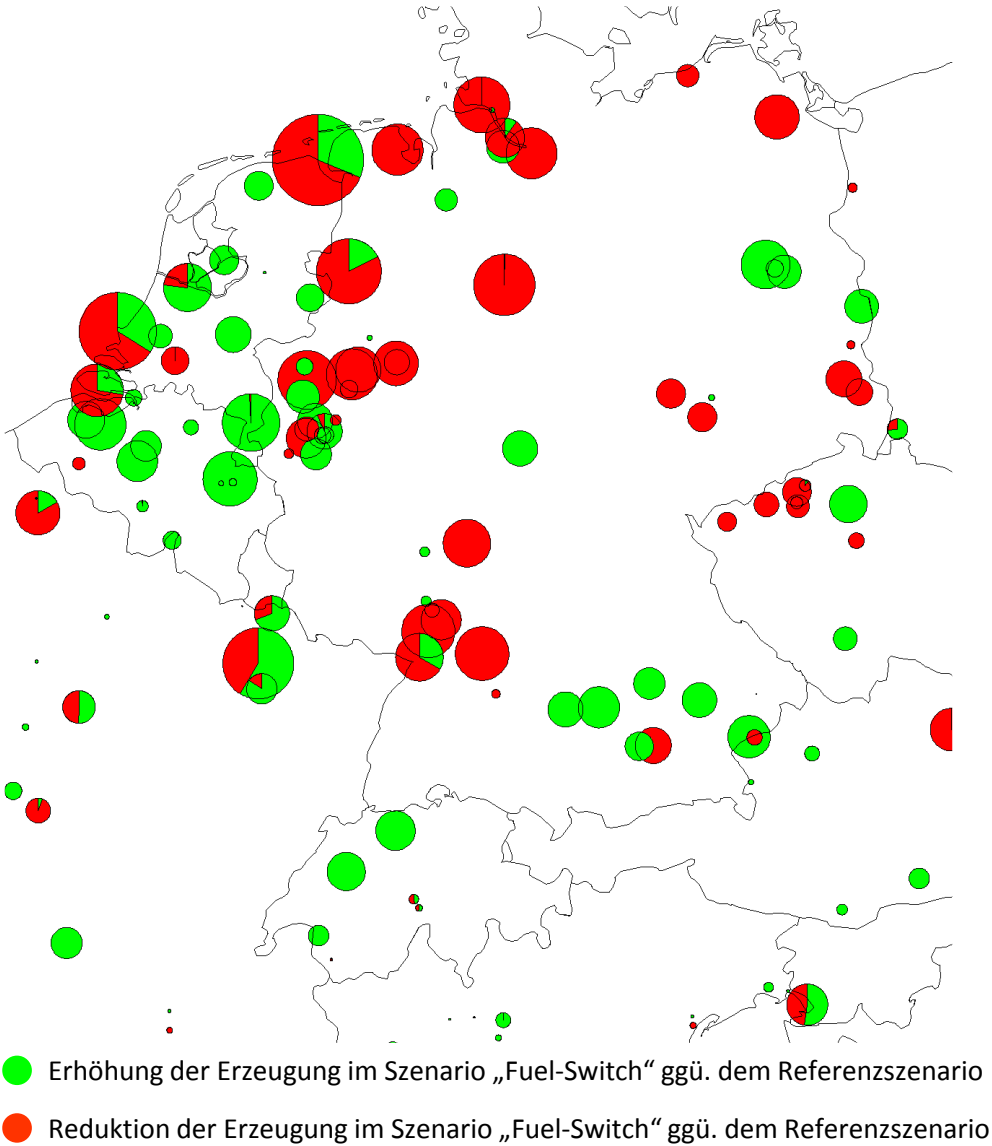


Abbildung 26: Räumliche Verteilung der Erzeugungsveränderungen

5.6 Demand-Side-Management im Langfristszenario

Demand Side Management (DSM) stellt eine zu Pumpspeicherkraftwerken alternative Technologie für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage elektrischer Energie dar. Der Einfluss von DSM-Maßnahmen auf das Gesamtsystem ist abhängig von der Durchdringung sowie dem zeitlichen Verschiebepotential DSM-fähiger Verbraucher.

Im Rahmen dieses Szenarios soll der Einfluss einer exemplarischen Durchdringung von DSM auf das Gesamtsystem untersucht werden. Da DSM und Pumpspeicherkraftwerke beide Flexibilität liefern und somit in Konkurrenz zueinander stehen, soll insbesondere die Frage beantwortet werden, in wie weit sich der Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken durch DSM-fähige Verbraucher reduziert.

5.6.1 Parametrierung

Um einen möglichst starken Effekt auf das System zu erhalten wurde eine flächendeckende Durchdringung von DSM-fähigen Verbrauchern in Deutschland, Österreich und der Schweiz über eine entsprechend hohe DSM-Leistung parametrierung. Die Parametrierung des DSM-potentials wurde durch das Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP) der TU Berlin vorgenommen. In Tabelle 1 sind die gewählten DSM-Parameter für Deutschland Österreich und die Schweiz dargestellt.

Land	Haushalt	GHD	Industrie
<i>Leistungsreduktion/-erhöhung maximal [MW]</i>			
Schweiz	730,67	219,20	548,00
Österreich	1003,21	300,96	752,41
Deutschland	6000,00	1800,00	4500,00

<i>Speicherkapazität [MWh]</i>			
Schweiz	-	-	9380
Österreich	-	-	1290
Deutschland	-	-	7700
<i>Verschiebbare Energie [GWh/a]</i>			
Schweiz	3930	1180	-
Österreich	5400	1620	-
Deutschland	32300	9700	-

Tabelle 1: DSM-Parametrierung (Quelle: Bericht des WIP im Rahmen der trilateralen Untersuchungen)

Das angenommene DSM-Potential wurde durch eine Glättung der Residuallastkurve abgebildet. Die Glättung der Residuallast wurde durch eine Minimierung der Summe der quadratischen Abweichungen der Residuallast vom Mittelwert unter Berücksichtigung der DSM-Kapazität und der Reichweite der möglichen Lastverschiebung vorgenommen. Diese Berechnung wurde durch das WIP der TU Berlin durchgeführt.

In Abbildung 27 ist die Residuallast einer durchschnittlichen Woche mit und ohne DSM-Maßnahmen dargestellt. Man erkennt das hohe Verschiebepotential des parametrierten DSM durch die starke Vergleichmäßigung der Residuallast. Es erfolgt eine Kappung der Residuallastspitzen um bis zu 10 GW sowohl in positive als auch negative Richtung.

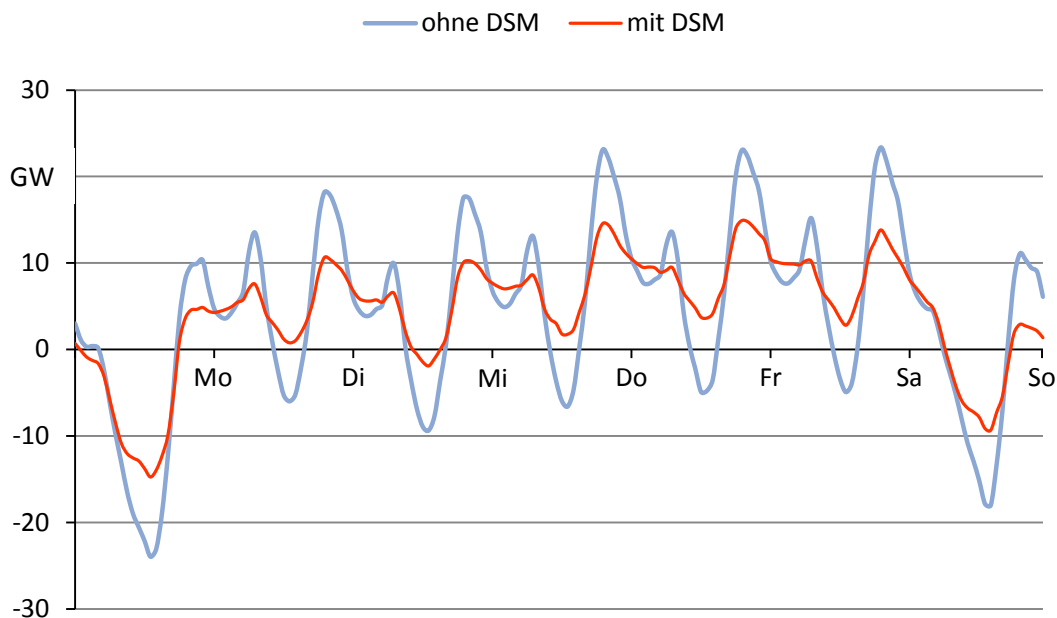


Abbildung 27: Residuallastkurven mit und ohne DSM

5.6.2 Veränderung des Kraftwerkseinsatz

Durch eine Vergleichmäßigung der Residuallast erhöht sich in der Regel die Erzeugung aus Grundlastkraftwerken. In Deutschland bedeutet dies im betrachteten Szenario eine Mehrproduktion aus Braunkohle um ca. 2 TWh/a. In Österreich und der Schweiz zeigt sich keine Veränderung der thermischen Erzeugung. Neben einer Erhöhung der Erzeugung aus Braunkohle ergibt sich ebenfalls eine Verbesserung der Marktintegration erneuerbarer Energien um ca. 2 TWh/a. Diese lässt sich durch eine erhöhte Nachfrage in Zeiten hoher Einspeisungen aus erneuerbaren Energien erklären.

Insgesamt ist der Effekt des parametrisierten DSM-Potentials auf den Kraftwerkseinsatz als gering einzuschätzen. Dies ist besonders vor dem Hintergrund des angenommenen großen DSM-Potentials erstaunlich.

5.6.3 Veränderung der Netzbelastung

Die geringe Veränderung des Kraftwerkseinsatzes führt insgesamt auch nur zu einer geringen Veränderung der Netzbelastung. Im Vergleich mit dem Referenzszenario sinkt der Redispatchbedarf um ca. 1,4 TWh/a. Die Engpassenergie vor Redispatch bleibt sogar unverändert.

II Literaturverzeichnis

- [1] Mirbach, T.
Marktsimulationsverfahren zur Untersuchung der Preisentwicklung im europäischen Strommarkt
Dissertation RWTH Aachen, 2009
- [2] Drees, T.; Schuster, R.; Moser, A.
Proximal Bundle Methods in Unit Commitment Optimization
Operations Research Proceedings 2012, Springer International Publishing, 2013
- [3] Mirbach T.; Schäfer A.; Moser A.
CO2 Price Development in the European Power Market Considering Climate Objectives
IEEE PES General Meeting, Minneapolis, 2010
- [4] Hermes, R. et al.
Netzmodell auf Basis öffentlich zugänglicher Daten
Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Band 59 (2009), Heft 1/2, S.76 - 78
IEEE PES General Meeting, Minneapolis, 2010
- [5] Netzentwicklungsplan Strom 2012; 2. Überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, http://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/NEP_2012_2/NEP2012_2_Kapitel_1_bis_8.pdf, August 2012
- [6] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E): Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF) 2012/2013, <https://www.entsoe.eu/> (Stand: 04.11.2013)

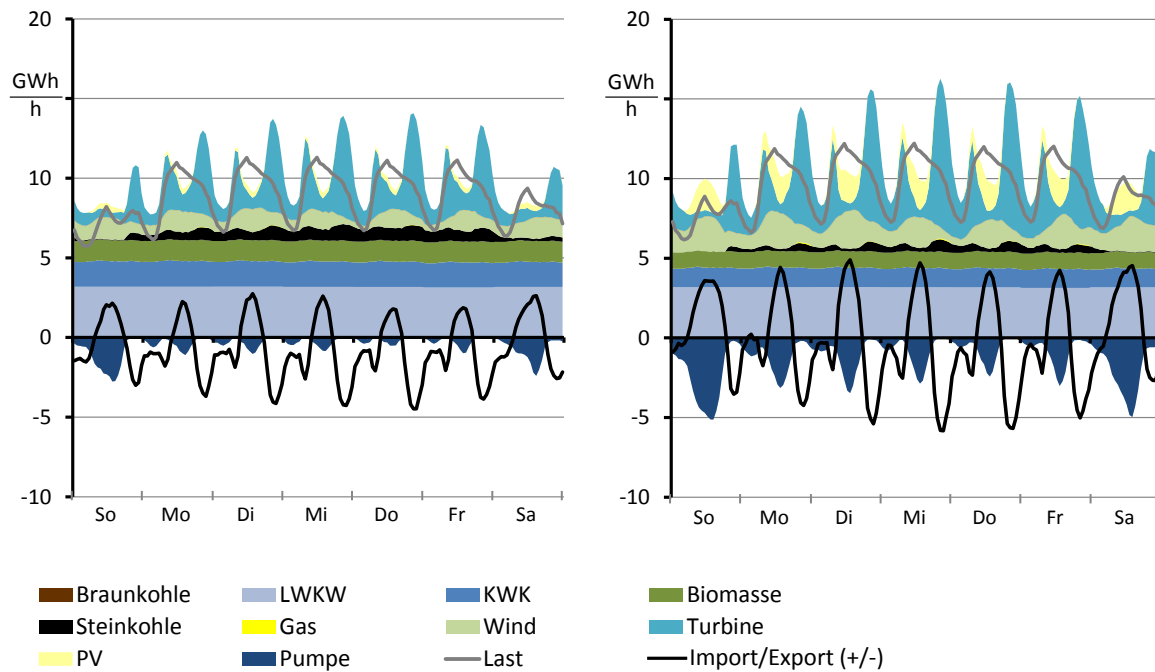
III Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 1: Verwendete Simulationsmethodik	8
Abbildung 2: Marktsimulationsverfahren	11
Abbildung 3: Market Coupling	13
Abbildung 4: Übersicht zum Windenergiemodell.....	15
Abbildung 5: Verwendetes Netzmodell des IAEW (Stand 2013).....	16
Abbildung 6: Regionaler Betrachtungsbereich der Studie in den verschiedenen Simulationsschritten.....	19
Abbildung 7: Betrachtete Szenarien.....	20
Abbildung 8: Zu- und Abbau der installierten konventionellen Kapazitäten für das Mittel- und Langfristszenario. Δ MF entspricht der Kapazitäts-veränderung von 2012 bis zum Mittelfristszenario und Δ LF der Veränderung vom Mittel- zum Langfristszenario.	25
Abbildung 9: Zubau der erneuerbaren Energien für das Mittel und Langfristszenario. Δ MF entspricht der Kapazitäts-veränderung von 2012 bis zum Mittelfristszenario und Δ LF der Veränderung vom Mittel- zum Langfristszenario.	27
Abbildung 10: Zubau der Pumpspeicherkapazitäten im Referenzszenario und Reduktion im Szenario „weniger Hydraulik“	28
Abbildung 11: Entwicklung der Kosten für Primärenergie (links) und Veranschaulichung des Fuel- Switches (rechts).....	29
Abbildung 12: Entwicklung des deutschen Übertragungsnetzes.....	31
Abbildung 13: Aggregierte Stromerzeugung für das Jahr 2010, das Mittel- und Langfristszenario unterteilt nach Primärenergieträgern	32

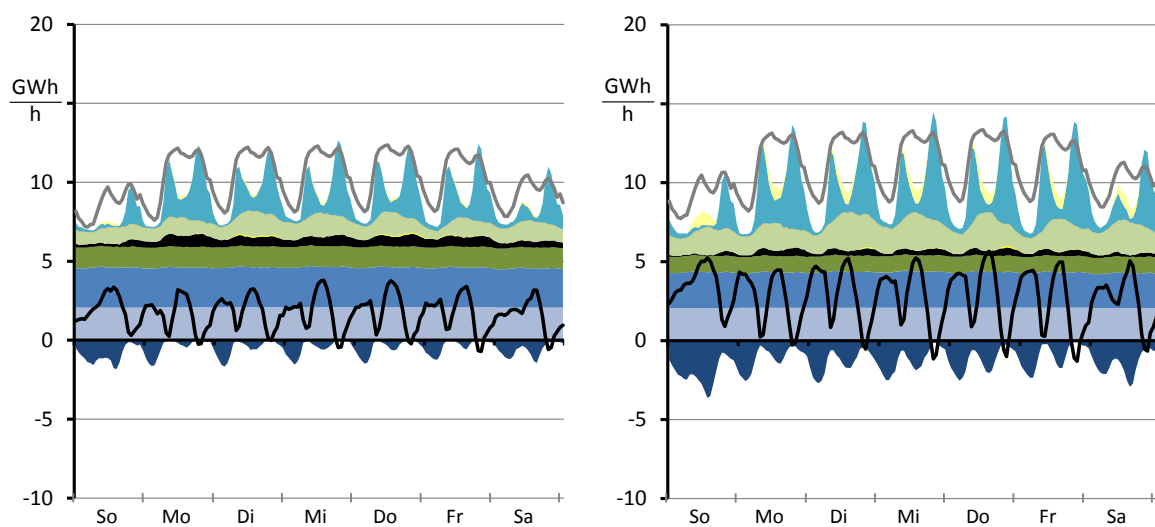
Abbildung 14: Dauerlinie der Residuallast Deutschlands für das Mittelfristscenario (links) und das Langfristscenario (rechts).....	35
Abbildung 15: Durchschnittliche Sommerwoche für Deutschland im Mittelfristscenario (links) und im Langfristscenario (rechts).....	37
Abbildung 16: Durchschnittliche Winterwoche für Deutschland im Mittelfristscenario (links) und im Langfristscenario (rechts).....	38
Abbildung 17: Veränderung der Erzeugungskapazitäten	41
Abbildung 18: Netzbelastung vor Redispatchmaßnahmen.....	43
Abbildung 19: Engpassenergie vor Redispatch	45
Abbildung 20: Zusammenhang zwischen Windeinspeisung und Engpassenergie.....	46
Abbildung 21: Redispatchbedarf für das Mittel- und Langfristreferenzscenario (hydraulische Kraftwerke nehmen nicht am Redispatch teil).....	47
Abbildung 22: Redispatchmenge.....	49
Abbildung 23: Netzseitig (aufgrund von Engpässen) abgeregelte EE-Erzeugung	50
Abbildung 24: Differenz der Engpassarbeit im Basisszenario ggü. dem Szenario „weniger Hydraulik“	58
Tabelle 1: DSM-Parametrierung	65

IV Anhang

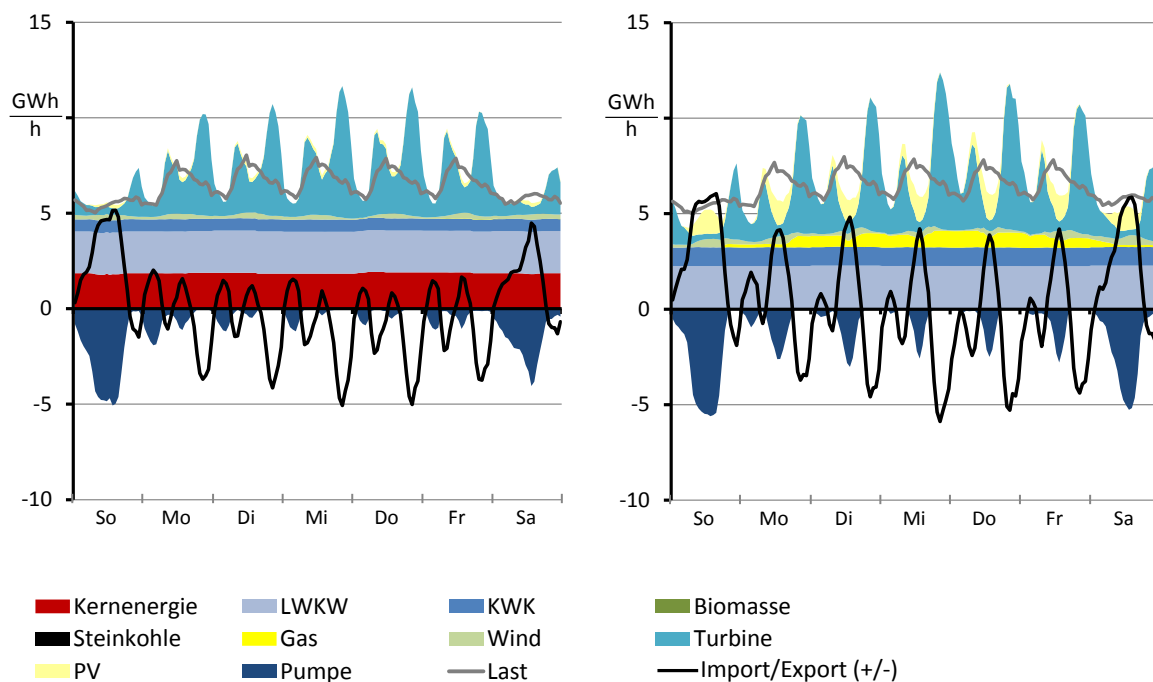
Durchschnittliche Sommerwoche für Österreich im Mittel- (li.) und Langfristszenario (re.)



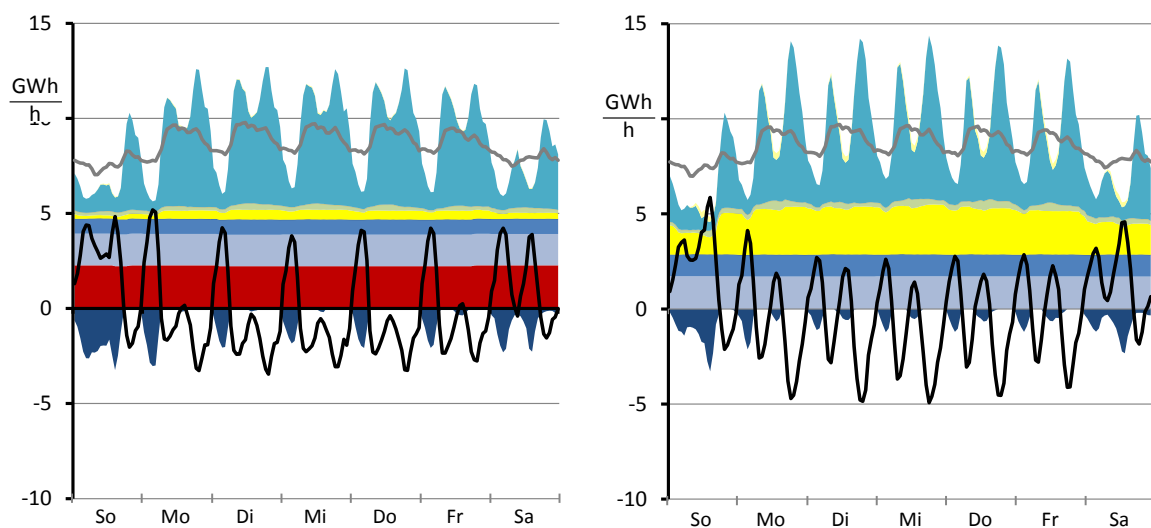
Durchschnittliche Winterwoche für Österreich im Mittel- (li.) und Langfristszenario (re.)



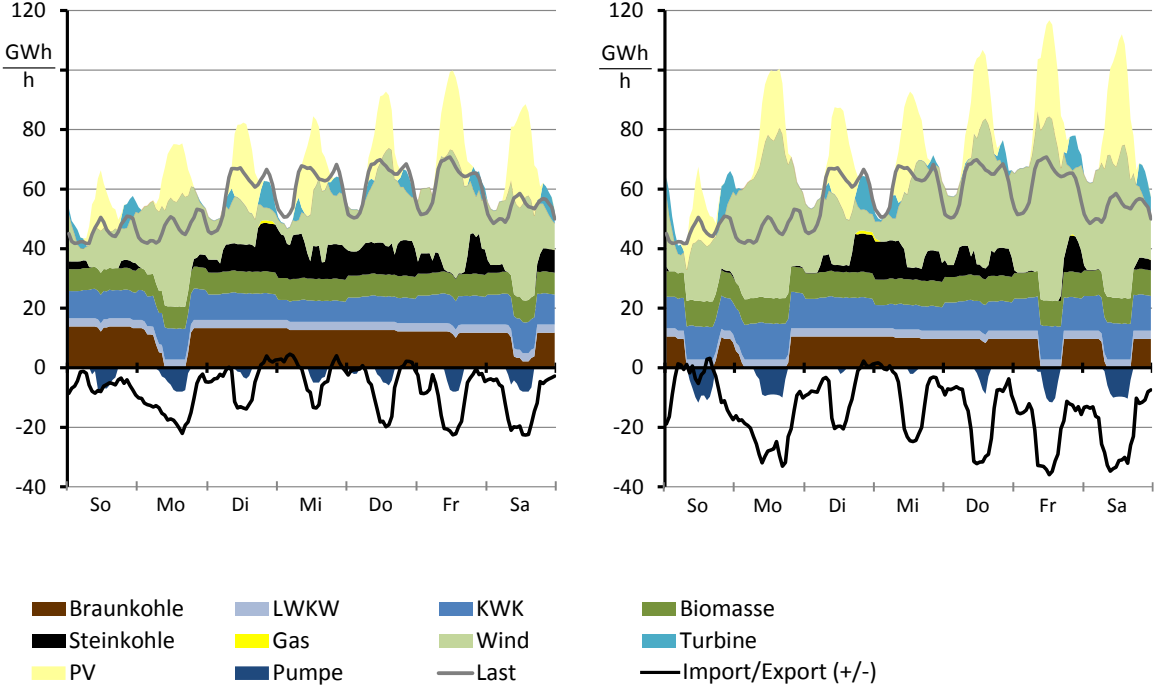
Durchschnittliche Sommerwoche für die Schweiz im Mittel- (li.) und Langfristszenario (re.)



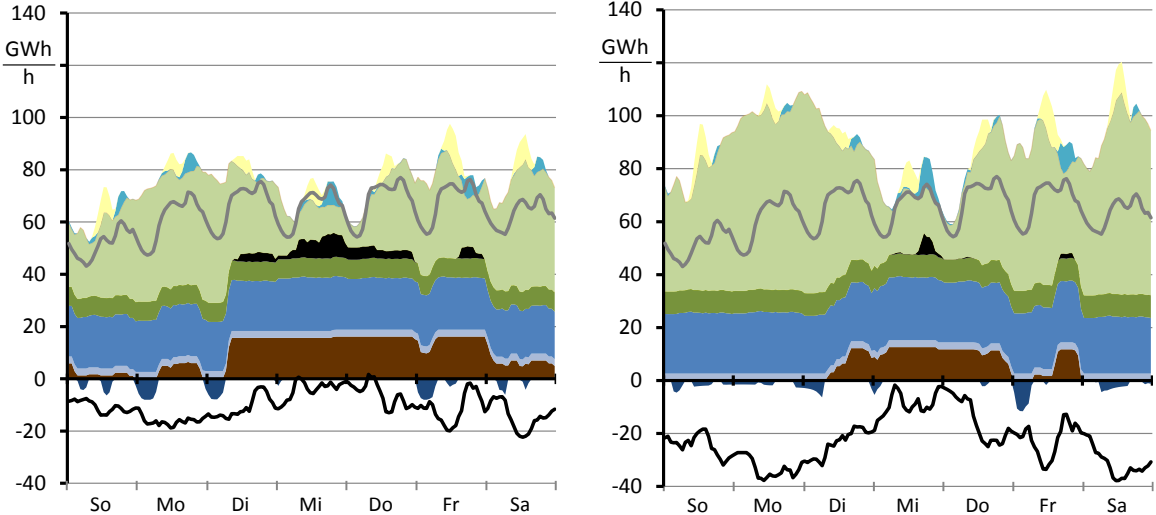
Durchschnittliche Winterwoche für die Schweiz im Mittel- (li.) und im Langfristszenario (re.)



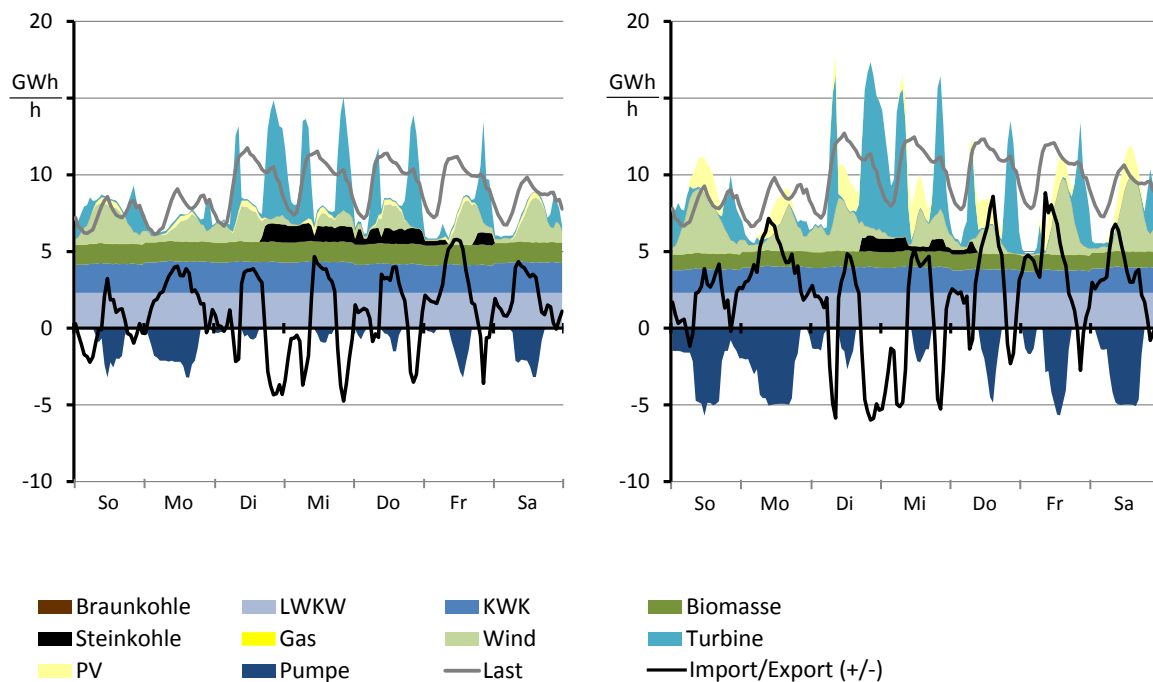
Kalenderwoche 14 („Sommer“) für Deutschland im Mittel- (li.) und Langfristszenario (re.)



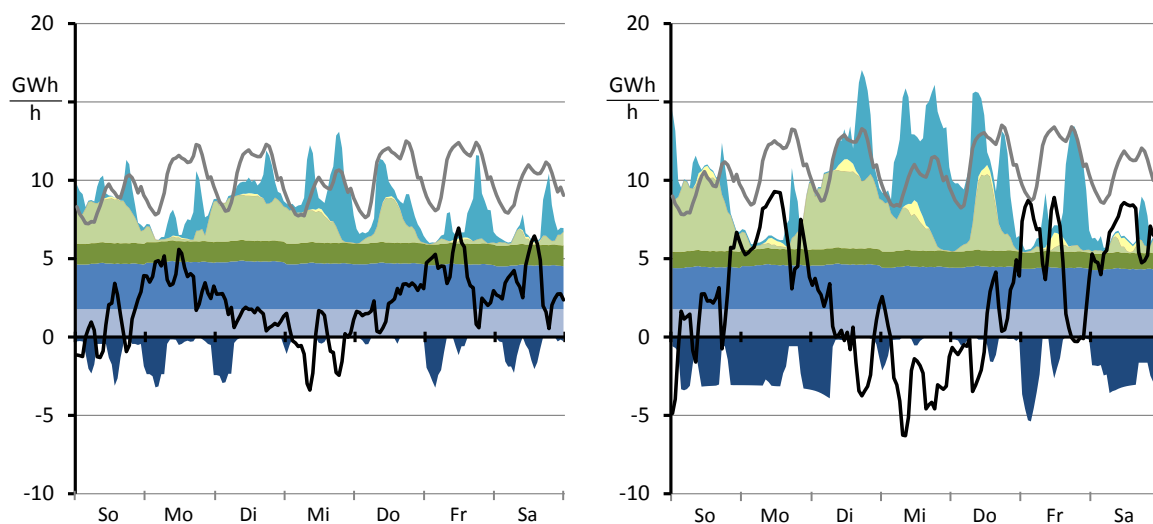
Kalenderwoche 1 („Winter“) für Deutschland im Mittel- (li.) und Langfristszenario (re.)



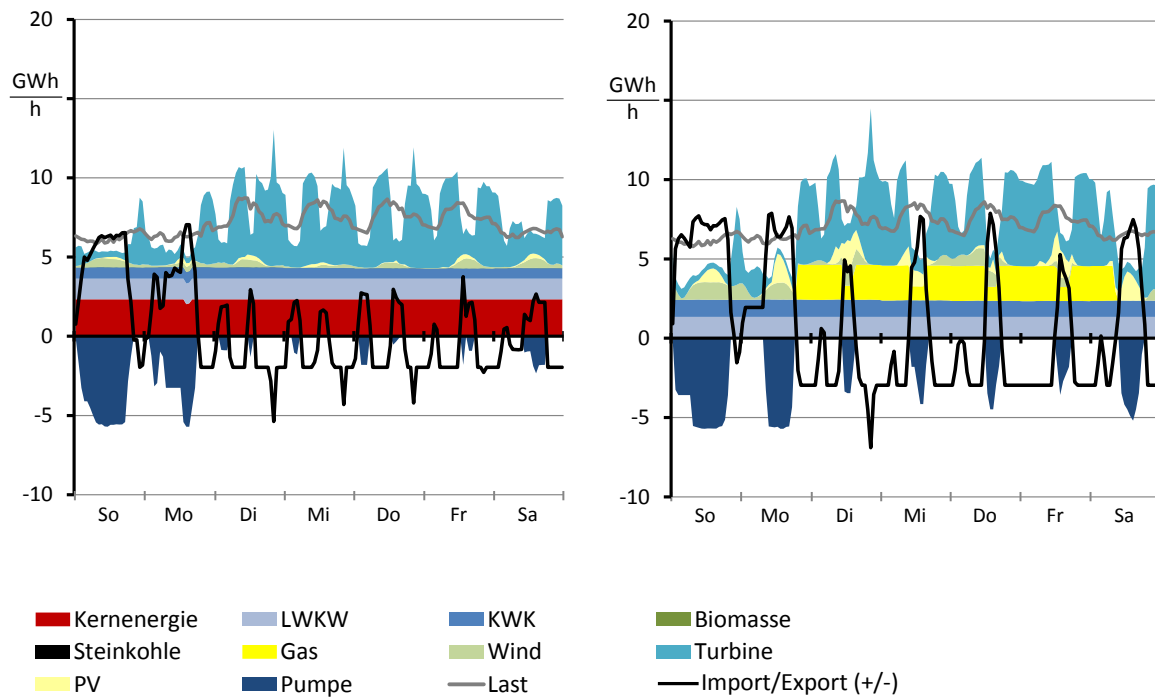
Kalenderwoche 14 („Sommer“) für Österreich im Mittel- (li.) und Langfristszenario (re.)



Kalenderwoche 1 („Winter“) für Österreich im Mittel- (li.) und Langfristszenario (re.)



Kalenderwoche 14 („Sommer“) für die Schweiz im Mittel- (li.) und Langfristszenario (re.)



Kalenderwoche 1 („Winter“) für die Schweiz im Mittel- (li.) und Langfristszenario (re.)

