

MODELLGESTÜTZTE BETRACHTUNG MÖGLICHER PFADE FÜR EINE DEKARBONISIERUNG DES EUROPÄISCHEN STROMSEKTORS BIS 2050

Benjamin Pfluger

Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Breslauer Straße 48, 76139
Karlsruhe, Telefon +49 721 6809-163, Fax +49 721 6809-272,
Benjamin.Pfluger@isi.fraunhofer.de, <http://www.isi.fraunhofer.de>

Kurzfassung: Die Arbeit untersucht mit Hilfe von Szenarien, wie mögliche Portfolien aus Erzeugungstechnologien, Übertragungsnetzen und Stromspeichern zusammengesetzt sein müssen um die aus Gründen des Klimaschutzes sinnvoll erscheinende Reduktion der Treibhausgasemissionen zu erreichen. Hierbei werden die Aus- und Wechselwirkungen der unterschiedlichen Zusammenstellungen der genannten Infrastrukturen betrachtet. Der Schwerpunkt liegt auf den zentralen Emissionsminderungstechnologien der Stromerzeugungsseite, Erneuerbare Energien (EE), Carbon Capture and Storage (CCS) und Kernenergie. Das Wechselspiel der Technologien sowie die damit verbundenen Kosten werden analysiert und einem Szenario, welches die Klimaschutzziele verfehlt, gegenübergestellt.

Keywords: Dekarbonisierung des Stromsektors, Langfristszenarien, Optimierung

1 Einleitung

Ziel der Europäischen Union (EU) ist es, in weltweiter Kooperation den globalen Temperaturanstieg auf nicht mehr als 2°C über dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen (Europäische Kommission 2007). Bei den hierfür notwendigen Reduktionen der Treibhausgasemissionen hat der Stromsektor eine herausragende Bedeutung, da er für derzeit näherungsweise ein Drittel der CO₂-Emission der EU-27 verantwortlich ist. In 2009 entstanden 1.218 von insgesamt 2.765 Mt CO₂-Emissionen der EU-27 bei der Bereitstellung von Strom und öffentlicher Nahwärme (UNFCC 2011).

Diese Arbeit untersucht mit Hilfe eines Beispielszenarios, wie mögliche Portfolien aus Erzeugungstechnologien, Übertragungsnetzen und Stromspeichern zusammengesetzt sein müssen um die notwendige Reduktion der Treibhausgasemissionen zu erreichen. Hierbei werden die Aus- und Wechselwirkungen der unterschiedlichen Zusammenstellungen der genannten Parameter betrachtet. Der Schwerpunkt liegt auf den zentralen Emissionsminderungstechnologien der Stromerzeugungsseite, Erneuerbare Energien (EE), Carbon Capture and Storage (CCS) und Kernenergie. Das Wechselspiel der Technologien sowie die damit verbundenen Kosten werden analysiert und einem Szenario, welches die Klimaschutzziele verfehlt, gegenübergestellt.

2 Methodik

Da in nahezu allen Klimaschutzszenarien von einem starken Ausbau der fluktuierenden EE-Technologien Wind- und Solarenergie ausgegangen wird, musste ein Modellverbund weiterentwickelt werden, welcher in der Lage ist, die daraus resultierenden Herausforderungen abzubilden.

In vielen Modellansätzen basiert die Darstellung der Einspeisung aus erneuerbaren Energien im Modell auf Typtagen, oder –wochen. Diese haben den Nachteil, dass die jeweilige Auswahl einen starken Einfluss auf die Modellergebnisse hat. Insbesondere die Herausforderungen, die sich durch Wetterphasen mit für das Energiesystem ungünstigen oder schwierigen Charakteristika ergeben, wie beispielweise lange Flaute, können mit Typtagen nur unzureichend berücksichtigt werden. Auch die Korrelation zwischen meteorologischen Zonen kann nur schwer systematisch erfasst werden.

Ziel der dieser Arbeit zugrundeliegenden Modellierungsaktivität ist es daher, auf Basis von realen Wetterdaten alle zu simulierenden Jahre stundenscharf zu betrachten. Durch die Verwendung von Einspeiseprofilen, die auf Wettermessungen und Satellitendaten beruhen, können die erwähnten Charakteristika fluktuierender Erzeugung aus EE implizit und detailliert berücksichtigt werden. Ziel des Modells ist es, zu einem vorgegeben Ausbaupfad an EE-Technologien einen kosteneffizienten Mix aus Kraftwerken, Interkonnektoren und Stromspeichern zu ermitteln. Hierbei werden der Ausbau und der Einsatz aller Elemente des europäischen Stromsystems, mit Ausnahme des vorgegebenen EE-Diffusionspfads, simultan optimiert.

In einem ersten Schritt wird der Ausbau der EE simuliert, welcher derzeit und mittelfristig durch nationale Förderpolitiken vorangetrieben wird. Die Diffusion dieser Technologien bis 2050 wird in Form von Szenarien berechnet, welche das Modell ResInvest auf der Grundlage von Förderpolitiken und Ausbauzielen generiert¹. Das Modell basiert auf einer Datenbank, in welcher Kostenpotentialkurven für 14 EE-Technologien in über 5.000 Stufen hinterlegt sind. Des Weiteren sind die derzeitigen Förderpolitiken für EE im Modell enthalten. Investoren wählen unter Berücksichtigung von Produktionskapazitäten und Kapitalrestriktionen die lukrativsten Investitionsoptionen aus. Sollten Länder ihre jeweiligen Ziele im Bereich EE über- oder untererfüllen, versuchen diese ihre Förderpolitiken entsprechend anzupassen. Zentrale Ergebnisse der Modellberechnungen sind installierte Leistung, Stromerzeugung und Kosten auf jährlicher Basis. Um ein realistisches Bild der zukünftigen Produktionskapazitäten und technologischer Ausrichtung der Förderpolitiken zu erhalten, werden bis zum Jahr 2020 die Ausbaupfade unterstellt, welche die Mitgliedstaaten in den Nationalen Aktionsplänen für Erneuerbare Energien vorsehen (Europäische Kommission (2011)).

Im nächsten Schritt wird die stündliche Einspeisung aus fluktuierenden EE von zwei Modellen, ISI-PV Europe und ISI-Wind Europe, detailliert berechnet². Die stundenscharfe Auflösung des Modells in Kombination mit realen Wetterdaten für drei meteorologische Jahre

¹ Eine detaillierte Beschreibung des Modells wird in Held (2010) gegeben.

² Die Vorgehensweise bei der Berechnung der Einspeiseprofile wird in Schubert (2012) beschrieben.

erlaubt es dabei, den Einfluss der schwankenden Erzeugung aus Wind- und Solarenergie abzubilden und Korrelation zwischen Wetterzonen implizit zu erfassen.

Die Stromerzeugung aus Laufwasserkraftwerken wird in Form von monatlichen Profilen dargestellt, die Verstromung von Biomasse und Biogas wird im Rahmen des Modells optimiert. Für die übrigen EE-Technologien wird eine konstante Produktion unterstellt. Obwohl dies eine starke Vereinfachung darstellt, scheint dieses Vorgehen in Anbetracht der geringen Marktanteile der Technologien (siehe Abbildung 6) zweckmäßig und zulässig zu sein.

Im letzten Schritt werden im für diese Arbeit zentralen Modell, PowerACE-Europe³, die Stützjahre 2020, 2030, 2040 und 2050 simuliert, wobei jeweils alle Mitgliedstaaten der EU-27 sowie Norwegen und die Schweiz dargestellt werden. Das Modell ermittelt in einer Optimierung über den gesamten Zeithorizont mit den zur Verfügung stehenden Optionen die kosteneffiziente Variante, um in allen Ländern und allen Stunden der Jahre die Stromnachfrage zu decken. Hierbei werden bereits existierende Kraftwerke und Pumpwasserspeicher sowie ihre jeweilige technische Lebensdauer berücksichtigt. Zentrale Ergebnisse der Simulation sind dabei sowohl der zukünftige Ausbau als auch der Einsatz der Optionen, sowie daraus resultierende Ergebnisse wie Brennstoffeinsatz, Emissionen und Kosten.

3 Die Modellierung als lineares Problem

In dem Modell PowerACE-Europe wird die Optimierung des Stromsystems durch die Lösung eines linearen Problems durchgeführt. Die Zielfunktion beinhaltet dabei Kapital- und Betriebskosten für den Bau und Betrieb von Kraftwerken, Stromspeichern und Kuppelkapazitäten, Kosten für Brennstoffe sowie Kosten für den Erwerb von Emissionsrechten. Diese werden auf ein (beliebiges) Jahr der Simulation abgezinst, um eine Vergleichbarkeit der Investitionsmöglichkeiten aus Investorensicht zu erhalten.

Weiterhin müssen bei der Optimierung mehrere Nebenbedingungen (NB) eingehalten werden.

1. Die Nachfrage muss in allen Ländern in allen Stunden gedeckt werden. Hierbei werden die Stromproduktion aus erneuerbaren sowie konventionellen Kraftwerken und aus Speicherkraftwerken, sowie Ex- und Importe berücksichtigt.
2. Die Erzeugung der Kraftwerke kann maximal so hoch sein wie die installierte Leistung multipliziert mit der statistischen Verfügbarkeit der Technologie. Ebenso können Interkonnektoren nur im Rahmen ihrer maximalen Kapazität Strom transportieren.
3. Speicherkraftwerke können nur innerhalb ihrer technischen Restriktionen arbeiten; ihre Möglichkeiten, Strom einzuspeichern oder zu produzieren sind durch die installierte Kapazität und das Volumen des Speichers begrenzt.
4. Die Stromproduktion aus EE wird als unflexibel angenommen. Ausgenommen hiervon sind feste und gasförmige Biomasse, bei denen 75 % der installierten Kapazität regelbar sind, sowie Speicherwasserkraftwerke, die als vollständig regelbar

³ Das verwendete Modell ist eine Weiterentwicklung des agentenbasierten Modells PowerACE, siehe u.a. Sensfuß (2008).

angenommen werden. Dabei müssen aber gewisse durch die durchschnittliche Jahresproduktion vorgeschriebene Grenzen eingehalten werden.

Des Weiteren gehen technische Gegebenheiten, wie Verluste in Leitungen und Speichern als NB in das Problem ein. Auch einige Unterschiede der betrachteten Länder, wie die Verfügbarkeit von Braunkohle oder Atomausstiegsgesetze werden als NB simuliert. Das Problem wird von der kommerziellen Solver-Software IBM ILOG CLPEX gelöst und die Ergebnisse dann im Modell weiterverarbeitet.

Die Darstellung als lineares Problem führt dazu, dass einige technische Gegebenheiten nicht oder und andere nur stark vereinfacht abgebildet werden können. So können beispielsweise Mindeststillstandzeiten, welche den Einsatz von großen Kraftwerken beeinflussen, nicht berücksichtigt werden. Hierbei muss jedoch bedacht werden, dass eine stundenscharfe Simulation über mehrere Jahre sehr große Anforderungen an den Arbeitsspeicher und die Rechenleistung stellt: Das vorliegende Modell benötigt einen Arbeitsspeicher von mindestens 90 GB, auf einem Server mit zwölf Kernen mit je 3,04 GHz benötigt das Modell ca. 20 Stunden, um eine Lösung zu ermitteln.

4 Szenarioannahmen

Für die folgenden Analysen werden zwei verschiedene Szenarien betrachtet. Im Baseline-Szenario werden die derzeit existierenden Klimapolitiken mit bestehender Intensität fortgeschrieben. Die betrifft insbesondere die Förderung Erneuerbarer Energien sowie den europäischen Emissionsrechtehandel ETS. Im zweiten Szenario „Strengthened Intensities“ (SI) werden die Intensitäten der Klimaschutzmaßnahmen verstärkt, um eine (nahezu) vollständige Dekarbonisierung des Stromsektors zu ermöglichen.

Es gibt kein klares Ziel, wie weit die Emissionen des Stromsektors im Rahmen des Klimaschutzes gesenkt werden müssen, da dies von den Zielen und Erfolgen in anderen Sektoren und Ländern weltweit abhängt. Dennoch kommen die meisten Forschungsarbeiten zu dem Schluss, dass es kosteneffizient ist, die Emissionen des Stromsektors in Europa auf nahezu null zu senken, da Emissionsvermeidung in vielen anderen Sektoren kostspieliger ist. In dieser Arbeit wird unter einer (nahezu) vollständigen Dekarbonisierung des Stromsektors eine Reduktion der CO₂-Emissionen um 95 % gegenüber 1990 verstanden.

Im Folgenden werden die exogenen Eingangsdaten der Simulation dargestellt. Viele zentrale Parameter wie Stromnachfrage sowie Brennstoff- und ETS-Preise werden an vorläufige Modellergebnisse des *Planbureau voor de Leefomgeving* (PBL) im EU-Projekt RESPONSES angelehnt⁴.

4.1 Stromnachfrage

Beide Szenarien sind durch einen stetigen Anstieg der Stromnachfrage geprägt. Zwischen 2008 und 2050 steigt die Nettostromnachfrage um 61 % im Baseline-Szenario, sowie um 49 % im SI-Szenario. Dies entspricht einem Anstieg um 1,15 % bzw. 0,95 % pro Jahr. Obwohl im SI-Szenario die Nachfrage einzelner Sektoren durch Effizienzmaßnahmen

⁴ Die finalen Ergebnisse werden zeitnah auf www.responsesproject.eu detailliert vorgestellt werden.

gesenkt werden kann, entsteht durch eine Energieträgerverschiebung in Richtung Strom neue Nachfrage. In diesem Zusammenhang sind insbesondere Elektromobilität und Wärmepumpen zu nennen.

Die jährlichen Nachfragedaten werden anhand von veröffentlichten Profilen in stündliche Nachfrage umgewandelt. Diese werden von ENTSO-E (ENTSO-E 2011): sowie von verschiedenen nationalen Übertragungsnetz- und Strombörsenbetreibern veröffentlicht.

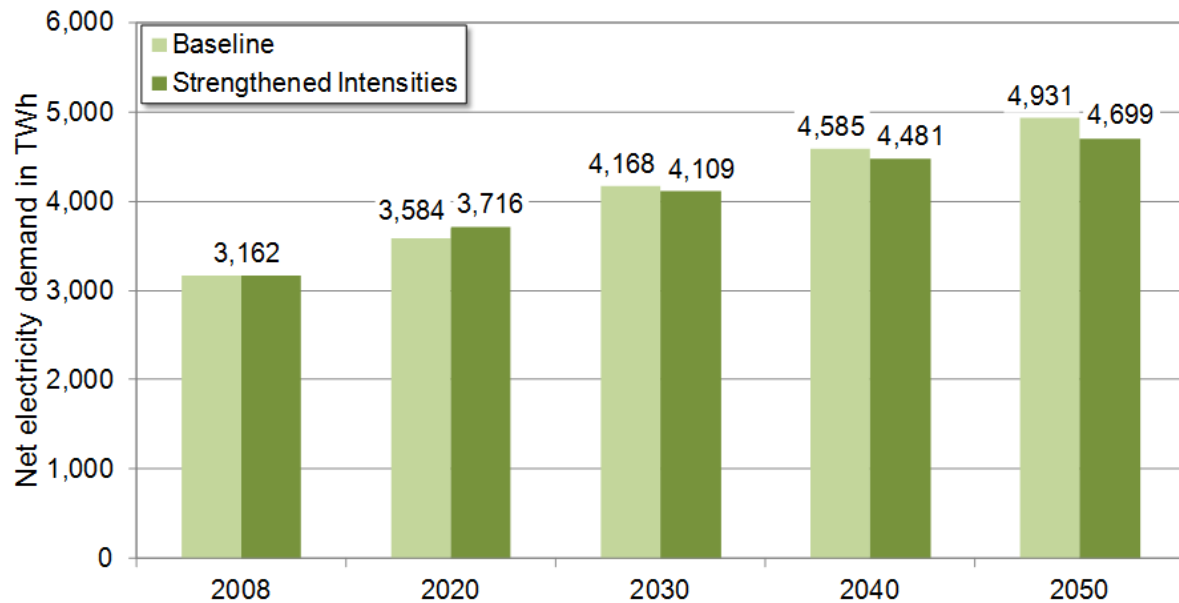


Abbildung 1: Nettostromnachfrage in den Szenarien. Quelle: Vorläufige Daten von PBL im Projekt RESPONSES.

4.2 Preise für Brennstoffe und Emissionsrechte

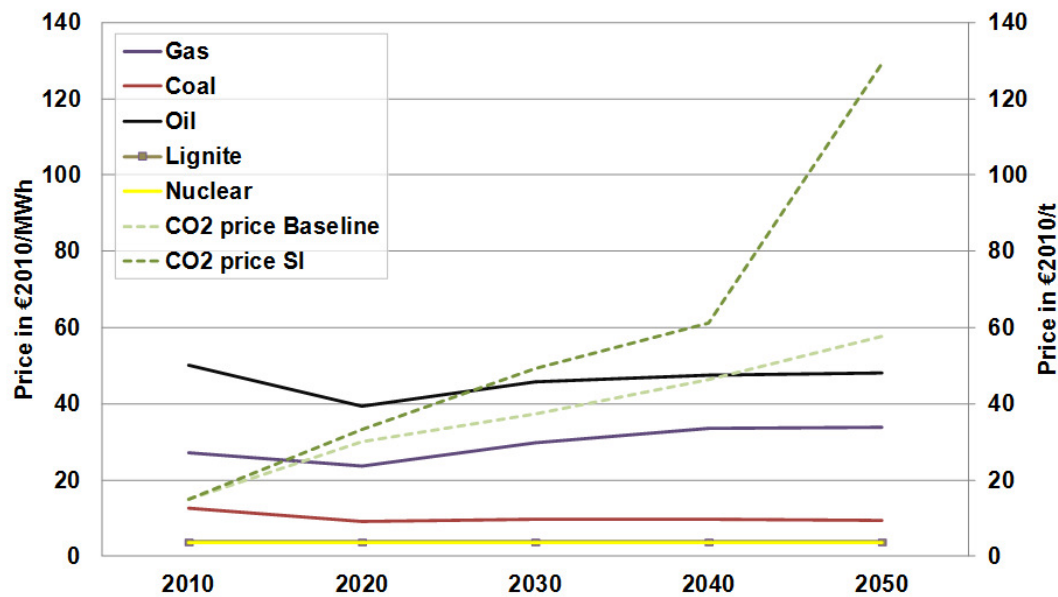


Abbildung 2: Preise für Brennstoffe und Emissionsrechte. Quelle: : Vorläufige Daten von PBL im Projekt RESPONSES und IEA (2010).

Die Entwicklungen der Preise für Brennstoffe und Emissionsrechte sind in Abbildung 2 dargestellt. Die Preisentwicklungen für Gas, Kohle und Öl entstammen den Berechnungen von PBL im Baseline-Szenario und werden aus Gründen der Vergleichbarkeit in beiden hier betrachteten Szenarien verwendet. Der Preispfad für Emissionsrechte in der Baseline basiert auf den Analysen der IEA im World Energy Outlook 2009 (IEA 2009) bzw. Energy Technology Perspectives 2010 (IEA 2010). Im Baseline-Szenario steigt der CO₂-Preis bis zum Jahr 2050 auf 57 EUR/t an, der Preispfad im SI-Szenario entstammt den Analysen von PBL. In diesem Szenario steigt der CO₂-Preis im Zuge der weltweiten Klimaschutzpolitiken, welche ein Erreichen des 2°C-Ziels anstreben, nach 2040 stark an.

4.3 Technoökonomische Annahmen

Wie in Abschnitt 3 beschrieben, optimiert das Modell den Zubau an konventionellen Kraftwerken, Stromspeichern und Kuppelkapazitäten. Im Folgenden werden die dabei verwendeten technoökonomischen Annahmen erläutert.

Der derzeitige Bestand an Kraftwerken, Pumpspeichern und Kuppelkapazitäten ist in Modelldatenbanken detailliert abgebildet. Die einzelnen Kraftwerke müssen über Brennstoffe und Wirkungsgrade zu Clustern zusammengefasst werden, um die Anzahl der Nebenbedingungen und Variablen im linearen Programm in handhabbaren Größen zu halten. Für den zukünftigen Zubau stehen dem Modell die in Tabelle 1 dargestellten Optionen zur Verfügung, im Modell wird ein Abschreibungszinssatz von 12 % angenommen. Die Daten entstammen einer institutseigenen Datenbank sowie einer breiten Recherche über Kraftwerkstechnologien. Für CCS-Kraftwerke ist hier besonders die Metastudie über existierende und geplante Kraftwerke von Finkenrath (2011) zu erwähnen.

Tabelle 1: Modellierte Kraftwerkstechnologieoptionen (Auszug für die Jahre 2020 und 2050).

Technologie	Baujahr	Investment [€/kW]	O&M [€/(kW*a)]	Abschrei- bungsdauer [years]	Wirkungs- grad [%]	CO ₂ Ab- scheidungs- rate [%]
Kernkraft	2020	3.500	80	40	35%	0%
	2050	3.500	80	40	35%	0%
Kohle	2020	1.300	30	40	46%	0%
	2050	1.250	30	40	47%	0%
Kohle m. CCS	2020	2.275	40	40	37%	85%
	2050	2.188	40	40	39%	90%
Braunkohle	2020	1.600	40	40	44%	0%
	2050	1.450	40	40	45%	0%
Braunkohle m. CCS	2020	2.800	40	40	35%	85%
	2050	2.538	40	40	37%	90%
GuD	2020	864	15	30	58%	0%
	2050	750	15	30	61%	0%
GuD m. CCS	2020	1.149	20	30	50%	88%
	2050	938	20	30	56%	92%
Gasturbine	2020	400	15	30	40%	0%
	2050	350	15	30	42%	0%

Die Kosten für eine Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen den Ländern werden auf Basis der Längen zwischen den über die Nachfrage gewichteten Mittelpunkten der Länder ermittelt. Basierend auf den Berechnungen von ECF (2010) werden hierbei spezifische Investitionen von 1.000 EUR/(kW*MW) unterstellt, wobei hier bereits von einem gewissen Anteil Hochspannungsgleichstromleitung und Erdkabeln ausgegangen wird. Die Verluste betragen 0.01 % pro km Übertragungslänge. Unterseekabel haben im Model spezifische Investitionen von 1.667 EUR, basierend auf veröffentlichten Kostendaten der NorGer-Leitung (NorGer 2010). Die Verluste der Seekabel werden einzeln berechnet.

Die Modellierung der Stromspeicher ist aus mehreren Gründen anspruchsvoll. Zum einen ist die Datenlage schon bezüglich existierender Pumpspeicher unzureichend, da zwar für die meisten Länder die installierte Pump- und Turbinenleistung bekannt ist, die jeweiligen Reservoirgrößen in Kubikmetern oder Energieeinheiten in den meisten Fällen jedoch nicht bekannt ist und daher geschätzt werden muss. Für die Betrachtung als lineares Problem stellen Speicher insoweit eine Herausforderung dar, als dass die Werte der Variablen, die den Speicherstand beschreiben, von den Variablen des Speicherstands in allen anderen Stunden abhängen. Die Berücksichtigung von Speichern hat daher starke Auswirkungen auf die zum Lösen des Problems benötigte Rechenzeit. Des Weiteren ist unklar, wie groß die existierenden Potentiale für neue Pumpspeicherwasserkraftwerke (PSW) in den einzelnen Ländern sind. Für einige Länder, beispielsweise Norwegen, scheinen zumindest aus technischer Sicht Potentiale zu existieren, in den meisten Ländern können jedoch aufgrund technischer und regulatorischer Beschränkungen nur noch vereinzelt PSW gebaut werden. Auch das Potential für (adiabate) Druckluftspeicher (AA-CAES) ist noch nicht systematisch

für ganz Europa erforscht, es deutet sich jedoch an, dass dieses um Größenordnungen über dem Potential für PSW liegt.

Im Modell wird die Unsicherheit bezüglich Speicher dadurch abgefangen, dass die techno-ökonomischen Parameter so gewählt werden, dass sie sowohl für PSW als auch für zukünftige AA-CAES im realistischen Bereich liegen. Dies ist beispielweise für Tagesspeicher der Fall, also Speicherkraftwerke, deren Speichergöße ca. acht Stunden lang eine Produktion mit Nennleistung des Kraftwerks erlaubt. Hierbei scheinen für beide Speicherkraftwerkstypen spezifische Investitionen von 1.000 EUR/kW inklusive Speicher möglich zu sein. Für beide Technologien werden 20 % Verluste zwischen Ein- und Ausspeicherung sowie ein Zinssatz von 10 % angenommen. Bei der Interpretation der Ergebnisse muss daher beachtet werden, dass die Annahmen in Bezug auf Druckluftspeicher als optimistisch anzusehen sind und daher als eine obere Abschätzung angesehen werden sollten.

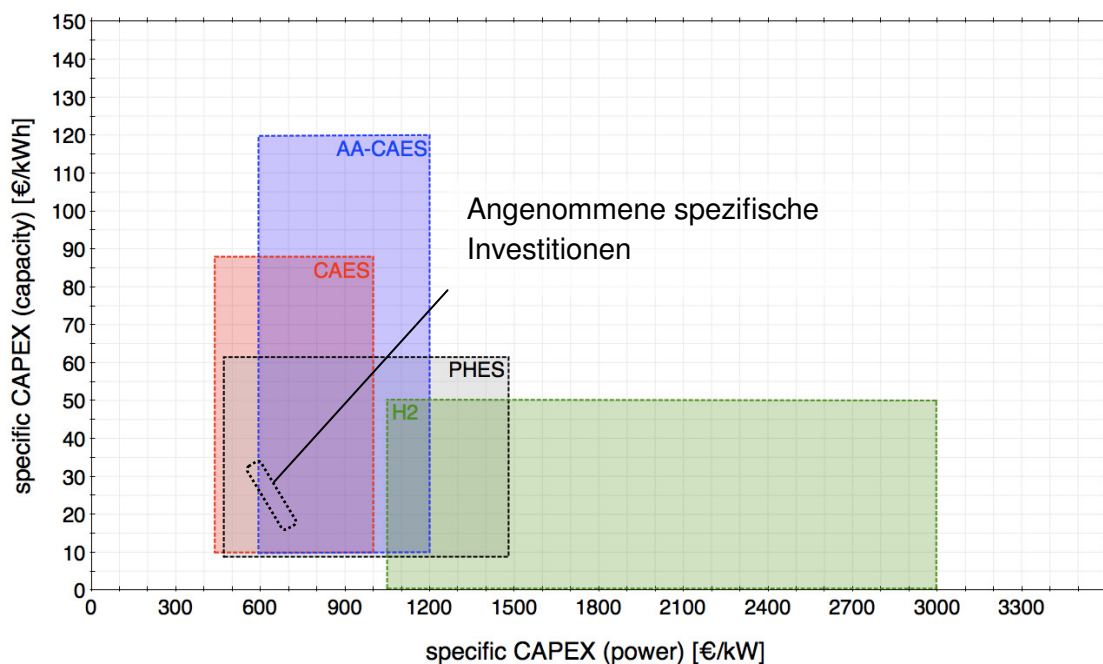


Abbildung 3: Spezifische Investitionen großskaliger Speichertechnologien.

5 Ergebnisse

Ein einzelner Modelllauf generiert eine sehr große Anzahl an Daten, welche Rückschlüsse auf Entwicklungen in den Szenarien und die Unterschiede zwischen diesen zulassen. Wie bereits erwähnt, betrachtet das Modell dabei nicht nur den Zubau an installierter Leistung und die Summe der erzeugten elektrischen Energie über die Jahre, sondern optimiert den Einsatz für jede einzelne Stunde. Exemplarisch ist ein solcher Dispatch in Abbildung 4 dargestellt. Durch den großen Zeithorizont und den großen geografischen Rahmen sollten die Ergebnisse jedoch nicht als Vorhersage verstanden werden. Vielmehr lassen sich durch die Szenarioanalyse bestimmte Entwicklungen beobachten, welche für die Weiterentwicklung des Stromsystems im Sinne einer Dekarbonisierung von Bedeutung sind. Einige in dieser Hinsicht zentrale Aspekte werden im Folgenden vorgestellt.

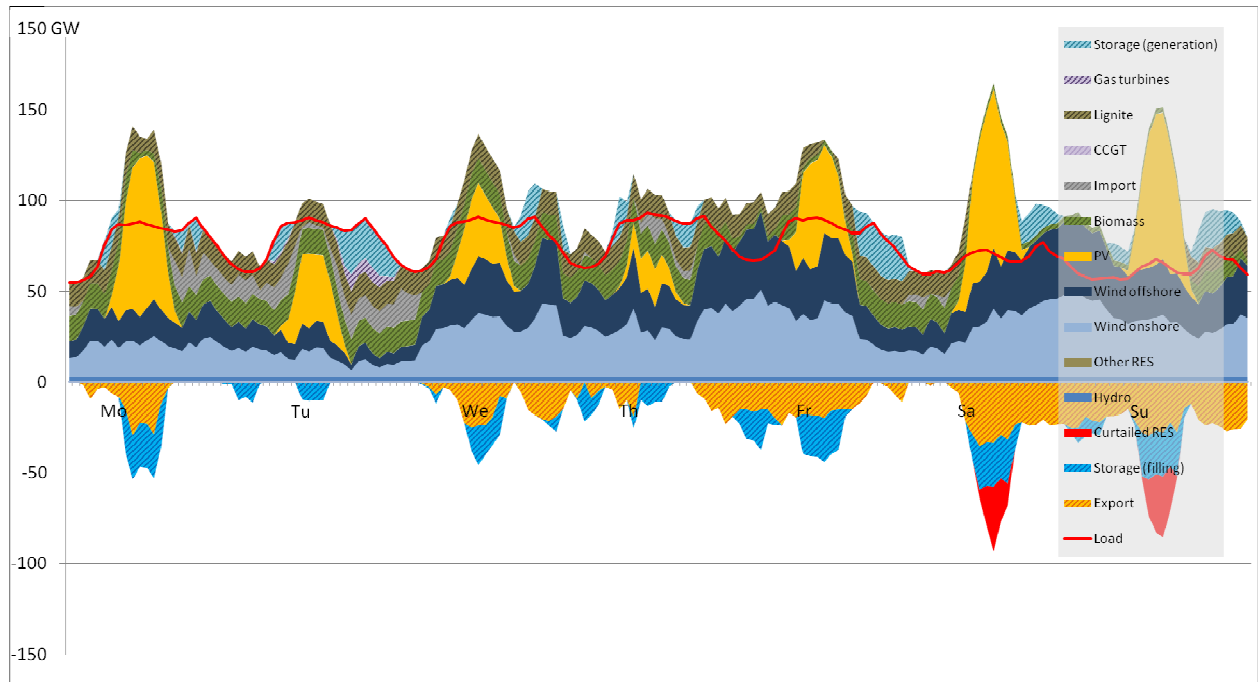


Abbildung 4: Beispiel eines stundenscharfen Dispatchs, Deutschland im Jahr 2050 im SI-Szenario, KW 42 auf Basis der meteorologischen Daten des Jahres 2008.

Beobachtung 1: Bei gleichbleibenden Anstrengungen im Bereich des Klimaschutzes sind die derzeit existierenden Politikinstrumente nicht in der Lage, eine nahezu vollständige Dekarbonisierung des europäischen Stromsystems zu erreichen.

Wie in Abbildung 5 auf der linken Seite dargestellt, erreichen die existierenden Politiken zwar einen starken Rückgang der Emissionen, verfehlen jedoch das Ziel einer Dekarbonisierung um mindestens 95 % deutlich: Im Jahr 2050 werden noch 400 Mt CO₂ emittiert, was einer Reduktion um 71 % gegenüber den Emissionen im Jahr 1990 entspricht. Die Gründe für das Verfehlen des Ziels werden in den folgenden Abschnitten näher erläutert.

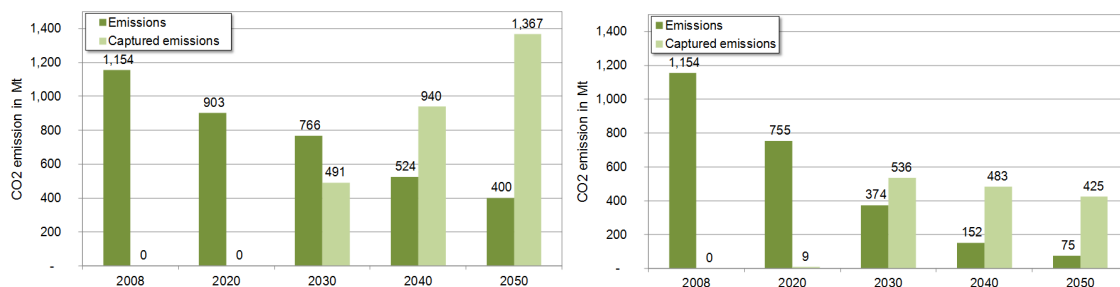


Abbildung 5: In die Atmosphäre entweichende und durch CCS gespeicherte Emissionen in den Szenarien Baseline (links) und SI (rechts).

Beobachtung 2: Um eine nahezu vollständige Dekarbonisierung des Stromsektors zu erreichen, sind ein starker Ausbau erneuerbarer Energien und ein hoher CO₂-Preis notwendig.

Die Anforderungen, die eine Dekarbonisierung des Stromsektors stellt, werden aus dem Vergleich der Szenarien in Bezug auf installierte Kapazität und Erzeugung deutlich, dargestellt in Abbildung 6. Im Baseline-Szenario erfolgt bereits eine starke Umstrukturierung des Stromsektors: Der Großteil der in diesem Szenario bis 2050 zugebauten Stromerzeugungskapazitäten nutzt EE, im Jahr 2050 werden ca. 54 % der Nachfrage mit Strom aus EE gedeckt. Der Anstieg des CO₂-Preises führt dazu, dass ein Großteil der konventionellen Kraftwerke mit CCS-Technologien ausgestattet wird. Dennoch ist es aufgrund des niedrigen Preises in den ersten Jahren unter bestimmten Voraussetzungen noch rentabel, Kohlekraftwerke ohne CCS zu errichten. Hierbei muss beachtet werden, dass die Investitionen im Modell unter der Annahme einer „perfect foresight“ geschehen. Die Erwartung (bzw. das Wissen), dass der CO₂-Preis in Zukunft stark steigt, ist erforderlich, um Investitionen in CCS-Technologien zu incentivieren.

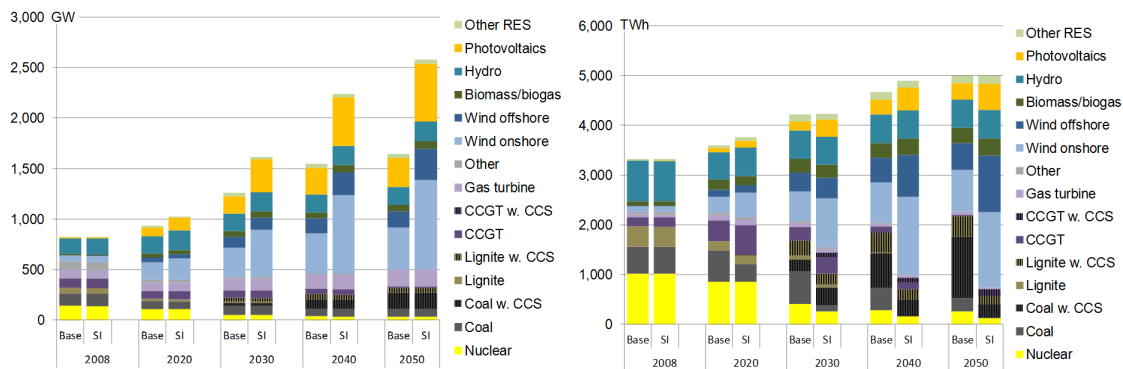


Abbildung 6: Entwicklung der installierten Leistung (links) und Erzeugung (rechts).⁵

Im SI-Szenario ist der Ausbau von EE stark beschleunigt, hierfür werden dem Modell ResInvest, welches die politikgetriebene Diffusion modelliert, höhere EE-Ziele vorgegeben. Im Jahr 2050 wird in diesem Fall 81 % der Nettostromnachfrage durch EE gedeckt. Dieser starke Zuwachs ist jedoch unter den angenommenen technischen Parametern notwendig: Im Modell wird davon ausgegangen, dass CCS-Technologien bis zum Jahr 2050 Abscheideraten von 90-92 % erreichen. Dies kann als eine vorsichtige Schätzung angesehen werden, da insbesondere mit Oxyfuel-Verfahren höhere Raten realisierbar sind (Finkenrath 2011). Andererseits ist zu bedenken, dass möglicherweise nicht in allen Regionen ausreichend CCS-Lagerstätten vorhanden sind oder einzelne Länder CCS aus ihren Energiestrategien ausschließen. Dennoch ist zu betonen, dass die erreichbaren Abscheideraten einen sehr starken Einfluss auf das mögliche Technologieportfolio haben: Niedrige Abscheideraten beschränken die Menge an erzeugtem Strom, die in einem Dekarbonisierungsszenario mit CCS-Technologien erzeugt werden kann.

⁵ Die Erzeugung ist vor dem Abregeln von fluktuierender Erzeugung dargestellt. Es kann also nicht die gesamte Erzeugung aus Erneuerbarer Energie tatsächlich genutzt werden.

Beobachtung 3: Der Anteil der Kernenergie nimmt bis 2050 durch den Zubau an fluktuierender EE stark ab.

Im Baseline- und SI-Szenario sinkt die installierte Leistung an Kernkraftwerken von ca. 135 GW in 2008 auf 31 GW bzw. 17 GW ab. Der Hauptgrund hierfür ist in beiden Fällen der Ausbau an EE. Durch den fluktuierenden Charakter von Wind- und Solarenergie sinkt die Anzahl der Stunden mit einer positiven Residuallast, d.h. der Stunden, in denen konventionelle Kapazität binnenländisch zur Deckung der Nachfrage genutzt werden kann. Durch die stündliche Betrachtung über alle Jahre wird deutlich, dass durch Exporte zwar die Auslastung der Kraftwerke erhöht werden kann, dieser Effekt jedoch durch Importe kompensiert wird. Insgesamt schrumpft der Markt für Kraftwerke, die auf Grundlastbetrieb ausgelegt sind. Diese Entwicklung betrifft alle Erzeugungstechnologien, welche ihre hohen spezifischen Investitionen durch niedrige variable Kosten ausgleichen. In beiden Szenarien sinkt die Auslastung der konventionellen Kraftwerke, und es entsteht ein Bedarf an Erzeugungstechnologien, die ihre höheren variablen Kosten mit niedrigeren Kapitalkosten ausgleichen, also Mittel- und Spitzenlastkraftwerke.

Beobachtung 4: Der Bau von großskaligen Stromspeichern lohnt sich nur in Gebieten mit einem sehr hohen Anteil an fluktuierender Erzeugung.

In der öffentlichen Diskussion um die Notwendigkeit von neuen Stromspeichern wird der steigende Anteil fluktuierender Erzeugung als zentrales Argument angeführt. Durch die steigende Einspeisung von Wind- und Solarenergie kommt es verstärkt zu Situationen, in denen das Angebot die Nachfrage übersteigt, also eine negative Residuallast vorliegt. Stromspeicher können genutzt werden, um den Überschussstrom zu speichern und dann in Stunden mit geringerer Erzeugung aus fluktuierender EE zu nutzen.

Im in dieser Studie eingesetzten Modell PowerACE-Europe erfolgt der Zubau an Speichern unter kostenminimierenden Gesichtspunkten. Es besteht kein Zwang, Überschussstrom zu speichern. In Stunden negativer Residuallast hat das Modell implizit drei Möglichkeiten, welche auch in Abbildung 4 deutlich erkennbar sind.

1. Das Modell kann den Überschussstrom exportieren, wofür eventuell die Übertragungskapazität der Netze erhöht werden muss. Diese Variante ist in vielen Fällen die bevorzugte, da die damit verbundenen Verluste (je nach Leitungslänge) recht gering sind.
2. Das Modell kann den Strom speichern, wofür eventuell ein Zubau an Speichern erfolgen muss. Diese Variante wird insofern vom Modell eher nachrangig gewählt, als dass die auftretenden Verluste in der Regel höher sind.
3. Das Modell kann die Produktion aus EE abregeln. Dies geschieht nur, wenn mehrere Bedingungen erfüllt sind: Die Interkonnektoren sind voll ausgelastet bzw. es besteht in den Nachbarregionen keine Nachfrage, für die der Überschussstrom eingesetzt werden könnte. Eine Erhöhung der Leitungskapazität ist unökonomisch, da die zusätzliche Übertragungskapazität nicht häufig genug eingesetzt werden könnte. Analoges gilt für die Speicher: Entweder laufen die Pumpen auf Vollast oder der Speicher ist bereits gefüllt, und der Bau weiterer Speicher lohnt sich aufgrund zu niedriger Auslastung nicht. Nur wenn alle diese Bedingungen erfüllt sind, wird im Modell die EE-Erzeugung abgeregelt und nicht genutzt.

Hier zeigt sich eine Stärke des eingesetzten Modellinstrumentariums: Der stark von der Stromerzeugung aus EE abhängende Ex- und Import wird stundenscharf über das ganze

Jahr betrachtet und erlaubt es daher, das ökonomische Optimum des Netz- und Speicherausbaus dynamisch zu bestimmen.

Beobachtung 5: Der Ausbau von großskaligen Stromspeichern ist erst bei einem sehr hohen EE-Anteil kosteneffizient.

Das Ergebnis für den Zubau an Speicherleistung ist in Abbildung 7 dargestellt. Hierbei zeigt sich, dass im Baseline-Szenario die installierte Speicherleistung nur sehr moderat ansteigt. Im SI-Szenario steigt die Leistung deutlich stärker, hierbei stellt sich bis zum Jahr 2050 eine Verdreifachung der heutigen Speicherleistung als ökonomischste Lösung dar. Es sollte beachtet werden, dass das SI-Szenario mit ca. 64 % fluktuierender Erzeugung in 2050 ein relativ extremes Szenario darstellt.

Insgesamt zeigt sich, dass bei der gewählten Aggregationsebene des Modells ein Speicherneubau erst bei einem hohen Anteil fluktuierender Erzeugung bedeutend wird. Des Weiteren sind hohe CO₂- und Brennstoffpreise Treiber für den Ausbau der Speicher, da sie die Opportunitätskosten für das Abregeln von EE-Erzeugung steigen lassen. In der Realität könnten dennoch kleiner skalierte Speicher für die Verteilnetzebene sinnvoll sein, um lokale Fluktuationen (beispielsweise aus der Stromerzeugung aus Photovoltaik) auszugleichen und so die Netze zu entlasten, in dieser Betrachtung auf Länderebene nicht berücksichtigt sind.

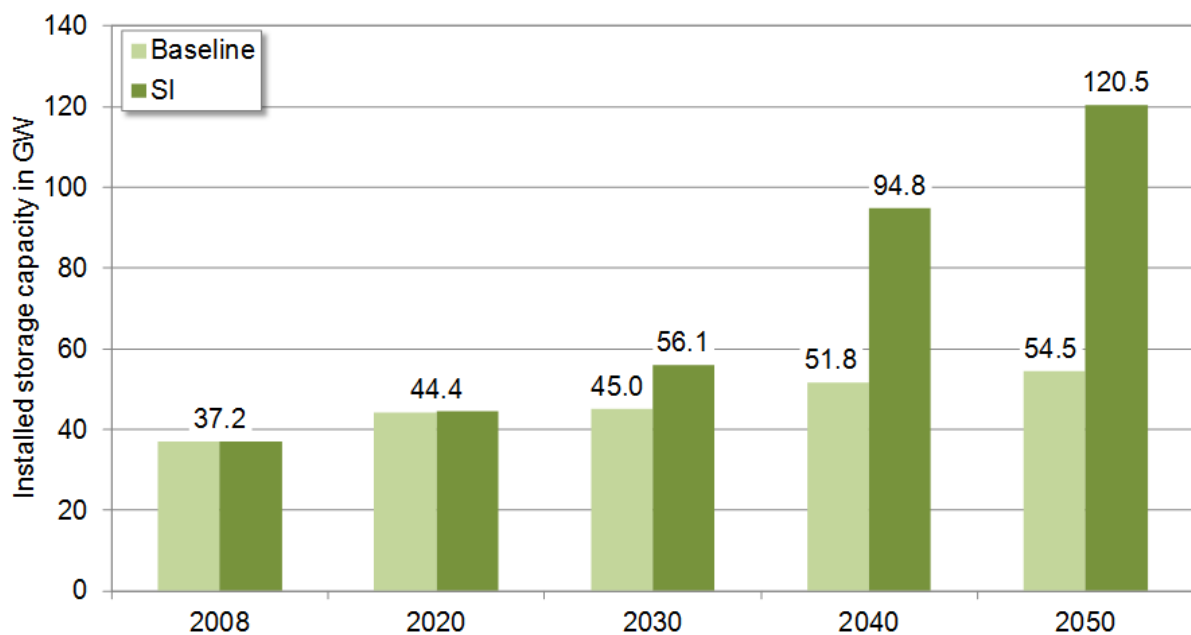


Abbildung 7: Installierte Leistung der Stromspeicher in den beiden Szenarien.

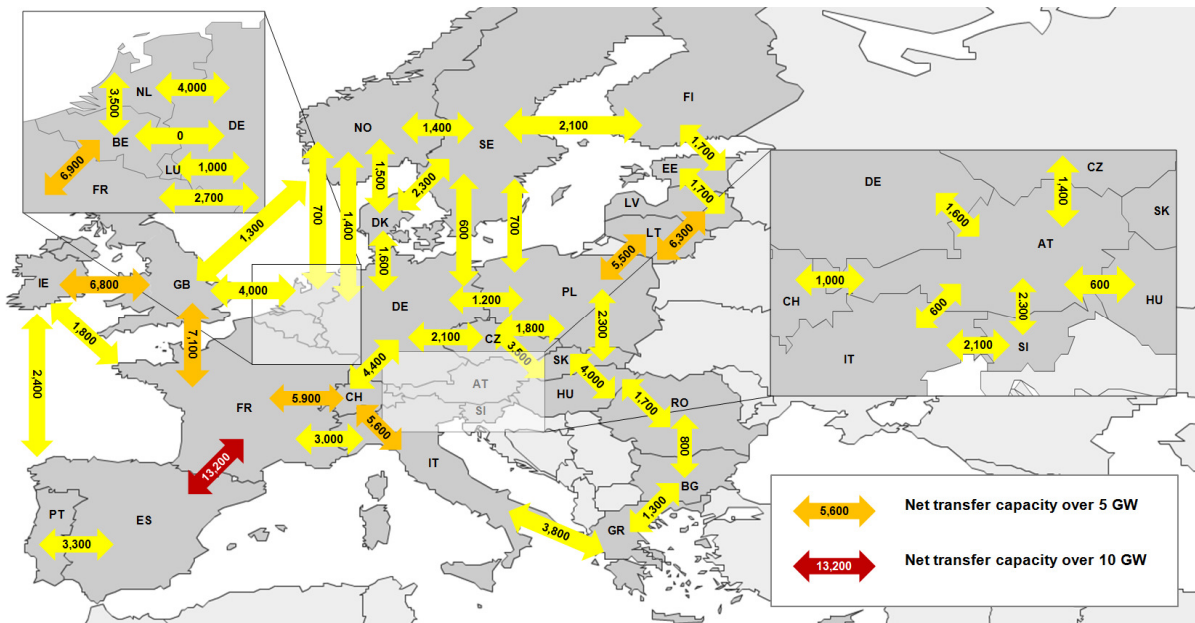


Abbildung 8: Ausbau der Interkonnektoren gemessen in Nettoübertragungskapazitäten (NTC) in MW im Baseline-Szenario im Jahr 2050 (auf Hunderter gerundet).

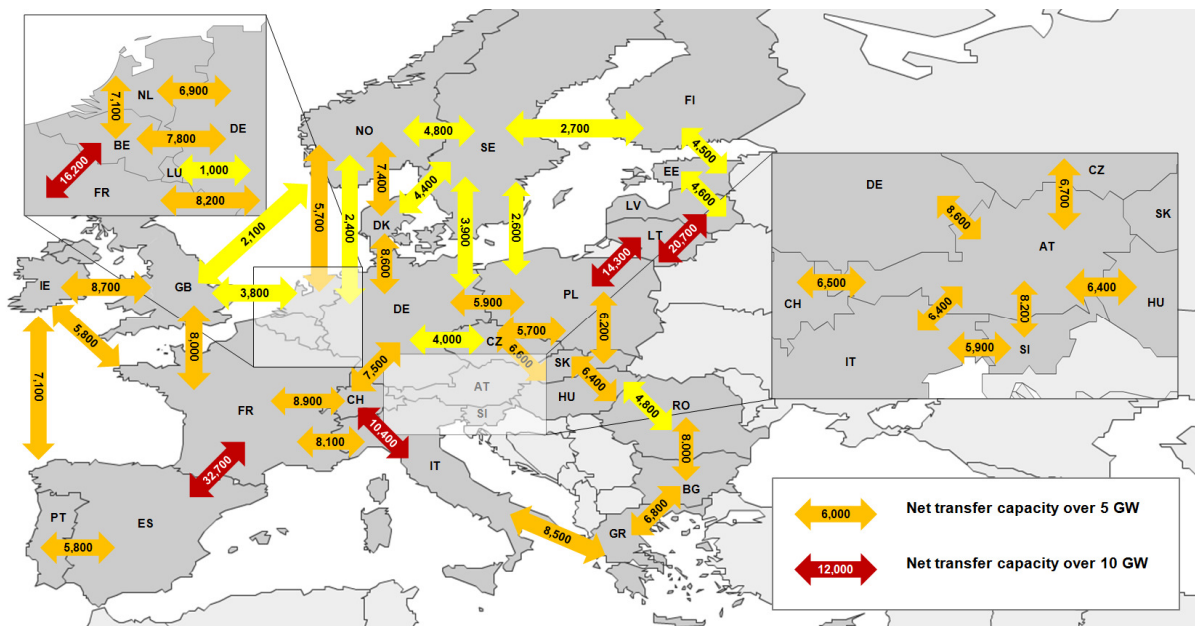


Abbildung 9: Ausbau der Interkonnektoren gemessen in Nettoübertragungskapazitäten (NTC) in MW im SI-Szenario im Jahr 2050 (auf Hunderter gerundet).

Beobachtung 6: Um einen hohen Anteil fluktuierender Erzeugung aus Wind- und Solarenergie ins System zu integrieren, ist ein starker Netzausbau erforderlich.

Wie bereits dargelegt, ist Stromexport im Falle einer Überschussproduktion in den meisten Fällen die ökonomischste Option. Hierfür ist jedoch ein Ausbau der Netze erforderlich. In Abbildung 8 und Abbildung 9 sind die resultierenden Nettotransferkapazitäten für die beiden Szenarien im Jahr 2050 dargestellt. Im Baseline-Szenario steigt die summierte Nettotransferkapazität von derzeit ca. 56 GW auf 137 GW an. Dies entspricht einer Erhöhung um Faktor 2.4. Treiber dieser Entwicklung ist zum einen der Ausbau der fluktuierenden EE, zum anderen aber auch der Anstieg der Stromnachfrage. Im SI-Szenario ist der ökonomische Bedarf des Netzausbaus deutlich höher. Hierbei steigt die

Nettotransferkapazität auf 357 GW, was einer Erhöhung um Faktor 6.3 entspricht. Besonders stark ist der Netzausbau in Regionen, welche geographisch an den „Rändern“ Europas liegen und einen hohen Anteil fluktuierender EE im Strommix haben.

Der Vergleich der Szenarien macht deutlich, wie zwingend notwendig verstärkte Anstrengungen im Bereich des Netzausbaus sind. Die Transformation hin zu einem Stromsystem, dass zu weiten Teilen auf EE basiert, erfordert einen starken Zubau an Übertragungsnetzen, um meteorologisch bedingte Schwankungen in der Erzeugung interregional ausgleichen zu können.

6 Zusammenfassung und Ausblick

In dieser Studie werden die Auswirkungen einer Dekarbonisierung des Stromsektors untersucht und einem Baseline-Szenario, welches das Ziel der Dekarbonisierung verfehlt, gegenübergestellt. Hierbei wird ein Modellverbund eingesetzt, welcher den Ausbau Erneuerbarer Energien anhand von politikgetriebenen Szenarien vorgibt und dann ein dazu kosteneffizientes Portfolio an Kraftwerken, Interkonnektoren und Speichern bestimmt.

Die Gegenüberstellung der Szenarien macht deutlich, dass ein Umstieg auf Erneuerbare Energien nur mit einem massiven Ausbau der Stromnetze möglich ist und dass klare Signale und möglicherweise Eingriffe seitens der Politik oder der regulierenden Organisationen notwendig sind, um Entscheidungen bezüglich Investitionen in Kraftwerkstechnologien in eine Richtung zu lenken, die mit dem 2°C-Ziel vereinbar ist. Hierbei ist insbesondere die Erwartung an stark steigende CO₂-Preise zu nennen, welche die Investitionen in CO₂-arme konventionelle Stromerzeugung vorantreiben kann bzw. muss. Dennoch nimmt in beiden betrachteten Szenarien der Anteil der Kernenergie stark ab, da diese Grundlastkraftwerke mit hohen Kapitalkosten durch den Ausbau fluktuierender EE-Technologien von Mittel- und Spitzenlastkraftwerken verdrängt werden. Des Weiteren zeigt sich, dass bei einer stundenscharfen Betrachtung über das gesamte Jahr ein Ausbau von großskaligen Stromspeichern nur bei einem sehr hohen EE-Anteil kosteneffizient ist.

Aus methodischer Sicht scheint die Modellierung mit stündlicher Auflösung insbesondere bei der techno-ökonomischen Bewertung von Speichern und Übertragungsnetzen Vorteile zu bringen, welche wiederum Auswirkungen auf den kosteneffizienten Ausbau und Einsatz von Kraftwerken hat. In weiteren Szenarien werden nun die Auswirkungen einer verbesserten Energieeffizienz und der damit verbundenen niedrigeren Nettostromnachfrage, sowie die Wirkung einer höheren CO₂-Abscheiderate bei CCS-Kraftwerken untersucht werden.

Danksagung

Die hier vorgestellten Ergebnisse sind Auszüge aus den laufenden Modellierungsarbeiten im EU-Projekt RESPONSES, welches Teil des 7. EU-Rahmenprogramms für Forschung, Technologische Entwicklung und Demonstration ist. Ziel des Projekts ist es, Klimawandelpolitiken zu untersuchen und zu generieren, welche den Klimawandel abschwächen und gleichzeitig die Anpassungsfähigkeit gegenüber den nicht mehr abwendbaren Folgen des Klimawandels erhöhen. Nähere Informationen zu dem Projekt sowie detaillierte Informationen zur Modellierung können unter www.responsesproject.eu aufgerufen werden. Der Autor dankt allen Beteiligten des Projekts für die zielführende Zusammenarbeit.

Literatur

ECF – European Climate Foundation (2010): Roadmap 2050. A practical guide to a prosperous, low-carbon Europe Online verfügbar unter: www.roadmap2050.eu/downloads.

ENTSO-E (2011): *ENTSO-E statistical database*. Online verfügbar unter: www.entsoe.eu/resources/data-portal/

Europäische Kommission (2010): *Limiting Global Climate Change to 2 degrees Celsius. The way ahead for 2020 and beyond*. COM(2007) 2 final. Brüssel.

Europäische Kommission (2011): *Transparency Platform. National Renewable Energy Action Plans, Database of Member States documents*. Online verfügbar unter: http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/action_plan_en.htm.

Finkenrath, M. (2011): *Cost and Performance of Carbon Dioxide Capture from Power Generation*. International Energy Agency Working Paper.

Held, A. M. (2010): *Modelling the future development of renewable energy technologies in the European electricity sector using agent-based simulation*. Fraunhofer Verlag. München.

IEA (2010): *Energy Technology Perspectives 2010*. IEA/OECD, Paris.

IEA (2009): *World Energy Outlook 2009*. IEA/OECD, Paris.

NorGer (2010): *Cost information on NorGer Interconnection*. Online verfügbar unter: <http://www.norger.biz/>. Zuletzt aufgerufen am 13.08.2010, zurzeit nicht mehr verfügbar.

Schubert, G. (2012): Modellierung der stündlichen Photovoltaik- und Windstromeinspeisung in Europa. 12. Symposium Energieinnovation, Graz, 2012 (angenommen).

Sensfuß, F. (2008): *Assessment of the impact of renewable electricity generation on the German electricity sector. An agent-based simulation approach*. Dissertation. Universität Karlsruhe (TH). Fortschritt-Berichte Reihe 16 Nr. 188. VDI Verlag. Düsseldorf.

UNFCCC (2011): *Greenhouse gas data*. Online verfügbar auf: <http://unfccc.int>. Abgerufen am 28.11.2011.