

WASSERSTOFF ALS FLEXIBILITÄTSOPTION IM EUROPÄISCHEN STROMSEKTOR

Benjamin Lux, Benjamin Pfluger, Frank Sensfuß

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Breslauer Straße 48 76131
Karlsruhe Deutschland, +49 721 6809-474, benjamin.lux@isi.fraunhofer.de,
www.isi.fraunhofer.de

Kurzfassung: Das Papier nimmt die öffentliche Diskussion um synthetische Kraftstoffe als Teillösung einer sektorübergreifenden Emissionsreduktion auf. Im Rahmen einer Szenarioanalyse wird diskutiert, welche Rolle Wasserstoff insbesondere als Flexibilitätsoption im europäischen Stromsektor spielen kann. Dabei werden unterschiedliche Ambitionsniveaus bei der Dekarbonisierung, die Konkurrenz mit anderen Flexibilitätsoptionen und die Auswirkungen einer exogenen Wasserstoffnachfrage aus dem Verkehrssektor berücksichtigt.

Keywords: Sektorkopplung, Power-to-Gas, Stromspeicher, Flexibilität, Wasserstoff, Modellierung

1 Einleitung

Mit dem Klimaabkommen von Paris 2015 hat die Staatengemeinschaft ihren Willen zur Bekämpfung des anthropogen verursachten Klimawandels bekräftigt und sich zum Ziel gesetzt, den Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur möglichst auf 1,5 °C - höchstens jedoch auf 2 °C - über das präindustrielle Niveau zu begrenzen (UNFCCC 2015). Um das 2 °C Ziel zu erreichen hat die Europäische Kommission (2011) als Zielmarke für das Jahr 2050 eine 80 prozentigen Reduktion der Treibhausgasemissionen innerhalb der Europäischen Union (EU) auf Basis der Werte von 1990 ausgegeben.

Eine Treibhausgasreduktion in diesem Ausmaß ist eine sektorübergreifende Herausforderung. Neben dem Stromsektor sind auch die Sektoren Industrie, Haushalte, Verkehr und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen durch den Einsatz fossiler Brennstoffe substantiell für die Emission von Treibhausgasen verantwortlich. Dem Stromsektor fällt bei der Bewältigung dieser Herausforderung eine zentrale Rolle zu. Zum einen ist er mit etwa einem Drittel für den größten Teil der europäischen Treibhausgasemissionen verantwortlich. Zum anderen ermöglicht er durch eine sukzessive Umstellung von einer fossilen auf eine regenerative Stromerzeugung auch Dekarbonisierungsoptionen für andere Sektoren: So umfasst etwa der technologische Lösungsraum zur Emissionsreduktion im Verkehr neben der ressourcenbedingt begrenzten Nutzung von Biokraftstoffen auch eine unmittelbare Elektrifizierung oder den Einsatz von aus Strom erzeugten Kraftstoffen wie Wasserstoff oder synthetischen Kohlenwasserstoffen. Die "energietechnische und energiewirtschaftliche Verknüpfung von Strom, Wärme, Mobilität und industriellen Prozessen sowie deren Infrastrukturen mit dem Ziel einer Dekarbonisierung" (BDEW 2017) wird als Sektorkopplung bezeichnet.

Die zentrale Herausforderung eines Energiesystems, das auf erneuerbaren Energien wie Sonnen- und Windenergie basiert, ist deren wetterbedingt fluktuierende Verfügbarkeit. In

einem dekarbonisierten Stromerzeugungssystem können diese Fluktuationen nicht mehr in relevantem Umfang durch konventionelle Kraftwerke ausgeglichen werden. Pfluger et al. (2017) kommen zu dem Schluss, dass die überregionale Synchronisierung von Angebot und Nachfrage über ein leistungsstarkes europäisches Stromnetz die kostengünstigste Flexibilitätsoption darstellt. Trotz den ökonomischen Vorzügen stehen einem starken Netzausbau oftmals große Akzeptanzprobleme entgegen. Ob strombasierte Kraftstoffe eine alternative klimafreundliche und kosteneffiziente Flexibilitätsoption sein können, ist Gegenstand der aktuellen politischen und wissenschaftlichen Diskussion (vgl. bspw. Gerhard et al. 2015). Einerseits haben synthetische Kraftstoffe durch ihre kostengünstige und langfristige Speicherbarkeit das Potenzial, als Stromspeicher die Flexibilität des Energiesystems zu erhöhen. Darüber hinaus sind diese Energieträger in vielen Prozessen der Industrie und der Mobilität etabliert und können diese ohne größere technische Umstrukturierungen „von außen“ dekarbonisieren. Andererseits ist die klimaneutrale Erzeugung strombasierter Kraftstoffe durch die zusätzlichen Umwandlungsschritte mit Mehrkosten und wirkungsgradbedingten Verlusten behaftet. Diese Verluste erhöhen den Bedarf an erneuerbarem Strom gegenüber einer direkten Stromnutzung ohne zwischengeschaltete Umwandlungsschritte. Einer der zur Diskussion stehenden synthetischen Kraftstoffe ist Wasserstoff.

In diesem Konferenzpapier soll die folgenden zentrale Forschungsfrage adressiert werden:

Welche Rolle kann Wasserstoff als saisonaler Stromspeicher und Flexibilitätsoption im europäischen Energiesystem spielen?

Wasserstoff kann dabei unter einigen Gesichtspunkten als exemplarisch für synthetische Brennstoffe angesehen werden. Die übergeordnete Fragestellung wird im Folgenden mit Hilfe des Energiesystemmodells *Enertile*¹ untersucht. Zunächst werden das Bestandsmodell beschrieben und die im Rahmen dieser Arbeit erfolgten Modellerweiterungen dargestellt. Anschließend werden anhand von drei Arbeitshypothesen die Kernpunkte der aktuellen öffentlichen Diskussion aufgenommen und im Rahmen einer Szenarioanalyse erörtert. Das Papier schließt mit einer Zusammenfassung der Ergebnisse.

2 Methodik

2.1 Das Energiesystemmodell *Enertile*

Zur Untersuchung der Forschungsfrage wird das am Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI entwickelte Energiesystemmodell *Enertile*² verwendet. Es ermöglicht zu gegebenen Rahmenbedingungen kosteneffiziente Entwicklungspfade des Energiesystems bis zum Jahr 2050 zu bestimmen.

2.1.1 Bestandsmodell

In *Enertile* wird die europäische Strom- und Wärmeversorgung als lineares Optimierungsproblem dargestellt. Die Zielfunktion wird durch die Summe über die

¹ <http://www.enertile.eu>

² Eine detaillierte Modellbeschreibung findet sich in Pfluger (2014).

diskontierten Kapital- und Betriebskosten aller modellierten Erzeugungs-, Netz- und Speichertechnologien abgebildet. Im Ergebnis wird der Ausbau und der Einsatz aller Elemente des Strom- und Wärmesystems einem Kostenoptimum zugeführt.

Die zentralen Nebenbedingungen des Optimierungsproblems fordern,

- dass exogen vorgegebene Strom- und Wärmenachfragen in jeder betrachteten Region zu jeder Stunde eines Stützjahres zur Deckung gebracht werden,
- dass die Erzeugung einer Kraftwerkseinheit die installierte Leistung dieser Einheit nicht übersteigt,
- dass der Stromfluss zwischen betrachteten Regionen nicht die maximale Übertragungsleistung der jeweiligen Interkonnektoren übersteigt,
- und dass Speichereinheiten nur innerhalb der Grenzen ihrer technischen Parametrierung agieren; das heißt, dass die ein- oder ausgespeicherte Energiemenge in einem Zeitschritt die jeweilige installierte Leistung nicht übersteigt und dass die minimale und maximale Speicherkapazität zu keinem Zeitpunkt verletzt wird.

Darüber hinaus können politische Vorgaben wie globale oder regionale CO₂-Minderungsziele oder bestimmte EE-Ausbauziele, sowie technische Restriktionen, wie Verluste in Speichern und Netzen, als Nebenbedingungen eingebunden werden.

Neben den exogen vorgegebenen Strom- und Wärmenachfragen gehen verschiedene technische und wirtschaftliche Daten in *Enertile* ein, um das Optimierungsproblem zu parametrieren:

- Für die einzelnen abgebildeten konventionellen Erzeugungstechnologien werden Werte für spezifische Investitionen, Kosten für Wartung und Instandhaltung, Wirkungsgrad, technische Verfügbarkeit und genutzter Energieträger in einer Datenbank hinterlegt und dem Modell zur Verfügung gestellt.
- Die Preise für Energieträger und CO₂-Zertifikate gehen als Eingangswerte in die Optimierung ein.
- Die Stromerzeugungspotentiale aus regenerativen Energien werden vor der Optimierung auf Basis hochaufgelöster GIS-Daten ermittelt. Flächen, die prinzipiell zur erneuerbaren Stromerzeugung genutzt werden können, werden zunächst anhand der vorherrschenden Flächennutzung (Naturschutzgebiete, Gebäude, Landwirtschaft, militärische Zonen, etc.) und des Terrains (Steigung, Bodenbeschaffenheit, etc.) bestimmt. Dann werden unter Berücksichtigung historischer Wetterdaten und technischer Anlageninformationen regional spezifische Stromerzeugungsprofile für die verschiedenen erneuerbaren Erzeugungstechnologien in einer stündlichen Auflösung generiert. Durch die Verwendung realer Wetterdaten werden die Wechselwirkungen zwischen Anlagenstandorten und Erzeugungstechnologien abgebildet. Im Ergebnis stehen *Enertile* für die Systemoptimierung regionale Kostenpotenzialkurven für die jeweiligen erneuerbaren Erzeugungstechnologien zur Verfügung.

Als Ergebnisse der Optimierung gibt *Enertile* den Ausbau und stündlichen Einsatz des erneuerbaren und konventionellen Kraftwerksparks, sowie der Energiespeicher und Übertragungsnetze aus. Weiterhin lassen sich der notwendige Brennstoffeinsatz, die resultierenden Emissionen und die Kosten der einzelnen Komponenten und des Gesamtsystems darstellen.

2.1.2 Modellerweiterung um ein Wasserstoffmodul

EnerTILE hat einen modularen Aufbau, sodass neue Technologien, wie beispielsweise Power-to-Gas Anlagen, einfach in die bestehende Modellstruktur integriert werden können. Im Rahmen dieses Konferenzpapiers wird dem Modell ein vielseitig einsetzbares „Wasserstoffmodul“ als zusätzliche Flexibilitätsoption zur Verfügung gestellt. Das neue Modul setzt sich aus der formalen Beschreibung von drei Komponenten zusammen: einem Elektrolyseur, einem Wasserstoffspeicher, der je nach Szenario auch Nachfragen des Verkehrssektors bedienen kann und einer Rückverstromungsinstanz.

Das neue Modul erzeugt neue stündliche Nebenbedingungen, die fordern, dass Wasserstoffnachfrage und -angebot stets ausgeglichen sind.

Für den Elektrolyseur wird im Jahr 2050 eine spezifische Investition von 500 Euro/kW_{el}, eine Lebensdauer von 20 Jahren und ein elektrischer Wirkungsgrad von 80 % angenommen. Der Wert für spezifische Investitionen geht, wie der anderer Technologien, als diskontierter Parameter einer Kapazitätsvariablen in die Zielfunktion ein. Die Stromnachfrage des Elektrolyseurs ist modellendogen und geht in die zentrale Strombilanzgleichung ein. Der erzeugte Wasserstoff ist Teil der Wasserstoffbilanzgleichung.

Als Rückverstromungsinstanz ist ein Gaskraftwerk mit einer spezifischen Investition von 500 Euro/kW_{el}, einer Lebensdauer von 20 Jahren und einem elektrischen Wirkungsgrad von 40 % implementiert. Seine Kapazitäts- und Erzeugungsvariablen gehen wie in die Problemformulierung wie ein konventionelles Gaskraftwerk ein. Zusätzlich tritt es als Wasserstoffnachfrager in der Wasserstoffbilanzgleichung auf.

Die Größe des Wasserstoffspeichers ist an der Kapazität des rückverstromenden Gaskraftwerks ausgerichtet: Sie wird auf 1.000 Vollaststunden der Spitzenrückverstromung gesetzt. Der Speicher muss in der ersten und in der letzten Stunde des Stützjahres jeweils zur Hälfte gefüllt sein. Neben der Bedienung des Wasserstoffbedarfs aus der Rückverstromung kann der Speicher auch exogen vorgegebene Nachfragen aus anderen Sektoren, wie z.B. dem Verkehrssektor, decken

2.2 Szenarioanalyse

Im Rahmen dieses Konferenzbeitrages wird die in Wissenschaft und Politik aufgeworfene Frage nach der möglichen Rolle von Wasserstoff als Flexibilitätsoption in einem Energiesystem mit einem hohen Durchdringungsgrad erneuerbarer Energien aufgenommen, und anhand verschiedener Szenarien für das Stützjahr 2050 diskutiert. Betrachtet werden jeweils die Länder der Europäischen Union inklusive Norwegen und der Schweiz. Strukturiert wird die Diskussion anhand von drei Arbeitshypothesen, die im Folgenden kurz motiviert werden.

Ausgangspunkt der Szenarioanalyse ist ein *Referenzszenario*, indem das europäische Energiesystem ohne das neuentwickelte Wasserstoffmodul abgebildet wird. Die Dekarbonisierung des Stromsektors wird durch einen CO₂-Preis von 100 Euro/t_{CO2} angereizt. In einem ersten Vergleich wird dem kostenoptimalen Ergebnis des *Referenzszenarios* das Ergebnis des sogenannten *Basisszenarios* gegenübergestellt. Das *Basisszenario* unterscheidet sich vom *Referenzszenario* lediglich durch die im Wasserstoffmodul hinterlegte

zusätzliche Option, Strom in Wasserstoff umzuwandeln, diesen zu speichern und wieder zurück zu verstromen.

Für ein Stromerzeugungssystem mit einem hohen Anteil erneuerbarer Erzeugungstechnologien stellen insbesondere die Extremfälle von Stunden hoher Residuallast – durch sehr niedrige EE-Einspeisung – und negativer Residuallast – durch einen Überschuss an EE-Einspeisung – Herausforderungen dar. Stehen dem System neben den dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien konventionelle Kraftwerkstypen zur Verfügung, kann eine auftretende hohe Residuallast z. B. durch flexibel einsetzbare Gaskraftwerke gedeckt werden. Der ökonomische Einsatz dieser Spitzenlastkraftwerke ist dabei maßgeblich von den vorherrschenden Brennstoff- und CO₂-Kosten abhängig. Strombasierte, klimaneutrale Kraftstoffe könnten das heute eingesetzte Erdgas in Gaskraftwerken ersetzen. Daraus leitet sich folgende erste These ab:

Arbeitshypothese 1: *Ein höheres Ambitionsniveau beim Klimaschutz erhöht die Attraktivität von Wasserstoff als Stromspeicher.*

Diese Hypothese wird in einem zweiten Szenarienvergleich untersucht, in welchem der CO₂-Preis gegenüber dem *Basisszenario* in zwei Schritten erhöht wird. Um höhere Klimaschutzambitionen im Modell abzubilden, wird der CO₂-Preis im *Hohe-Dekarbonisierung-Szenario* auf 200 Euro/t_{CO2} und im *Maximale-Dekarbonisierung-Szenario* auf 400 Euro/t_{CO2} fixiert. Im Vergleich der drei Szenarien *Basisszenario*, *Hohe-Dekarbonisierung-Szenario* und *Maximale-Dekarbonisierung-Szenario* soll Arbeitshypothese 1 überprüft werden.

Auf Stunden negativer Residuallast, also lokale EE-Überschüsse im Stromsystem kann *Energietile* in der bisherigen Modellversion auf drei Arten reagieren (Pfluger 2012):

- Der regional auftretende Überschussstrom kann in Nachbarregionen exportiert werden. Hierzu müssen gegebenenfalls die Interkonnektorenkapazitäten ausgebaut werden.
- Der Überschussstrom kann eingespeichert werden. Hierzu müssen gegebenenfalls Speicher zugebaut werden.
- Der Überschussstrom aus Erneuerbaren Energien kann abgeregelt werden.

Jede dieser Varianten ist mit Verlusten, bzw. im Fall der Abregelung mit Opportunitätskosten, für das Stromsystem behaftet. Das Modell wird immer die Möglichkeit vorziehen, die die Systemkosten über alle Stunden einem Minimum zuführt. Bisherige Arbeit haben gezeigt, dass ein Ausbau der Interkonnektoren im Vergleich eine sehr kostengünstige Antwort des Systems auf negative Residuallast ist (Pfluger et al. 2017), und vom Modell in hohem Umfang eingesetzt wird. In der Realität stößt der Netzausbau häufig auf öffentlichen und politischen Widerstand. Können Netzausbaumaßnahmen nicht oder nicht schnell genug umgesetzt werden, müssen andere Flexibilitätsoptionen an deren Stelle treten. Dies lässt folgende Hypothese zu:

Arbeitshypothese 2: *Höhere Restriktionen beim Netzausbau erhöhen die Attraktivität von Wasserstoff als Flexibilitätsoption.*

Im *Basisszenario* ist die Übertragungsleistung zwischen jeweils zwei betrachteten Regionen auf 20 GW begrenzt. Um Arbeitshypothese 2 zu prüfen, wird diese Begrenzung im Szenario *Restriktiver Netzausbau* auf 10 GW verkleinert und im Szenario *Extensiver Netzausbau* auf 40 GW erhöht, und die Optimierungsergebnisse jeweils mit dem *Basisszenario* verglichen.

Synthetische Kraftstoffe können nicht nur als Stromspeicher fungieren, sondern auch in anderen Sektoren zum Einsatz kommen und diese gegebenenfalls "von außen" dekarbonisieren. Um die entstehende Kraftstoffnachfrage, beispielsweise aus dem Verkehrssektor, bedienen zu können, müssen entsprechende Erzeugungs- und Speicherinfrastrukturen geschaffen werden. Diese Infrastrukturen können auch im Sinne einer Doppelnutzung den Rückverstromungseinheiten zugänglich gemacht werden. Eine dem Modell zur Versorgung des Verkehrssektors vorgegebene Wasserstoffnachfrage könnte eine höhere Auslastung und Wirtschaftlichkeit der Elektrolyseure und Speicher erreichen, wenn darüber hinaus auch Wasserstoff für eine spätere Rückverstromung miterzeugt wird:

Arbeitshypothese 3: *Die endogene Wasserstoffnachfrage aus dem Verkehrssektor bietet Mitnahmeeffekte für die Nutzung von Wasserstoff als Stromspeicher.*

Zur Überprüfung dieser These werden jährliche Wasserstoffnachfragen aus dem Verkehrssektor für jede der betrachteten Regionen im Modell hinterlegt. Die verwendeten europäischen Verkehrsnachfragen stammen aus dem Primes Referenzszenario für das Jahr 2050 (Europäische Kommission 2016). Diese jährlichen Nachfragen werden auf alle Stunden des Jahres gleichverteilt und müssen aus dem Wasserstoffspeicher des neuen Wasserstoffmoduls gedeckt werden. Darüber hinaus kann das Modell den Speicher weiterhin als Stromspeicher nutzen. Für dieses *Mobilitätsszenario* wird ein CO₂-Preis von 200 Euro/t_{CO2} unterstellt. Zur Diskussion von Arbeitshypothese 3 wird das *Mobilitätsszenario* mit dem *Hohe-Dekarbonisierung-Szenario* verglichen.

3 Ergebnisse

Im Folgenden werden die Ergebnisse der unterschiedlichen Szenarien vorgestellt und vergleichend analysiert.

3.1 Ergebnisse des Referenz- und Basisszenarios

Die Optimierungsergebnisse des *Referenzszenarios* zeigen, dass schon bei einem CO₂-Preis von 100 Euro/t_{CO2} ein Großteil des erzeugten Stroms in Europa aus erneuerbaren Energien gewonnen wird (vgl. Abbildung 1): Im Jahr 2050 werden etwa 90 % der Nachfrage aus regenerativen Quellen gedeckt. Die wichtigste erneuerbare Erzeugungstechnologie ist die Windkraft an Land. Sie deckt mit etwa 553 GW installierter Leistung etwa 52 % der europäischen Stromnachfrage. Aus dem konventionellen Technologieportfolio werden nur die Kern- und Gaskraftwerke eingesetzt. Braun- und Steinkohlekraftwerke können unter dem gegebenen CO₂-Preis nicht mit den übrigen Erzeugungstechnologien konkurrieren und leisten keinen Beitrag zum Erzeugungsmix. Gaskraftwerke kommen hauptsächlich in Stunden hoher Residuallast als Flexibilitätsoption zum Einsatz. Die Spitzenlastdeckung aus der Verbrennung von Erdgas führt zu jährlichen CO₂ Emissionen von etwa 22 Mt in Europa. Dies entspricht einer Reduktion der Emissionen im Stromsektor um etwa 95 % gegenüber 1990.

Die zusätzliche Flexibilitätsoption im *Basisszenario*, Strom in Form von Wasserstoff zwischen zu speichern, wird in Kontinentaleuropa in der Optimierung kaum genutzt. Lediglich auf den Inseln Großbritannien und Irland werden insgesamt etwa 11 GW Elektrolyseursleistung zur Wasserstofferzeugung und 15 GW Gaskraftwerksleistung zur Rückverstromung installiert. Diese Kapazitäten nutzt der Optimierer um etwa 9 TWh rückverstromten Wasserstoff zu

speichern. Zur Erzeugung des Wasserstoffs wird die installierte Windkraftleistung in diesen beiden Regionen um 6 GW (5 %) erhöht, während gleichzeitig die Abregelung erneuerbarer Energien um etwa 3 TWh (17 %) gesenkt werden kann. Der in Form von Wasserstoff gespeicherte erneuerbare Strom ermöglicht die Stromerzeugung aus fossilem Erdgas weiter um 5 TWh (72 %) zu senken. Durch die Substitution von fossilem Erdgas durch Wasserstoff in Großbritannien und Irland sinken die CO₂ Emissionen des Gesamtsystems um weitere 4 Mt gegenüber dem Referenzszenario auf insgesamt 18 Mt.

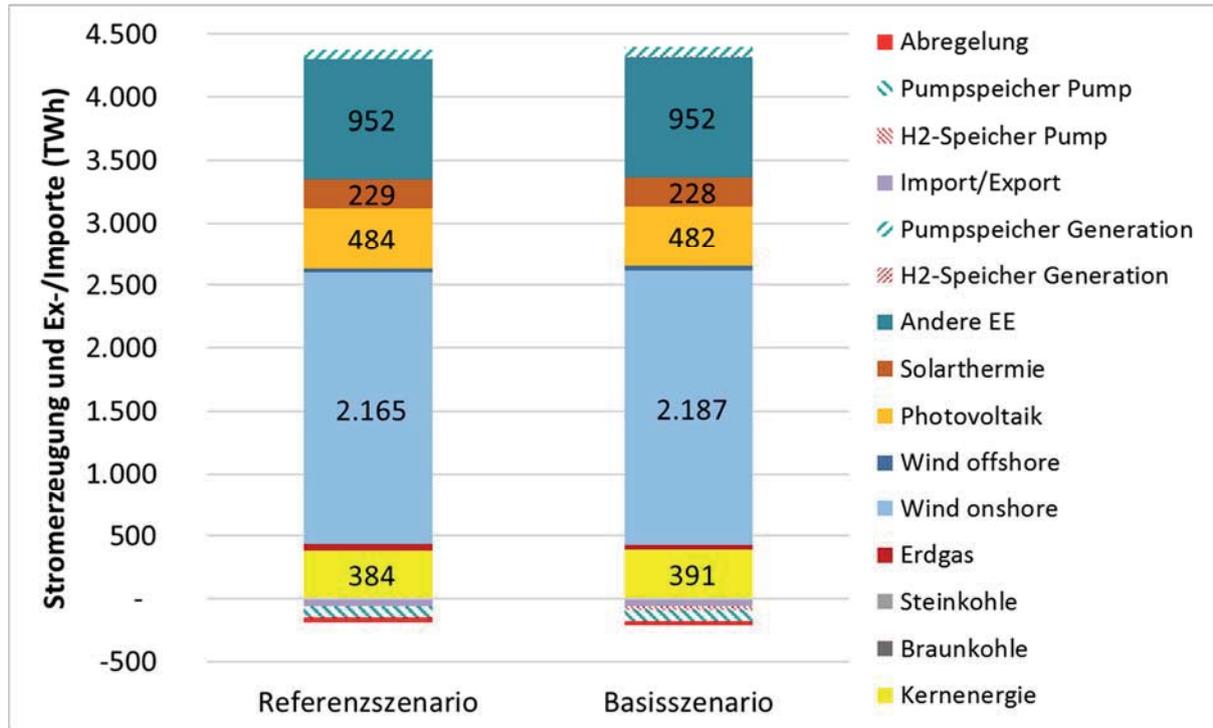


Abbildung 1 Optimierungsergebniss des Referenz- und Basisszenarios. Dargestellt werden die erneuerbare und konventionelle Stromerzeugung, Ex- und Importe und Stromerzeugung und -verbrauch durch Speichertechnologien in TWh.

Insgesamt lässt sich aus diesem ersten Szenarienvergleich die Beobachtung festhalten, dass aus Systemsicht die Nutzung von Wasserstoff als Stromspeicher am gewählten Arbeitspunkt nur für Regionen mit eingeschränktem Zugang zum europäischen Stromnetz attraktiv ist. Dabei ist zu beachten, dass der interregionale Austausch über Stromnetze in diesem Szenario neben Stromspeichern die einzige CO₂-freie Flexibilitätsoption ist. Ist diese Option wie auf den Britischen Inseln nur eingeschränkt verfügbar, erhöht dies die Konkurrenzfähigkeit von Wasserstoff. Bei einem CO₂-Preis von 100 Euro/t_{CO2} und einem Erdgaspreis von 40 Euro/MWh ist es in Kontinentaleuropa systemisch günstiger, auftretende regionale Versorgungsengpässe über das Stromnetz und den geringfügigen Einsatz von fossilem Erdgas auszugleichen, oder in existierenden Pumpspeichern zwischenzuspeichern. Lediglich in Großbritannien und Irland, am Rand des Systems, leistet Wasserstoff einen Beitrag zur Systemflexibilisierung.

3.2 Ergebnisse der CO₂-Preisvariation

Nachfolgend werden die Ergebnisse der Szenarien *Hohe-Dekarbonisierung* und *Maximale-Dekarbonisierung* im Vergleich zum *Baisszenario* diskutiert um die Wechselwirkung zwischen CO₂-Preis und Wasserstoff als Stromspeicher zu untersuchen (Arbeitshypothese 1).

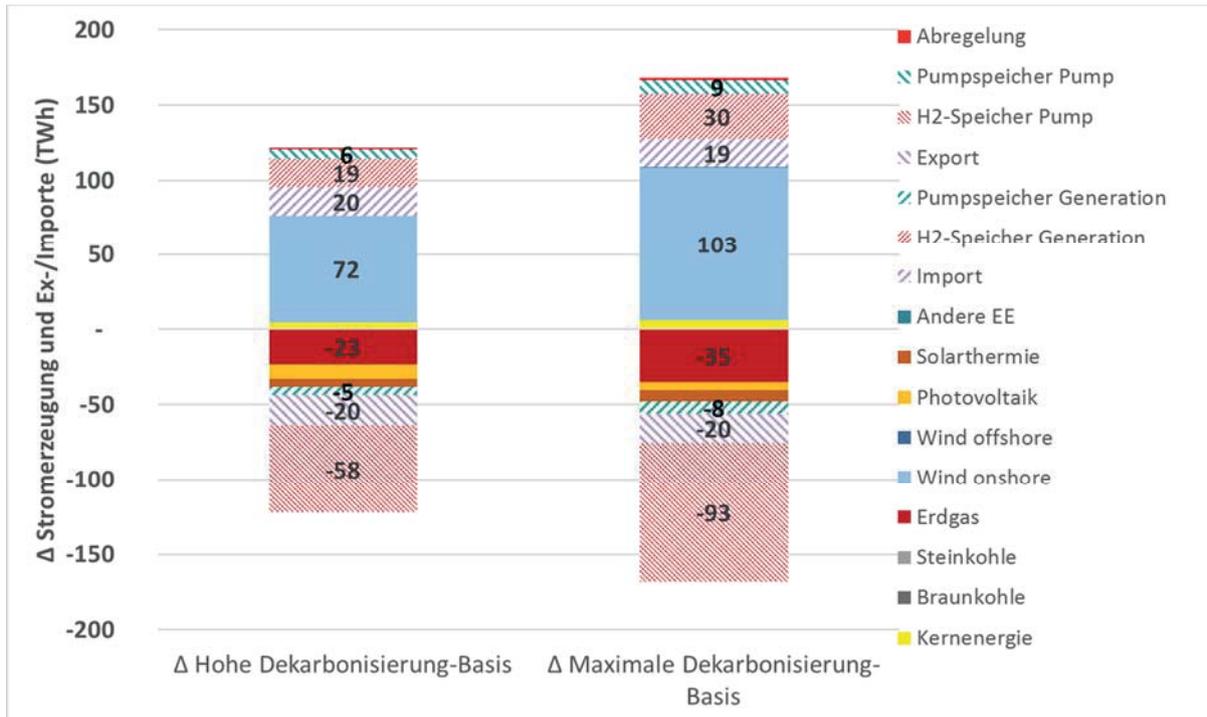


Abbildung 2 Optimierungsergebnis der Szenarien Hohe-Dekarbonisierung und Maximale-Dekarbonisierung. Dargestellt werden jeweils die Differenzen in erneuerbarer und konventioneller Stromerzeugung, Ex- und Importen und Stromerzeugungen und -verbräuchen durch Speichertechnologien im Vergleich zum Basisszenario in TWh.

Eine schrittweise Erhöhung des CO₂-Preises auf 200 Euro/t_{CO2} im Szenario *Hohe-Dekarbonisierung* und auf 400 Euro/t_{CO2} im Szenario *Maximale-Dekarbonisierung* hat zur Folge, dass der Einsatz von fossilem Erdgas zur Stromerzeugung in Spitzenlaststunden sukzessive gegenüber dem *Basisszenario* reduziert wird (vgl. Abbildung 2). Im *Maximale-Dekarbonisierung*-Szenario wird lediglich in Malta, aufgrund fehlender erneuerbarer Potenziale, 2 TWh Strom aus Erdgas erzeugt. Im Gegenzug werden sowohl die verfügbaren Flexibilitätsoptionen ausgebaut, als auch insbesondere neue Windkraftpotenzialflächen erschlossen. Im *Hohe-Dekarbonisierung*-Szenario werden etwa 23 TWh weniger Strom aus fossilem Erdgas erzeugt als im *Basisszenario*. Diese Strommenge wird zu etwa 87 % durch die Verstromung von sogenanntem Windgas - also mit Hilfe von Windenergie erzeugtem Wasserstoff - ersetzt. Im *Maximale-Dekarbonisierung*-Szenario, in dem die Erdgasverstromung weiter reduziert wird, erfolgt eine analoge Substitution. Im Gegensatz zum *Basisszenario* wird in beiden Dekarbonisierungsszenarien auch in Kontinentaleuropa Wasserstoff als Stromspeicher eingesetzt. Der Hauptanteil der Wasserstoffnutzung findet mit etwa 70 % aber weiterhin auf den Britischen Inseln statt. Insgesamt bleibt der Einsatz von rückverstromtem Wasserstoff sowohl im Szenario *Hohe-Dekarbonisierung* mit etwa 27 TWh als auch im Szenario *Maximale-Dekarbonisierung* mit etwa 39 TWh überschaubar. Zur Erzeugung des Wasserstoffs wird die Erzeugung aus Onshore Windkraft gegenüber dem *Basisszenario* um 72 TWh im *Hohe-Dekarbonisierung*-Szenario beziehungsweise um 103 TWh im *Maximale-Dekarbonisierung*-Szenario erhöht. Dabei erfolgt der Windkraftausbau nicht zwangsläufig dort, wo die Erdgassubstitution stattfindet, sondern an den günstigen Windstandorten mit hinreichender europäischer Netzanbindung. Der Ausbau erfolgt hauptsächlich in Großbritannien, Irland, Polen und Deutschland. Im Vergleich zum *Basisszenario* werden in beiden *Dekarbonisierungsszenarien* trotz Wasserstoffnutzung europaweit etwa 6 TWh (17 %) mehr erneuerbare Energien abgeregelt.

Es zeigt sich, dass durch eine Erhöhung des CO₂-Preises der Einsatz von Gaskraftwerken als Flexibilitätsoption zur Spitzenlastdeckung zunehmend unattraktiv wird. Für das Modell wird eine Substitution von Erdgas durch aus Strom erzeugten Wasserstoff insbesondere dann attraktiv, wenn die Erdgasbeschaffungs- und CO₂-Kosten die Erzeugungskosten des Wasserstoffs übersteigen. Arbeitshypothese 1, die besagt, dass ein höheres Ambitionsniveau beim Klimaschutz die Attraktivität von Wasserstoff als Stromspeicher erhöht, wird damit durch die Modellergebnisse bestätigt.

3.3 Ergebnisse der Netzrestriktionsvariation

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Szenarien *Extensiver Netzausbau* und *Restriktiver Netzausbau* dargestellt und in Abbildung 3 mit dem *Basisszenario* verglichen. Ziel ist die Wechselwirkung zwischen unterschiedlichen Begrenzungen beim Netzausbau und der Verwendung von Wasserstoff als Stromspeicher zu untersuchen (Arbeitshypothese 2).

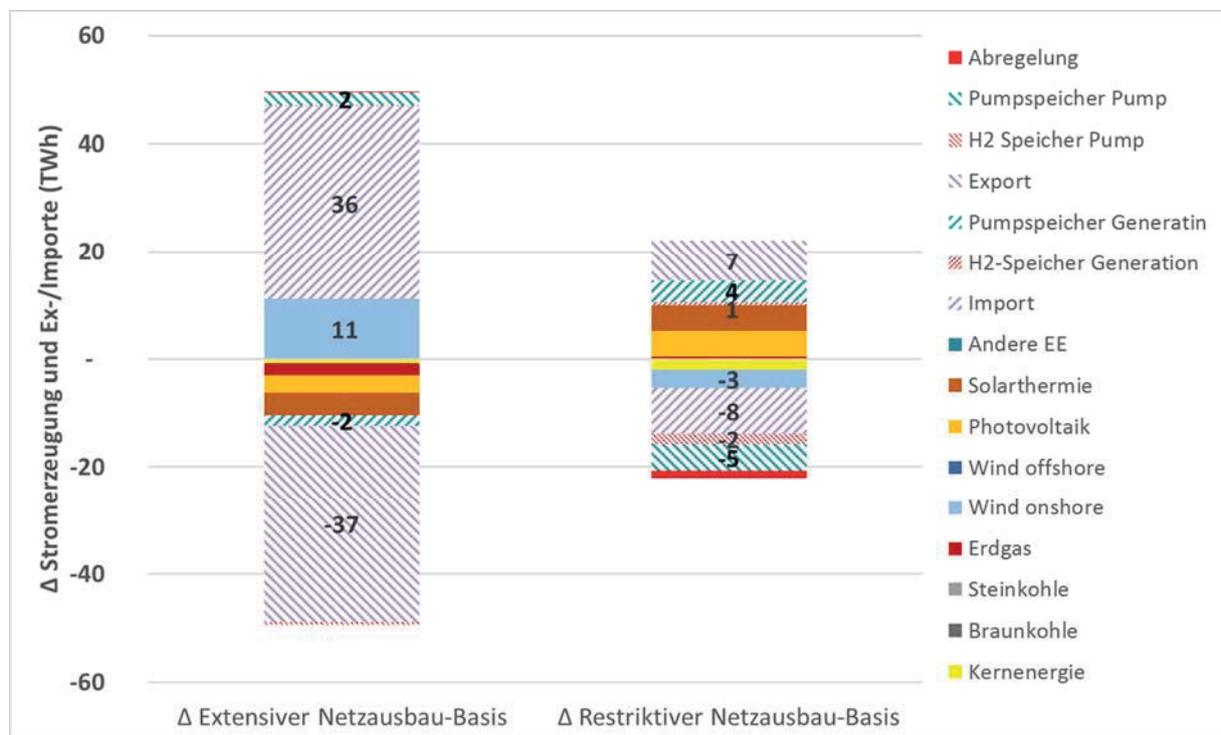


Abbildung 3 Optimierungsergebnis der Szenarien *Extensiver Netzausbau* und *Restriktiver Netzausbau*. Dargestellt werden jeweils die Differenzen in erneuerbarer und konventioneller Stromerzeugung, Ex- und Importen und Stromerzeugungen und -verbräuchen durch Speichertechnologien im Vergleich zum *Basisszenario* in TWh.

Die restriktiveren Netzvorgaben im Szenario *Restriktiver Netzausbau*, die die Kuppelkapazitäten auf jeweils 10 GW zwischen benachbarten Regionen begrenzen, zeigen in Kontinentaleuropa keine Auswirkung auf die Nutzung von Wasserstoff als Stromspeicher im Vergleich zum *Basisszenario*. Auf dem europäischen Festland wird Wasserstoff weiterhin nicht als Stromspeicher genutzt. Großbritannien und Irland, die im *Basisszenario* aufgrund ihrer Randstellung und schlechteren Netzanbindung an Kontinentaleuropa diese Speichervariante verwenden, weiten ihre Nutzung unter den verschärften Netzrestriktionen aus. Die Strommenge aus rückverstromtem Wasserstoff erhöht sich in diesen Regionen um etwa 7 % auf etwa 9 TWh.

Die extensiveren Netzvorgaben im Szenario *Extensiver Netzausbau*, die die Kuppelkapazitäten auf jeweils 40 GW zwischen benachbarten Regionen erweitern, haben keine Auswirkungen auf die Nutzung von Wasserstoff als Stromspeicher im Vergleich zum *Basisszenario*.

Arbeitshypothese 2, die besagt, dass höhere Restriktionen beim Netzausbau die Attraktivität von Wasserstoff als Flexibilitätsoption erhöhen, lässt sich unter der gewählten Parametrierung für Regionen bestätigen, deren Ausgleichspotenzial über das Netz hinreichend klein ist. Für Regionen in Kontinentaleuropa stellt eine Beschränkung der Kuppelkapazität auf 10 GW zwischen zwei Regionen zumindest bei einem CO₂-Preis von 100 Euro/tCO₂ keine hinreichende Restriktion dar. Das Modell reagiert auf die Netzrestriktionen eher durch Verschiebungen des EE-Ausbaus: Einige gute Standorte können nicht mehr kosteneffizient genutzt werden, werden aber durch weniger gute Standorte ersetzt.

3.4 Ergebnisse des Mobilitätsszenarios

Die nachfolgende Abbildung 4 zeigt die Optimierungsergebnisse des *Mobilitätsszenarios* und des *Hohe-Dekarbonisierung-Szenarios* im Vergleich. Analysiert wird die Auswirkung einer exogenen Wasserstoffnachfrage aus dem Verkehrssektor auf die Nutzung von Wasserstoff als Stromspeicher.

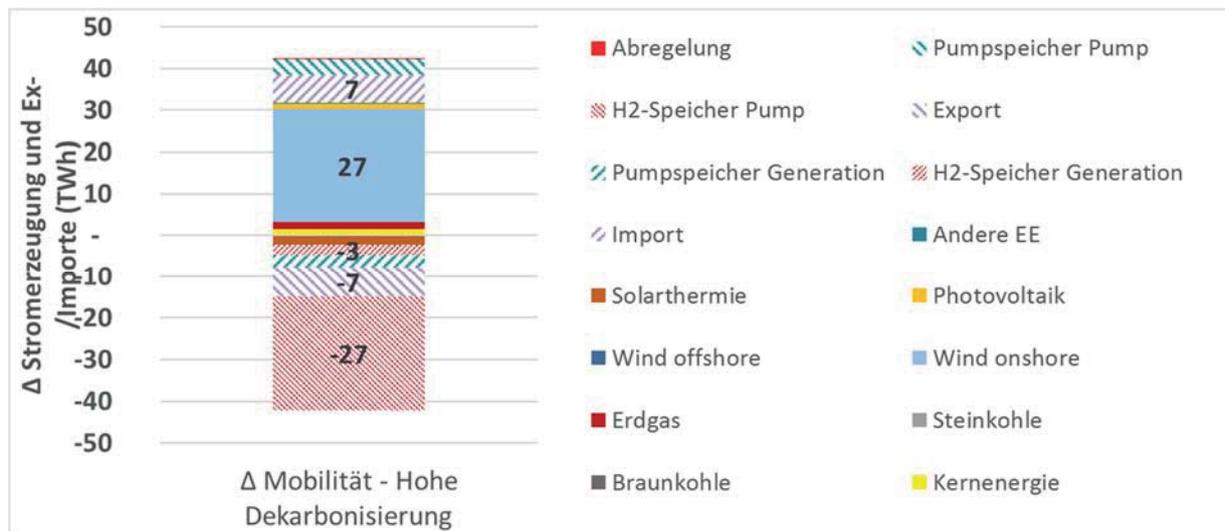


Abbildung 4 Optimierungsergebnis des Mobilitätsszenarios. Dargestellt werden die Differenzen in erneuerbarer und konventioneller Stromerzeugung, Ex- und Import und Stromerzeugung und -verbrauch durch Speichertechnologien im Vergleich zum Basisszenario in TWh.

Der Vergleich des Mobilitätsszenarios mit dem *Hohe-Dekarbonisierung-Szenario* lässt erkennen, dass die Wasserstofferzeugung zur Deckung der Verkehrsnachfrage und die Wasserstofferzeugung zur späteren Rückverstromung um dieselben Stunden günstigen erneuerbaren Stroms konkurrieren. Im Mobilitätsszenario werden etwa 3 TWh weniger Strom aus Wasserstoff erzeugt als im Szenario *Hohe-Dekarbonisierung*. Damit lassen sich keine Mitnahmeeffekte aus dem Mobilitätssektor für die Nutzung von Wasserstoff als Stromspeicher erkennen, tendenziell ist das Gegenteil der Fall. Arbeitshypothese 3 kann auf Basis der Modellergebnisse nicht bestätigt werden.

4 Zusammenfassung

In diesem Papier wird die Rolle von synthetischen Kraftstoffen als Flexibilitätsoption für ein Stromsystem mit einem hohen Durchdringungsgrad erneuerbarer Energien am Beispiel von Wasserstoff untersucht. Hierzu wird das Energiesystemmodell *Enertile* eingesetzt, welches exogen vorgegebene Strom- und Wärmenachfragen durch eine Kostenoptimierung des Erzeugungs- und Infrastrukturmixes zur Deckung bringt.

Der Vergleich verschiedener Szenarien macht deutlich, dass der CO₂-Preis die dominierende Größe ist, die über einen ökonomischen Einsatz von Wasserstoff als Stromspeicher und Flexibilitätsoption entscheidet. Übersteigen Brennstoffbezugs- und CO₂-Kosten bei der Erdgasverstromung die Wasserstoffbezugskosten, so kann die Rückverstromung von Wasserstoff zur Deckung der Nachfrage in Stunden hoher Residuallast vorteilhaft auf die Systemkosten wirken.

Ein restriktiver Netzausbau scheint in insgesamt gut vernetzten Stromsystemen, wie in Kontinentaleuropa, zumindest bei einem CO₂-Preis von 100 EUR/t_{CO₂}, keinen nennenswerten Einfluss auf den Einsatz von Wasserstoff als Stromspeicher zu haben. Lediglich an den Systemgrenzen, auf den Britischen Inseln, lässt sich eine befördernde Wirkung weiterführender Netzrestriktionen auf die Nutzung von Wasserstoff als Stromspeicher feststellen. In Abwesenheit anderer CO₂ neutraler Flexibilitätsoptionen, aus Pumpspeicherkraftwerken und Wasserstoffspeichern, kann die Variation der Netzrestriktionen als ein erster Proxy für Variationen an Flexibilitätsoptionen allgemein aufgefasst werden.

Eine höhere Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseur- und Speichersystemen durch eine Doppelnutzung bei der Bedienung einer exogen vorgegebenen Wasserstoffnachfrage aus dem Verkehrssektor und einer modellendogenen Wasserstoffnachfrage für eine spätere Rückverstromung konnte anhand der Modellergebnisse nicht bestätigt werden.

In weiteren Arbeiten mit dem neuen Modellmodul werden in den nächsten Arbeitsschritten alternative PtG-Optionen, wie EE-Methan, untersucht werden. Des Weiteren werden unterschiedliche Elektrolyseurstypen mit abweichenden techno-ökonomischen Parametern untersucht werden. Darüber hinaus wird das Modell auch in seiner Pfadvariante eingesetzt werden, um das Optimum über den gesamten Zeitraum bis 2050 zu bestimmen, was im Rahmen dieses Konferenzbeitrags aus Rechenzeitgründen nicht durchgeführt werden konnte.

5 Literatur

BDEW (2017): 10 Thesen zur Sektorkopplung. Positionspapier. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Berlin.

Europäische Kommission (2011): A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050. Brüssel.

Europäische Kommission (2016): EU Reference Scenario 2016. Energy, transport and GHG emissions. Trends to 2050. Luxemburg

Gerhardt, Norman; Sandau, Fabian; Scholz, Angela; Hahn, Henning; Schumacher, Patrick; Sager, Christina et al. (2015): Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. Analyse der Interaktion zwischen den Sektoren Strom, Wärme/Kälte und Verkehr in Deutschland in

Hinblick auf steigende Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien im Strombereich unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklung. Endbericht. Kassel.

Pfluger, Benjamin (2012): Modellgestützte Betrachtung möglicher Pfade für eine Dekarbonisierung des europäischen Stromsektors bis 2050. Konferenzpapier EnInnov2012. Graz

Pfluger, Benjamin (2014): Assessment of least-cost pathways for decarbonising Europe's power supply. A model-based long-term scenario analysis accounting for the characteristics of renewable energies. Zugl.: Karlsruher Institut für Technologie, KIT, Diss., 2013. Karlsruhe: KIT Scientific Publ.

Pfluger, Benjamin; Tersteegen, Bernd; Franke, Bernd; Bernath, Christiane; Bossmann, Tobias; Deac, Gerda et al. (2017): Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI); Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (IFEU); TU Wien; TEP Energy; M-Five GmbH (M-Five); Consentec GmbH (Consentec).

UNFCCC (2015): Paris Agreement English. Online verfügbar unter http://unfccc.int/files/essential_background/convention/application/pdf/english_paris_agreement.pdf