

Modellgestützte Analyse optimaler Anpassungsreaktionen des europäischen Stromsystems an unterschiedliche Wettersituationen

Katja Franke¹, Frank Sensfuß, Gerda Deac, Benjamin Pfluger,
Christiane Bernath, Benjamin Lux

Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, Breslauer Straße 48,
Karlsruhe
Tel.: +49 721 6809-331, katja.franke@isi.fraunhofer.de

Kurzfassung:

Der vorliegende Beitrag untersucht die Auswirkungen unterschiedlicher Wetterdaten auf ein optimiertes Stromsystem in Europa und Deutschland bei hohem Anteil erneuerbarer Energien. Durch die jeweilige Veränderung der genutzten Wetterjahre 2007, 2010 und 2012 im Stromsystemmodell zeigen sich moderate Anpassungen im Erzeugungspark. Durch eine leichte Erhöhung der Leistung erneuerbarer Energien, eine moderate Erhöhung der Gaskapazitäten und eine verstärkte Sektorkopplung kann ein Stromsystem abgebildet werden, das mehr als 35.000 Stunden mit unterschiedlichen, teils sehr extremen, Wetterbedingungen standhält.

Keywords: Energiesystemmodell, Wetterdatenanalyse, Erneuerbare Energien, fluktuierende Einspeisung

1. Einleitung

Die UN-Klimakonferenz in Katowice 2018 hat als Folgekonferenz des Pariser Abkommens 2015 stattgefunden und diente dazu, die Umsetzung der international vereinbarten Klimaschutzziele einzuleiten [1–3]. Im Zuge dieser Vereinbarung haben die europäischen Staaten nationale Klimaschutzbeträge hinterlegt. Ein zentrales Ziel ist die Senkung der Treibhausgasemissionen in Europa bis zum Jahr 2030 um mindestens 40% im Vergleich zu 1990 und bis zum Jahr 2050 um 80-95 % [4]. Ein zentraler Lösungsansatz zur Erreichung dieses Ziels ist die Substitution fossiler Energieträger durch erneuerbare Energien in der Stromversorgung [5, 6].

Der Ausbau vor allem fluktuierender erneuerbarer Energien wie Wind- und Solaranlagen führt zu Herausforderungen im Stromsystem, da Stromangebot und -nachfrage jederzeit ausgeglichen werden müssen [7].

In dem vorliegenden Beitrag sollen demnach zwei Fragen beantwortet werden. Zum einen, welche Wettersituationen eine Herausforderung für das Stromsystem bilden können und zum

¹ Jungautorin

anderen, welche kostenoptimalen Anpassungsstrategien es für das Stromsystem gibt, um für solche herausfordernden Wettersituationen gerüstet zu sein.

2. Stand der Forschung

Die eingespeiste Energiemenge von Wind- und Solarkraftanlagen ist abhängig vom Wetter und dementsprechend variabel [8]. Die Windgeschwindigkeit wie auch die solare Einstrahlung kann minütlich oder stündlich aber auch über Tage schwanken [9]. Auch im Jahresvergleich ergeben sich deutliche Unterschiede im Winddargebot, aber auch in Bezug auf solare Einstrahlung und Temperaturen [10].

Im Bericht des Fraunhofer IWES [10] werden die Jahre 2006 bis 2012 im Hinblick auf die jährlichen Energieerträge in Deutschland für Windkraft und Photovoltaik, sowie den Heizwärmebedarf betrachtet. Die Analyse ergibt, dass das Jahr 2010 ein extremes Jahr war, da es sich sowohl um ein windschwaches als auch kaltes Jahr handelt. Das Jahr 2007 hingegen war ein Jahr mit einer hohen Einspeisung aus erneuerbaren Energien sowie einer höheren Durchschnittstemperatur.

Im Stromsystem hat das Wetter einen Einfluss auf die Energieversorgung und -nachfrage. Durch einen steigenden Anteil erneuerbarer Energien in der Energieversorgung steigt auch der Einfluss des Wetters [11]. Nach Staffell und Pfenninger [11] kann die Variabilität in der jährlichen Stromnachfrage in Großbritannien um 80 % in 2030 ansteigen. In dieser Studie wurde das Jahr 2015 mit den historischen Wetterdaten von 1991-2015 simuliert, um den Einfluss des Wetters auf Energieangebot und -nachfrage zu untersuchen. Diese Studie betrachtet jedoch nur Großbritannien. Bei Betrachtung einer größeren Region wie Europa kann es zu Ausgleichseffekten für unterschiedliche Wetterlagen kommen [12]. In Olauson et al. [12] wird der Zusammenhang der Windenergieerzeugung in Europa untersucht. Es wird gezeigt, dass kurzfristige Schwankungen in der Windenergieerzeugung durch einen Stromaustausch zwischen europäischen Ländern abgeschwächt werden können. Trotzdem gibt es jährliche Unterschiede in der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Diese Stromerzeugung kann in Europa um +/- 6 % zum langjährigen Mittel schwanken [13]. Aus der Studie geht hervor, dass die Wetterjahre 2012 und 1989 am wenigsten vom langjährigen Mittel abweichen und die Wetterjahre 2010 und 1990 am deutlichsten.

Im vorliegenden Artikel wird der Einfluss unterschiedlicher Wettersituationen auf das europäische Stromsystem betrachtet. Die hohe zeitliche wie auch regionale Auflösung des verwendeten Modells ermöglicht eine detaillierte Analyse der Einflüsse variabler Stromerzeugung aus wetterabhängigen Technologien. Im anschließenden Kapitel wird das zugrunde gelegte Modell und die verwendeten Daten näher erörtert.

3. Modellbeschreibung

In diesem Artikel wird das Modell Enertile für die Analyse des Stromsystems verwendet. Das Optimiermodell Enertile² wurde vom Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung entwickelt. Im Modell wird das Stromsystem mit Verknüpfungen zum Wärme- und Transportsektor dargestellt. Es wird für langfristige Studien für den

² <https://www.enertile.eu/enertile-en/> (die derzeitige Modellversion ist Enertile 6.0)

europäischen Stromsektor mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien verwendet. Der Vorteil des Modells ist die hohe technische wie auch zeitliche und räumliche Auflösung.

Während der Optimierung werden die Investitionen in allen wichtigen Infrastrukturen des Energiesektors berücksichtigt. Diese umfassen die konventionelle Stromerzeugung, Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), erneuerbare Technologien, grenzüberschreitende Übertragungsnetze, Flexibilitätsoptionen sowie Power-to-Heat³ Anlagen. Das Modell installiert einen kostenoptimalen Kraftwerkspark aus unterschiedlichen Technologien und bestimmt für jede Stunde des analysierten Jahres den optimalen Erzeugungsmix.

Die regionale Abdeckung des Modells beinhaltet Europa, Nordafrika sowie den Mittleren Osten. In dem vorliegenden Bericht wird Europa näher betrachtet. Wie in Abbildung 1 dargestellt, werden einzelne kleine Länder zu einer Region zusammengefasst, sowie Deutschland in mehrere Regionen aufgeteilt. Bei einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung kann es sinnvoll sein, Länder aufzuteilen, da der Austausch von Strom zwischen unterschiedlichen Wetterregionen eine Flexibilitätsoption darstellen kann.

³ Power-to-Heat beinhaltet in diesem Kontext Elektroheizkessel in Wärmenetzen auf deutscher Ebene

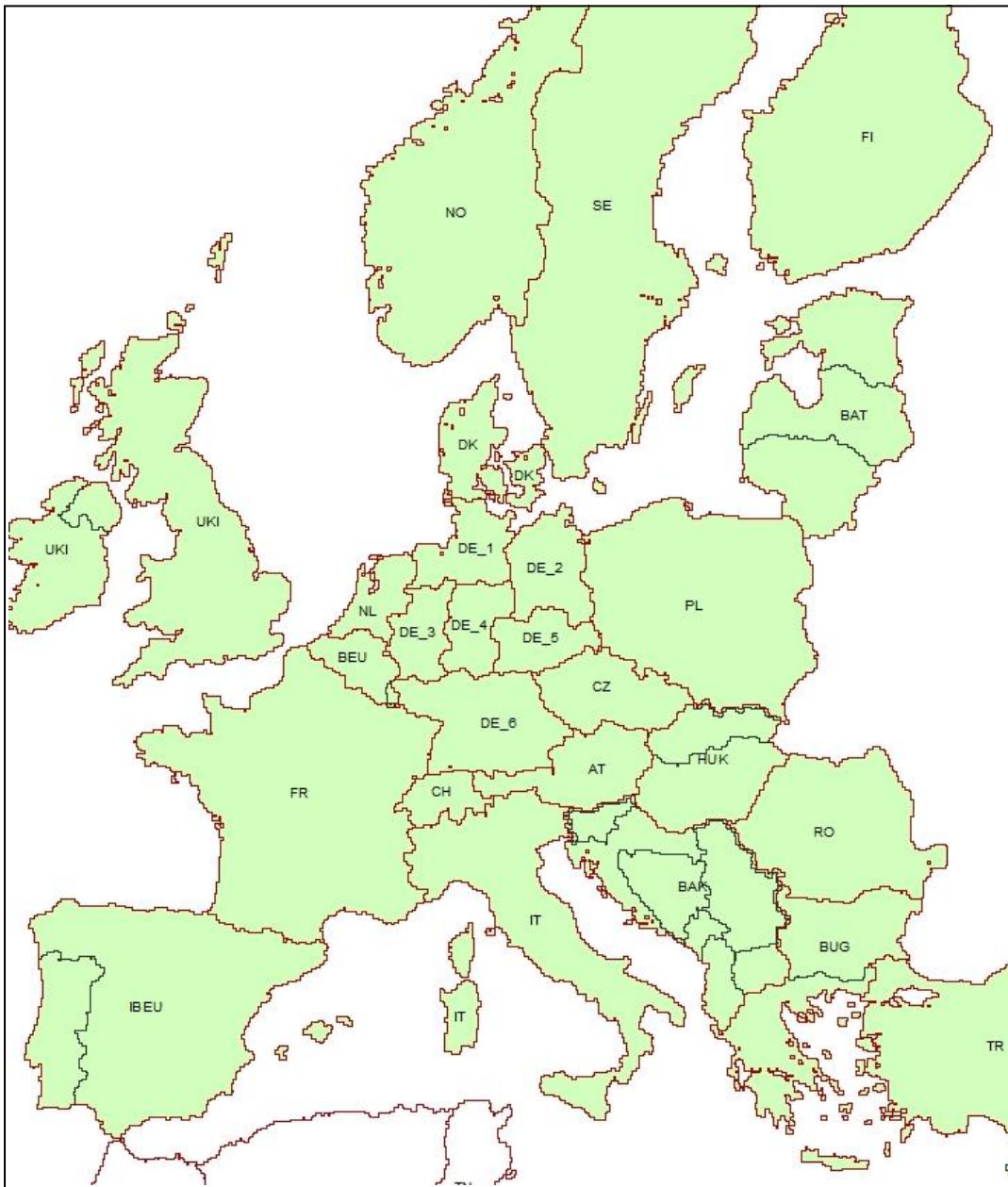


Abbildung 1: Aufteilung von Europa in Regionen und Länder

Für jedes analysierte Jahr wird eine stündliche Auflösung der Wetterdaten sowie weiterer Eingangsdaten wie die Nachfrage zugrunde gelegt. Aufgrund der hohen Variabilität von erneuerbaren Energien ist eine stündliche Auflösung im Modell von hoher Bedeutung. Dies ermöglicht die Betrachtung kurzfristiger Ausgleichseffekte und Wechselwirkungen zwischen unterschiedlichen Wetterverhältnissen in Europa.

Im Folgenden wird die Verwendung von Wetterdaten in Enertile und deren Auswirkungen auf die Ergebnisse näher erläutert. In Abbildung 2 ist ein Überblick über den Aufbau des Modells dargestellt. Wetterdaten werden in Enertile an zwei unterschiedlichen Stellen verwendet. Zum einen werden potenzielle Standorte für erneuerbare Energien in der Potenzialberechnung definiert. Hierbei werden für Europa 86.064 virtuelle Wetterstationen vom Deutschen Wetterdienst [14] für Windgeschwindigkeiten und Temperatur sowie 6.754 Stationen von Helioclim [15] für solare Einstrahlung verwendet. Diese hohe Auflösung der Wetterdaten ermöglicht es auf einem Fischnetzgitter mit einer Kachelgröße von 10x10 km

die Potenziale für unterschiedliche erneuerbare Technologien zu berechnen. Bei der Potenzialberechnung werden zusätzlich Naturschutzgebiete, Siedlungen sowie weitere Parameter berücksichtigt, um Kacheln auszuschließen und realitätsnahe Potenziale zu erhalten. Die Ergebnisse der Potenzialberechnung umfassen zum einen jährliche Werte für unterschiedliche Länder mit möglichen Ausbaustufen in MW, mögliche Volllaststunden sowie Kosten. Zum anderen werden für die betrachteten Technologien stündliche, normierte Einspeisezeitreihen generiert. Diese Daten werden als Eingangsdaten in Enertile für die weitere Berechnung zugrunde gelegt.

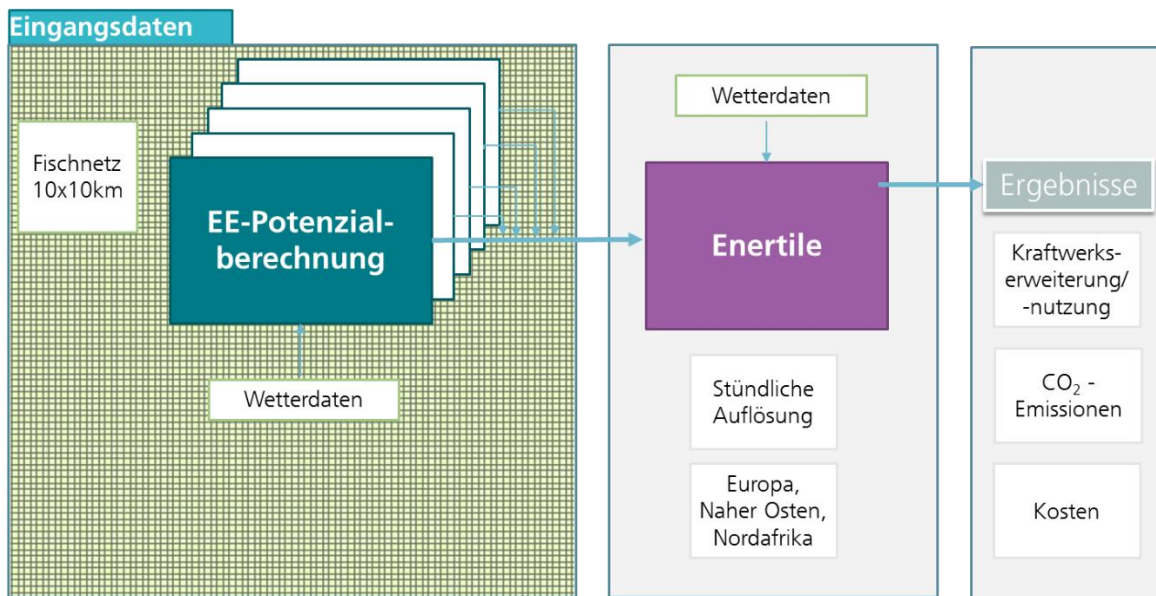


Abbildung 2: Übersicht über den Aufbau des Stromsystemmodells Enertile

In der Szenarienberechnung in Enertile werden stündliche Wetterdaten für Windgeschwindigkeit, Temperatur und solare Einstrahlung für die Berechnung des stündlichen Einspeiseprofils von Wind- und Solaranlagen verwendet. Unterschiedliche Wetterdaten können demnach einen Einfluss auf die Auslastung der erneuerbaren Energien, sowie auf deutscher Ebene einen Einfluss auf den Wärmebedarf in Häusern und Wärmenetzen und die Effizienz von Wärmepumpen haben. Die verwendeten Wetterdaten basieren im Standardfall auf dem Wetterjahr 2010 und werden auf das langfristige Mittel der Volllaststunden skaliert. Das Profil der Windgeschwindigkeit wird dabei so angepasst, dass das langjährige Mittel der Volllaststunden für Windkraftanlagen getroffen wird.

4. Analyse und Auswahl der Wetterjahre

Im folgenden Kapitel wird zunächst die Analyse der Wetterdaten näher beschrieben. Dazu werden in einem ersten Schritt Aspekte zur Auslegung des Stromsystems dargestellt und daraus Kriterien zur Einordnung der Wetterjahre abgeleitet. In einem zweiten Schritt werden diese Kriterien zur Auswahl der Wetterjahre für die Szenarienberechnung verwendet.

4.1. Analyse der Wetterjahre

Für die Auswahl der Wetterjahre werden zunächst Mechanismen betrachtet, welche im Stromsystem zu Anpassungsreaktionen führen. Anschließend werden Kriterien entwickelt, nach denen die Wetterjahre analysiert werden können.

Ein wichtiger Aspekt für die Auslegung des Stromsystems ist die Kenntnis des maximalen Leistungsbedarfs. Dieser ergibt sich aus der höchsten Nachfrage, die sich im Betrachtungshorizont ergeben kann. Für die Leistungsdimensionierung im Stromsystem werden dementsprechend extreme, aber selten auftretende Situationen im Wetterdatensatz untersucht.

Ein weiterer Aspekt ist die Einsatzhäufigkeit einer Technologie. Ob eine bestimmte Technologie im Stromsystem zum Einsatz kommt, richtet sich nach den variablen Kosten dieser Technologie im Vergleich zu anderen Technologien. Wird erwartet, dass eine Technologie im Stromsystem eine hohe Auslastung erreicht, können hohe Anfangsinvestitionen im Zusammenspiel mit niedrigen variablen Kosten rentabel werden. Bei geringen Einsatzstunden sollten die Anfangsinvestitionen so niedrig wie möglich sein. Ein Beispiel für eine solche Technologie sind Gasturbinen. Diese zeichnen sich durch geringe Investitionen und hohe variable Kosten aus und eignen sich demnach als Spitzenlastkraftwerke. Sie können für seltene Extremlagen als Sicherheitsreserve vorgehalten werden, da die Investitionskosten sowie die Einsatzhäufigkeit gering sind. Eine weitere Möglichkeit im Stromsystem auf extreme Situationen zu reagieren, ist der vergütete Lastverzicht (zum Beispiel in der Industrie). Diese Option wird im Stromsystemmodell EnerTILE nicht betrachtet. In dieser Untersuchung können extreme Situationen nur durch erzeugungsseitige Leistung oder durch Lastverschiebung⁴ ausgeglichen werden. Im Wetterdatensatz können durch die jährliche Mittelwertbildung häufig auftretende Werte identifiziert werden. Dies kann als Indiz für die Häufigkeit bestimmter Wettersituationen gelten.

Als dritter Aspekt ist die Einsatzdauer einer Technologie ein wichtiger Punkt für die Technologieauswahl im Stromsystem. Die Einsatzdauer ist vor allem für Grundlastkraftwerke relevant, da An- und Abfahrvorgänge sowohl mit zusätzlichen Kosten als auch mit einer Belastung für das Kraftwerk verbunden sind. Zusätzlich ist die Einsatzdauer für Speicher und Lastflexibilität von Bedeutung. Speicher können nur für eine bestimmte Zeit Leistung bereitstellen und Lasten nur für wenige Minuten oder Stunden verschoben werden. Muss eine bestimmte Leistung über eine längere Zeit bereitgestellt werden, kommen diese Optionen demnach nur begrenzt in Betracht. Im Wetterdatensatz werden dementsprechend die Dauer bestimmter Ereignisse untersucht.

Für die Auswahl der Wetterjahre werden zum einen Extremwerte, wie die niedrigste Temperatur oder die maximale Einstrahlung über die unterschiedlichen Jahre betrachtet. Zum anderen werden Mittelwerte für die Temperatur, die Windgeschwindigkeit sowie für die solare Einstrahlung für die betrachteten Jahre gebildet und miteinander verglichen.

⁴ Im Modell ist eine Nachfrageverschiebung nur für Wärmepumpen möglich, die jedoch über einen Speicher von nur zwei Stunden verfügen. Das Laden bei der Elektromobilität ist ebenfalls gesteuert möglich, wobei Fahrprofile und Teilnahmebereitschaft die Optionen einschränken.

Zusätzlich wird untersucht, wie lange in den betrachteten Jahren die Temperatur unter einem bestimmten Wert lag. Ein wichtiger Parameter hierbei ist die Heizgradstunde (HDH). Diese leitet sich aus der Berechnung für den Heizgradtag ab, welcher ein Maß für die Differenz der mittleren Tagestemperatur und einer Basistemperatur ist [16]. Diese Basistemperatur im Gebäude beträgt laut Literatur 20 °C. Die Heizgradstunde wird wie folgt berechnet:

$$HDH = (20^{\circ}\text{C} - T) * h \quad (1)$$

Für jede Stunde wird für jede Region die Heizgradstunde berechnet, wenn die Außentemperatur auf unter 15°C [17] gesunken ist, da davon ausgegangen wird, dass bei Außentemperaturen über 15 °C nicht geheizt wird. Das bedeutet je höher der Heizgradstundenwert ist, desto höher ist der Heizbedarf in dieser Stunde.

Aus den beschriebenen Aspekten ergeben sich die folgenden Kriterien für die weitere Analyse der Wetterdaten:

- niedrigste mittlere Temperatur (\bar{T}_{min})
- niedrigste absolute Temperatur ($T_{min,abs}$)
- niedrigste mittlere Windgeschwindigkeit (\bar{v}_{min})
- maximale Windgeschwindigkeit (v_{max})
- niedrigstes mittleres Solarangebot (\bar{j}_{min})
- maximale solare Einstrahlung (j_{max})
- Heizgradstunden für eine Dauer von 28 Tagen (HDH)

Diese festgelegten Kriterien werden im Weiteren für die Auswahl von drei Wetterjahren aus dem Wetterdatensatz verwendet. Die Ergebnisse der Analyse werden im folgenden Abschnitt erläutert.

4.2. Auswahl der Wetterjahre

Die Wetterdaten der Jahre 2007 - 2012 werden im Hinblick auf die bereits ermittelten Kriterien untersucht. In Tabelle 1 sind die Ergebnisse für die unterschiedlichen Parameter für die betrachteten Wetterjahre in Deutschland zusammengefasst. Grün bedeutet in diesem Zusammenhang, dass der Wert über dem Durchschnitt liegt. Gelb weist darauf hin, dass der Wert kaum vom Durchschnitt abweicht und rot ist ein Indiz dafür, dass der Wert unter dem durchschnittlichen Wert liegt. Für die betrachteten Wetterjahre 2007 bis 2012 ergibt sich, dass für Deutschland das Wetterjahr 2007 in den Kriterien niedrigste mittlere Temperatur, niedrigste mittlere Windgeschwindigkeit sowie den Heizgradstunden am besten abschneidet. Das Wetterjahr 2010 weist für fast alle betrachteten Kriterien in Deutschland die schlechtesten Werte auf.

Tabelle 1: Überblick über die Einteilung der unterschiedlichen Wetterjahre in Deutschland nach [18] und [19]⁵

	\bar{T}_{min}	$T_{min,abs}$	\bar{v}_{min}	v_{max}	\bar{J}_{min}	j_{max}	HDD
2007	Green	Yellow	Green	Green	Yellow	Yellow	Green
2008	Yellow	Green	Yellow	Yellow	Yellow	Red	Yellow
2009	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Green	Yellow
2010	Red	Red	Red	Yellow	Red	Red	Red
2011	Yellow	Yellow	Yellow	Red	Green	Yellow	Green
2012	Yellow	Red	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow

Auf europäischer Ebene ergeben sich deutliche Unterschiede in der Einteilung der Wetterjahre (siehe Tabelle 2). Im Gegensatz zu Deutschland (vgl. Tabelle 1) weist das Wetterjahr 2010 für Europa lediglich bei der niedrigsten mittleren Temperatur wie auch bei der niedrigsten mittleren Windgeschwindigkeit die größten Abweichungen zum Durchschnitt auf. Für das Wetterjahr 2007 zeigt sich auch auf europäischer Ebene der höchste Wert für das Kriterium der niedrigsten mittleren Temperatur, die höchste absolute niedrigste Temperatur sowie die höchste niedrigste mittlere Windgeschwindigkeit im Vergleich zu den anderen Wetterjahren. Das Wetterjahr 2012 schneidet auf europäischer Ebene am schlechtesten ab. Es weist die niedrigste absolute Temperatur, das niedrigste mittlere Strahlungsangebot sowie die höchsten Heizgradstunden auf.

Tabelle 2: Überblick über die Einteilung der unterschiedlichen Wetterjahre in Europa nach [18] und [19]

	\bar{T}_{min}	$T_{min,abs}$	\bar{v}_{min}	v_{max}	\bar{J}_{min}	j_{max}	HDD
2007	Green	Green	Green	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
2008	Yellow	Green	Green	Green	Yellow	Red	Yellow
2009	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Green	Yellow	Green
2010	Red	Yellow	Red	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
2011	Yellow	Yellow	Yellow	Red	Red	Yellow	Yellow
2012	Yellow	Red	Yellow	Yellow	Red	Green	Red

Aufgrund dieser Analyse werden die Wetterjahre 2010, 2012 und 2007 als extreme Wetterjahre mit unterschiedlichen Herausforderungen für die weitere Analyse ausgewählt. Im nachfolgenden Kapitel wird die Methodik der Analyse näher erläutert.

5. Methodik der Analyse

Um die Frage zu beantworten, welche kostenoptimalen Anpassungsstrategien es für das Stromsystem gibt, um mit herausfordernden Wettersituationen umzugehen, werden nacheinander vier Szenarien berechnet.

Ausgangspunkt der Berechnung ist das Basisszenario. Im folgenden Abschnitt wird dieses Szenario und die darin getroffenen Annahmen näher erläutert. Der Ursprung des Basisszenarios [19, 20] liegt in der Vorgabe, dass die langfristigen energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung zu den geringsten Kosten erreicht werden. Dies setzt voraus, dass die Treibhausgasemissionen um 80% bis 2050 in Bezug auf das Jahr 1990 reduziert werden. Enertile kann bei der Berechnung zur Ermittlung des günstigsten

⁵ Die zugrunde gelegten Werte sind im Anhang aufgeführt.

Stromsystemen auf unterschiedliche Kraftwerks- und Speichertechnologien zurückgreifen. Es werden jedoch bereits getroffene Ausbauziele sowie bereits existierende Anlagen berücksichtigt. Das Modell ermittelt in einem klar definierten Lösungsraum die günstigste Lösung. Diese bildet den Ausgangspunkt für alle weiteren Szenarien.

Das beschriebene Basisszenario wurde im Zuge einer Modellerweiterung verändert. Zum einen wurde eine alternative Höhenkorrektur verwendet. Im Basisszenario wurde die Höhe mit einer konstanten Rauigkeitslänge eines Standortes berechnet. In der Weiterentwicklung wird zusätzlich die atmosphärische Schichtung berücksichtigt, was zu einer Verbesserung der Windenergiepotenziale führt. Zum anderen wurden keine Vorgaben zum innerdeutschen Gesamtausbau der erneuerbaren Energien berücksichtigt. Im Basisszenario wurde zunächst vorgegeben, dass 70 % der Bruttostromnachfrage durch deutsche erneuerbare Energien gedeckt werden müssen.

Aufbauend auf das Basisszenario werden die Wetterdaten variiert. In Abbildung 3 ist der Aufbau der Szenarioanalyse dargestellt. Zunächst wird mit dem Stromsystemmodell Enertile ein Szenario mit skalierten Volllaststunden für das Wetterjahr 2010 gerechnet (Basisszenario). Die elektrischen Erzeugungs- und Netzkapazitäten des Basisszenarios bilden den Ausgangspunkt für die weitere Analyse. Diese werden anschließend sukzessive in der Konfrontation mit alternativen Wetterjahren um zusätzlich benötigte Kapazitäten erweitert.

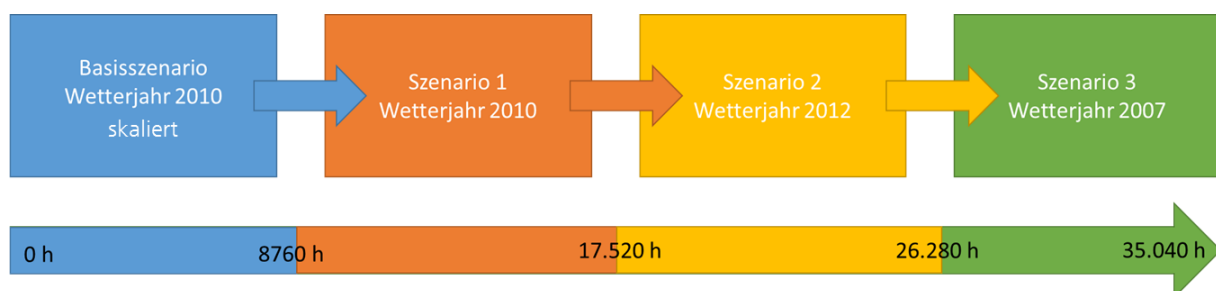


Abbildung 3: Übersicht über den Aufbau der Szenarien

Die Kapazitäten werden nach der Berechnung des Basisszenarios über Minimumbedingungen fixiert. Das Stromsystemmodell kann bei der weiteren Modellierung nur den Einsatz der installierten Leistungen ändern sowie Kapazitäten ausbauen. In einem ersten Schritt wird dem Modell das Wetterjahr 2010 übergeben (Szenario 1). Die Inputdaten werden nicht skaliert und auch das Profil der Windgeschwindigkeit nicht angepasst. Die aus dieser Optimierung resultierenden Kraftwerkskapazitäten werden erneut fixiert und in einer weiteren Optimierung mit dem Wetterjahr 2012 (Szenario 2) konfrontiert. Den Abschluss der Kette bildet eine dritte Modellrechnung für das Wetterjahr 2007, in der wiederum der resultierende Kraftwerkspark der vorherigen Rechenschritte als Mindestausbau vorgegeben wird. Am Ende dieser Rechenkette steht ein Stromsystem aus Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten, das in allen Wetterlagen der drei betrachteten Wetterjahre bestehen kann.

6. Ergebnisse und Diskussion

Im anschließenden Kapitel werden die Ergebnisse der Modellierung für beide Betrachtungsregionen vorgestellt. Zunächst werden die Modellergebnisse für die

Betrachtungsregion Europa dargestellt und anschließend die Ergebnisse für die Betrachtungsregion Deutschland.

6.1. Ergebnisse der Szenarien auf europäischer Ebene

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Modellrechnung für die Entwicklung der installierten Leistung sowie der Stromerzeugung in Europa für das Jahr 2050 untersucht.

In Abbildung 4 ist die installierte Leistung für unterschiedliche Technologien für die untersuchten Szenarien dargestellt. Im schlechten Windjahr 2010 werden 19 GW mehr Windkraftanlagen gebaut als im Basisszenario, um die geringeren Volllaststunden auszugleichen. Auch im Bereich der Photovoltaik steigen die installierten Kapazitäten um 39 GW. Die installierten Kraftwerkskapazitäten ändern sich nach der Berechnung der anderen Wetterjahre nur noch geringfügig. Im kalten Wetterjahr 2012 werden die Photovoltaik-Anlagen um 3 GW erweitert sowie die Erdgaskapazitäten um 11 GW erhöht. Im Szenario mit dem Wetterjahr 2007 als Grundlage werden im Bereich der Erdgaskapazitäten Anpassungen durchgeführt. Am Ende zeigt sich eine Differenz dieser Kapazitäten zum Basisszenario von 19 GW. Die installierte Leistung der Solarthermie wird in den Szenarien nicht fixiert und kann deshalb vom Modell zurückgebaut werden.

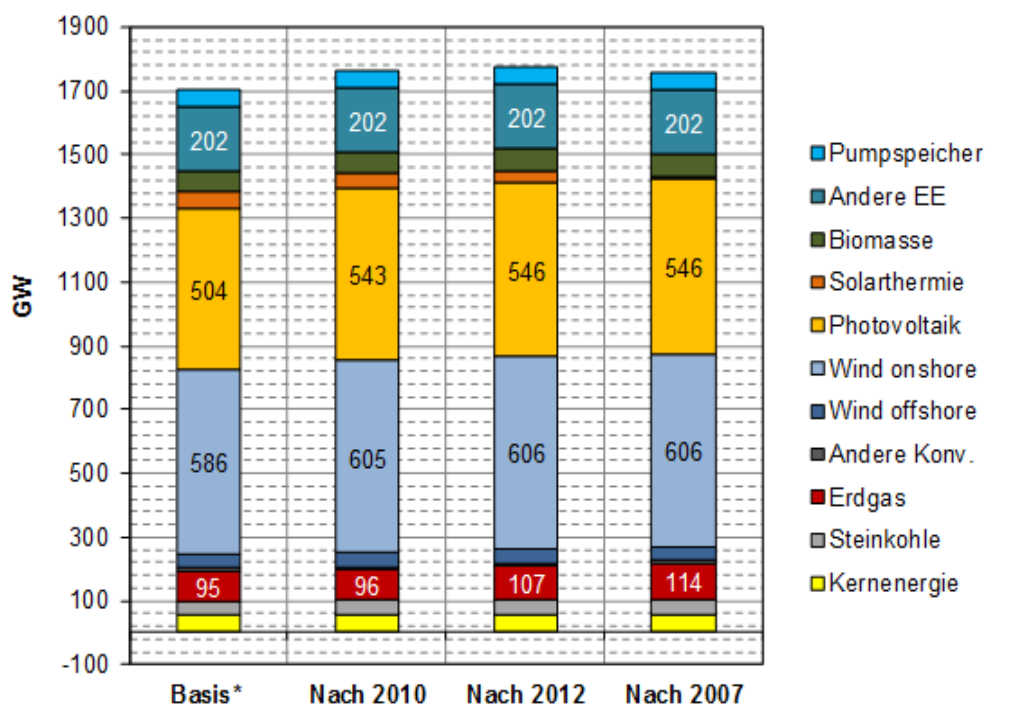


Abbildung 4: Übersicht der installierten Leistung in Europa inkl. Deutschland 2050

Aus der Änderung der installierten Leistungen zeigt sich, dass ein Teil der Anpassungsstrategie an ein geringes Windenergieangebot, wie im Wetterjahr 2010, eine leichte Erhöhung der Windenergiekapazitäten in Europa (+3 %) ist. Die höhere mittlere solare Einstrahlung im Jahr 2010 führt zu einem erhöhten Ausbau der Solarenergie um 8 % und kompensiert somit auch einen Teil des geringeren Windangebotes. Im eher schlechten solaren Wetterjahr 2012 wird die ausgebaute Leistung der Photovoltaik-Anlagen geringfügig um 3 GW erhöht. Die Erdgaskapazitäten werden in allen betrachteten Wetterjahren erhöht, am deutlichsten im Wetterjahr 2012. Dieses Jahr wies auf europäischer Ebene die tiefsten

Temperaturen auf, welche eventuell durch die erhöhten Erdgaskapazitäten kompensiert werden. Im Wetterjahr 2007 mit einer hohen mittleren Windgeschwindigkeit in Europa werden die installierten Leistungen der Windkraftanlagen nicht verändert, da die Erzeugung der Windenergie bereits sehr hoch ist.

Insgesamt zeigt sich, dass in Europa vor allem die Leistungen der Wind- und Solarkraftwerke ausgebaut werden. Zusätzlich werden die Erdgaskapazitäten sukzessive erweitert, um die Variabilität in der Erzeugung aus Wind- und Solarkraftwerken auszugleichen. Der Einsatz der installierten Kraftwerke in den unterschiedlichen Wetterjahren wird im Folgenden näher betrachtet.

Die Stromerzeugung für die einzelnen Technologien ist in Abbildung 5 dargestellt. Es wird deutlich, dass die erzeugte Strommenge aus Windenergie im schlechten Windjahr 2010 im Vergleich zum Basisszenario trotz einer gleichzeitigen Erhöhung der installierten Kapazität um 47 TWh sinkt. Der Einsatz der konventionellen Kraftwerke erhöht sich geringfügig. Das Wetterjahr 2012 war im Vergleich zu den anderen beiden Jahren auf europäischer Ebene eher kalt mit einem geringen solaren Energieangebot. Dies führt dazu, dass bei einem geringen Anstieg der installierten Photovoltaik-Leistung um 3 GW, die Energieeinspeisung aus solaren Anlagen kaum ansteigt. Die erhöhte Stromerzeugung aus Windkraftanlagen sowohl onshore als auch offshore führt zu einer geringeren Auslastung der konventionellen Kraftwerke. Dieser Effekt zeigt sich noch einmal stärker für das gute Windjahr 2007, welches im Vergleich wärmer war als der Durchschnitt. In diesem guten Windjahr zeigt sich bei gleichgebliebenen Kapazitäten eine Windenergieerzeugung von 2.275 TWh, was eine Erhöhung von über 275 TWh im Vergleich zum schlechten Windjahr 2010 darstellt. Die Stromerzeugung aus PV-Anlagen steigt mit zusätzlichen Kapazitäten und bleibt anschließend über die unterschiedlichen Wetterjahre relativ konstant. Die Kapazität der Solarthermie wurde nicht fixiert, weshalb diese bei höheren Wind- und PV-Kapazitäten in 2012 und 2007 sinkt. Um Nachfragespitzen abzudecken, wird die installierte Leistung der Erdgaskraftwerke zwar erhöht; es zeigt sich jedoch, dass die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken mit steigender EE-Erzeugung deutlich sinkt. Zusätzlich sinkt die Stromerzeugung aus anderen konventionellen Quellen, wie Steinkohle und Kernenergie.

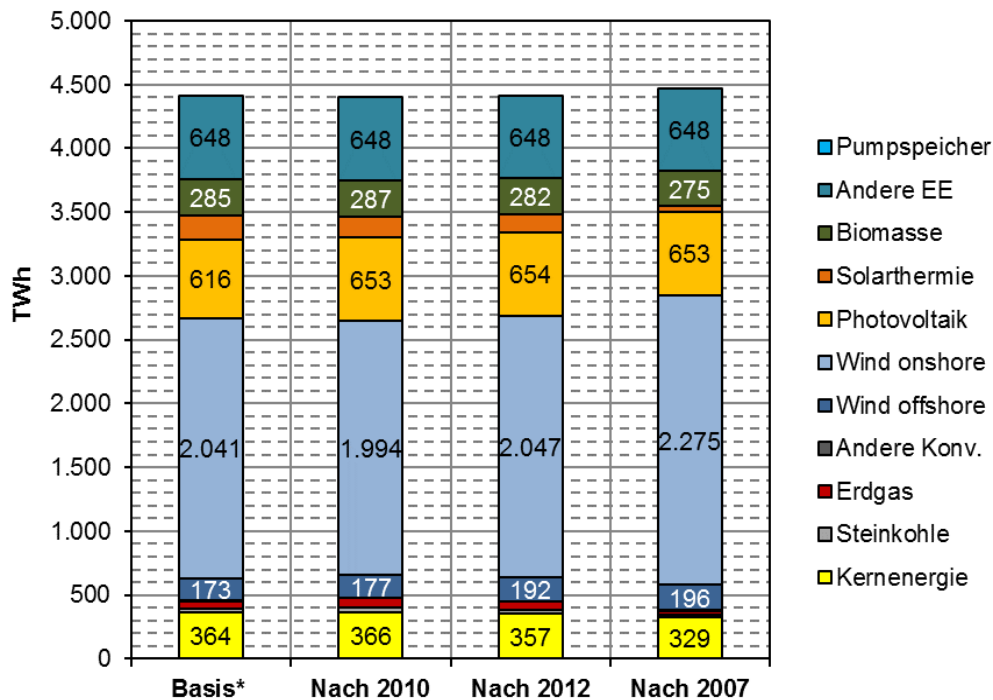


Abbildung 5: Übersicht der Erzeugung in Europa inkl. Deutschland 2050

Für die Volllaststunden zeigen sich im schlechten Wetterjahr 2010 sowohl bei der Windenergie on- und offshore als auch bei der Solarenergie etwas geringere Werte als im Basisszenario (- 5 - 8 %; - 2 %). So lagen die Volllaststunden für Wind onshore im Basisszenario bei 3.484 Stunden und im Jahr 2010 bei 3.293 Stunden. Bei den konventionellen Kraftwerken steigen die Volllaststunden der Steinkohlekraftwerke (+ 26 %) und der Erdgaskraftwerke (+ 18 %) deutlich an. Dieser Anstieg kann mit der geringeren Auslastung der erneuerbaren Energien erklärt werden.

Im kalten Wetterjahr 2012 mit den höchsten Heating Degree Hours (HDH) werden die Erdgaskapazitäten um 11 GW erhöht, um eine extrem hohe Stromnachfrage in Europa decken zu können. Trotz dieser Leistungserhöhung sinkt der Einsatz der Kern-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerke in diesem Jahr leicht. Dies ist auf eine erhöhte Energieeinspeisung aus Windkraftanlagen zurückzuführen.

Im warmen und windstarken Jahr 2007 werden die Erdgaskapazitäten um weitere 7 GW aufgestockt. Dies weist entweder darauf hin, dass es im Jahr 2007 über kurze Zeiten eine erhöhte Stromnachfrage gab, die durch erneuerbare Energien nicht gedeckt werden konnte oder, dass die Erhöhung der Erdgaskapazitäten als Kompensation für den Rückbau der Solarthermie-Kraftwerke genutzt wurde. Die erhöhte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und vor allem aus Windkraftanlagen führt zu einem deutlichen Rückgang der Volllaststunden der konventionellen Kraftwerke. Die Auslastung der Kernkraftwerke sinkt im Vergleich zum Basisszenario um 10 %, die Auslastung der Steinkohlekraftwerke um 49 % und die Auslastung der Erdgaskraftwerke um 54 %.

Es zeigt sich, dass auf europäischer Ebene die Leistung der Erdgaskraftwerke auf der Grundlage der unterschiedlichen Wetterdaten um über 20 % im Vergleich zum Basisszenario ausgebaut werden. Diese Erdgaskapazitäten werden benötigt um Nachfragespitzen in Europa sowie die Fluktuation der Einspeisung aus erneuerbaren Energien auszugleichen.

Andererseits wird deutlich, dass die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken mit steigenden Kapazitäten und Einspeisungen aus erneuerbaren Energien im Jahr teilweise deutlich zurückgeht. Die Stromerzeugung weiterer konventioneller Kraftwerke wie Steinkohle und Kernenergie sinkt ebenfalls mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien. Für das europäische Stromsystem zeigen sich zwei Anpassungsreaktionen auf unterschiedliche Wetterjahre. Zum einen werden günstige Gaskapazitäten zur Beherrschung extremer Wetterlagen eingesetzt und zum anderen werden unterschiedliche Wetterjahre durch den weiteren Ausbau von erneuerbaren Energien kompensiert.

Im folgenden Abschnitt werden die Anpassungsreaktionen auf unterschiedliche Wettersituationen in Deutschland näher betrachtet. In dieser Region kann das Modell zusätzlich zu den beschriebenen Anpassungsreaktionen auf europäischer Ebene auf den Ausbau der Sektorkopplung zurückgreifen. Wie sich diese zusätzliche Option auf den Energiemix in Deutschland und die anderen möglichen Anpassungsreaktionen auswirken kann, wird im Folgenden näher betrachtet.

6.2. Ergebnisse der Szenarien auf deutscher Ebene

Im anschließenden Abschnitt werden die Ergebnisse der Modellrechnung für die Entwicklung der installierten Leistung sowie der Stromerzeugung in Deutschland für das Jahr 2050 untersucht.

In Abbildung 6 ist die installierte Leistung für das Basisszenario, sowie für die Wetterjahre 2010, 2012 und 2007 dargestellt. Im schwachen Windjahr 2010 steigt die Wettbewerbsfähigkeit der PV-Anlagen an, was sich in einer Erhöhung der installierten Leistung um 17 GW zeigt. Die installierten Kapazitäten der anderen Technologien werden nur geringfügig erhöht. Für die Wetterjahre 2007 bis 2012 wird die installierte Leistung der erneuerbaren Energien wie auch der konventionellen Kraftwerke nicht erweitert. Im Wetterjahr 2012 werden zusätzlich 3 GW Power-to-Heat Kapazitäten installiert. Auch im warmen und windstarken Wetterjahr 2007 werden die Leistungen von Power-to-Heat Anlagen weiter gesteigert, da günstiger Strom aus erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung genutzt wird.

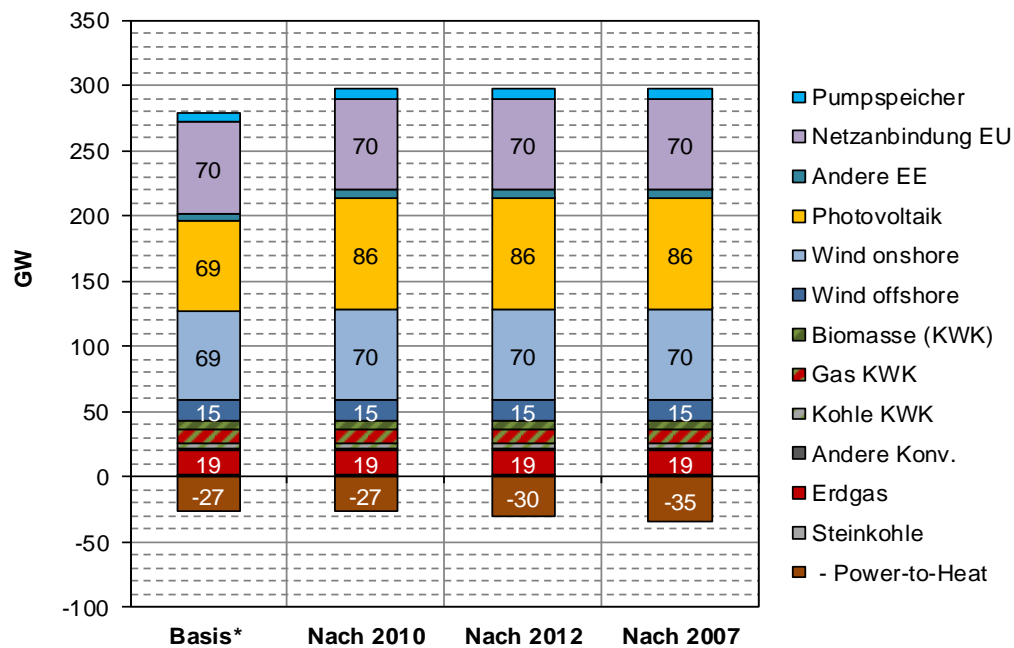


Abbildung 6: Übersicht der installierten Leistung in Deutschland 2050

Insgesamt zeigt sich, dass die Erzeugungskapazitäten von Wind und PV angepasst werden; die Kapazitäten der konventionellen Kraftwerke bleiben jedoch unverändert. Ein deutlicher Unterschied zeigt sich vor allem in der installierten Leistung der Photovoltaik-Anlagen.

Es wird deutlich, dass die installierten Kraftwerkskapazitäten im Basisszenario in den unterschiedlichen Wetterjahren nur geringfügig angepasst werden. Vor allem die Kapazitäten der konventionellen Kraftwerke scheinen im Basisszenario ausreichend installiert worden zu sein, da sie auch im herausfordernden Wetterjahr 2010 nicht verändert werden. Die einzige Anpassungsreaktion auf schlechtere Windgeschwindigkeiten oder eine hohe Nachfrage ist der weitere Ausbau von erneuerbaren Energien sowie Power-to-Heat. Die Power-to-Heat Anlagen werden zusätzlich ausgebaut, wenn günstiger Strom aus erneuerbaren Energien zur Verfügung steht. Zusätzlich werden keine Investitionen in Flexibilitätsoptionen geleistet. Dies zeigt die Robustheit des Basisszenarios gegenüber hohen Lastspitzen und variabler Einspeisung aus erneuerbaren Energien in Deutschland.

Obwohl die installierten Kapazitäten nur geringfügig angepasst wurden, zeigt sich in der Stromerzeugung ein deutlicher Unterschied für die unterschiedlichen Wetterjahre. In Abbildung 7 ist die Erzeugung der einzelnen Technologien in Deutschland für die unterschiedlichen Jahre dargestellt.

Im schwachen Windjahr 2010 sinkt die Erzeugung aus Windkraftanlagen trotz der geringfügig höheren installierten Leistung im Vergleich zum Basisszenario um 18 TWh. Auch offshore zeigen sich um 6 TWh niedrigere Werte. Teilweise werden die Verluste durch eine erhöhte Erzeugung aus PV-Anlagen ausgeglichen, jedoch werden zusätzliche Gas-KWK Anlagen eingesetzt, um die Nachfrage zu jeder Stunde zu decken. Im Vergleich zu 2010 wird in den Jahren 2012 und 2007 deutlich mehr Strom aus Windkraftanlagen erzeugt. Das Wetterjahr 2012 hatte in Deutschland eine relativ hohe solare Einstrahlung mit einer durchschnittlichen mittleren Windgeschwindigkeit. Dies zeigt sich in den Ergebnissen durch eine leichte Erhöhung der solaren Erzeugung im Vergleich zu 2010 sowie einer Steigerung

der Windenergieerzeugung um 8 %. Die Erzeugung von günstigem Strom aus erneuerbaren Energien im Jahr 2012 sowie 2007 führt zu einer Erhöhung der Nutzung von Power-to-Heat und einer geringeren Auslastung der Gas-KWK-Anlagen. Im Vergleich zu 2010 und 2012 weist das Wetterjahr 2007 ein hohes Angebot an Windenergie auf. Die solare Einstrahlung in Deutschland lag in diesem Jahr jedoch unterhalb des Durchschnitts. Dies führt zu einer leichten Reduktion der Einspeisung aus PV-Anlagen. Dies wird jedoch ausgeglichen durch eine erhöhte Einspeisung aus Windkraftanlagen, welche um 17 % im Vergleich zu 2010 und um 8 % im Vergleich zu 2012 ansteigt. Zusätzlich war das Wetterjahr 2007 auch auf europäischer Ebene ein gutes Windjahr, weshalb sich die Stromimporte aus dem Ausland deutlich erhöhen.

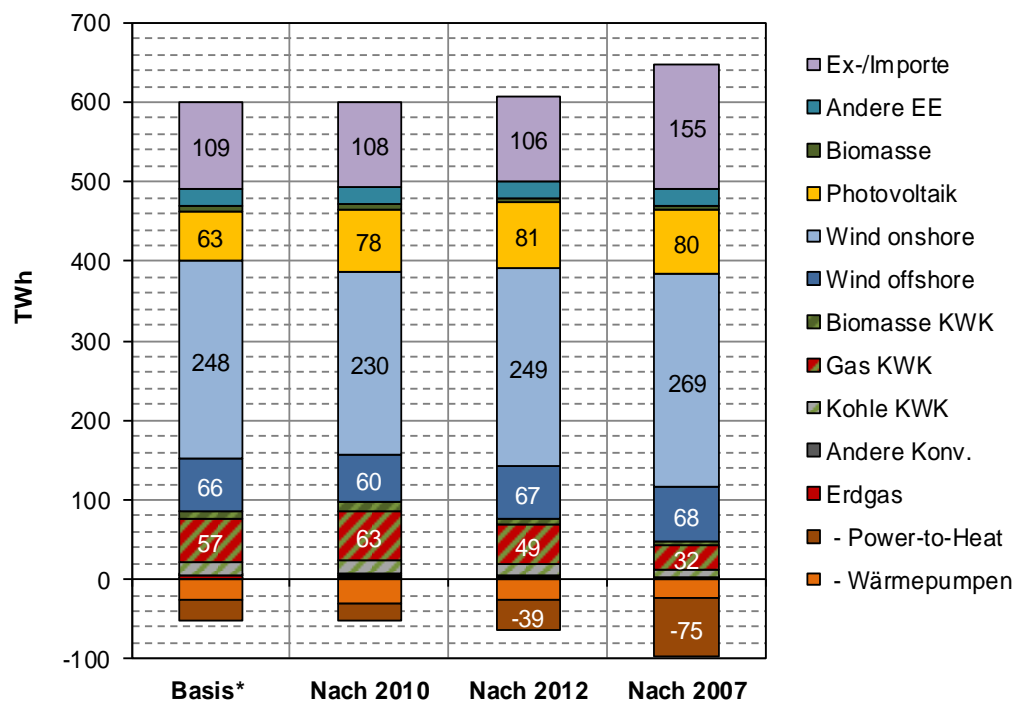


Abbildung 7: Übersicht der Erzeugung in Deutschland 2050

Im deutschen Stromsystem zeigt sich für das schlechte Wetterjahr 2010, dass die Volllaststunden der konventionellen Kraftwerke leicht ansteigen, um die geringere Energieerzeugung der erneuerbaren Energien zu kompensieren. So steigt die Auslastung der Steinkohlekraftwerke um 27 % und die der Erdgaskraftwerke um 14 %. Im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung steigen die Auslastung der Kohle-KWK um 13 % und die der Gas-KWK um 11 %. Das Wetterjahr 2010 war auch auf europäischer Ebene ein eher windschwaches Jahr, weshalb die Importe in diesem Jahr im Vergleich zum Basisszenario nicht ansteigen. Stattdessen werden die schwachen Windenergieerträge durch den Einsatz konventioneller Kraftwerke kompensiert. Im solarreichen Jahr 2012 sinkt im Hinblick auf konventionelle Kraftwerke die Erzeugung aus Erdgaskraftwerken um 19 % im Vergleich zum Basisszenario. Die Erzeugung aus KWK-Anlagen zeigt auch eine Absenkung um 8,5 % für Kohle-KWK und 13 % für Gas-KWK. Im Bereich der erneuerbaren Energien zeigt sich eine leichte Absenkung der Volllaststunden um 1 % für Windenergie im Vergleich zum Basisszenario. Bei der solaren Erzeugung wird im Wetterjahr 2012 ein Plus von 4 % erreicht. Durch die erhöhte Kapazität der Windenergieanlagen im Jahr 2012 wird trotz der leicht geringeren Volllaststundenanzahl die absolute Erzeugung leicht erhöht. Im Bereich der solaren

Erzeugung ergibt sich ein Anstieg um 18 TWh im Vergleich zum Basisszenario, was dazu führt, dass die Gas-KWK-Anlagen eine geringere Auslastung aufzeigen. Des Weiteren wird der günstige Strom aus erneuerbaren Energien zu einer Erhöhung der Erzeugung aus Power-to-Heat Anlagen genutzt. Die Volllaststunden der Power-to-Heat Anlagen steigen um 35 % im Vergleich zum Basisszenario. Im Gegensatz zu 2010 und 2012 war das Wetterjahr 2007 auch auf europäischer Ebene ein gutes Windjahr. Dies zeigt sich in den erhöhten Importen, die dazu führen, dass viel günstiger Strom zur Verfügung steht. Deshalb wird ein größerer Teil des Wärmebedarfs über Power-to-Heat gedeckt. Zusätzlich sinkt die Auslastung der konventionellen Kraftwerke deutlich gegenüber dem Basisszenario. Die Volllaststunden der Steinkohlekraftwerke sinken um 41 % und die der Erdgaskraftwerke um 70 %. Bei Kohle KWK-Anlagen sinkt die Auslastung um 45 % und bei der Gas-KWK um 44 %.

Auf deutscher Ebene zeigt sich, dass die installierten Leistungen der konventionellen Kraftwerke für die unterschiedlichen Herausforderungen nicht verändert werden. Es wird deutlich, dass ein Wetterjahr mit geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien dazu führt, dass die Auslastung der KWK-Anlagen sowie der konventionellen Kraftwerke steigt. Im guten Windjahr 2007 geht die Auslastung der konventionellen Kraftwerke deutlich zurück. Der Wärmebedarf wird in diesem Jahr stärker durch den Einsatz der Power-to-Heat Anlagen gedeckt, sodass der Einsatz der KWK-Anlagen zurückgeht. Der Einsatz der Power-to-Heat Anlagen steigt um 120 % im Vergleich zum Basisszenario. In diesem Stromsystem mit der Möglichkeit die Sektorkopplung auszubauen, zeigen sich zwei Anpassungsreaktionen. Wie schon auf europäischer Ebene gezeigt, werden zum einen die erneuerbaren Energien sowie Power-to-Heat Anlagen weiter ausgebaut. Im Ergebnis zeigt sich ein Stromsystem für Deutschland, welches über 35.000 Stunden realer Wetterdaten standhält.

7. Fazit

In dem vorliegenden Papier wurden zwei Fragestellungen untersucht. Zum einen, welche Wettersituationen eine Herausforderung für das Stromsystem bilden können und zum anderen, welche kostenoptimalen Anpassungsstrategien es für das Stromsystem gibt, um für diese herausfordernden Wettersituationen gerüstet zu sein. Im vorliegenden Kapitel werden zunächst die Ergebnisse des Papiers kurz zusammengefasst und anschließend weitere Möglichkeiten zur Analyse beschrieben.

7.1. Auswahl der Wetterjahre

Die erste Fragestellung wurde mit Hilfe einer Datenanalyse von stündlichen Wetterdaten für die Jahre 2007 bis 2012 beantwortet. Für die Analyse wurden unterschiedliche Kriterien zugrunde gelegt, nach denen die verschiedenen Wetterjahre untersucht wurden. Es zeigte sich, dass das Wetterjahr 2010 sowohl auf deutscher als auch auf europäischer Ebene ein windschwaches sowie kaltes Jahr war. Auf deutscher Ebene war zudem die solare Einstrahlung und auch die durchschnittliche Temperatur besonders gering. Diese Parameter haben einen Einfluss auf die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie auf die Stromnachfrage. Auf deutscher Ebene hat die Temperatur zudem einen Einfluss auf die Wärmenachfrage sowie die Effizienz der Wärmepumpen.

Das Wetterjahr 2012 war in Deutschland für die betrachteten Parameter ein durchschnittliches Jahr mit einem überdurchschnittlichen Wert für die solare Einstrahlung.

Auf europäischer Ebene war das Jahr überdurchschnittlich kalt und wies eine geringe solare Einstrahlung auf. Im Wetterjahr 2007 lag sowohl die mittlere als auch die maximale Windeinspeisung in Deutschland über dem Durchschnitt. Zudem war es wärmer als in den anderen betrachteten Jahren. Auf europäischer Ebene bleibt das Wetterjahr 2007 ein starkes Windjahr, welches zusätzlich warm war. Nach der Auswertung der Wetterdaten und Betrachtung der unterschiedlichen Parameter wurden für die weitere Analyse die Wetterjahre 2010, 2012 und 2007 ausgewählt.

Für zukünftige Analysen könnte die Erweiterung der Datensätze zusätzliche Herausforderungen oder weitere Extrema hervorbringen. Da jedoch für diese Ereignisse mit sehr geringen Eintrittswahrscheinlichkeiten gerechnet werden kann, ist das Vorhalten von möglichst günstiger Kapazität die ökonomisch geeignetste Anpassungsstrategie.

7.2. Anpassungsreaktionen des Stromsystems

Zur Beantwortung der zweiten Fragestellung wurden vier unterschiedliche Szenarien nacheinander gerechnet. Dabei wurden jeweils nach der Berechnung eines Jahres die installierten Kapazitäten über Minimumrestriktionen festgelegt. Für jede Berechnung wurden unterschiedliche Wetterdatensätze als Inputparameter für das Optimiermodell Enertile verwendet.

In den europäischen Szenarien zeigten sich zwei unterschiedliche Anpassungsreaktionen auf die verschiedenen Herausforderungen. Zum einen wurden günstige Gaskapazitäten weiter ausgebaut, um extreme Wetterlagen bzw. hohe Residuallasten beherrschen zu können. Die europäische Gasturbinenleistung wurde von 95 GW im Basisszenario auf maximal 114 GW erhöht⁶. Zum anderen wurden die Kapazitäten der erneuerbaren Energien erweitert. Diese Anpassungsreaktion diente als Vorsorge gegen wind- bzw. solarschwache Wetterjahre.

Auf deutscher Ebene mit der zusätzlichen Option der Sektorkopplung zeigten sich leichte Unterschiede zum europäischen System. Durch die Abbildung der Sektorkopplung wurden die Kapazitäten sowie die Auslastung der Power-to-Heat Anlagen erhöht. Gleichzeitig wurden die Kapazitäten der erneuerbaren Energien geringfügig im Bereich der Photovoltaikanlagen angepasst.

Das Ergebnis der Modellierung zeigte ein Stromsystem für Europa bzw. Deutschland, welches über 35.000 Stunden realer Wetterdaten mit unterschiedlichen Herausforderungen standhalten kann.

Die untersuchten Szenarien zeigten weiterhin, dass das zugrunde gelegte Basisszenario gegenüber verschiedenen Wettersituationen relativ robust ist. Als Reaktion auf unterschiedliche Wettersituationen ergaben sich moderate Anpassungen des Stromsystems. Eine Modellierung mit einem skalierten Wetterjahr kann demnach als Diskussionsgrundlage für die Entwicklung des Stromsystems genutzt werden. Durch eine leichte Änderung der Kapazitäten erneuerbarer Energien sowie von Gasturbinen werden extreme Wettersituationen auf europäischer Ebene beherrschbar. Die Dekarbonisierung des

⁶ Da im Modell Solarthermie aus technischen Gründen in den Szenarien zurückgebaut wird, kann ein Teil dieser zusätzlichen Gasleistung auch als Kompensation für diesen Rückbau regelbarer Leistung erfolgen. Das Ergebnis ist dieses moderaten Leistungszuwachses ist ggf. etwas überschätzt.

Stromsystems durch einen weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien kann demzufolge zukünftig durch eine Anpassung der installierten Leistung von Flexibilitätsoptionen kontrollierbar werden. In Deutschland wurde der erhöhte Anteil an volatilen erneuerbaren Energien durch einen Ausbau der Sektorkopplung kompensiert.

Bei der Betrachtung der Ergebnisse muss berücksichtigt werden, dass das verwendete Modell eine perfekte Voraussicht besitzt und dementsprechend die Kapazitäten anpassen kann. Diese perfekte Voraussicht ist im realen Stromsystem nicht gegeben. Die Unsicherheiten im Hinblick auf die volatile Einspeisung von erneuerbaren Energien sowie der Höhe der Residuallast könnte durch die Erhöhung günstiger Flexibilitätsoptionen wie Erdgaskapazitäten oder den weiteren Ausbau der Sektorkopplung ausgeglichen werden.

Bei zukünftigen Analysen sollten die betrachteten Szenarien einzeln modelliert werden, um den Einfluss der Wetterjahre auf das jeweilige Stromsystem betrachten zu können. So könnte der direkte Einfluss einer hohen Wärmenachfrage oder einer hohen Einspeisung aus erneuerbaren Energien auf das Stromsystem analysiert werden. Zusätzlich sollte untersucht werden, wie sich die optimalen Anpassungsstrategien des Stromsystems bei höher aufgelöster Sektorkopplung im europäischen Ausland verändern.

Danksagung

Der vorliegende Konferenzbeitrag ist im Zusammenhang mit den Langfrist- und Klimaszenarien Modul 9: Extremwetterszenarien für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie entstanden.

8. Literatur

- [1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, *Die Klimakonferenz in Paris*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/internationale-klimapolitik/pariser-abkommen/>.
- [2] Europäische Kommission, *Pariser Übereinkommen*. [Online] Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de.
- [3] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, „24. Weltklimakonferenz“, 2018. [Online] Verfügbar unter: <https://www.bmu.de/cop24/>.
- [4] WD 8: Fachbereich für Umwelt, Forschung, Reaktorsicherheit Bildung, *Aktuelle Klimaschutzziele auf internationaler, europäischer und nationaler Ebene: Nominale Ziele und Rechtsgrundlagen*. Zugriff am: Jan. 23 2019.
- [5] C. Jägemann, M. Fürsch, S. Hagspiel und S. Nagl, „Decarbonizing Europe's power sector by 2050 — Analyzing the economic implications of alternative decarbonization pathways“, *Energy Economics*, Jg. 40, S. 622–636, 2013.
- [6] D. Parra, L. Valverde, F. J. Pino und M. K. Patel, „A review on the role, cost and value of hydrogen energy systems for deep decarbonisation“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 101, S. 279–294, 2019.
- [7] O. D. Doleski, *Herausforderung Utility 4.0: Wie sich die Energiewirtschaft im Zeitalter der Digitalisierung verändert*. Springer Fachmedien Wiesbaden, 2017.
- [8] P. Du, R. Baldick und A. Tuohy, *Integration of Large-Scale Renewable Energy into Bulk Power Systems: From Planning to Operation*. Springer International Publishing, 2017.
- [9] C. M. Grams, R. Beerli, S. Pfenninger, I. Staffell und H. Wernli, „Balancing Europe's wind-power output through spatial deployment informed by weather regimes“, *Nature Climate Change*, Jg. 7, Nr. 8, S. 557, <https://www.nature.com/articles/nclimate3338.pdf>, 2017.
- [10] N. Gerhardt *et al.*, „Analyse eines europäischen -95%-Klimazielszenarios über mehrere Wetterjahre: Teilbericht im Rahmen des Projektes: Klimawirksamkeit“, Fraunhofer IWES, Kassel, 2017. [Online] Verfügbar unter: <http://publica.fraunhofer.de/dokumente/N-439079.html>.
- [11] I. Staffell und S. Pfenninger, „The increasing impact of weather on electricity supply and demand“, *Energy*, Jg. 145, S. 65–78, 2018.
- [12] J. Olauson und M. Bergkvist, „Correlation between wind power generation in the European countries“, *Energy*, Jg. 114, S. 663–670, 2016.
- [13] S. Collins, P. Deane, B. Ó Gallachóir, S. Pfenninger und I. Staffell, „Impacts of Inter-annual Wind and Solar Variations on the European Power System“ (eng), *Joule*, Jg. 2, Nr. 10, S. 2076–2090, 2018.
- [14] Deutscher Wetterdienst, „Regionalmodell COSMO-EU“, Offenbach. [Online] Verfügbar unter: https://www.dwd.de/DE/forschung/wettervorhersage/num_modellierung/01_num_vorhersagemodelle/regionalmodell_cosmo_eu.html. Zugriff am: Feb. 05 2019.
- [15] C. Rigollier, M. Lefèvre und L. Wald, „The method Heliosat-2 for deriving shortwave solar radiation from satellite images“, *Solar Energy*, Jg. 77, Nr. 2, S. 159–169, 2004.
- [16] Y. Shi, G. Wang, X. Gao und Y. Xu, „Effects of climate and potential policy changes on heating degree days in current heating areas of China“, *Scientific Reports*, Jg. 8, Nr. 1, S. 10211, <https://www.nature.com/articles/s41598-018-28411-z.pdf>.

- [17] Thomsen F. und Matzarakis A., „Climate change and heating/cooling degree days in Freiburg“, Albert-Ludwigs-University of Freiburg, Germany, 5th Japanese-German Meeting on Urban Climatology; Eigenverlag Meteorologisches Institut, 2009; 339-344 (Ber. Meteor. Inst. Univ. Freiburg Nr. 18)., Okt. 2008.
- [18] K. Franke, F. Sensfuß und B. Pfluger, *Identifizierung kritischer Wettersituationen im Hinblick auf die Stromerzeugung in Westeuropa: Conference Paper*. Verfügbar unter: <https://www.tugraz.at/events/eninnov2018/home/>.
- [19] B. Pfluger, B. Tersteegen und B. Franke, „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland unter besonderer Berücksichtigung der nachhaltigen Entwicklung sowie regionaler Aspekte: Modul 9 - Extremwetterszenarien“. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. [Online] Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/langfrist-und-klimaszenarien.html>.
- [20] B. Pfluger, B. Tersteegen und B. Franke, „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland: Modul 1: Hintergrund, Szenarioarchitektur und übergeordnete Rahmenparameter“. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Fraunhofer ISI, Consentec, ifeu. [Online] Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/langfrist-und-klimaszenarien.html>.

9. Anhang

Einordnung der Wetterjahre

Die folgenden beiden Tabellen zeigen die berücksichtigten Werte zur Einordnung der betrachteten Wetterjahre in Deutschland sowie in Europa.

Tabella 3: Werte zur Einordnung der betrachteten Wetterjahre in Deutschland

	\bar{T}_{min}	$T_{min,abs}$	\bar{v}_{min}	v_{max}	\bar{J}_{min}	j_{max}	HDD
2007	9,5	-10,0	6,2	34,8	120,9	1034,0	114,2
2008	9,1	-7,8	6,0	30,8	120,6	1024,0	118,3
2009	8,9	-10,0	5,5	31,6	122,0	1050,0	122,5
2010	7,2	-18,0	5,4	28,9	116,9	1024,0	137,1
2011	9,3	-12,8	5,6	28,3	128,3	1043,0	114,5
2012	8,8	-17,2	5,6	30,2	123,4	1037,0	121,7

Tabella 4: Werte zur Einordnung der betrachteten Wetterjahre in Europa

	\bar{T}_{min}	$T_{min,abs}$	\bar{v}_{min}	v_{max}	\bar{J}_{min}	j_{max}	HDD
2007	8,7	-6,9	6,4	46,7	122,8	1120,0	429,5
2008	8,5	-6,9	6,4	58,1	140,3	1102,0	418,1
2009	8,2	-11,2	6,0	51,6	143,4	1158,0	395,1
2010	7,0	-12,8	5,9	56,0	137,7	1109,0	526,8
2011	8,6	-9,8	6,0	40,9	95,4	1213,0	427,9
2012	8,1	-15,5	6,0	41,3	92,8	1218,0	549,8