

KALTE DUNKELFLAUTE ROBUSTHEIT DES STROMSYSTEMS BEI EXTREMWETTER



Berlin, 12.05.2017

Greenpeace Energy eG

Autoren F. Huneke, C. Perez Linkenheil,
M. Niggemeier

INHALTSVERZEICHNIS

Einleitung.....	3
Einfluss des Wetters auf ein zunehmend von Wind und Photovoltaik geprägtes Stromsystem	4
Stromversorgung während der kalten Dunkelflaute im Strommarkt 2030	15
Nachhaltige Stromversorgung in der Dunkelflaute.....	20
Fazit.....	27
Literaturverzeichnis	29
Kurzportrait Energy Brainpool.....	31

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Aggregierte Stromeinspeisung (blau) der Wind- und Solaranlagen und Lastprofil 2016 im Falle des Wetterjahres 2016 (Ist-Nachfrage)	5
Abbildung 2: Aggregierte Stromeinspeisung (blau) der Wind- und Solaranlagen und temperaturabhängiges Lastprofil 2016 im Falle des Wetterjahres 2006	5
Abbildung 3: Stromeinspeisung der Wind- und Solaranlagen und temperaturabhängiges Lastprofil in einem Stromsystem mit 69 % erneuerbaren Energien im Falle des Wetterjahres 2016, 4,47 TWh residuale, nicht fluktuierende Energie werden benötigt.....	7
Abbildung 4: Stromeinspeisung der Wind- und Solaranlagen und temperaturabhängiges Lastprofil in einem Stromsystem mit 69 % erneuerbaren Energien im Falle des Wetterjahres 2006, 22,88 TWh residuale, nicht fluktuierende Energie werden benötigt	7
Abbildung 5: Geordnete Jahresdauerlinien der durchschnittlichen Einspeisung der Wind- und Solaranlagen 2016 sowie der Summe aus Wind und Solar für das Wetterjahr 2006 in verschiedenen Zeitskalen	8
Abbildung 6: Durchschnittliche Windgeschwindigkeiten am 3. Februar 2006	10
Abbildung 7: Schwankungen der durchschnittlichen monatlichen Einspeisung von Wind- und Solaranlagen 2016 um den Mittelwert bei Zugrundelegung der Wetterjahre 2006 bis 2016.....	11
Abbildung 8: Schwankungen um den Mittelwert der Residuallast und der Last um den Mittelwert bei Zugrundelegung der Wetterjahre 2006 bis 2016 (Residuallast mit Wind- und Solaranlagen 2016).....	12
Abbildung 9: Schwankungen der durchschnittlichen monatlichen Einspeisung von Wind- und Solaranlagen um den Mittelwert bei Zugrundelegung der Wetterjahre 2006 bis 2016 in einem Stromsystem mit 69 % erneuerbaren Energien (Im 80%-Pfad der Bundesregierung entspricht das dem notwendigen Anlagenpark im Jahr 2040)	13
Abbildung 10: Schwankungen um den Mittelwert der Residuallast und der Last um den Mittelwert bei Zugrundelegung der Wetterjahre 2006 bis 2016 in einem Stromsystem mit 69 % erneuerbaren Energien (Im 80%-Pfad der Bundesregierung entspricht das dem notwendigen Anlagenpark im Jahr 2040).....	14
Abbildung 11: Stromimporte nach Deutschland während der kalten Dunkelflaute	15

Abbildung 12: Inlandserzeugung und Importe während einer kalten Dunkelflaute im Stromsystem 2030 (Wetterjahr 2006, links); Anteil Länder (rechts oben) und Technologien (rechts unten) direkter Importe an den Gesamtimporten in diesem Zeitraum.....	17
Abbildung 13: Inlandserzeugung und Importe während einer kalten Dunkelflaute im Stromsystem 2030, bei erfolgtem Ausstieg aus der Braunkohleverstromung (Wetterjahr 2006, links); Anteil der Länder (rechts oben) und der Technologien (rechts unten) direkter Importe an den Gesamtimporten in diesem Zeitraum	18
Abbildung 14: Prozentuale Kostenverteilung eines Stromsystems mit 100 % erneuerbarer Energie	22
Abbildung 15: Schematische Darstellung der Wirkungsweise der Flexibilitätsoptionen in einem Stromsystem, das zu 100 Prozent aus erneuerbaren Energien gespeist wird; bei der Nachfrage ist der Verbrauch von 41,9 Mio. Elektroautos integriert.....	25
Abbildung 16: Zustand des Gasspeichers auf monatlicher Basis.....	26

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Rahmenparameter eines Stromsystems mit 100 % erneuerbarer Energie, das Versorgungssicherheit während der kalten Dunkelflaute gewährleistet, Annualisierung der Kosten über einen WACC von rund 7 % und typische Lebensdauern unter Annahme einer weiterhin starken Kostendegression.....	22
---	----

EINLEITUNG

Ein für die Energiewende zentraler Faktor ist, wie beim Umbau des Energiesystems kostengünstig Versorgungssicherheit gewährleistet werden kann. Der weitere Ausbau erneuerbarer Energien – insbesondere Photovoltaik und Windkraft – rückt diese Herausforderung immer mehr in den Fokus. In Zeiten ohne Sonne und Wind stehen die in Summe erheblichen Kapazitäten des Anlagenparks temporär nicht zur Deckung des Energiebedarfs zur Verfügung. Insbesondere bei kältebedingt hoher Stromnachfrage steht das zukünftige Stromsystem vor der Herausforderung, wie die Stromnachfrage sicher bedient werden kann, ohne die politischen Ziele für Klimaschutz und Erneuerbaren-Zubau zu gefährden.

Wie oft, wie lange und mit welchen regionalen Unterschieden solche „kalten Dunkelflauten“ auftreten, soll in dieser Studie untersucht werden. Die daraus resultierende Herausforderung ist auf verschiedene Art und Weise lösbar: Das Konzept „Strom 2030“¹ der Bundesregierung setzt auf Stromimporte, die die Versorgungssicherheit absichern sollen. Über eine Fundamentalanalyse untersucht die Studie, wie der Erzeugungs- und Importmix während einer kalten Dunkelflaute in einem solchen Stromsystem aussehen würde und welchen Effekt ein Ausstieg aus der Braunkohleverstromung hätte.

Diese Studie betrachtet darüber hinaus auch ein Stromsystem, das gar nicht mehr auf fossile Erzeugungskapazitäten aus Kohle und Erdgas zurückgreift. Als technische Lösung für die kalte Dunkelflaute stehen langfristige Flexibilitätsoptionen bereit. Insbesondere Gasspeicher können synthetisches Methan – und bis zu einem gewissen Maße auch erneuerbaren Wasserstoff direkt – über lange Zeiträume speichern. Die Studie untersucht, wie ein Stromsystem aufgebaut sein kann, das – eingebettet in den europäischen Strommarkt – sich selbst in kritischen Wettersituationen nur aus erneuerbaren Energien speist und was Strom in einem solchen System mit den notwendigen Flexibilitätsoptionen aus heutiger Sicht kostet.

¹ (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2016)

EINFLUSS DES WETTERS AUF EIN ZUNEHMEND VON WIND UND PHOTOVOLTAIK GEPRÄGTES STROMSYSTEM

Aufgrund von Schwachwind/Flauten und wetter- oder jahreszeitbedingter Dunkelheit kann die Stromerzeugung aus Wind- und Solarkraft auch über einen längeren Zeitraum gering sein. Wenn dieser Zustand über mehrere Tage andauert, stellt er für ein Stromsystem mit hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien eine besondere Herausforderung dar, weil kurz- und mittelfristige Flexibilitätsoptionen wie Speicher und Lastmanagement an die Grenze ihrer Leistungsfähigkeit gelangen. Für solche Situationen wurde der Begriff „Dunkelflaute“ etabliert. Tritt eine Dunkelflaute im Winter auf, trifft ein längerfristig geringes Dargebot erneuerbarer Energien auf eine witterungsbedingt besonders hohe Nachfrage nach Energie. Diese Situation wird als „kalte Dunkelflaute“ bezeichnet.

Die Problematik einer lang anhaltenden kalten Dunkelflaute lässt sich durch den Vergleich verschiedener modellierter Wetterjahre verdeutlichen. Diese Studie hat zu diesem Zweck den Wettereinfluss der Jahre 2006 bis 2016 auf das heutige Stromsystem untersucht². Bei der Analyse dieser Wetterjahre haben sich die 14 Tage vom 23. Januar bis 6. Februar 2006 als Extremfall einer kalten Dunkelflaute herausgestellt. Kriterium für die Auswahl dieses Zeitraums ist die maximale Residuallast aus Nachfrage und Wind- und Solarerzeugung in dieser Zeit. Diese Residuallast lag im betrachteten Zeitraum des Wetterjahres 2006 bei 72,8 GW im zweiwöchigen Mittel. Die Analyse der Wetterjahre 2006 bis 2016 zeigt darüber hinaus in jedem zweiten Jahr eine mindestens zweiwöchige Phase, in der die modellierte mittlere Residuallast über 70 GW betrug, in 2012 gab es Mitte Februar eine ähnlich stark ausgeprägte kalte Dunkelflaute wie 2006 – mit 72,6 GW Residuallast im zweiwöchigen Mittel.

Zur Vergleichbarkeit der Wetterjahre wird im Folgenden der Anlagenpark von 2016 angenommen und die Einspeisung bezogen auf das tatsächliche Wetterjahr 2016 berechnet sowie für das Wetterjahr 2006 modelliert (vgl. Abbildung 1 und Abbildung 2).

² (European Centre for Medium-Range Weather Forecast, 2016) und (European Meteorological derived high resolution renewable energy source generation time series, 2016)

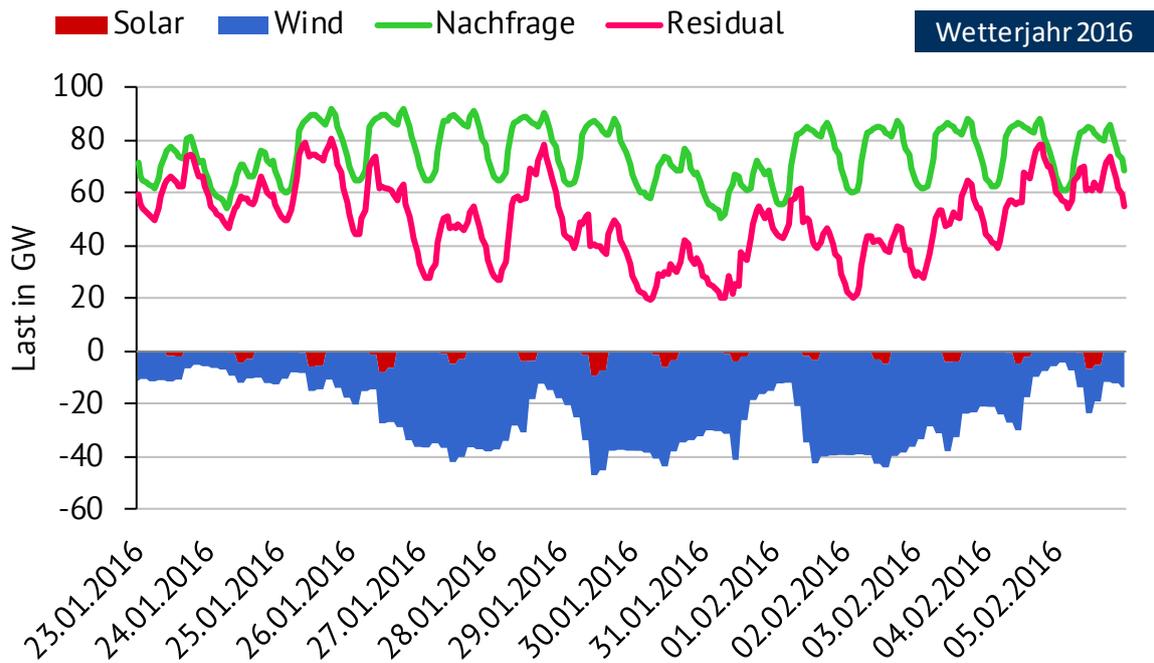


Abbildung 1: Aggregierte Stromeinspeisung (blau) der Wind- und Solaranlagen und Lastprofil 2016 im Falle des Wetterjahres 2016 (Ist-Nachfrage)

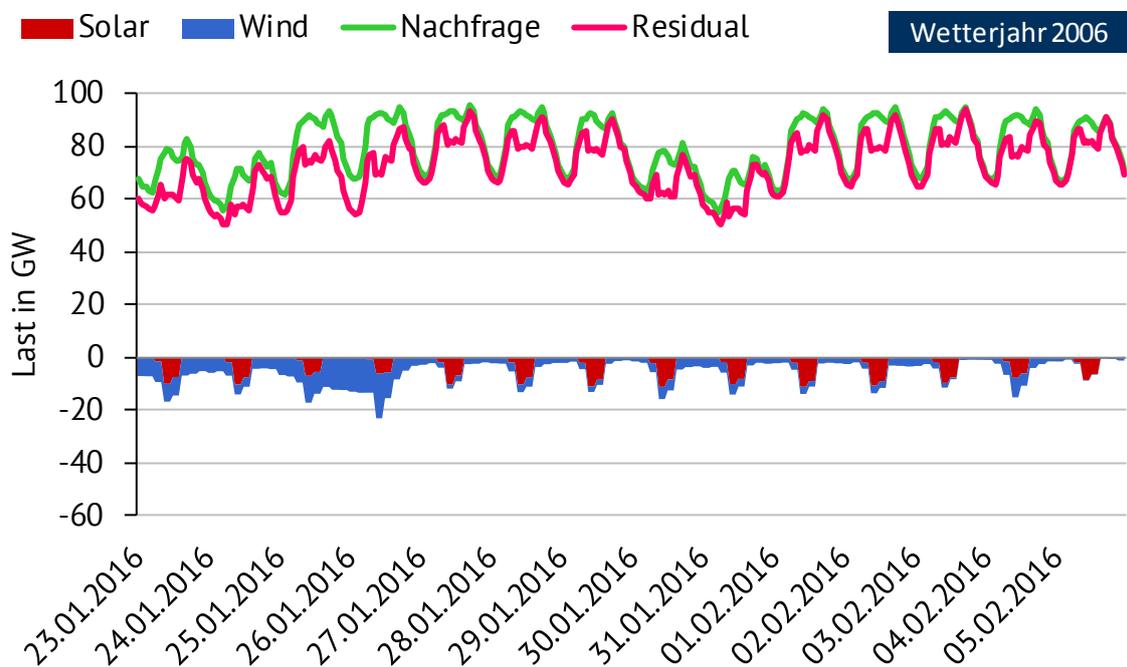


Abbildung 2: Aggregierte Stromeinspeisung (blau) der Wind- und Solaranlagen und temperaturabhängiges Lastprofil 2016 im Falle des Wetterjahres 2006³

³ Quellen für die Berechnung der Einspeisungen: (European Centre for Medium-Range Weather Forecast, 2016); (European Meteorological derived high resolution renewable energy source generation time series, 2016)

Aufgrund besonders geringer Wind- und Solareinspeisung bei kalten Temperaturen im Wetterjahr 2006 erreicht die Residuallast in Abbildung 2 ihren Maximalwert, in Abbildung 1, respektive für das Wetterjahr 2016, ist die Windeinspeisung höher und die Residuallast entsprechend geringer. Die Solareinspeisung ist jahreszeitlich bedingt gering. In Abbildung 2 muss die steuerbare Erzeugung über einen längeren Zeitraum mehr als 60 GW Nachfrage decken, zeitweise muss die gesamte Last durch Residuallast gedeckt werden.

Die Residuallast wird im jetzigen Stromsystem in erster Linie durch konventionelle Kraftwerke gedeckt. Hinzu kommen Flexibilitätsoptionen wie steuerbare erneuerbare Energien (Biomasse), Speicher und Lastverschiebung sowie der europäische Stromaustausch über Grenzkuppelstellen. Der Wert dieser Flexibilitätsoptionen steigert sich im Hinblick auf die Versorgungssicherheit in dem Maße, wie konventionelle Kraftwerke als Folge des Erneuerbaren-Ausbau vom Netz gehen. Bei den in Abbildung 1 dargestellten Einspeisedaten muss die Residuallast flexibler reagieren, da die Windeinspeisung stark schwankt. Hier ist also kurz- bis mittelfristige Flexibilität der restlichen Erzeugung gefragt. Mit zunehmendem Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien im Stromsystem gewinnen Langzeitspeicher an Bedeutung für die Versorgungssicherheit.

Ein Stromsystem mit 69 Prozent erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch verdeutlicht die Auswirkungen der kalten Dunkelflaute. Für den Zeitraum vom 23. Januar bis 6. Februar werden in Abbildung 3 die Rahmenbedingungen des Wetterjahres 2016 eingerechnet, während Abbildung 4 das Stromsystem mit 69 Prozent Erneuerbaren mit den Wetterdaten des Jahres 2006 konfrontiert.

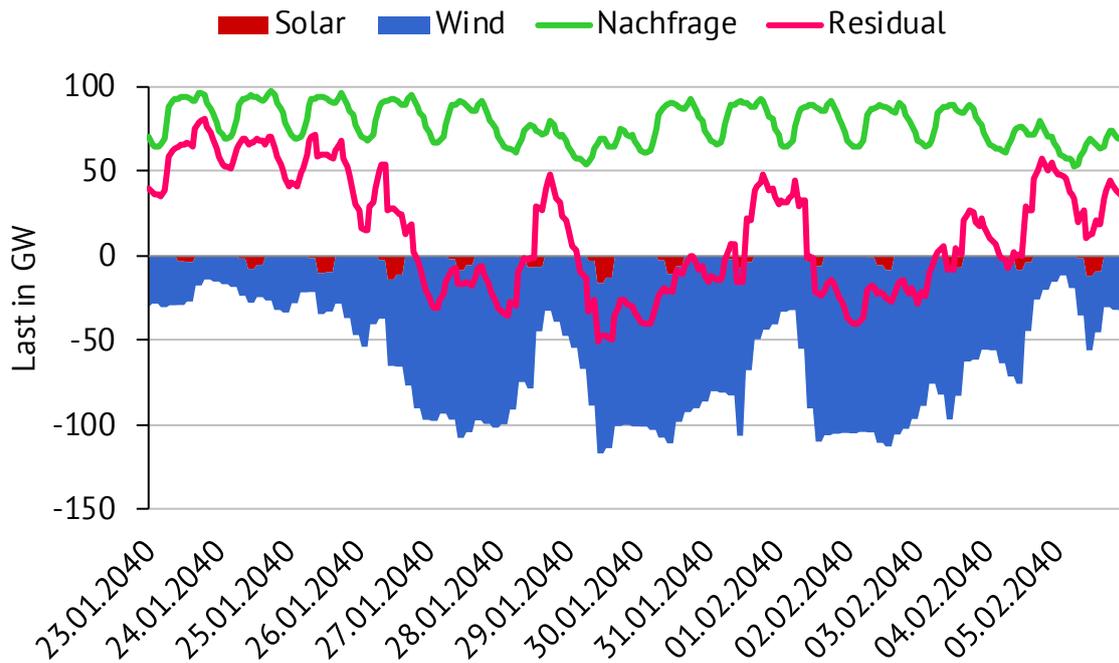


Abbildung 3: Stromeinspeisung der Wind- und Solaranlagen und temperaturabhängiges Lastprofil in einem Stromsystem mit 69 % erneuerbaren Energien im Falle des Wetterjahres 2016, 4,47 TWh residuale, nicht fluktuierende Energie werden benötigt

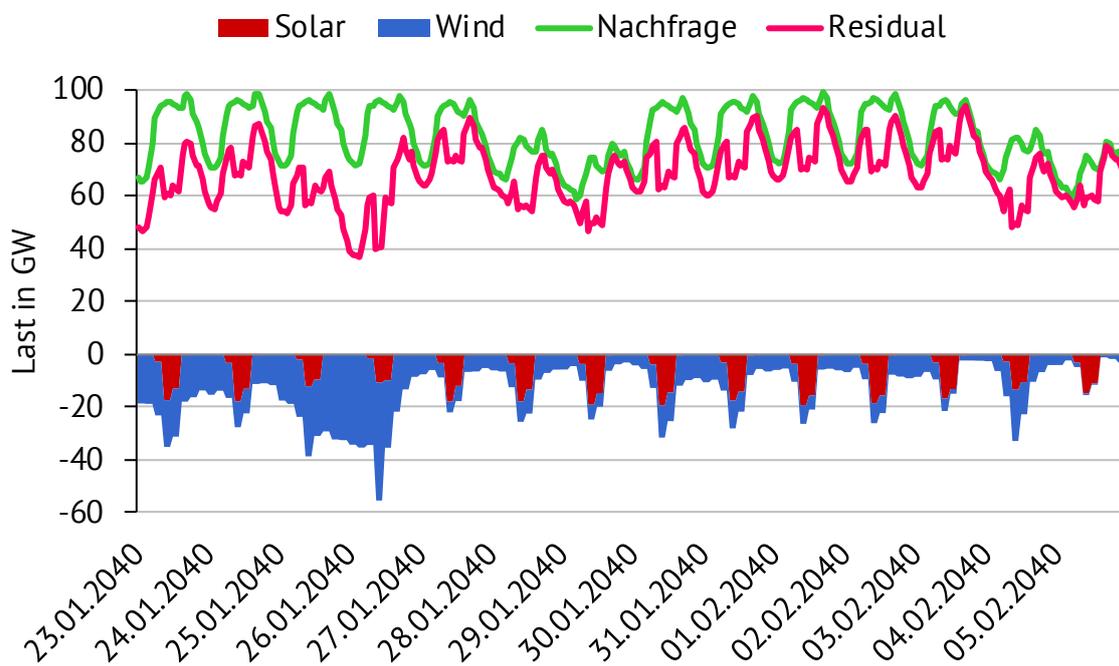


Abbildung 4: Stromeinspeisung der Wind- und Solaranlagen und temperaturabhängiges Lastprofil in einem Stromsystem mit 69 % erneuerbaren Energien im Falle des Wetterjahres 2006, 22,88 TWh residuale, nicht fluktuierende Energie werden benötigt

Während im Wetterjahr 2016 kurz- und mittelfristige Flexibilitätsoptionen einen Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage ermöglichen, ist die Windflaute bei niedrigen Temperaturen und wenig Solareinspeisung im Jahre 2006 zu lang, um kurz- oder mittelfristig ausgeglichen zu werden. Hier wären langfristige Flexibilitätsoptionen unerlässlich. Die residuale Strommenge in den 14 Tagen schwankt von 4,47 TWh im Wetterjahr 2016 bis zu 22,88 TWh im Wetterjahr 2006.

Der Gleichzeitigkeitseffekt der fluktuierenden Einspeisung aus Wind- und Solaranlagen wird in Abbildung 5 deutlich:

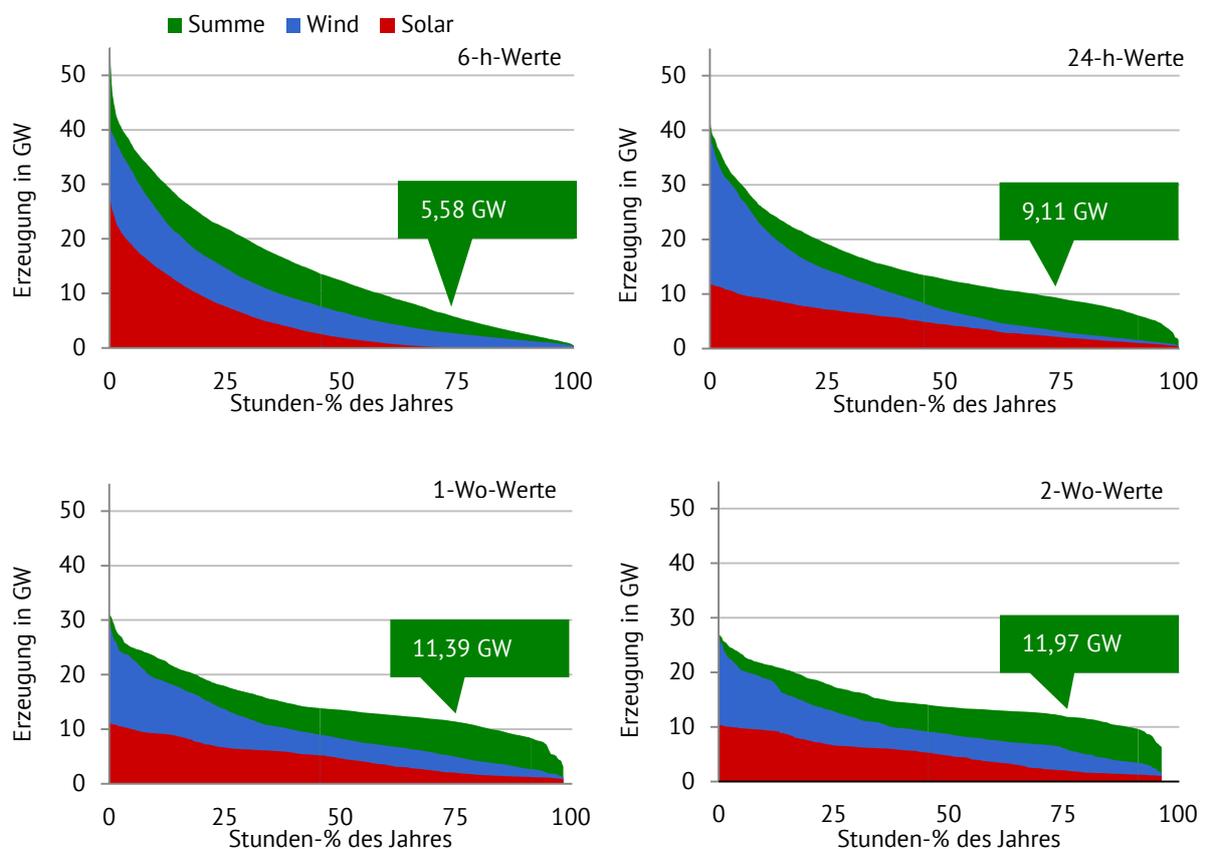


Abbildung 5: Geordnete Jahresdauerlinien der durchschnittlichen Einspeisung der Wind- und Solaranlagen 2016 sowie der Summe aus Wind und Solar für das Wetterjahr 2006 in verschiedenen Zeitskalen

Die geordneten Jahresdauerlinien der durchschnittlichen Einspeisung über verschiedene Zeiträume veranschaulichen, in wie vielen Stunden des Jahres eine Dunkelflaute vorlag, wenn man die installierte Solar- und Windkraftleistung des Jahres 2016 mit den Bedingungen des Wetterjahres 2006 konfrontiert. Durch die Verwendung eines gleitenden Mittelwerts (die Zeitangaben in Abbildung 5 oben rechts über den jeweiligen Jahresdauerlinien) wird der zeitliche Zusammenhang des Aufeinanderfolgens von Wetterereignissen berücksichtigt.

Wird die durchschnittliche Einspeisung auf 6-h-Basis gebildet, liegt die Differenz zwischen maximaler und minimaler zeitgleicher Einspeisung von Solar und Wind bei über 59 GW. Die maximale Einspeisung von Wind liegt bei 41 GW, die von Solar bei 29 GW. Wird die durchschnittliche Einspeisung über einen längeren Zeitraum gebildet, so werden Ausgleichseffekte sichtbar: über zwei Wochen liegt die Differenz zwischen maximaler und minimaler Einspeisung dennoch bei 20 GW. Die mit hoher Sicherheit verfügbare mittlere zweiwöchige Leistung, ist damit immer noch hohen Schwankungen unterworfen.

Für die Identifizierung einer Dunkelflaute eignet sich als ein Kriterium die Abweichung von der mittleren jährlichen gleichzeitigen Wind- und Solareinspeisung, die unter Annahme des Kraftwerksparks von 2016 für das Wetterjahr 2006 knapp 15 GW beträgt.

Die X-Achse zeigt an, in wieviel Prozent der Stunden eines Jahres eine durchschnittliche Einspeisung unterschritten wurde. Dies gibt einen Eindruck, welche Kapazitäten an kurz-, mittel- und langfristigen Flexibilitätsoptionen benötigt werden. Im sechsstündigen Mittel erreichen 32 Prozent des Jahres bzw. 2814 Stunden (im Schaltjahr) weniger als die Hälfte dieser durchschnittlichen Einspeisung. Gemittelt über 24 Stunden (14 Prozent, 1242 Stunden), eine Woche (4 Prozent, 362 Stunden) und zwei Wochen (1,5 Prozent, 132 Stunden) ist der Ausgleichseffekt größer.

Die zeitliche Skala zeigt den hohen Bedarf an kurz- und mittelfristiger Flexibilität. Über längere Zeiträume treten die Ausgleichseffekte innerhalb des großflächig verteilten Anlagenparks immer stärker zutage. Es zeigt sich, dass mit Flexibilitätstechnologien, die typischerweise über eine ganze Woche einen vollständigen Ausgleich der Einspeisung von Wind- und Solarstrom ermöglichen, eine Lücke von 362 Stunden im Jahr verbleibt, in der mit jenen Technologien nicht wenigstens die Hälfte der durchschnittlichen Einspeisung ausgeglichen werden kann. Die Notwendigkeit von Langfrist-Flexibilitätsoptionen für ein System mit hohen Anteilen von Wind- und Solarstrom wird so deutlich.

Neben der zeitlichen spielt auch die räumliche Dimension eine wichtige Rolle: Ein europäischer Ausgleichseffekt über die mit Grenzkuppelkapazitäten verbundenen Stromsysteme entlastet in vielen Situationen den nationalen Bedarf an Flexibilitätsoptionen. Von 2006 bis 2016 traten jedoch auch Extremsituationen auf, in denen dieser Ausgleich zumindest auf erneuerbarer Basis aufgrund stabiler Großwetterlagen nicht hätte stattfinden können.

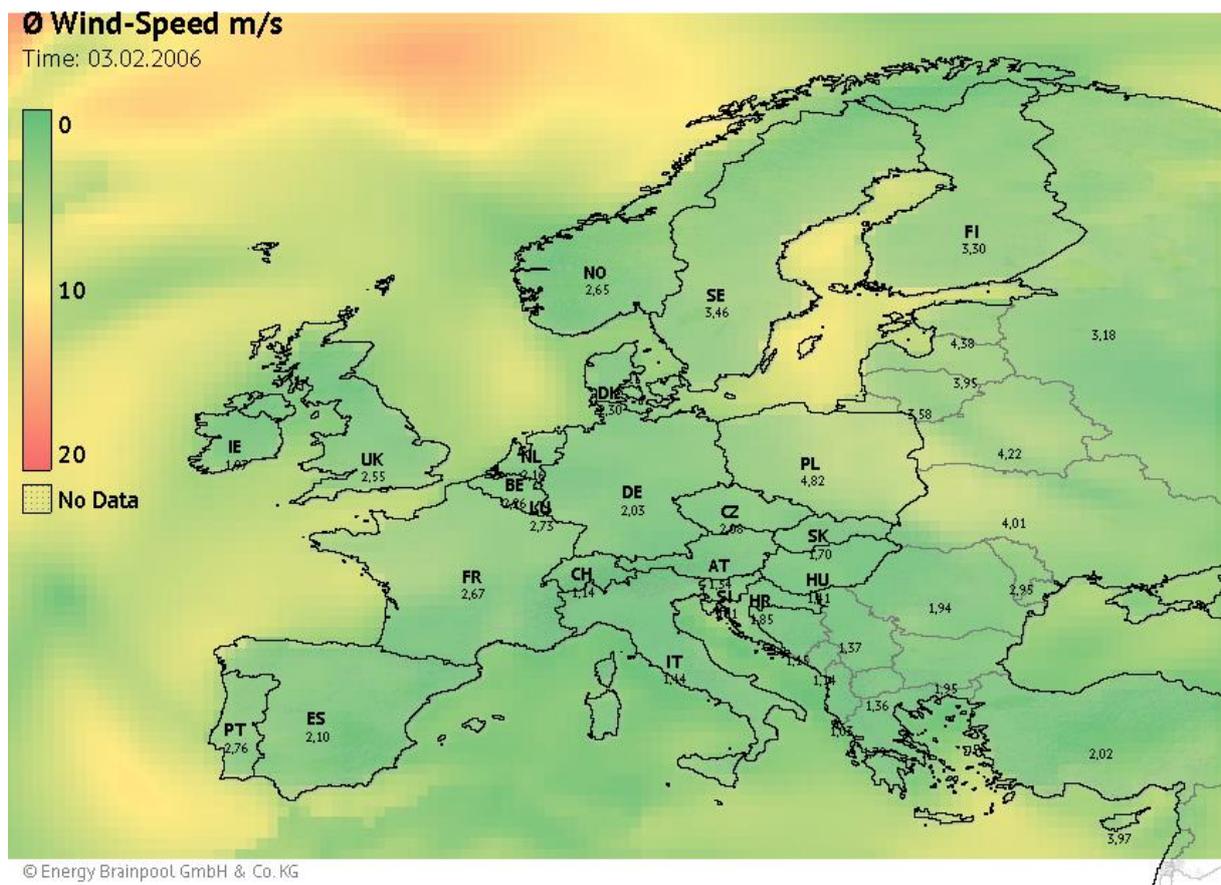


Abbildung 6: Durchschnittliche Windgeschwindigkeiten am 3. Februar 2006

Eine exemplarische Darstellung der durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten am 3. Februar 2006 (Abbildung 6) zeigt, dass Windflauten eine gesamteuropäische Herausforderung sein können. Die kalte Dunkelflaute im Januar/Februar 2006 erstreckte nahezu während ihrer gesamten Dauer über ganz Kontinentaleuropa. Nur an einigen Tagen ergaben sich etwas höhere Windgeschwindigkeiten im Bereich der Nordsee (Niederländische Küste), in Großbritannien und an der Mittelmeerküste Südfrankreichs. Daraus lässt sich schlussfolgern, dass der Beitrag des europäischen Stromaustauschs zur Herstellung der Versorgungssicherheit in dem Maße sinkt, in dem die Energiewende europaweit vollzogen wird. Versorgungssicherheit während einer Dunkelflaute lässt sich mit Hilfe der Nachbarländer nur dann zuverlässig gewährleisten, wenn diese Nachbarländer weiterhin ausreichend steuerbare Kraftwerkskapazitäten vorhalten. Bei einer europaweiten Energiewende muss der transnationale Stromaustausch dringend durch weitere Flexibilitätsoptionen ergänzt werden.

Die Betrachtung eines einzelnen Wetterjahres reicht nicht aus, um die Notwendigkeit an kurz-, mittel- und langfristigen Flexibilitätsoptionen abzuschätzen. Wie stark der Einfluss unterschiedlicher Wetterjahre auf die Einspeisung erneuerbarer Energien ist, zeigt folgende Analyse, die den Anlagenpark von 2016 mit den Wetterdaten von 2006 bis 2016 konfrontiert:

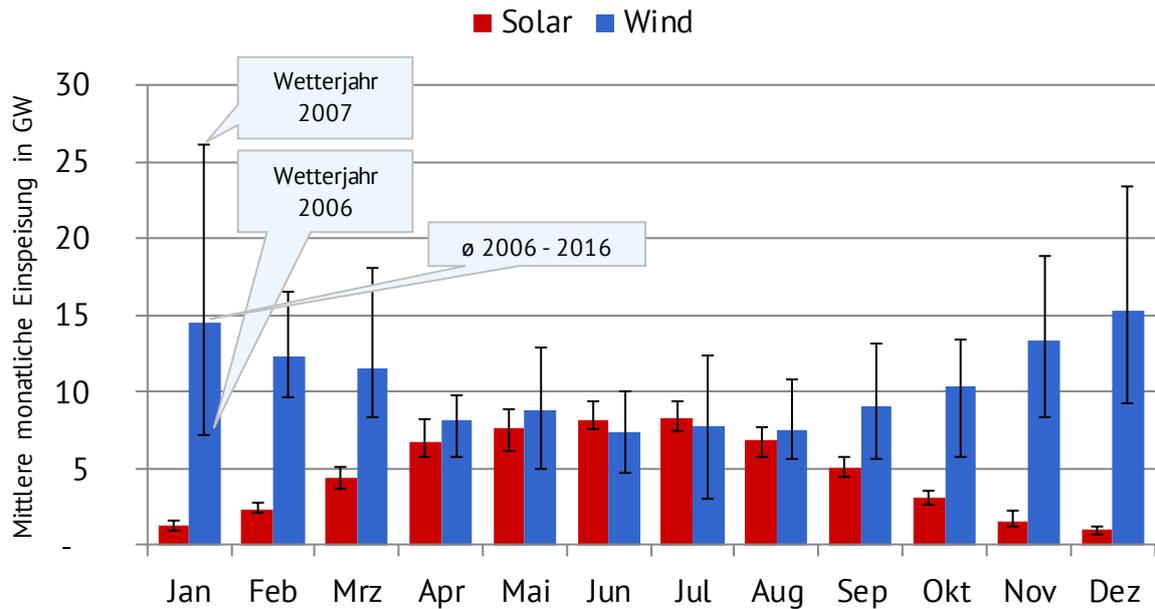


Abbildung 7: Schwankungen der durchschnittlichen monatlichen Einspeisung von Wind- und Solaranlagen 2016 um den Mittelwert bei Zugrundelegung der Wetterjahre 2006 bis 2016

Abbildung 7 zeigt nach Monaten gemittelt die in den Jahren 2006 bis 2016 aufgetretenen Minimal- und Maximalerzeugung, sowie die Erzeugung im elfjährigen Mittel des jeweiligen Monats. Die jahreszeitlichen Verläufe der mittleren Wind- und Solareinspeisung werden ebenso sichtbar, wie die Extrema in einzelnen Jahren. Während für den Januar des Wetterjahres 2006 die mittlere Winderzeugung nur knapp bei der Hälfte des elfjährigen Mittels von 14 GW liegt, tritt bereits im Januar des Folgejahres mit 26 GW der Maximalwert der mittleren Januar-Einspeisung aller betrachteten Wetterjahre auf. Beachtenswert sind auch die Schwankungen der Windstromerzeugung im Juli. Die Schwankungen der mittleren Solareinspeisung sind deutlich geringer.

Abbildung 8 zeigt die Schwankungen der Last und der Residuallast um den Monatsmittelwert.

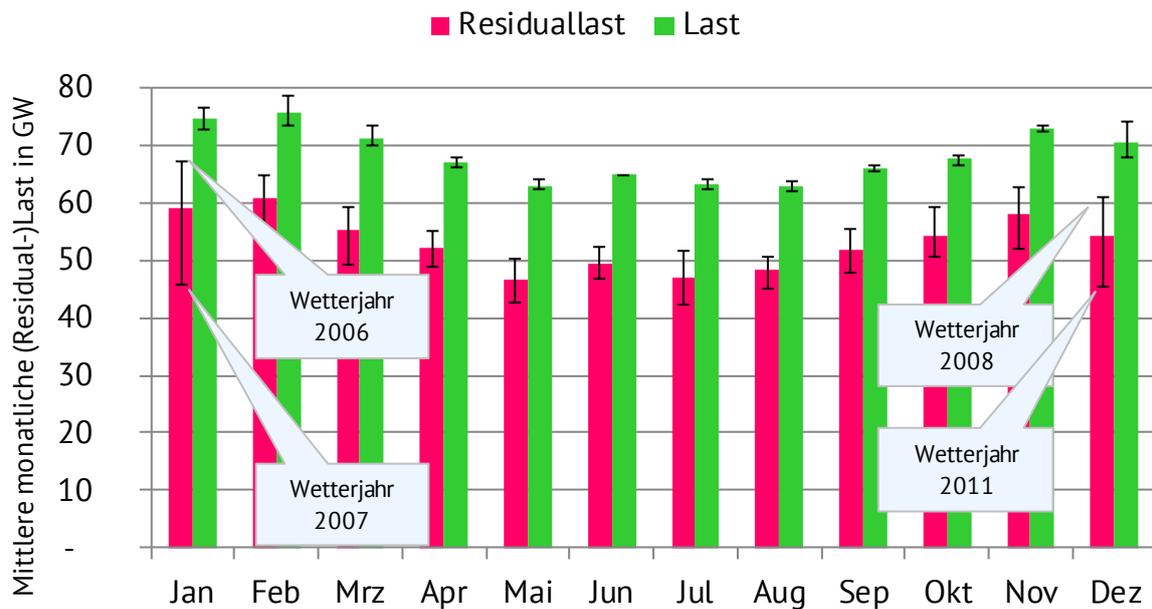


Abbildung 8: Schwankungen um den Mittelwert der Residuallast und der Last um den Mittelwert bei Zu-
grundelegung der Wetterjahre 2006 bis 2016 (Residuallast mit Wind- und Solaranlagen 2016)

Dabei zeigt die Residuallast, welche mittlere elektrische Leistung nicht von Wind- oder Solaranlagen gedeckt werden kann. Die Last zeigt einen jahrestypischen Verlauf. Die Nachfrage ist in den Wintermonaten im Mittel höher als im Sommer. Die Schwankungen um den Mittelwert sind temperaturabhängig in den Wintermonaten höher als in den Sommermonaten. Abbildung 8 zeigt die Temperaturabhängigkeit der Stromnachfrage für das Jahr 2016. Das Profil der Stromnachfrage kann sich jedoch, etwa als Folge der Sektorenkopplung mit dem Wärmemarkt (insbesondere elektrische Heizungskomponenten und Klimaanlage) zukünftig verändern. Würden beispielsweise mehr Klimaanlage in Deutschland installiert, so würde die Schwankungsbreite der Last in den Sommermonaten zunehmen und die Stromnachfrage in den Sommermonaten auch insgesamt steigen. Mehr Wärmepumpen würden hingegen die Temperaturabhängigkeit im Winter erhöhen, für eine kalte Dunkelflaute über zwei Wochen bräuchte das Stromsystem zusätzliche langfristige Flexibilität.

Auch die durchschnittliche Residuallast ist im Winter höher als im Sommer. Entsprechend den hohen Schwankungen der Einspeisung der erneuerbaren Energien sind auch die Schwankungen der benötigten Residuallast in den Wintermonaten höher. Im Januar könnten also durchschnittlich je nach Wetterlage zwischen 46 und 68 GW zusätzliche Erzeugung benötigt werden.

Mit steigenden Anteilen von Solar- und Windenergieerzeugung steigt auch der Einfluss dieser Technologien auf die Residuallast – das Stromsystem wird wetterabhängiger.

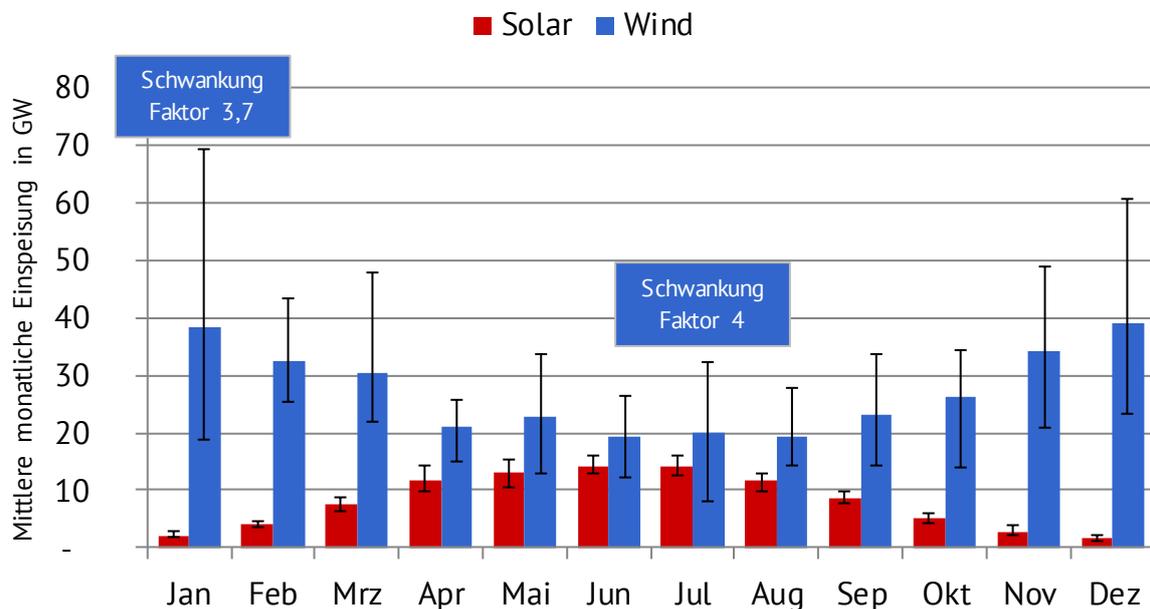


Abbildung 9: Schwankungen der durchschnittlichen monatlichen Einspeisung von Wind- und Solaranlagen um den Mittelwert bei Zugrundelegung der Wetterjahre 2006 bis 2016 in einem Stromsystem mit 69 % erneuerbaren Energien (Im 80%-Pfad der Bundesregierung entspricht das dem notwendigen Anlagenpark im Jahr 2040)

Abbildung 9 verdeutlicht diese Entwicklung anhand der Wetterjahre 2006 bis 2016 für einen möglichen Anlagenpark des Jahres 2040, so wie er sich aus den Ausbauzielen der Bundesregierung ergibt. Dabei wird die installierte Leistung von Wind an Land mit 106 GW und von Wind auf See mit 15 GW angenommen, Solar hat hier eine installierte Leistung von 69 GW⁴. Der erneuerbare Anteil der Bruttostromnachfrage läge in einem durchschnittlichen Wetterjahr dann bei 69 Prozent. Es ergibt sich eine mittlere monatliche Schwankung der Windeinspeisung zwischen 18,9 und 69,4 GW. Der Faktor der Schwankungsbreite läge trotz des Ausbaus von Wind- und Solarkapazität und der Erhöhung des Anteils von Wind auf See weiterhin auf dem Niveau von 2016 (vgl. Abbildung 7).

Der Einfluss des zugrunde gelegten Wetterjahres auf die Last und Residuallast wird in Abbildung 10 aufgezeigt.

⁴ Die installierte Leistung für 2040 wurde für ein Wetternormaljahr angenommen, unter der Bedingung, dass der Ausbaupfad zu einer zu 80 % erneuerbaren Stromerzeugung 2050 eingehalten wird.

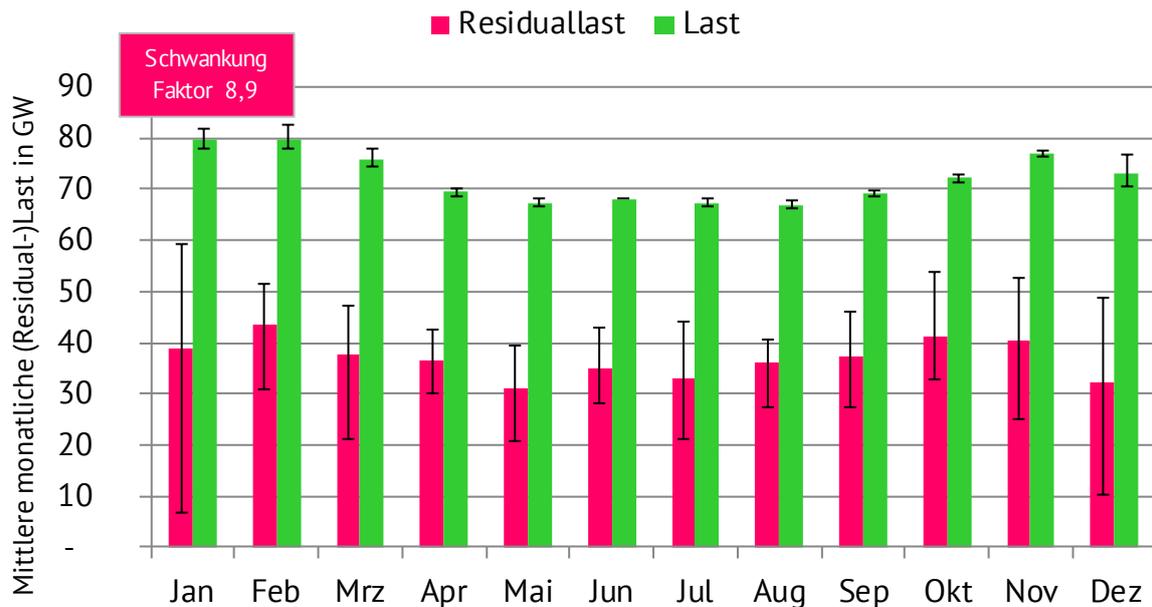


Abbildung 10: Schwankungen um den Mittelwert der Residuallast und der Last um den Mittelwert bei Zugrundelegung der Wetterjahre 2006 bis 2016 in einem Stromsystem mit 69 % erneuerbaren Energien (Im 80%-Pfad der Bundesregierung entspricht das dem notwendigen Anlagenpark im Jahr 2040)

Es wurde eine konstante Temperaturabhängigkeit der Last bei ansteigendem Strombedarf unterstellt. Die Schwankungsbreite der mittleren monatlichen Last, die durch andere Technologien als Wind und Solar ausgeglichen werden muss, ist mit 6,6 bis 59,1 GW gerade im Januar sehr hoch. Je nach zugrunde gelegtem Wetterjahr kann über einen ganzen Monat hinweg nahezu die gesamte Last aus den fluktuierenden erneuerbaren Energien gedeckt werden, oder nur rund 20 GW. Da keine verlässlichen, langfristigen Wettervorhersagen existieren, ist beispielsweise im Dezember 2039 nicht bekannt, ob im Januar 2040 nur 6,6 oder 59,1 GW Leistung aus anderen Technologien benötigt werden. Eine langfristige Flexibilitätsoption wird zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit benötigt.

STROMVERSORGUNG WÄHREND DER KALTEN DUNKELFLAUTE IM STROMMARKT 2030

Zurzeit wird die Differenz zwischen Einspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien und Last im Wesentlichen durch konventionelle Kraftwerke gedeckt. In einem zunehmend wind- und sonnendominierten Stromsystem und bei Reduzierung der konventionellen Erzeugungskapazität stellt sich die Frage, auf welche Art der Ausgleich zwischen Stromverbrauch und -nachfrage erfolgen soll, um die Zeiten schwacher Einspeisung zu überbrücken. Eine Möglichkeit stellen Stromimporte aus Nachbarländern dar. In den Szenarioprämissen des ENTSO-E Ten-Year-Network-Development-Plan 2016 sind die deutschen Importkapazitäten für das Jahr 2030 mit 35,8 GW festgelegt und mit 39 GW für das 2040 (Net Transfer Capacities stehen dem Markt nur teilweise zur Verfügung). In Zeiten hoher Strompreise und Stromknappheit, also besonders während der kalten Dunkelflaute, ergeben sich Stromimporte aus den Nachbarländern, wie in Abbildung 11 exemplarisch für die Mittagsstunde dargestellt. Deutschland importiert hier durchschnittlich saldiert 19.200 MW, darunter 5.760 MW aus Norwegen und 4.992 MW aus den Niederlanden.

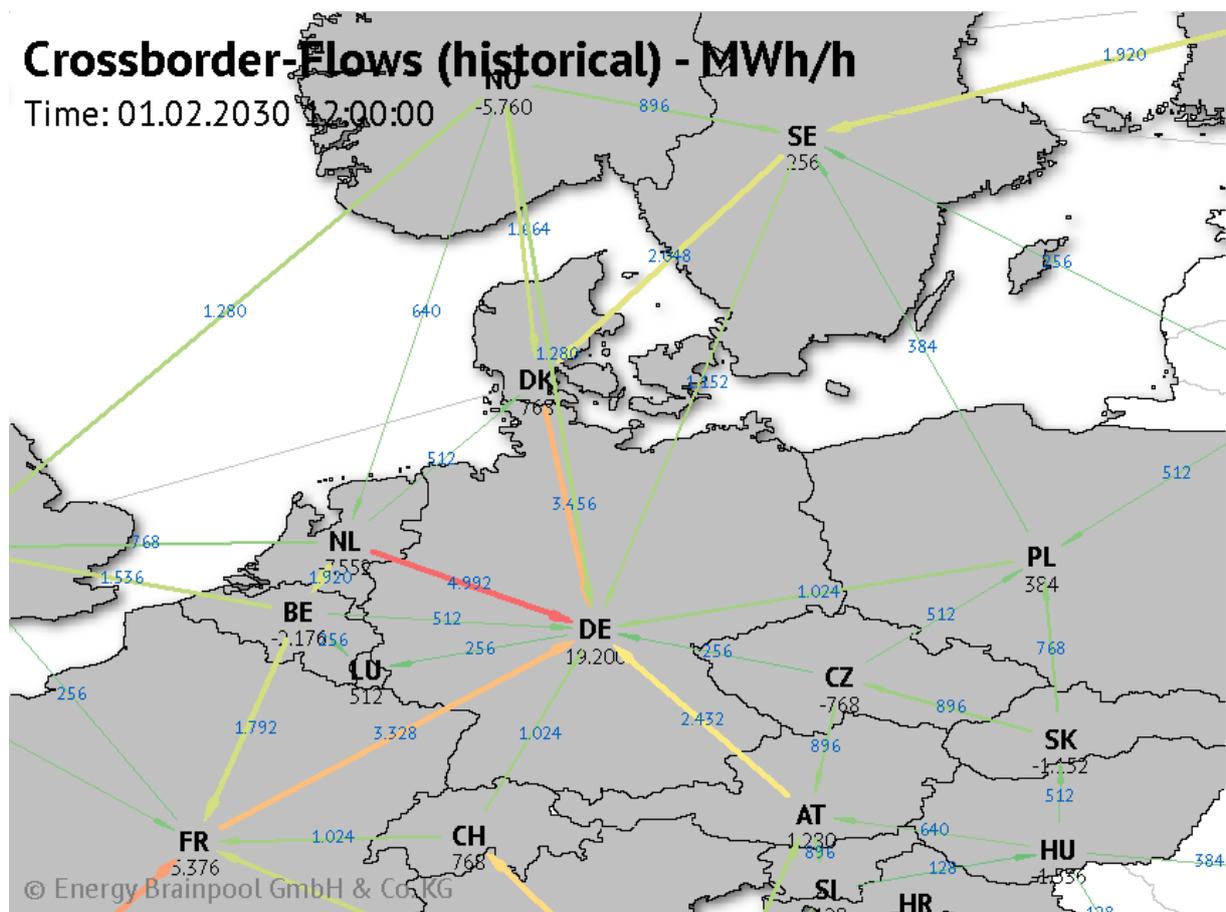


Abbildung 11: Stromimporte nach Deutschland während der kalten Dunkelflaute

Eine Fundamentalanalyse des europäischen Energiemarktes über den gesamten zweiwöchigen Zeitraum der kalten Dunkelflaute des Wetterjahres 2006 ergibt für 2030 die in Abbildung 12 und Abbildung 13 dargestellten Erzeugungen und Importe. Die Abbildungen unterscheiden sich in den zugrunde gelegten Szenarien: Für Abbildung 12 wurde angenommen, der europäische Kraftwerkspark und die Stromverbräuche würden sich gemäß dem aktuellen Szenario der EU⁵ bzw. den für erneuerbare Energien definierten Ausbauzielen der Bundesregierung⁶ sowie einiger wichtiger nationaler Rahmenstudien⁷ und den Preisentwicklungen des 450-ppm-Szenarios der IEA⁸ entwickeln.

Damit entspricht das in Abbildung 12 dargestellte Szenario, insbesondere was die Gewährleistung der Versorgungssicherheit durch den europäischen Strombinnenmarkt anbelangt, dem im Diskussionsprozess „Strom 2030“ durch das BMWi beschriebenen Stromsystem.

Für das in Abbildung 13 dargestellte Szenario wurde angenommen, dass zum Erreichen der Klimaziele⁹ ein Ausstieg aus der Stromerzeugung durch Braunkohlekraftwerke erfolgt – bei sonst unveränderten Rahmenbedingungen.

⁵ (Europäische Kommission, 2016)

⁶ Ein Anteil von 80 % erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch 2050

⁷ (Elia, 2015), (National Grid, 2015), (Réseau de transport d'électricité, 2015), (HM Revenue & Customs, 2014)

⁸ (International Energy Agency, 2016)

⁹ (Beschluss Bundeskabinetts, 2016)

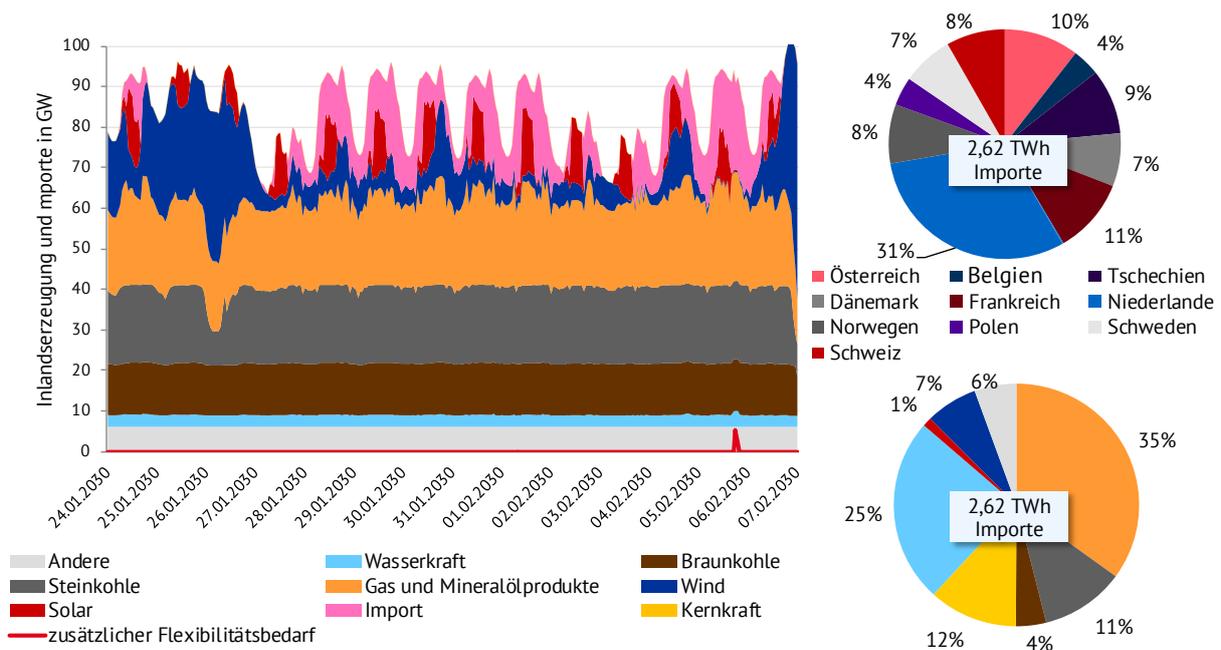


Abbildung 12: Inlandserzeugung und Importe während einer kalten Dunkelflaute im Stromsystem 2030 (Wetterjahr 2006, links); Anteil Länder (rechts oben) und Technologien (rechts unten) direkter Importe an den Gesamtimporten in diesem Zeitraum

Exporte und der Pumpspeichereinsatz sind modelliert, deren Lastverschiebung ist jedoch zugunsten der Übersichtlichkeit der Abbildungen in diesen nicht dargestellt. Über den stündlichen Erzeugungsmix in den stromexportierenden Ländern lässt sich errechnen, aus welchen Kraftwerken der Strom zum Zeitpunkt des Importes kommt¹⁰. Im betrachteten Zeitraum haben die Niederlande (31 Prozent), Frankreich (11 Prozent) und Österreich (10 Prozent) den höchsten Anteil an den Importen und gewährleisteten die Versorgungssicherheit. Durch die temperaturbedingt hohe Stromnachfrage Frankreichs während einer kalten Dunkelflaute steht die französische Erzeugungskapazität nicht in großem Umfang zum Export bereit. Die Technologien, die den Importmix nach Deutschland dominieren und somit die Versorgungssicherheit in diesem Zeitraum unterstützen, sind Gaskraftwerke (35 Prozent), Wasserkraftwerke (25 Prozent) und Kernkraftwerke (12 Prozent).

Für den 5. Februar ergibt sich für 17 Uhr ein zusätzlicher Flexibilitätsbedarf von 5,2 GW, der durch zusätzliche Speicher, Demand-Side-Management, durch die Flexibilisierung von Biogasanlagen oder zusätzliche Erzeugung gedeckt werden kann. Reizt der Strommarkt derartige Fle-

¹⁰ Für die hier dargestellten Auswertungen wurden lediglich direkte Importe berücksichtigt. Das bedeutet, dass der Erzeugungsmix von entfernten Nachbarländern keine Rolle spielt, auch wenn die Schweiz beispielsweise gleichzeitig Strom aus Italien importiert und nach Deutschland exportiert.

xibilitätsoptionen nicht zur weiteren Senkung der Residuallast an, so käme in einer solchen Situation aus heutiger Sicht nach Abruf der verfügbaren positiven Regelleistung die Kapazitätsreserve zum Einsatz.

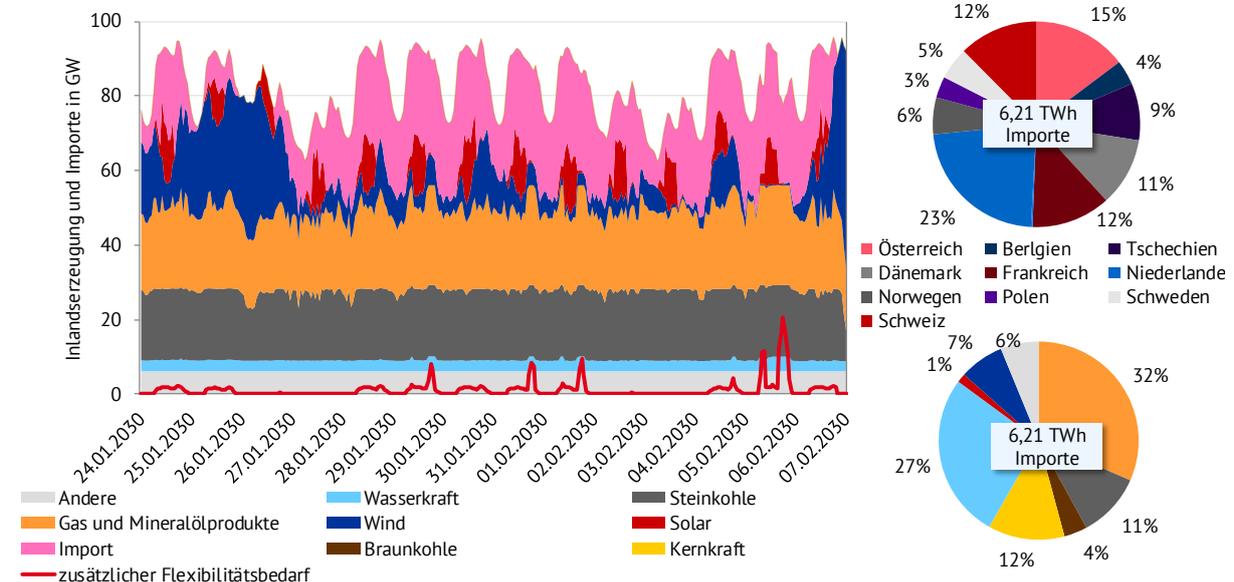


Abbildung 13: Inlandserzeugung und Importe während einer kalten Dunkelflaute im Stromsystem 2030, bei erfolgtem Ausstieg aus der Braunkohleverstromung (Wetterjahr 2006, links); Anteil der Länder (rechts oben) und der Technologien (rechts unten) direkter Importe an den Gesamtimporten in diesem Zeitraum

Abbildung 13 zeigt im Vergleich zu Abbildung 12 einen deutlich gestiegenen Anteil an Importen, die die nun fehlenden Erzeugungskapazitäten aus Braunkohleverstromung kompensieren. Insgesamt werden 6,21 TWh in den zwei Wochen der Dunkelflaute importiert. Die Anteile der einzelnen Technologien und der exportierenden Länder verschieben sich verglichen mit dem Szenario mit Braunkohlekraftwerken hingegen nur leicht: Österreich steigert seinen Anteil an den deutschen Stromimporten, bei den Technologien erhöht sich der Anteil der Wasserkraft. Die nach dem ENTSO-E-Ten-Year-Network-Development-Plan 2016 geplanten Kapazitäten für den Stromimport reichen während der kalten Dunkelflaute jedoch nicht aus, um einen Ausgleich von Stromnachfrage und -angebot am Strommarkt herzustellen. Für den 5. Februar ergibt sich mit dem Sonnenuntergang um 17 Uhr kurzzeitig ein maximaler zusätzlicher Flexibilitätsbedarf von 20,5 GW. Auch in den Tagen um den 5. Februar treten ähnliche Situationen auf, sodass eine punktuelle, kurzfristige Flexibilitätsoption nicht wirkungsvoll ist. Würden im Zuge einer europäischen Energiewende auch im Ausland fossile Kraftwerkskapazitäten verstärkt durch Wind- und Solarenergie ersetzt, so könnte der Import von Strom in Zeiten der kalten Dunkelflaute einen noch geringeren Anteil zur Versorgungssicherheit beitragen.

Um die Versorgungssicherheit auch in einer kalten Dunkelflaute sicherzustellen, muss ein Ausstieg aus der Braunkohleverstromung mit dem Zubau von mittel- und langfristigen Flexibilitätsoptionen erfolgen. Soll zur Erreichung der Klimaziele diese Flexibilitätsoption zudem dekarbonisiert sein, so ist aus heutiger Sicht ein Gasspeicher, der synthetisches, klimaneutrales Gas aus einem Elektrolyseur für die Zeit der kalten Dunkelflaute speichert, eine mögliche Lösung. Die Effizienz und Wirtschaftlichkeit einer solchen Lösung soll im folgenden Kapitel untersucht werden.

NACHHALTIGE STROMVERSORGUNG IN DER DUNKELFLAUTE

Als mögliche Flexibilitätsoptionen werden in den nachfolgenden Untersuchungen Pumpspeicherkraftwerke, Elektroautos, flexibilisierte Biomasseanlagen sowie Elektrolyseure in Kombination mit hocheffizienten Gaskraftwerken betrachtet. Diese stehen exemplarisch für kurz-, mittel- und langfristige Flexibilitätsoptionen eines modernen Stromsystems mit Sektorenkopplung. Ebenso wurden die durch Grenzkuppelkapazitäten im Ausland verfügbaren Flexibilitätsoptionen mitmodelliert, beispielsweise Speicherwasser- und Pumpspeicherkraftwerke im alpinen und skandinavischen Raum oder europäische Elektromobilität. Im Modell haben somit die Elektrolyseure ausschließlich eine Funktion als Langfristflexibilitätsoption zur Herstellung von Versorgungssicherheit. In dieser Studie unberücksichtigt bleibt, ob und in welchem Maße Elektrolyseure im Rahmen der Sektorenkopplung zusätzlich zur Erreichung der Klimaziele hilfreich oder notwendig sein könnten.

In diesem Kapitel wird ein Stromsystem entworfen und untersucht, das – beispielsweise im Jahr 2040 – eine zu 100 Prozent erneuerbare Energieversorgung¹¹ auch während der kalten Dunkelflaute sicherstellt. Kernherausforderung ist hierbei, dass Gaskraftwerke als für die Versorgungssicherheit notwendige flexible Erzeugungskapazität ausschließlich aus erneuerbaren Energien gewonnenes Gas verbrennen. Das Angebot fluktuierender erneuerbarer Energie muss hierzu kurz- als auch langfristig für Zeiten mit wenig Wind- und Solarstrom nutzbar gemacht werden. Zudem soll der Frage nachgegangen werden, wie teuer ein solches Stromsystem wäre. Das entworfene Stromsystem ist in den europäischen Strommarkt integriert, Jahresstromexporte und -importe stehen jedoch im Gleichgewicht. So nutzt das Stromsystem die Grenzkuppelkapazitäten als günstige Flexibilitätsoption, ist jedoch in der Bilanz unabhängig von Stromimporten. Die Einbindung in den europäischen Strommarkt reduziert den Bedarf an Flexibilität. Die Wärmenachfrage aus Gas-Kraftwärmekopplung wurde mit steigender Flexibilität und einem sinkenden Anteil von KWK-Wärmeerzeugung modelliert (Gas-KWK kann dank großer Wärmespeicher den Bedarf am Wärmemarkt auch zumindest zeitweise ohne Stromproduktion decken).¹²

¹¹ Innerhalb Deutschlands wird ausschließlich erneuerbarer Strom produziert. Durch ein ausgeglichenes Stromexportsaldo wird sichergestellt, dass in der Jahresbilanz der fossile Anteil am Stromimport durch erneuerbare Exporte kompensiert wird.

¹² Im modellierten System wird bis 2040 die elektrische Gesamtleistung der wärmegeführt vermarkteten KWK konstant gehalten, daraus resultiert bei einem Zubau von Gaskraftwerken ein niedrigerer prozentualer Anteil der Gas-KWK.

Tabelle 1 fasst die Rahmenparameter des entworfenen Stromsystems zusammen und stellt exemplarisch basierend auf einer Metaanalyse¹³ anderer Studien die Kosten eines solchen Stromsystems dar. Für die Kosten wurde eine starke Kostendegression unterstellt, da die Degression bei dem hier untersuchten starken Zubau der Technologien schneller eintritt als bei einem langsameren Ausbaupfad. Sowohl ein System mit geringer installierter Elektrolyseurleistung und hohen erneuerbaren Kapazitäten ist denkbar (größerer Anteil ungenutzter Erzeugungskapazität durch größeres Überangebot bei geringer Nachfrage) als auch ein System mit einer hohen Elektrolyseurleistung bei geringerem Ausbau von erneuerbaren Energien (kleinerer Anteil ungenutzter Erzeugungskapazität). Zwischen diesen beiden Extremen gibt es einen optimalen Anteil der Technologien, eine Optimierung sollte nach den Gesamtkosten erfolgen. Die installierten Leistungen dieser Studie stellen einen wirtschaftlichen Kompromiss dar zwischen der installierten Leistung erneuerbarer Energien einerseits und einer adäquaten Elektrolyseurleistung andererseits. Im so optimierten System bleiben 40,4 TWh potentiellen erneuerbaren Stroms ungenutzt, was 5,4 Prozent der Stromnachfrage entspricht. Zusätzliche, sehr flexible elektrische Anwendungen können diesen Anteil weiter verringern.

¹³Hier wurde unter Annahme einer starken Kostendegression das 10-Prozent Quantil der gefundenen Werte einer Metaanalyse verwendet, insgesamt 18 Studien. Davon Daten Solar: 12 Studien, Wind an Land/auf See: 14 Studien, Wasserkraft: 8 Studien, Biomasse 7 Studien, Pumpspeicher 7 Studien, Elektrolyse: 4 Studien, GuD: 6 Studien

Tabelle 1: Rahmenparameter eines Stromsystems mit 100 % erneuerbarer Energie, das Versorgungssicherheit während der kalten Dunkelflaute gewährleistet, Annualisierung der Kosten über einen WACC¹⁴ von rund 7 % und typische Lebensdauern unter Annahme einer weiterhin starken Kostendegression

	Installierte Leistung in GW	Volllaststunden	Spezifische Kosten in Mio. EUR/(GW a)	Gesamtkosten in Mrd. EUR/a
Solar	231	1040	48,6	11,2
Wind an Land¹⁵	190	1941	83,0	15,8
Wind auf See	39	3192	174,3	11,5
Wasserkraftwerke	6,5	4564	104,3	6,8
Pumpspeicherkraftwerke	6,7	k. A.	54,7	0,4
Gaskraftwerke (GuD)¹⁶	67	1753	65,0	4,4 ¹⁷
Elektrolyseure	42,7	2478	22,2	0,9
Biogasproduktion zur Verstromung¹⁸		113 TWh _{th}		1,9
Anzahl Elektroautos		41,9 Mio.		
Bruttostromnachfrage (ohne Pump- und Elektrolyseurstrom)		742 TWh		

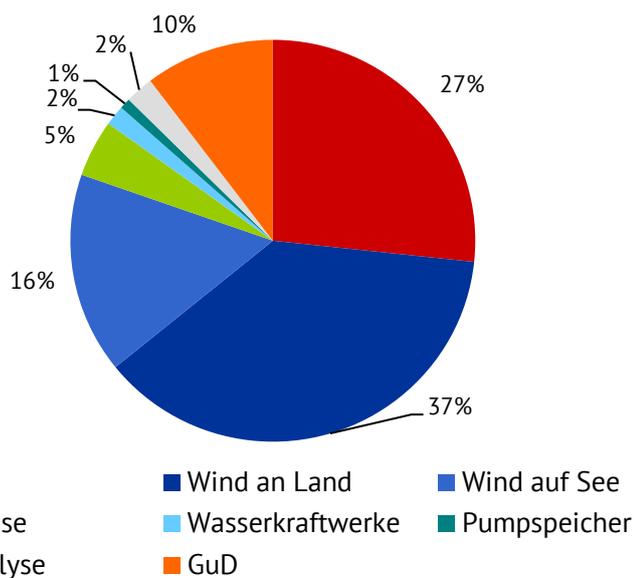


Abbildung 14: Prozentuale Kostenverteilung eines Stromsystems mit 100 % erneuerbarer Energie

¹⁴ Mit den Weighted Average Cost of Capital werden die Kapitalkosten von Investitionen berücksichtigt.

¹⁵ Mit 2006 wurde ein vergleichsweise windschwaches Jahr ausgewählt.

¹⁶ Im KWK-Betrieb, Verbrennung von sowohl Biogas als auch synthetischem Gas aus erneuerbaren Energien.

¹⁷ Wären die benötigten Gasmengen nicht synthetisches Gas, sondern Erdgas, so würden sich die Beschaffungskosten für Erdgas und CO₂-Zertifikate im Wetterjahr 2006 aus heutiger Sicht auf zusätzlich 8,3 Mrd. EUR belaufen (International Energy Agency, 2016).

¹⁸ Anteilig wurden hier sowohl feste als auch flüssige Biomasse mit betrachtet, die damit vereinfachend als ebenso flexibel modelliert wurden.

Die spezifischen Stromkosten dieses Systems betragen aus heutiger Sicht unter Annahme einer starken Kostendegression 57 EUR/MWh. Ein Vergleich mit dem derzeitigen System zeigt, dass dieses System insgesamt kostengünstiger ist. Werden die mittleren Kosten für die Förderung erneuerbarer Energien von 2012 bis 2016 auf den gesamten Stromverbrauch Deutschlands umgelegt und zu den mittleren Strompreisen im Day-Ahead-Market addiert, ergibt sich ein mittlerer Strompreis von etwa 70 EUR/MWh. In diesem Strompreis sind allerdings kaum externe Kosten internalisiert, er spiegelt also nicht die echten Kosten der Stromproduktion wider¹⁹, während dies für das in Tabelle 1 skizzierte Stromsystem der Fall wäre. Unter Einbezug der externen Kosten durch Umwelt- und Klimaschäden ergeben sich, bezogen auf den gesamten Stromverbrauch 2015, zusätzliche Kosten von 75 EUR/MWh²⁰. Die Summe aus mittlerem Strompreis und externen Kosten liegt im heutigen Stromsystem bei 145 EUR/MWh. Im Stromsystem aus Tabelle 1 ist zudem bereits die Sektorenkopplung Elektrizität und Verkehr eingerechnet, während der historische Strompreis die Kosten der – heute weitgehend fossilen – Mobilität nicht berücksichtigt. Selbst bei einer konservativen Abschätzung der Kostendegression der Technologien ergeben sich für das Stromsystem aus Tabelle 1 mittlere Stromkosten von 95 EUR/MWh, also geringere Gesamtkosten als derzeit.

Bei der Diskussion der spezifischen Kosten eines nachhaltigen Stromsystems gemäß Tabelle 1 ist weiterhin zu beachten, dass die Kostendegression von bestimmten Energiewendetechnologien in der Vergangenheit laut einer aktuellen Metaanalyse²¹ unterschätzt wurde. Die aktuellen Ergebnisse der Ausschreibungen erneuerbarer Energien lassen dies plausibel erscheinen: mit 65,80 EUR/MWh ist der mittlere Zuschlagswert für Photovoltaik (>750 kW_p, Gebotstermin 1. Februar 2017) bereits heute unter dem in dieser Studie ermittelten Durchschnittswert verschiedener Studien von 85,40 EUR/MWh (Kosten 88,8 Mio. EUR/(GW a), Volllaststunden 1040, inklusive Kleinanlagen). Bei der Ausschreibung zu Wind auf See verzichteten einige Teilnehmer bereits vollständig auf eine Förderung (Gebotstermin 1. April 2017). Weiteres Kosteneinsparungspotenzial liegt in der Frage nach der Herkunft von synthetischem Gas erneuerbaren Ursprungs. Regionen mit hohem Dargebot erneuerbarer Energien und geringer Besiedlungsdichte könnten einen

¹⁹ Im derzeit historisch niedrigen Strompreinsniveau sind auch die Kapazitätskosten von Kraftwerken nicht abgebildet.

²⁰ Die Betrachtung der Internalisierung externer Kosten ist nicht Teil der Studie. Die Studie „Was Strom wirklich kostet“, erstellt durch das Forum Ökologische-Soziale Marktwirtschaft (FÖS) im Auftrag von Greenpeace Energy, untersucht diese Fragestellung. https://www.greenpeace-enegey.de/fileadmin/docs/publikationen/Studien/Greenpeace_Energy_Was_Strom_wirklich_kostet_2015.pdf

²¹ (Agentur für Erneuerbare Energien, 2016)

Anteil des benötigten erneuerbaren, synthetischen Gases für den Export produzieren (möglicherweise auch in Form von strombasierten Kraftstoffen).

Für die Betrachtung der Dunkelflaute wurde das Wetterjahr 2006 herangezogen, jedoch unter Annahmen des in Tabelle 1 skizzierten Anlagenparks.

Um die Versorgungssicherheit sicherstellen zu können, müssen in Zeiten einer Unterdeckung der Nachfrage genügend Flexibilitätsoptionen zur Verfügung stehen, um Überschüsse aus Zeiten einer Überdeckung mit Wind und Solarstrom nutzen zu können. Im vorliegenden Szenario stehen fünf verschiedene Flexibilitätsoptionen zur Verfügung:

- Pumpspeicherkraftwerke (im In- und Ausland)
- Elektroautos (im In- und Ausland)
- Elektrolyseure und Gaskraftwerke (im Inland)
- Flexibilisierung der wärmegeführten Gas-KWK (im Inland)
- flexibilisierte Biomasseanlagen (im Inland)

Pumpspeicherkraftwerke und Elektroautos sind durch ihre jeweiligen maximalen sowie minimalen Füllstände beschränkt. Den Elektroautos wird zusätzlich eine zeitliche Begrenzung der Flexibilität von maximal 24 Stunden unterstellt. Elektrolyseure können, solange im Gasspeichernetzwerk genügend Platz vorhanden ist, Stromüberschüsse in synthetisches Gas verwandeln, welches anschließend bei Bedarf durch ein Gaskraftwerk rückverstromt werden kann. Für das Szenario wird ein Gesamtwirkungsgrad von Elektrolyse und Rückverstromung von 46,8% angenommen (Sterner, et al., 2015). Biogas wird wie das synthetische Gas als speicherbar modelliert (volle Flexibilität der Verstromung gemäß der installierten Gaskraftwerke), es wurde kein signifikantes Wachstum der Biogaskapazitäten unterstellt. Die Modellierung erfolgte auf Basis eines europäisch integrierten Stromsystems. Bei einer rein nationalen Betrachtung ohne Stromimporte und -exporte und ohne starker Kostendegression würden die Kosten als Maximalabschätzung auf rund 108 EUR/MWh steigen, wären also etwa 13 EUR/MWh höher als hier berechnet.

Abbildung 15 zeigt schematisch anhand der zweiwöchigen, kalten Dunkelflaute im Wetterjahr 2006, wie Überschüsse und Unterdeckungen im entworfenen Stromsystem zusammenhängen. Während der 14 Tage mit der im Durchschnitt geringsten Stromeinspeisung aus Wind und Solar bei hoher Stromnachfrage treten nur sehr vereinzelt Situationen auf, in denen die installierten 231 GW Solaranlagen und 229 GW Windanlagen ausreichend Strom produzieren.

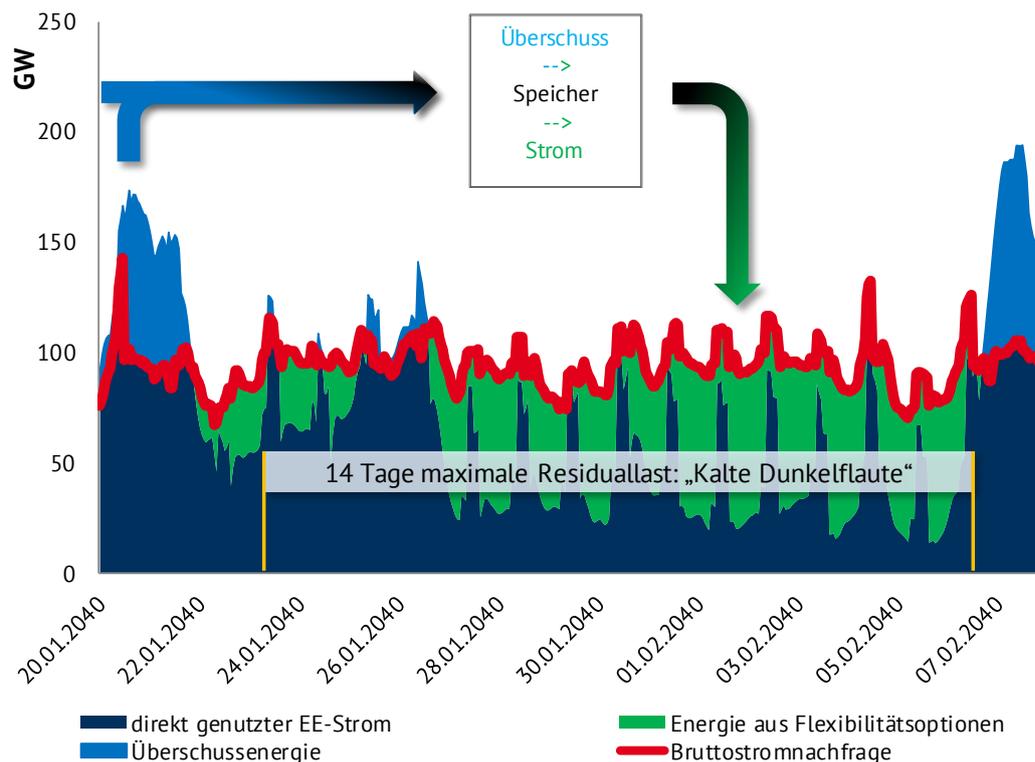


Abbildung 15: Schematische Darstellung der Wirkungsweise der Flexibilitätsoptionen in einem Stromsystem, das zu 100 Prozent aus erneuerbaren Energien gespeist wird; bei der Nachfrage ist der Verbrauch von 41,9 Mio. Elektroautos integriert

Übersteigt die Einspeisung die Bruttostromnachfrage (inklusive der Elektromobilität) und den Pumpstromverbrauch (gemeinsam: direkt genutzter EE-Strom), so wandeln die Elektrolyseure die Überschussenergie in Speichergas um. Gibt es hingegen eine Fehlmenge, so kann das Speichergas verstromt werden. Während der kalten Dunkelflaute entstehen trotz der hohen installierten Leistungen von Solar- und Windanlagen über einen langen Zeitraum hinweg nicht ausreichend Überschüsse, der Langfristspeicher hat zu Beginn der kalten Dunkelflaute einen Mindestfüllstand.

Abbildung 16 zeigt den Speicherzustand dieses Gasspeichers auf monatlicher Basis.

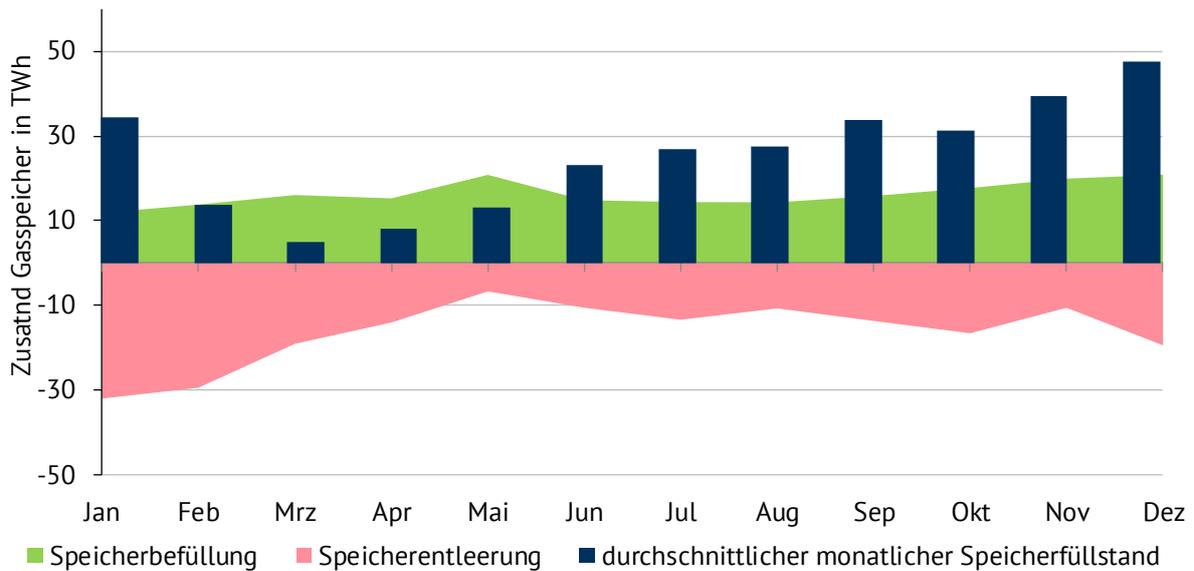


Abbildung 16: Zustand des Gasspeichers auf monatlicher Basis.

Betrachtet wird hier zum einen der mittlere Speicherfüllstand. Damit auch im Wetterjahr 2006 während der Dunkelflaute genug Speichergas zur Verfügung steht, muss der Speicherfüllstand zu Beginn des Jahres 44 TWh betragen (dies entspricht etwa 17 Prozent (Sternner, et al., 2015) der deutschen Gasspeicherkapazitäten), da der Speicher im ersten Quartal stärker entleert als befüllt wird. Die Wind- und Solarkapazitäten aus Tabelle 1 wurden so gewählt, dass der Speicherfüllstand zum 31.12.2040 wieder den Ausgangswert von 44 TWh erreicht. Zum anderen zeigt die Abbildung die monatliche, kumulierte Speicherbefüllung und -entleerung.

FAZIT

Die vorliegende Untersuchung der „kalten Dunkelflaute“ gibt Aufschluss über die zeitliche und geografische Dimension dieses Phänomens. Sie zeigt weiterhin, wie Stromsysteme mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien einen langen Zeitraum mit hoher Residuallast versorgungssicher überdauern können. Bei der Analyse der Wetterjahre 2006 bis 2016 stellten sich die 14 Tage vom 23. Januar bis 6. Februar des Wetterjahres 2006 als Extremfall einer kalten Dunkelflaute heraus. Weiterhin zeigte sich in jedem zweiten Jahr mindestens eine zweiwöchige Phase mit einer ähnlich angespannten Situation. Die genauere Analyse des Wetterjahres 2006 zeigte, dass selbst bei Annahme einer (theoretischen) Flexibilitätstechnologie, die einen perfekten Ausgleich der Einspeisung von Wind- und Solarstrom über eine ganze Woche ermöglicht, in 362 Stunden eines Jahres dennoch weniger als die Hälfte der durchschnittlichen Wind- und Solareinspeisung zur Verfügung stünde. Neben der zeitlichen spielt ebenso die geografische Dimension eine entscheidende Rolle: Die Analyse der Wetterdaten der genannten zweiwöchigen kalten Dunkelflaute zeigte, dass ein europäischer Ausgleichseffekt über die mit Grenzkuppelkapazitäten verbundenen Stromsysteme bei stabiler und homogener Großwetterlage nur sehr bedingt existiert.

Darüber hinaus wurde ermittelt, von welcher Erzeugungstechnologie und aus welchem Nachbarland die Stromimporte während der kalten Dunkelflaute kommen, die die Versorgungssicherheit gemäß eines dem „Strom 2030“-Diskussionsprozess folgenden Szenarios absichern. Erdgas-, Wasser- und Kernkraftwerke und Strom aus den Niederlanden, Frankreich und Österreich sind dominierend. Bei einem zusätzlich angenommenen Ausstieg aus der Braunkohleverstromung reichen die berücksichtigten Zubauten an Grenzkuppelkapazitäten nicht aus, um die Versorgungssicherheit während der kalten Dunkelflaute zu gewährleisten. Dazu werden langfristige Flexibilitätsoptionen benötigt.

Eine besondere Herausforderung ist, eine Lösung für die Versorgungssicherheit in diesen unterschiedlich intensiven, jedoch regelmäßig eintretenden kalten Dunkelflauten zu finden, mit der die Klimaziele der Bundesregierung tatsächlich erreicht werden können. Im letzten Teil der Studie wird ein gleichzeitig robustes wie auch nachhaltiges Stromsystem entworfen, das über Elektrolysegas aus erneuerbaren Energien und Biogas die verfügbaren Gasspeicher füllt, um in Zeiten der kalten Dunkelflaute Versorgungssicherheit mit klimaneutralen Gaskraftwerken zu gewährleisten. Elektrolyseure haben bei einer Kapazität von 42,7 GW 2478 Volllaststunden und verursachen 2 Prozent der Gesamtkosten des Systems. Sie verbrauchen 106 TWh Strom, um das

erneuerbare Speichergas zu produzieren. Die Gaskraftwerke zur Absicherung der Versorgungssicherheit tragen 10 Prozent zu den Gesamtkosten bei. Die mittleren Stromkosten für ein solches System betragen unter Annahme einer weiterhin starken Kostendegression erneuerbarer Energien aus heutiger Sicht 5,7 ct/kWh (ohne Transport/Verteilung und Besteuerung).

Ein solches Stromsystem zeigt beispielhaft, dass auch klimaneutrale Technologien Versorgungssicherheit während einer kalten Dunkelflaute zu adäquaten Kosten gewährleisten können.

LITERATURVERZEICHNIS

Agentur für Erneuerbare Energien, 2016. *Metaanalyse zu Investitionskosten von Energiewende-Technologien*. [Online]

Verfügbar unter:

<http://www.forschungsradar.de/metaanalysen/einzelansicht/news/metaanalyse-zu-investitionskosten-von-energiewende-technologien.html>

[Zugriff am 2017].

Beschluss Bundeskabinetts, 2016. *Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung*. [Online]

Verfügbar unter: www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/nationale-klimapolitik/klimaschutzplan-2050/

[Zugriff am 15.12.2016].

Elia, 2015. *Plan de Développement fédéral du réseau de transport*. [Online]

Verfügbar unter: <http://www.elia.be/fr/grid-data/grid-development/plans-d-investissements/federal-development-plan-2015-2025>

[Zugriff am 13.12.2016].

ENTSO-E, 2014. *10-Year Network Development Plan*. [Online]

Verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/tyndp-2014/Pages/default.aspx>

[Zugriff am 13.12.2016].

Europäische Kommission, 2016. *EU Energy, Transport and GHG Emissions Trends to 2050 - Reference Scenario 2016*. [Online]

Verfügbar unter: <https://ec.europa.eu/energy/en/news/reference-scenario-energy>

[Zugriff am 13.12.2016].

European Centre for Medium-Range Weather Forecast, 2016. [Online]

Verfügbar unter: <http://www.ecmwf.int/>

[Zugriff am 2016].

European Meteorological derived high resolution renewable energy source generation time series, 2016. [Online]

Verfügbar unter: <https://ec.europa.eu/jrc/en/scientific-tool/emhires>

HM Revenue & Customs, 2014. *Carbon price floor: reform and other technical amendments*.

[Online]

Verfügbar unter: <https://www.gov.uk/government/publications/carbon-price-floor-reform>
[Zugriff am 15 12 2016].

International Energy Agency, 2016. *World Energy Outlook*, Paris: IEA Publications.

National Grid, 2015. *Future Energy Scenarios*. [Online]

Verfügbar unter: <http://www2.nationalgrid.com/UK/Industry-information/Future-of-Energy/FES/Documents-archive/>

[Zugriff am 13 12 2016].

Réseau de transport d'électricité, 2015. *Generation Adequacy Report*. [Online]

Verfügbar unter: <http://www.rte-france.com/en/article/forecast-assessment-electricity-supply-demand-balance>

[Zugriff am 13 12 2016].

Sterner, M. et al., 2015. *Bedeutung der Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland*, Regensburg/Hamburg/Berlin: s.n.

KURZPORTRAIT ENERGY BRAINPOOL

Energy Brainpool ist der unabhängige Marktspezialist für die Energiebranche mit Fokus auf den Strom- und Energiehandel in Europa. Die Expertise von Energy Brainpool umfasst die **Analyse**, Prognose und Modellierung der Energiemärkte und -preise, wissenschaftliche und praxisnahe Studien, **individuelle Beratungsangebote** sowie **Training** und Experten-Schulungen für die Energiebranche.

Energy Brainpool verbindet langjähriges Wissen und Kompetenz mit Praxiserfahrung im Bereich der steuerbaren und fluktuierenden erneuerbaren Energien.

Energy Brainpools umfassendes Angebot spiegelt sich im Auszug des namhaften Kundenportfolios wider: Als Gutachter ermittelt Energy Brainpool jährlich Preiskomponenten der EEG-Umlage für die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber und führt Studien u. a. zum Strommarktde-sign für etablierte und neue Marktteilnehmer sowie für verschiedene Bundesministerien und Regulierer durch. Energy Brainpool berät das Bundeswirtschaftsministerium bei der Weiterentwicklung des Strommarkts, bildet für die europäische Börse EEX Händler aus und schult regelmäßig Fach- und Führungskräfte (inter-)nationaler Energieversorgungsunternehmen und Energiedienstleister. Banken, Investoren und Energiehändlern im europäischen Energiemarkt nutzen die Analyseprodukte von Energy Brainpool.

PHILOSOPHIE

Neutralität und Verlässlichkeit sowie tiefes Verständnis der Energiebranche und Energiemärkte bilden die Grundlage für die Lösung der Herausforderungen der Energiebranche. Als kompetenter Partner vereint Energy Brainpool Dienstleistungen für alle Themen des Strom- und Energiehandels aus einer Hand.

Das Ziel von Energy Brainpool ist es, gemeinsam mit den Kunden die Weichen für deren Zukunft zu stellen. Dienstleistungen sind individuell auf die Bedürfnisse der Kunden abgestimmt und unterstützen diese bei der Effizienzsteigerung durch die Optimierung bestehender und die Erschließung neuer Geschäftsmodelle, Planungssicherheit zur Durchführung von Projekten, Erlössteigerung und Reduzierung von Risiken sowie bei Eintritt und Positionierung in einem sich wandelnden Marktumfeld.

INDIVIDUELLE PRODUKTE UND DIENSTLEISTUNGEN

Die Vorgehensweise, Modelle und Tools von Energy Brainpool haben sich während der langjährigen Tätigkeit an den nationalen und internationalen Märkten etabliert.

Im Bereich der **Analyse** bietet Energy Brainpool mit dem fundamentalen Energiemarktmodell Power2Sim langfristige Strompreisprognosen und -szenarien bis 2050. Die Spotpreisprognose dient zur Kurzfristprognose des Spotmarkts für die Kraftwerkseinsatzplanung. Darüber hinaus bietet Energy Brainpool individuelle Strompreisszenarien und Prognosen der Regelleistungspreise sowie das Europäische Kraftwerksverzeichnis.

Als Marktspezialisten liefert Energy Brainpool strategische und operative **Beratung** mit klarem Fokus auf die Energiebranche. Energy Brainpools Stärken liegen in Themen der Markttransformation mit steigendem Ausbau der erneuerbaren Energien und der individuellen Entwicklung des optimalen Handels-, Beschaffungs- und Risikomanagements. Eine unabhängige Herangehensweise bildet dabei die Grundlage des Arbeitens.

Als Experten der Energiebranche gibt Energy Brainpool Wissen durch **Trainings und Schulungsangebote** weiter. Individuell abgestimmte Seminare, praxisnahe Planspiele und Veranstaltungen unterstützen das Management, Experten, Neu- und Quereinsteiger der Branche.

IMPRESSUM

Autoren:

Fabian Huneke

Carlos Perez Linkenheil

Marie-Louise Niggemeier

April 2017

© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne die Zustimmung des Herausgebers unzulässig und strafbar. Das gilt vor allem für Vervielfältigungen in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrokopie oder ein anderes Verfahren), Übersetzung und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Inhalte findet eine Haftung ohne Rücksicht auf die Rechtsnatur des Anspruchs nicht statt. Sämtliche Entscheidungen, die auf Grund der bereitgestellten Informationen durch den Leser getroffen werden, fallen in seinen Verantwortungsbereich.

Energy Brainpool GmbH & Co. KG
Brandenburgische Straße 86/87
10713 Berlin

Tel.: +49 (0)30 76 76 54-10
Fax: +49 (0)30 76 76 54-20
www.energybrainpool.com
kontakt@energybrainpool.com