

Entwicklung des Flexibilitätsbedarfs im Stromsystem und der Beitrag verschiedener Flexibilitätsoptionen

Dierk Bauknecht, Christoph Heinemann, Matthias Koch, David Ritter, Ralph Harthan, Ekehard Tröster und Stefan Langanke

Mit einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien (EE) wird auch Flexibilität zunehmend relevant, d. h. die Fähigkeit, Erzeugung und Verbrauch, die zeitlich auseinanderfallen, in Einklang zu bringen. Doch was heißt das genau? Wie flexibel muss das Stromsystem bei welchem EE-Anteil sein? Wie wirkt sich Flexibilität in unterschiedlichen Phasen des EE-Ausbaus aus? Welche Optionen stehen zur Verfügung und welchen Beitrag können sie leisten? Mit diesen Fragen beschäftigte sich das Projekt „Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von Erneuerbaren Energien“, das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert wurde.

Die Flexibilitätsoptionen, d. h. verschiedene Formen des Lastmanagements, Speicher und thermische Kraftwerke, wurden in einer modellgestützten Szenarienanalyse untersucht und verglichen. Der Einsatz der Optionen wurde im Modell PowerFlex des Öko-Instituts analysiert. Mithilfe des Investitionsmodells ELIAS wurde die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Optionen untersucht. Außerdem wurde mit dem Europäischen Netzmodell der Energynautics GmbH die Rolle des internationalen Stromausbaus und damit der Netze als räumliche Flexibilitätsoption analysiert.

Der Fokus der Analyse liegt auf dem Ausgleich zwischen Erzeugung und Nachfrage.

Abgesehen von Import und Export werden das Netz und damit der Einsatz von Flexibilitäten zum Management von Netzengpässen ebenso wenig betrachtet wie die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch Speicher und Lastmanagement. Zwar kann im Netz früher als für den Lastausgleich ein Flexibilitätsbedarf auftreten und prinzipiell besteht hier – neben der Bereitstellung von Regelkapazität – die Möglichkeit, Optionen schon frühzeitig zu entwickeln. Unserer Ansicht nach sollten Flexibilitäten allerdings vorrangig marktgetrieben eingesetzt werden und der Netzausbau Priorität haben.

Die in Abb. 1 dargestellte, stilisierte Jahresdauerlinie zeigt die modellierte Residuallast,

d. h. unter Berücksichtigung des bestehenden Kraftwerksparks. Sie verdeutlicht verschiedene Dimensionen des untersuchten Flexibilitätsbedarfs. Dieser zeigt sich in der Jahresdauerlinie als Einsatz eines Backup-Kraftwerks auf der linken, positiven Seite der Kurve und als nicht genutztes EE-Angebot auf der rechten, negativen Seite der Kurve. In der Mitte der Kurve zeigt der horizontale Verlauf, in wie vielen Stunden bestehende Anlagen, d. h. vor allem konventionelle Kraft- und Pumpspeicherwerke, Erzeugung und Verbrauch bereits in Einklang bringen können. Für die verschiedenen Arten des Flexibilitätsbedarfs können jeweils unterschiedliche Optionen genutzt werden.

Auf Basis der BMU Leitstudie [1] haben wir drei Szenarienjahre modelliert (2020, 2030 und 2050). Dabei gehen wir von einem Rückgang des konventionellen Kraftwerksparks aus, neue konventionelle Kraftwerke werden nicht zugebaut. Die Tabelle zeigt die EE-Anteile, die jeweils angenommen wurden. Auf dieser Grundlage unterscheiden wir zwischen drei Phasen, die mit den dort dargestellten Modell-Ergebnissen charakterisiert werden können. Abb. 2 zeigt entsprechend des in Abb. 1 dargestellten Ansatzes die Entwicklung des Flexibilitätsbedarfs in den drei Szenarienjahren.

Phase 1: Keine Defizite, geringe Überschüsse; Flexibilität konkurriert mit bestehenden Optionen

In Phase 1 besteht kein Flexibilitätsengpass. Der EE-Ausbau muss nicht verlangsamt werden, um zunächst Flexibilitäten zu entwickeln. Vielmehr stellt sich die Frage, wie trotz des relativ geringen Flexibilitäts-

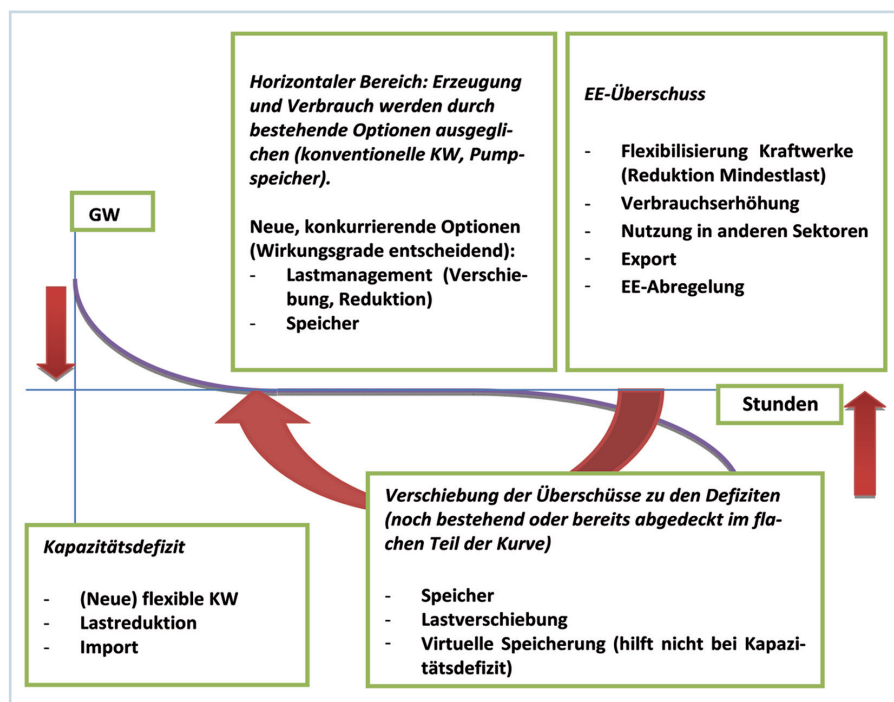


Abb. 1 Flexibilität: Verschiedene Funktionen und Optionen

Tab.: Bedarf und Auswirkungen von Flexibilität in den verschiedenen Phasen der Transformation des Stromsystems

| | Phase 1: Keine Defizite, geringe Überschüsse. Flexibilität konkurriert mit bestehenden Optionen | Phase 2: Defizite und Überschüsse, ausreichend technisch etablierte Flexibilitätspotenziale vorhanden | Phase 3: Hohe EE-Anteile, längere Defizitzeiträume |
|---|--|---|--|
| Modelliertes Szenarienjahr/ EE-Anteil | Jahr 2020/EE-Anteil ca. 40 % | Jahr 2030/EE-Anteil ca. 60 % | Jahr 2050/EE-Anteil 75-90 % |
| Bedarf und Auswirkungen von Flexibilität | Hier zeigen sich noch keine Kapazitätsdefizite und nur sehr geringe EE-Überschüsse. Das bedeutet, dass bestehende Flexibilitätsoptionen weitgehend ausreichen, um Erzeugung und Verbrauch auszugleichen. Neue Flexibilitätsoptionen sind vor allem eine Konkurrenz zu bestehenden Optionen und führen in erster Linie zu einem kosteneffizienteren Einsatz der konventionellen Kraftwerke. | Hier treten nun sowohl sichtbare Defizite als auch Überschüsse auf. Die ermittelten Flexibilitätspotenziale technisch etablierter Optionen reichen aus, um den zusätzlichen Flexibilitätsbedarf abzudecken. | In dieser Phase führen sehr hohe EE-Anteile dazu, dass auch die Defizite und Überschüsse deutlich zunehmen, sowohl bezüglich der Leistungen. Hinzu kommt, dass vor allem auch die Länge der Zeiträume, in denen nicht ausreichend Leistung zur Verfügung steht, zunimmt. |

bedarfs bzw. des geringen Wertes von Flexibilität zukünftig benötigte Flexibilitätsoptionen entwickelt und in den Markt gebracht werden können.

Neue Flexibilitäten konkurrieren in dieser Phase vor allem mit bestehenden Optionen und führen dazu, dass Flexibilität effizienter bereitgestellt werden kann, z. B. weil der Kraftwerkspark ökonomisch effizienter betrieben werden kann. Auch wenn in dieser Phase noch keine überschüssigen EE integriert werden müssen, ergibt sich hier Raum für den Aufbau von Flexibilitäten.

In dieser, aber auch in der nächsten Phase sind aufgrund der Einsatzkonkurrenz zu bestehenden Optionen hohe Wirkungsgrade entscheidend. Hierfür bieten sich Optionen auf der Nachfrageseite an. An erster Stelle stehen dabei vorhandene Potenziale in der Industrie und im Gewerbe und nicht die Haushalte, die in den vergangenen Jahren im Zuge der Smart Grids-Diskussion im Fokus standen. Inwiefern die Potenziale bei Industrie und Gewerbe durch investive Maßnahmen (z. B. Bau von zusätzlichen Wärmespeichern) erweitert werden können, wurde nicht untersucht. Es ist jedoch davon auszugehen, dass auch hier attraktive Potenziale vorhanden sind. Auch die Flexibilisierung von KWK-Anlagen mit Hilfe von Wärmespeichern stellt eine attraktive Option dar. Neue reine Stromspeicher spielen in dieser Phase noch keine Rolle.

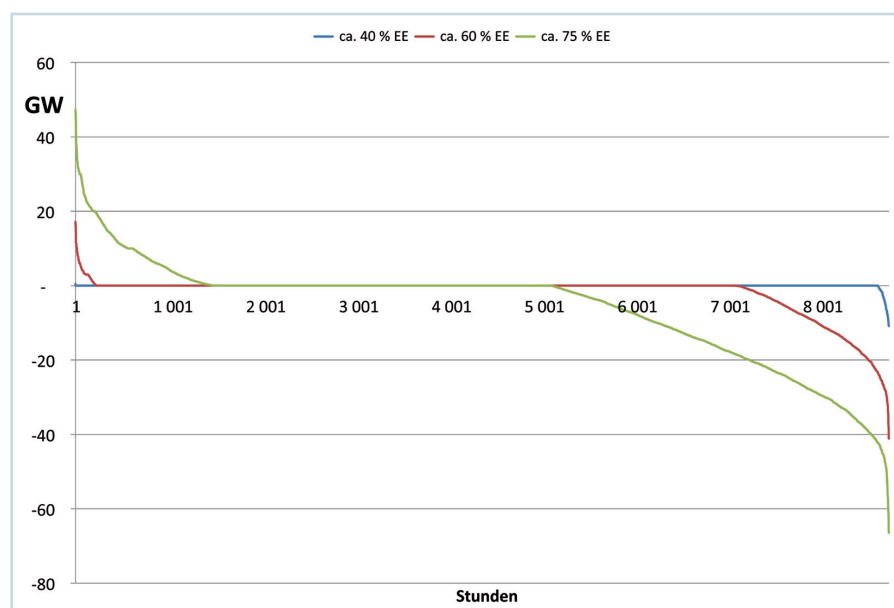
In dieser und teilweise auch in der nächsten Phase kann der Einsatz von Flexibilität dazu führen, dass der CO₂-Ausstoß ansteigt,

weil zusätzliche Flexibilität höhere Volllaststunden vor allem bei Braunkohlekraftwerken ermöglicht. Es könnte die Frage gestellt werden, ob die Einführung von Flexibilität gebremst werden sollte, solange eine Minimierung der Stromgestehungskosten im Kraftwerkspark mit einer Erhöhung der CO₂-Emissionen einhergeht. Allerdings können die Ziele der Energiewende nur erreicht werden, wenn Flexibilitäten auf- und die Braunkohleverstromung abgebaut wird.

Deshalb sollte die Braunkohle nicht als Argument gegen Flexibilität ins Feld geführt werden und die Braunkohleverstromung nicht mit einem verzögerten Einsatz von

Flexibilitäten, sondern mit einer aktiven Braunkohlepolitik reduziert werden. Dennoch gilt es, vor allem bei der Gestaltung von Rahmenbedingungen im Auge zu behalten, dass Flexibilität in naher Zukunft hauptsächlich der Braunkohle dienen wird, und nicht der EE-Integration.

Eine Unterstützung von Flexibilitätsoptionen kann marktseitig zurzeit folglich nicht damit begründet werden, dass diese EE integrieren. Und es sollten vor allem jene Technologien flexibilisiert und genutzt werden, die möglichst effizient sind (wie z. B. Lastmanagement) – Nachtspeicherheizungen gehören ausdrücklich nicht dazu (siehe [2]).

**Abb. 2** Entwicklung des Flexibilitätsbedarfs in verschiedenen Szenarien

Phase 2: Defizite und Überschüsse, ausreichend Flexibilitätspotenziale vorhanden

Erst bei EE-Anteilen über 40 % – in den modellierten Szenarien bedeutet das 60 % – entstehen relevante Defizite und Überschüsse. In dieser Phase eröffnet neben dem EE-Ausbau auch der beschleunigte Rückgang der Kraftwerkskapazität Raum für neue Flexibilitäten, vor allem da in der Analyse keine neuen Kraftwerke zugebaut werden. Aus Sicht des Stromsystems lautet die Hauptfrage, wie das Kapazitätsdefizit gedeckt werden kann. Die Nutzung der Überschüsse ist dagegen ein zweitrangiges Problem, da diese für die Versorgungssicherheit nicht relevant sind und im Zweifel jederzeit abgeregelt werden können. Daher sollten die Überschüsse soweit wie möglich durch Optionen aufgenommen werden, die für die Abdeckung der Defizite aufgebaut werden und die die Überschüsse möglichst effizient nutzen.

Für diese Phase wurde zunächst untersucht, welchen Beitrag die Optionen jeweils einzeln leisten können (siehe Abb. 3). Es handelt

sich insofern um eine Extrembetrachtung, als eine mögliche Konkurrenz zwischen den Optionen in dieser Analyse nicht berücksichtigt wurde. Dennoch wird deutlich, dass eine Auswahl der dargestellten Optionen in verschiedenen Kombinationen den zusätzlichen Flexibilitätsbedarf abdecken kann.

Spätestens in dieser Phase zeigt sich die Rolle des internationalen Stromaustauschs für die Reduktion des Flexibilitätsbedarfs. Schon wenn das heutige Netz berücksichtigt wird, sinkt der Flexibilitätsbedarf in Deutschland deutlich. Wenn das Netz mit dem im Zehnjahresplan der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber (TYNDP) [3] geplanten Volumen ausgebaut wird, verringert sich der Bedarf weiter. Der verbleibende Bedarf kann mit technisch etablierten Optionen abgedeckt werden.

Abb. 3 zeigt auch den Unterschied zwischen Optionen, die nicht ihre volle Kapazität zur Abdeckung des Defizits beitragen können (hellgrüner Balken), weil sie andere Prozesse bedienen müssen (z. B. DSM) und anderen Optionen, die ihre volle Kapazität ausschöpfen können und insofern flexibler sind (z. B. Pumpspeicher). Außerdem verdeutlicht die Grafik, dass Optionen, die EE-Überschüsse in andere Sektoren überführen (z. B. in den Wärmebereich), keinen direkten Beitrag zur Defizitreduktion leisten können.

Phase 3: Hohe EE-Anteile, längere Defizitzeiträume

Erst in dieser Phase zeigt sich in Deutschland ein Bedarf für Optionen, die auch längere Defizitzeiträume überbrücken können. Die im Szenario-Jahr 2030 betrachteten Optionen reichen dafür nicht mehr aus und Power-to-Gas mit zusätzlichen Gasturbinen wird benötigt. Dies gilt für wenige Zeiträume auch dann, wenn der EE-Anteil nur bis 75 % ansteigt. Eventuell können nachfrageseitige Optionen in der Industrie genutzt werden, um diese Flexibilität bereitzustellen. Wichtig ist dabei aber auch die Betriebsweise. Werden Flexibilitäten so betrieben, dass sie in den Defizitzeiträumen ihr volles Potenzial abrufen können – auch wenn diese Zeiträume vorab unsicher sind und damit möglicherweise andere Erlösmöglichkeiten verloren gehen?

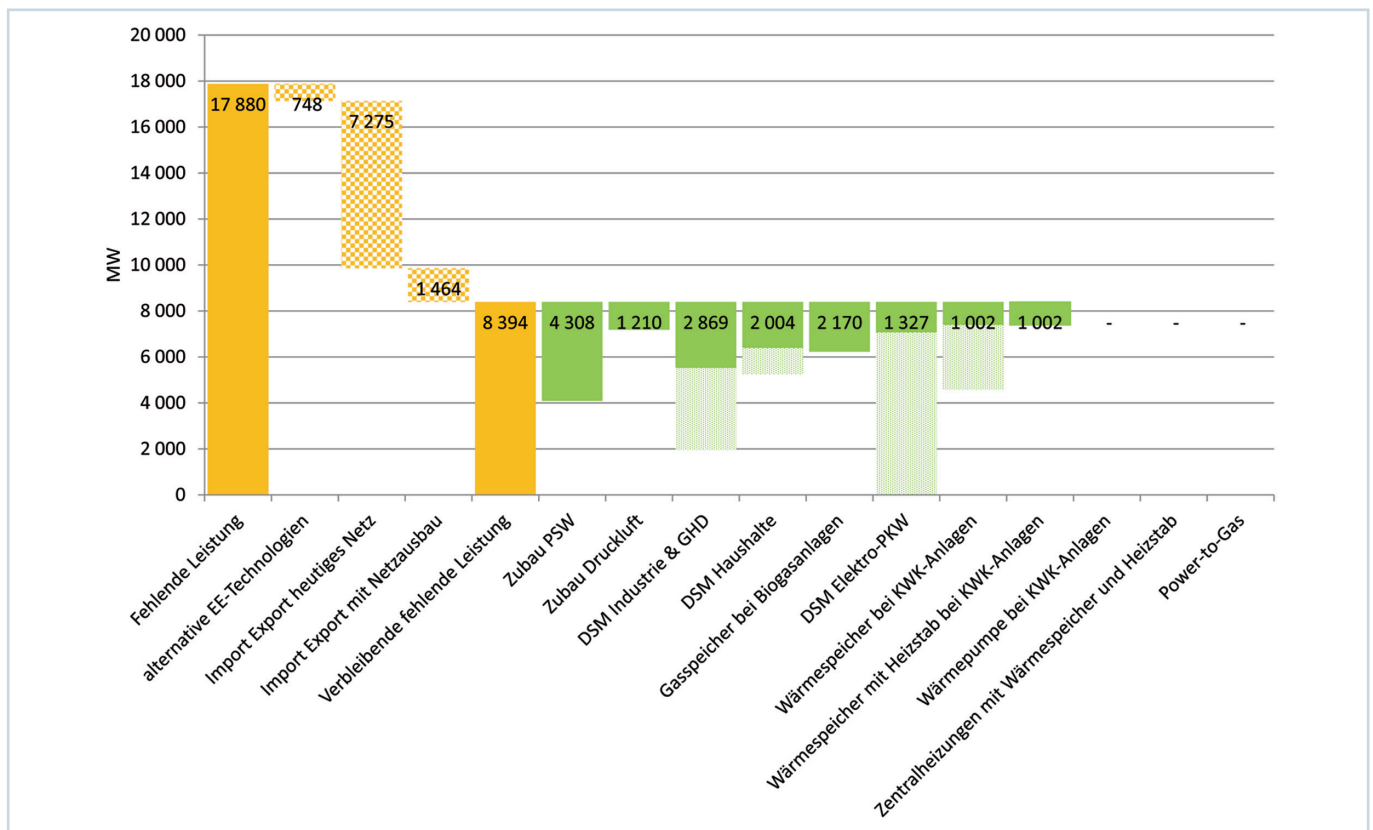


Abb. 3 Beitrag verschiedener Flexibilitätsoptionen zur Abdeckung des Kapazitätsdefizits

Trotz des Bedarfs an zusätzlichen Optionen ist es für die strategische Entwicklung von Flexibilitätsoptionen wichtig zu wissen, dass Optionen aus früheren Phasen auch hier noch genutzt werden können. Sie sind auch beim Aufbau neuer Flexibilitäten aufgrund der hohen Wirkungsgrade konkurrenzfähig und können komplementär zu neuen Optionen mit längeren Überbrückungszeiträumen genutzt werden.

Um die EU-weit hohe EE-Erzeugung durch europaweiten Netzausbau nahezu vollständig in das Stromsystem integrieren zu können, wäre in dieser Phase ein Netzausbau notwendig, der im Bereich des Dreifachen des bis 2050 linear fortgeschriebenen TYNDP liegt, was als unrealistisch hoch bezeichnet werden kann.

Allerdings behält der Netzausbau auch bei einer stark ansteigenden EU-weiten EE-Erzeugung eine wichtige Rolle. Er dient in erster Linie dazu, die ausländische EE-Erzeugung nach Deutschland zu importieren,

während der EE-Export auf einem hohen Niveau verbleibt. Somit kommt es auf dem Weg zu einem Stromsystem, welches nahezu vollständig auf EE basiert, zu einer Angleichung der EE-Menge, die importiert und der EE-Menge, die exportiert wird. Der Netzausbau kann daher auch bei hohen EE-Anteilen in den Nachbarländern Deutschlands eine wichtige Funktion als räumliche Flexibilität übernehmen.

Quellen

[1] Nitsch, J.; Pregger, T.; Naegler, T.; Heide, D.; Tena, Diego Luca De; Trieb, F.; Scholz, Y.; Nienhaus, K.; Gerhardt, N.; Sterner, M.; Trost, T.; Oehsen, A. v.; Schwinn, R.; Pape, C.; Hahn, H.; Wickert, M. & Wenzel, B.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. 2012.

[2] Heinemann, C.; Bürger, V.; Bauknecht, D.; Ritter, D. & Koch, M.: Widerstandsheizungen: ein Beitrag zum Klimaschutz und zur Integration fluktuierender Erneuerbarer? Energiewirtschaftliche Tagesfragen 64 (5) 2014, S. 45-48.

[3] ENTSO-E: Ten-Year Network Development Plan 2014 draft. Zuletzt abgerufen am 09.09.2014.

Dr. D. Bauknecht, Senior Researcher, C. Heinemann, Wissenschaftlicher Mitarbeiter, Dr. M. Koch, Senior Researcher, D. Ritter, Wissenschaftlicher Mitarbeiter, R. Harthan, Senior Researcher, Öko-Institut e. V., Freiburg und Berlin; Dr.-Ing. E. Tröster, Ingenieur in leitender Funktion, S. Langanke, Ingenieur, Energynautics GmbH, Darmstadt
d.bauknecht@oeko.de
e.troester@energynautics.com

Das Projekt „Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von Erneuerbaren Energien“ wurde vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 0325276 unterstützt.



IIR Fachkonferenz
03. – 04. Dezember 2014 | Schlosspark Mauerbach bei Wien

ERDKABEL

Wieviel Innovationskraft ist am Marktplatz Österreich möglich?

- Innovative Übertragungstechnologien – Technische Entwicklungen im Rahmen des „eHighway2050“-Projektes
- Innovationen der Technik – Strom-Pipelines auf Mineralgussbasis in Stahlröhren
- Magnetische Felder – Europäische Grenzwerte und Konsequenzen für die Genehmigung und den Betrieb von Kabeln
- Supraleiterkabel – Ist verlustfreier Stromtransport denkbar?
- Innovative 380kV-Kabelkühlung – Erkenntnisse aus der Inbetriebnahme

www.iir.at/erdkabel

Es präsentieren sich:



Ihre Ansprechperson:

Magdalena Ludl
 Customer Service

Tel. +43 (0)1 891 59 - 212
 E-Mail: anmeldung@iir.at

