

# Rahmenbedingungen für Flexibilitätsoptionen

Dierk Bauknecht und Moritz Vogel

*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. Dafür stehen diverse Optionen zur Verfügung, d. h. verschiedene Formen des Lastmanagements, verschiedene Speicher und die Flexibilität thermischer Kraftwerke. Eine Frage, die sich vor diesem Hintergrund stellt, lautet: Wie müssen die Rahmenbedingungen gestaltet werden, um diese Flexibilitätsoptionen zu entwickeln?*

Grundlage ist das Projekt „Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von Erneuerbaren Energien“, in dem vor allem quantitative Analysen zur Entwicklung des Flexibilitätsbedarfs und zum möglichen Beitrag verschiedener Optionen durchgeführt wurden [1]. Diese Analysen zeigen, dass die Formel „Steigender Anteil der Erneuerbaren = Neue Flexibilitätsoptionen müssen entwickelt werden“ zu undifferenziert ist. Vielmehr entwickelt sich der Flexibilitätsbedarf in unterschiedlichen Phasen (Tab. 1). Die verschiedenen Optionen erfüllen dabei auch jeweils unterschiedliche Funktionen.

Insgesamt agiert die Gestaltung der Rahmenbedingungen in folgendem Spannungsfeld: Auf der einen Seite weisen Flexibilitätsoptionen zur Zeit noch einen relativ geringen Systemnutzen auf, da sie vor allem mit der im System bereits vorhandenen Flexibilität konkurrieren und die Flexibilität bestenfalls im Betrieb effizienter bereitstellen können. Zwar können effiziente Optionen im Prinzip bereits gegen bestehende konkurrieren, insofern die Rahmenbedingungen dem nicht entgegenstehen. Allerdings wird die Entwicklung von Flexibilitätsoptionen eben nicht nur durch die Rahmenbedingungen, sondern auch durch den zuvor erwähnten, noch relativ geringen

Systemnutzen von Flexibilität erschwert. Das bedeutet auch: Im System ist zunächst ausreichend Flexibilität vorhanden, so dass der Ausbau der Erneuerbaren nicht auf den Ausbau von Flexibilitäten warten muss.

Auf der anderen Seite müssen die Optionen aber rechtzeitig entwickelt werden, um zur Verfügung zu stehen, wenn der Flexibilitätsbedarf ansteigt. Auch in der zweiten Phase kann die Flexibilität mit Optionen bereitgestellt werden, die technisch im Prinzip vorhanden sein. Dabei sind unterschiedliche Kombinationen aus Flexibilitätsoptionen denkbar, mit denen der Bedarf abgedeckt werden kann. Dennoch müssen auch diese Optionen tatsächlich erschlossen und an den Markt gebracht werden. Reichen Marktpreissignale hierfür aus, die den Flexibilitätsbedarf über entsprechende Preisspreads rechtzeitig anzeigen? Oder sind für eine dynamisch effiziente Entwicklung von Flexibilitätsoptionen weitere Maßnahmen nötig?

## Reduktion des Flexibilitätsbedarfs

Bei der Entwicklung von Rahmenbedingungen für Flexibilitätsoptionen geht es aber nicht nur darum, dass die genannten Optionen verfügbar sind. Vielmehr muss auch sichergestellt sein, dass sie möglichst effizient eingesetzt werden, um den Bedarf nach

Flexibilität nicht unnötig zu erhöhen. Hierbei geht es weniger um die Rahmenbedingungen für einzelne Optionen, sondern vor allem um übergreifende Fragen des Marktdesigns.

Im Projekt hat sich z. B. gezeigt, dass durch den europäischen Austausch der Flexibilitätsbedarf in Deutschland deutlich reduziert werden kann. Dieser Effekt wird aber dadurch geschmälert, dass die Kuppelkapazitäten heute nicht optimal ausgenutzt werden. Hier geht es also nicht nur um den Netzausbau als Flexibilitätsoption, sondern auch um die bessere Nutzung bestehender Netzkapazitäten. Dies wird z. B. durch die lastflussbasierte Kapazitätszuweisung im Rahmen der Marktkopplung in Zentralwesteuropa angestrebt. Ein weiteres Beispiel ist die Organisation des Regelenenergiemarktes. Hier kann zusätzliche Flexibilität erschlossen werden, indem die kurzfristige Durchlässigkeit zwischen den Märkten für die einzelnen Akteure erleichtert wird, wenn sich der Kapazitäts- und Flexibilitätsbedarf kurzfristig anders darstellt als im Rahmen der Kapazitätsplanung.

Der Flexibilitätsbedarf kann schließlich dadurch erhöht werden, dass Flexibilität in einem kleinen Bilanzraum eingesetzt wird, z. B. im Rahmen einer Maximierung des Eigenverbrauchs bei einzelnen Stromnutzern. Dadurch werden die Ausgleichseffekte, die

**Tab. 1: Bedarf und Auswirkungen von Flexibilität in den verschiedenen Phasen der Transformation des Stromsystems**

	<b>Phase 1: Keine Defizite, geringe Überschüsse. Flexibilität konkurriert mit bestehenden Optionen</b>	<b>Phase 2: Defizite und Überschüsse, ausreichend Flexibilitätspotenziale vorhanden</b>	<b>Phase 3: Hohe EE-Anteile, längere Defizitzeiträume</b>
<b>Modelliertes Szenarienjahr/EE-Anteil</b>	Jahr 2020/EE-Anteil ca. 40 %	Jahr 2030/EE-Anteil ca. 60 %	Jahr 2050/EE-Anteil 75-90 %
<b>Bedarf und Auswirkungen von Flexibilität</b>	Noch keine Kapazitätsdefizite und nur sehr geringe EE-Überschüsse. Bestehende Flexibilitätsoptionen reichen weitgehend aus, um Erzeugung und Verbrauch auszugleichen.	Hier treten nun sowohl sichtbare Defizite als auch Überschüsse auf. Der zusätzliche Flexibilitätsbedarf kann mit unterschiedlichen Kombinationen von Flexibilitätsoptionen abgedeckt werden.	Hier entsteht ein Bedarf für Langfristspeicher.

Quelle: Bauknecht et al. (2014)

**Tab. 2: Flexibilitätsoptionen zwischen Markt und Netz**

	Marktgeführt	Netzgeführt
Netzbetreiber ist Flexibilitätsbetreiber	Aufhebung des Unbundlings: Warum sollte der Netzbetreiber zum Marktakteur werden?	Nur in Ausnahmefällen; sonst wird der effiziente Ausbau von Flexibilitätsoptionen erschwert.
Flexibilitätssbetreiber ist ein Marktakteur außerhalb des Netzes	Unbundling: Flexibilitätsoptionen werden grundsätzlich marktgeführt eingesetzt.	Netzgeführte Korrekturen über diverse Koordinationsmechanismen (siehe z. B. das Prinzip der Netzsammel, Ausgestaltung der Verordnung zum § 14a EnWG).

Quelle: Eigene Darstellung

sich in einem größeren Bilanzraum ergeben, reduziert. Aus Flexibilitätssicht sollte der Markt deshalb so organisiert sein, dass Flexibilität möglichst großräumig eingesetzt wird.

### Flexibilität im Markt oder im Netz?

Im Zusammenhang mit der Frage nach der optimalen Nutzung von Flexibilität stellt sich auch die Frage, inwiefern diese markt- oder netzgeführt eingesetzt werden sollte. Aus Netzsicht sollten Flexibilitätsoptionen so eingesetzt werden, dass sie nicht zu zusätzlichem Netzausbaubedarf führen bzw. sie auch dazu beitragen können, Netzengpässe so zu managen, dass das Netz weniger oder später ausgebaut werden muss. Ein Einsatz aus Marktsicht, also zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch im gesamten Bilanzraum, kann in bestimmten Fällen einem Einsatz aus Netzsicht zuwiderlaufen.

Da die Netzbetreiber über die entsprechenden netzseitigen Informationen verfügt, aber bislang keine Anlagen außerhalb des Netzes betreiben können, könnte geschlossen werden, dass das Unbundling einer solchen Optimierung im Wege stünde und Netzbetreibern z. B. der Betrieb von Speichern gestattet werden sollte. Neben den generellen Vorteilen des Unbundlings spricht

jedoch gegen diesen Ansatz, dass ein rein netzgeführter Einsatz von Speichern zu einer ineffizienten Nutzung führen kann, da die Betriebsstunden auf Zeiten kritischer Netzzustände reduziert werden. Wenn der Netzbetreiber selbst zum Speicherbetreiber wird, stellt sich auch die Frage, warum Speicher den Vorzug vor anderen Flexibilitätsoptionen erhalten, wie z. B. Optionen auf der Nachfrageseite. Diese wären möglicherweise effizienter, können aber nicht vom Netzbetreiber „betrieben“ werden. Deshalb erscheint es sinnvoll, Flexibilitätsoptionen vorrangig marktgetrieben einzusetzen, und dem Netzbetreiber in aus Netzsicht kritischen Situationen den Zugriff zu ermöglichen. Tab. 2 gibt einen Überblick über verschiedene Ausgestaltungsoptionen.

### Abbau von Barrieren

Um den Flexibilitätssbedarf abzudecken, steht eine große Bandbreite verschiedener Optionen zur Verfügung, die auch bei EE-Anteilen von deutlich über 50 % den Bedarf in verschiedenen Kombinationen abdecken können. Es stellt sich die Frage, welche Optionen vorrangig genutzt werden sollten. Prinzipiell sollte diese Frage dem Wettbewerbsmarkt überlassen werden, d. h. der Einsatz der Flexibilitätsoptionen sollte preisgesteuert erfolgen und so einerseits vom Flexibilitätssbedarf abhängen, andererseits von den

Kosten verschiedener Optionen sowie ihrer Fähigkeit, den Bedarf zu decken. Allerdings reicht die alleinige Orientierung am Marktpreis nicht aus. Denn angesichts bestehender Rahmenbedingungen könnte der Marktpreis zu einer ineffizienten Entwicklung führen. Die verschiedenen Optionen agieren bislang mit unterschiedlichen Voraussetzungen in unterschiedlichen Regimen, sind bisher nur teilweise überhaupt als Flexibilität genutzt worden und folglich bislang auch nicht durchweg als Konkurrenten zur Erbringung von Flexibilität aufgetreten.

Wenn also davon die Rede ist, dass die Optionen in einem „level playing field“ agieren sollten, kann es nicht ausreichen, dass sie denselben Marktpreissignalen ausgesetzt werden. Vielmehr geht es darum, die vielfältigen technologiespezifischen Barrieren abzubauen, so dass die verschiedenen Flexibilitätsoptionen entsprechend ihrer Fähigkeiten auf die Preissignale reagieren können. So verstanden kann ein „level playing field“ ein hilfreiches Leitprinzip sein.

Tab. 3 gibt einen Überblick über einige wichtige Aspekte, die in diesem Zusammenhang adressiert werden müssen. Für eine gleichberechtigte Entwicklung von Flexibilitätsoptionen ist es auch erforderlich, verschiedene Optionen in einem etwaigen Kapazitätsmechanismus zu berücksichtigen.

**Tab. 3: Barrieren im Bereich der Rahmenbedingungen**

Barriere	Definition
<b>Erhöhung der Flexibilitätsskosten</b>	Durch verschiedene Umlagen und Steuern werden die Kosten des Stromverbrauchs erhöht. Dies stellt zum einen ein Problem in Überschusszeiten dar (siehe unten). Zum anderen wird auch die Speicherung von Strom erschwert, wenn Speicher als Letztverbraucher behandelt und für die Einspeicherung mit diesen Zahlungen belastet werden. Das Gleiche gilt für die Zahlung von Netzentgelten durch Speicher. Ausnahmeregelungen sollten jedoch für alle Speicher und nicht nur für Pumpspeicher gelten.
<b>Regelenergiemarktdesign</b>	Flexibilitätsoptionen kann der Zugang zum Regelenergiemarkt durch Ausschreibungsbedingungen erschwert werden (Mindestmengen der Angebotsgrößen und zeitlicher Vorlauf).
<b>Standardlastprofile</b>	Nicht leistungsgemessene Kunden werden nach Standardlastprofil abgerechnet, wodurch der Anreiz reduziert wird, die Flexibilität dieser Kunden zu nutzen.
<b>Netzentgeltstruktur</b>	Leistungsbasierte Netzentgelte führen z. B. bei Industrieverbrauchern dazu, dass eine mögliche flexible Anpassung an das Stromsystem unattraktiv wird.

Quelle: Eigene Darstellung

## Nutzung von Erneuerbaren-Überschüssen in anderen Sektoren?

Eine Flexibilitätsoption, die zunehmend diskutiert wird, ist die Nutzung von EE-Überschüssen in anderen Sektoren, die bisher nicht oder nicht in entsprechendem Umfang strombasiert betrieben worden sind. Solche Modelle werden bislang dadurch erschwert, dass der Strom zwar als „Überschussstrom“ bezeichnet wird, deshalb allerdings nicht kostenlos, sondern mit allen Steuern und Umlagen belastet ist. Eine entsprechende Anpassung der Rahmenbedingungen könnte hier Abhilfe schaffen, z. B. wenn der „Überschussstrom“ in den entsprechenden Zeiten von Steuern und Umlagen befreit würde. Diese Befreiung sollte dann jedoch nicht nur für die Nutzung dieses Stroms, sondern auch für andere Flexibilitätsoptionen, wie z. B. Lastverschiebung, gelten.

Allerdings geht es bei der Sektorkopplung um mehr als nur um die Nutzung von Erneuerbaren-Überschüssen, sondern auch darum, dass die Erschließung neuer Verbraucher nicht dazu führt, dass außer Erneuerbaren nicht auch anderer günstiger Strom, z. B. aus Braunkohlekraftwerken, genutzt wird. Power-to-Heat sollte ausschließlich Renewables-to-Heat und keinesfalls Lignite-to-Heat sein. Deshalb erscheint es auch nicht sinnvoll, Nachtspeicherheizungen in Erneuerbare-Wärme-Gesetze aufzunehmen [2]. Während die Sektorkopplung oft aus der Perspektive des Stromsektors betrachtet und als zusätzliche Flexibilitätsoption zur Nutzung von Überschüssen gesehen wird, sollte das vorrangige Ziel bei der Sektorkopplung sein, die Nutzung erneuerbarer Energien in anderen Sektoren zu ermöglichen. Dies sollte so flexibel wie möglich erfolgen, jedoch bedeutet ein zusätzlicher Verbraucher auch immer, dass zusätzliche Inflexibilitäten entwickelt werden. Für die dauerhafte Nutzung von erneuerbaren Energien in anderen Sektoren wird es nicht ausreichen, auf Überschüsse zu setzen, sondern hierfür müssen zusätzliche Erneuerbaren-Kapazitäten in erheblichem Maße aufgebaut werden. Aus Sicht der Rahmenbedingungen ist eine zentrale Herausforderung der Sektorkopplung der Aufbau dieser zusätzlichen Kapazitäten.

Angesichts der auch in den kommenden Jahren zu erwartenden relativ geringen EE-

Überschüsse, die nur in wenigen Stunden auftreten, sowie angesichts der dargestellten Diskussion um die Nutzung dieser Überschüsse in anderen Sektoren stellt sich die Frage: Inwieweit ist eine Marktintegration der Erneuerbaren geeignet, um auf diese Überschüsse zu reagieren? Eine Marktintegration bedeutet, dass die Anlagen 8 760 Stunden p. a. mit einem entsprechend höheren Risiko am Markt agieren müssen, aber nur wenige Stunden p. a. durch eine Abregelung zu einer Vermeidung von Überschüssen beitragen können, die sich zudem, wie dargestellt, auch anderweitig nutzen ließen.

## Förderung von Flexibilitätsoptionen

Anstatt nur bestehende Barrieren abzubauen, kann ein weitergehender Ansatz darin bestehen, die Entwicklung von Flexibilitätsoptionen gezielt zu fördern. Unbestritten sind hier mit Blick auf den zukünftig zunehmenden Flexibilitätsbedarf Forschungsvorhaben und Demonstrationsprogramme wie die der Förderinitiative Energiespeicher. Diese zwischen BMBF, BMWi und BMU koordinierte Initiative verfügt über ein Fördervolumen von 200 Mio. € und unterstützt Speicherprojekte, die zwischen 2011 und 2018 errichtet werden, durch eine 50 %-Finanzierung. Förderobjekte sind besonders jene Technologien, „die man als aussichtsreich für den Einsatz in dem künftigen Energieversorgungssystem Deutschlands einstufen kann“. Zu den geförderten Projekten zählt u. a. der Energiespeicher Adele [3].

Kritischer sind Förderinstrumente, die schon heute die Marktdurchdringung einzelner Optionen fördern. So werden z. B. durch das „Förderprogramm Dezentrale Energiespeicher“ Investitionen in Batteriespeichersysteme unterstützt, die zusammen mit Photovoltaikanlagen errichtet werden [4]. Aber warum werden nur Batteriespeicher und nicht auch andere Flexibilitätsoptionen gefördert, und warum beschränkt sich das Programm auf dezentrale Speicher? Angesichts der Entwicklung des Flexibilitäts- und Speicherbedarfs stellt sich grundsätzlich die Frage, inwieweit Flexibilitäten heute durch Förderung in den Markt gebracht werden sollten. Insbesondere Langzeitspeicher wie Power-to-Gas werden aus Sicht des Stromsektors erst bei EE-Anteilen über 75 % rele-

vant; eine Förderung der Markteinführung ist heute deshalb nicht notwendig.

## Barrieren abbauen, Optionen vorbereiten

Angesichts der quantitativen Ergebnisse zur Entwicklung des Flexibilitätsbedarfs plädieren wir dafür, zunächst die zuvor genannten Barrieren abzubauen, um die verschiedenen Flexibilitätsoptionen zu entwickeln. Zwar kann argumentiert werden, dass durch eine technologiespezifische Förderung, ähnlich wie bei den verschiedenen Technologien der Erneuerbaren, technologiespezifische Lernkurven erschlossen werden können, um so einen suboptimalen Lock-in bei Technologien zu vermeiden, die heute niedrigere Kosten, gleichzeitig aber auch flachere Lernkurven haben. Aber auch hier erscheint es sinnvoll, zunächst die oben beschriebenen Barrieren abzubauen, um die Optionen so auf einen steigenden Flexibilitätsbedarf vorzubereiten.

## Literatur

- [1] Bauknecht, D.; Heinemann, C.; Koch, M.; Ritter, D.; Harthan, R.; Tröster, E.; Langanke, S.: Entwicklung des Flexibilitätsbedarfs im Stromsystem und der Beitrag verschiedener Flexibilitätsoptionen. In: „et“, 64 Jg. (2014), Heft 11, S. 52–55.
- [2] Heinemann, C.; Bürger, V.; Bauknecht, D.; Ritter, D.; Koch, M.: Widerstandsheizungen: ein Beitrag zum Klimaschutz und zur Integration fluktuierender Erneuerbarer? In: „et“, 64. Jg. (2014), Heft 5, S. 45–48.
- [3] BMBF: Bekanntmachung [...] zur Förderung von Forschung und Entwicklung auf dem Gebiet von Energiespeichertechnologien. Berlin 2011. Abrufbar unter: <http://www.bmbf.de/en/furtherance/16431.php>
- [4] BMWi: Förderprogramm für dezentrale Energiespeichersysteme. Berlin 2013. Abrufbar unter: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Speicher/foerderprogramm-fuer-dezentrale-energiespeicher.html>

*Dr. D. Bauknecht, Senior Researcher, M. Vogel, Wissenschaftlicher Assistent, Öko-Institut e. V., Freiburg*  
*d.bauknecht@oeko.de*

Gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages, Förderkennzeichen 0325276. Das Projekt wurde vom Öko-Institut gemeinsam mit energynautics durchgeführt.