

Ausgestaltung der marktgestützten Flexibilitätsbeschaffung gemäß § 14c EnWG – Erfahrungen mit der SINTEG-Flexibilitätsplattform ENKO

Benedikt Deuchert, Janis Kaltschnee, Henning Schuster, Malte Hinrichsen und Clemens Gerbaulet

Mit der Novelle des EnWG zur Anpassung an den europäischen Rechtsrahmen wird der neue § 14c eingeführt, der die marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen im Verteilnetz ermöglicht. Im Rahmen des BMWi-Förderprogramms SINTEG wurde mit der ENKO-Plattform eine Lösung entwickelt, auf der im Realbetrieb Flexibilitätsdienstleistungen gehandelt wurden. Die für die ENKO-Plattform definierten Prozesse, Produkte und Marktrollen stellen daher für die Ausgestaltung der Branchenlösung auf Bundesebene eine wertvolle Vorlage dar.

Im Zuge der Umsetzung der EU-Richtlinie zum europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt (2019/944) in nationales Recht wird der Artikel 32 der EU-Richtlinie („Anreize für die Nutzung von Flexibilität in Verteilernetzen“) im neu vorgesehenen § 14c des EnWG abgebildet. Hiermit schafft der Gesetzgeber die Voraussetzung dafür, dass Verteilnetzbetreiber Flexibilitätsdienstleistungen künftig marktgestützt beschaffen können, insoweit sie „die Effizienz bei Betrieb und Ausbau ihres Verteilernetzes“ verbessern.

Dabei grenzt sich der neue § 14c von einem direkten Zugriff auf Flexibilitätsressourcen ab, wie er im § 14a für steuerbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung geregelt ist und aktuell angepasst werden soll (Spitzenglättung). Ebenso wenig sollte das hier angelegte Instrument für marktgestütztes Engpassmanagement mit der Verbrauchssteuerung durch direkte Preisanreize verwechselt werden, wie sie beispielsweise zeitvariable und netzsituationsabhängige Netzentgelte darstellen [1]. Stattdessen betreffen die neuen Marktelemente den planwertbasierten Engpassmanagementprozess, wie er im Rahmen von Redispatch 2.0 – der Umsetzung der Regelungen aus dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) – ohnehin ab dem 01.10.2021 von den Verteilnetzbetreibern umzusetzen ist. Aus dem § 14c ergibt sich demnach die zusätzliche Möglichkeit für Verteilnetzbetreiber, ergänzend zum planwertbasierten Redispatch 2.0 Flexibilität marktgestützt zu beschaffen.

Dies betrifft insbesondere die Lastseite, da die tatsächlichen Grenzkosten für Verbrauchs-

flexibilität kaum regulatorisch bestimmt werden können und sie daher nur über einen marktgestützten Ansatz zu erschließen ist. Gleichzeitig wachsen angesichts steigender EE-Erzeugung die Herausforderungen für die Netze, insbesondere durch den Boom bei PV-Freiflächenanlagen. Umso wichtiger ist daher die künftige Einbeziehung des Flexibilitätspotenzials der Lastseite ins Engpassmanagement.

Im Rahmen des SINTEG-Projekts NEW 4.0 konnte mit ENKO eine Plattform entwickelt werden, mit der Flexibilitätsdienstleistungen marktgestützt beschafft und gezielt zum Engpassmanagement eingesetzt werden können [2]. Die Modellregion Schleswig-Holstein bot mit ihrer hohen Ausfallarbeit optimale Voraussetzungen, die Plattform unter realen Bedingungen zu erproben. Mit der ENKO-Plattform konnten wertvolle Erkenntnisse gewonnen werden, die als Vorlage für die Ausgestaltung der marktgestützten Flexibilitätsplattform dienen und somit zur Lösung des Problems auch in anderen Regionen herangezogen werden können.

Produkte und Marktregeln für marktgestützte Flexibilitätsbeschaffung – ENKO als Blaupause

Neben der Möglichkeit, Flexibilitätsdienstleistungen im Verteilnetz künftig marktgestützt zu beschaffen, enthält der Entwurf zu § 14c des EnWG auch die Aufforderung an die Verteilnetzbetreiber, die Spezifikationen des Verfahrens zu erarbeiten und von der BNetzA genehmigen zu lassen. Alternativ ist auch eine Festlegung der Spezifikationen durch die Bundesnetzagentur möglich. Dabei stellen sich diverse Herausforderungen, die bei der Ausgestaltung des § 14 c adressiert werden müssen (siehe Abb. 1).

Die Spezifikationen der marktgestützten Flexibilitätsbeschaffung müssen sich in **das aktuelle Marktdesign optimal eingliedern**. Dabei ist insbesondere sicherzustellen, dass die Prozesse im Redispatch 2.0, welcher sich gegenwärtig in der Implementierung befindet, zielgerichtet ergänzt werden. Diese Prozesse bieten zahlreiche poten-



zielle Schnittstellen für die Ausgestaltung der marktgestützten Flexibilitätsbeschaffung. Von hoher Bedeutung sind dabei die Interaktionen zwischen den Netzbetreibern. Einerseits können mit dem Austausch von Flexibilitätspotenzialen zwischen Netzbetreibern wertvolle Synergien gehoben werden, andererseits machen durch Flexibilitätsabrufe hervorgerufene Wechselwirkungen zwischen Netzgebieten zusätzliche Koordination zwischen den Netzbetreibern erforderlich. Die Definition dieser Prozesse in Redispatch 2.0 stellt eine wichtige Vorarbeit dar und könnte bei der Ausgestaltung der marktgestützten Flexibilitätsbeschaffung in ähnlicher Form umgesetzt werden.

Zudem müssen die Spezifikationen garantieren, dass Verteilnetze effizienter betrieben werden und das **Engpassmanagement zu geringstmöglichen Gesamtsystemkosten durchgeführt** wird. Freiwillige Flexibilität soll nur bezuschlagt werden, wenn es dadurch zu einer Kostensenkung der Engpassmanagementkosten kommt. Auch hier bestehen in der Ausgestaltung des Redispatch 2.0 wichtige Anknüpfungspunkte. Alle Netzbetreiber sind im Rahmen von Redispatch dazu verpflichtet, die Auswahlentscheidung der zur Verfügung stehenden Maßnahmen unter der Prämisse der Kostenminimierung durchzuführen. Dabei ist die netztechnische Wirksamkeit der Flexibilitätsdienstleistung auf die Engpässe in der Kostenkalkulation zu berücksichtigen. Mit dem Vergleich der tatsächlichen Kosten kann eine kostenoptimale Auswahl der Flexibilitätsoptionen getroffen und maximale Effizienz gewährleistet werden.

Die Einführung der marktgestützten Flexibilitätsbeschaffung muss einen **zielgenauen Ausbau des Verteilnetzes unterstützen** und kann diesen nicht ersetzen. Marktgestützte Flexibilitätsbeschaffung ist also nicht als Alternative zum Netzausbau zu verstehen, sondern bietet vielmehr Lösungsmöglichkeiten für einen ggf. längeren Übergangszeitraum, da auf absehbare Zeit der Ausbau der Erneuerbaren immer wieder (temporäre) Netzengpässe hervorrufen wird. Für Marktteilnehmer wird ein Anreiz geschaffen, innerhalb des Übergangszeitraums vorhandene Flexibilitätspotenziale zur Engpassbewirtschaftung zur Verfügung zu stellen. Somit gehen Netzausbau und die Nutzung der marktgestützten Flexibilitätsbeschaffung in den Verteilnetzen Hand in Hand,

denn eine kosteneffiziente und erfolgreiche Integration der Erneuerbaren erfordert beide Instrumente.

Mit der Ausgestaltung der marktgestützten Flexibilitätsbeschaffung muss das Ziel einer **wirksamen und diskriminierungsfreien Beteiligung aller Marktteilnehmer** verfolgt werden. Produkte und Flexibilitätsdienstleistungen sind so auszugestalten, dass sie für mögliche Anbieter eine niedrige Hürde zur Teilnahme darstellen. Da gerade auf der Lastseite eine hohe Heterogenität bezüglich Dauer und Leistung der Flexibilitätsdienstleistung besteht, muss dies bei der Definition der Produkte berücksichtigt werden, um eine hohe Teilnahmebereitschaft der Anbieter zu erzielen. Damit den Anbietern durch die Erbringung der Flexibilitätsdienstleistung keine Nachteile entstehen, bedarf es einer Klärung des bilanziellen Ausgleichs der Stromlieferung bzw. des Strombezugs.

Schließlich muss noch der **Organisator der marktgestützten Flexibilitätsbeschaffung** bestimmt werden. Die unterschiedlichen SINTEG-Projekte zeigen, dass dafür Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber sowie Strombörsen in Frage kommen. In Hinblick auf die vielfältigen Herausforderungen der marktgestützten Flexibilitätsbeschaffung erscheint eine zentrale Rolle des Verteilnetzbetreibers als vorteilhaft. Besonders die Kenntnis über die Effekte eines potenziellen Flexibilitätsabrufes, die sich vorrangig im Verteilnetz auswirken

werden, verschafft dem Verteilnetzbetreiber einen klaren Informationsvorteil.

Die Plattform **ENKO kann als Blaupause verstanden werden**, wie die oben beschriebenen Herausforderungen bewältigt und Flexibilitätsmärkte ausgestaltet werden können. Im ENKO-Prozess können Teilnehmer maßgeschneiderte Gebote abgeben, der Netzbetreiber trifft eine kostenoptimale Auswahl und gibt über die Plattform eine Rückmeldung. Anschließend stellen die bezuschlagten Anbieter über Strommarktgeschäfte den bilanziellen Ausgleich her und steuern die Anlagen selbstständig. Das Konzept von ENKO umfasst ebenfalls die Koordination zwischen Netzbetreibern. Die Prozesse weisen eine grundsätzliche Kompatibilität mit Redispatch 2.0 auf, wodurch eine Integration in das zukünftige Engpassmanagementregime mit vergleichsweise geringem Aufwand ermöglicht wird.

Der **Auswahlprozess der Flexibilitätsdienstleistungen** berücksichtigt die netztechnische Wirksamkeit auf die Engpässe. Dadurch entsteht ein Sensitivitätspreis unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen. Mit dem Vergleich von freiwilliger und verpflichteter Flexibilität kann eine Merit Order entwickelt werden. Diese Kostenkurve ermöglicht eine kostenminimale Auswahl über alle Flexibilitätsoptionen. Im Beispiel der Abb. 2 werden nur die in der Engpassmaßnahme erfassten Flexibilitätsdienstleistungen bezuschlagt. Die Ergänzung der freiwilligen Flexibilität sowie

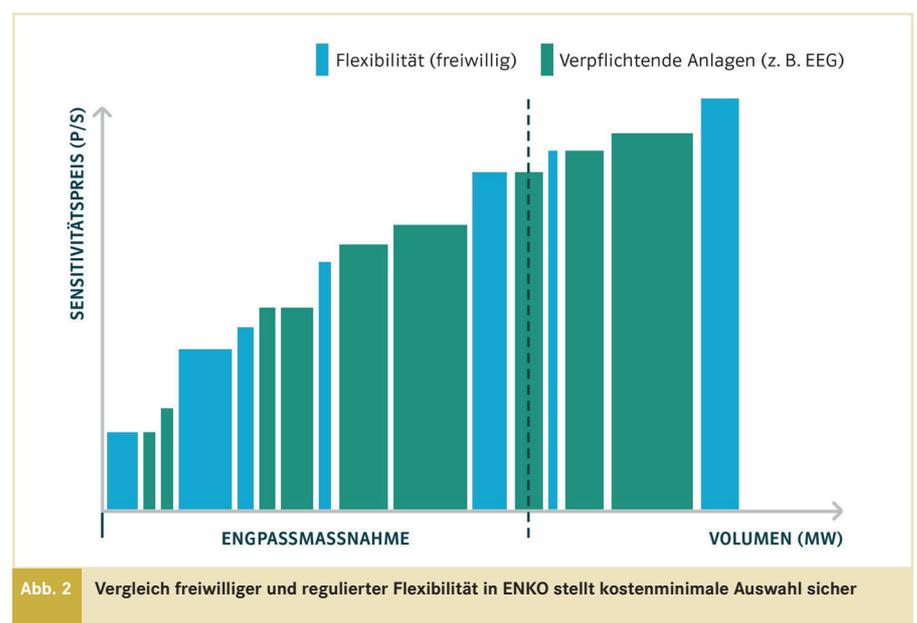


Abb. 2 Vergleich freiwilliger und regulierter Flexibilität in ENKO stellt kostenminimale Auswahl sicher

die Auswahl der günstigsten Sensitivitäten stellen sicher, dass eine strikte Kostensenkung gegenüber dem Status Quo ohne freiwillige Flexibilität garantiert ist.

Sowohl im Dauerbetrieb als auch im Rahmen mehrerer Intensivfeldtests wurden auf der ENKO-Plattform tatsächlich prognostizierte Netzengpässe bewirtschaftet und die Integration Erneuerbarer im Netzgebiet der Schleswig-Holstein Netz AG verbessert. Zuletzt wurde im Zeitraum zwischen dem 17. und dem 27.11.2020 ein Intensivfeldtest durchgeführt. Aufseiten der Flexibilitätsanbieter waren insgesamt vierzehn Akteure vertreten, die ein breites Technologiespektrum über verschiedene Spannungsebenen hinweg repräsentieren. Insgesamt wurden in diesen zwei Wochen Flexibilitätsgebote in Höhe von 2.049 MWh auf der ENKO-Plattform angeboten. Hiervon wurden 402 MWh bezuschlagt und für Engpassmanagementmaßnahmen zur Beseitigung einspeisebedingter Engpässe und somit zur verbesserten Integration der Erneuerbaren eingesetzt. Mit den Feldtests konnte neben der technischen Funktionalität auch die Teilnahmebereitschaft der Marktparteien erfolgreich demonstriert werden.

Insgesamt erscheint es aufgrund der bereits gewonnenen Erkenntnisse aus dem Betrieb der ENKO-Plattform sinnvoll, diese Erkenntnisse in die Entwicklung der Spezifikationen der marktgestützten Flexibilitätsbeschaffung einzubringen. Der ENKO-Plattform liegt ein detailliertes Konzept zugrunde, welches seine **Funktionsfähigkeit bereits im realen Umfeld als Parallelprozess zum heutigen Einspeisemanagement unter Beweis gestellt** hat. Die in ENKO definierten Prozesse ermöglichen die erforderliche transparente Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen auf marktgestützten Plattformen, die eine diskriminierungsfreie Beteiligung der Marktteilnehmer gewährleisten und somit die Anforderungen der Novelle (§ 14c Abs. 1 u. 2 EnWG) erfüllen.

Voraussetzung für marktgestützte Flexibilitätsbeschaffung: erfolgreiche Eindämmung von Scheinflexibilität

In § 14c Absatz 4 enthält der neue Gesetzestext eine Klausel, nach der weiterhin von der marktgestützten Beschaffung von Flexi-

bilität abgesehen werden kann, wenn hieraus wirtschaftliche Ineffizienzen, schwerwiegende Marktverzerrungen oder die Verschärfung von Engpässen aus der Einführung der marktgestützten Flexibilitätsbeschaffung resultieren. Ineffizienzen oder Marktverzerrungen könnten bei lokalen Märkten für Engpassmanagement vor allem dann entstehen, wenn Marktteilnehmer versuchen, Engpässe selbst zu verschärfen, um anschließend aus der Behebung ebendieser Engpässe einen finanziellen Vorteil zu ziehen. Die potenziellen Auswirkungen dieses strategischen Bietverhaltens wurden in einem Gutachten im Auftrag des BMWi quantifiziert [3]. Das Gutachten schätzt ab, dass strategisches Bietverhalten im Zuge der Einführung lokaler Märkte für Engpassmanagement zu einer siebenfachen Kostensteigerung gegenüber dem Status Quo führen könnte.

Gleichzeitig wurden in der Wissenschaft Ansätze zur Verhinderung von strategischem Bietverhalten untersucht [4]. Auch bei der Konzeption von ENKO wurde strategisches Verhalten berücksichtigt und im Rahmen des Forschungsvorhabens wurden konkrete Lösungsvorschläge entwickelt [5]. Das Fokussieren des Marktes auf „echte“ Flexibilität ist dabei die wichtigste Maßnahme, um das Problem der Scheinflexibilität wirksam zu adressieren. Hierzu wurden auf der ENKO-Plattform **zwei Mechanismen** implementiert:

- eine Zufallskomponente zur geplanten Nichtbezuschlagung, um die Risiken für Anbieter von Scheinflexibilität zu erhöhen, und
- eine nachgelagerte Validierung der Zeitreihen, um Anbieter von Scheinflexibilität zu identifizieren und ggf. von der Plattform auszuschließen.

Die generelle Wirksamkeit dieser Maßnahmen wurde von Wissenschaftlern der RWTH Aachen bestätigt [6].

Derweil die mit der ENKO-Plattform während des Projektzeitraumes gesammelten Erfahrungen und Studien darauf hindeuten, dass Scheinflexibilität erfolgreich eingedämmt werden kann, ist eine endgültige Beurteilung nur unter Realbedingungen zweifelsfrei möglich. Hierbei wird ein weiterer Vorteil des ENKO-Konzepts deutlich: ein Rückfall auf die im Gesetzesentwurf vorgesehene kostenbasierte

Alternative ist nicht nur konzeptionell möglich, sondern über den beschriebenen Vergleich freiwilliger und regulierter Flexibilität in Verbindung mit der Parametersetzung der zufälligen Nichtbezuschlagung faktisch „stufenlos“ darstellbar. Da auf den umfangreichen Prozessen aufgebaut wird, die derzeit im Rahmen von Redispatch 2.0 implementiert werden, ermöglicht das ENKO-Konzept eine graduelle Einführung des geforderten marktgestützten Engpassmanagements im Verteilnetz als „No-Regret“-Maßnahme und erlaubt dem Netzbetreiber im Gegensatz zu langwierigen regulatorischen Grundsatzdiskussionen ein dynamisches Gegensteuern nach Bedarf, falls Scheinflexibilität zum Problem wird.

Weitere regulatorische Anpassungen notwendig

Abschließend bleibt festzuhalten: Angesichts der immer größeren Herausforderungen, vor denen die Verteilnetze im Rahmen der Bewältigung der Energiewende stehen, darf das **gewaltige Potenzial einer marktgestützten Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen** nicht länger ungenutzt bleiben. Der neue § 14c zielt somit in die richtige Richtung. Gleichzeitig dient die ENKO-Plattform als Blaupause für dessen Umsetzung, sie enthält schlagkräftige Werkzeuge zur Vermeidung negativer Seiteneffekte und senkt durch ihre vollständige Kompatibilität mit dem kostenbasierten Redispatch 2.0 die Hürden zur Einführung sowie – falls nötig – zur Rückabwicklung.

Die Einführung der marktgestützten Flexibilitätsbeschaffung nach dem Muster von ENKO wäre ein wichtiger Schritt in Richtung eines zumindest teilweise marktgestützten Engpassmanagements. Sie allein reicht jedoch nicht aus – ein Gesamtkonzept zur Überwindung von regulatorischen Hürden auf Netzbetreiber- und auf Anbieterseite ist erforderlich. Dies wurde vom Gesetzgeber im Rahmen der SINTEG-Projekte erkannt und von der SINTEG-Verordnung aufgegriffen. Außerhalb des Forschungsumfelds sind allerdings umfangreiche Weiterentwicklungen des regulatorischen Rahmens erforderlich, um sowohl bei den Netzbetreibern als auch auf der Anbieterseite effiziente Anreize zur Nutzung bzw. Bereitstellung von marktgestützter Flexibilität zu bieten.

Für die Netzbetreiber muss hierzu die Anerkennung von Kosten im Rahmen der Anreizregulierung weiterentwickelt werden. Es ist dabei sicherzustellen, dass der Einsatz marktgestützter Flexibilität nicht erlösreduzierend wirkt, was durch eine Kostenanerkennung analog zu den Kosten regulierter Flexibilität erreicht werden könnte. Auf der Anbieterseite ist sicherzustellen, dass in den Bereichen der Steuern, Umlagen und Abgaben sowie bei den Netzentgelten die Hürden für das Angebot von Flexibilität beseitigt werden. Da regulierte Flexibilität auf der Erzeugerseite keinen entsprechenden Belastungen ausgesetzt ist, sollten marktgestützte Flexibilitätsabrufe auch auf der Lastseite von den entsprechenden Belastungen ausgenommen werden.

Literatur

- [1] Schuster et al.: *Zeitvariable Netztarife für flexible Kunden – Suche nach zukunftsfähiger Entgeltsystematik (emw 1/2019)*.
- [2] Schleswig-Holstein Netz AG, ARGE Netz GmbH & Co. KG: *ENKO – Das Konzept zur verbesserten Integration von Grünstrom ins Netz (Whitepaper, 2018)*
- [3] Hirth et al.: *Kosten- oder Marktbasiert? Zukünftige Redispatch-Beschaffung in Deutschland (Abschlussbericht im Auftrag des BMWi, 2019)*
- [4] Brunekreeft et al.: *Risiken durch strategisches Verhalten von Lasten auf Flexibilitäts- und anderen Energiemärkten (Kurzgutachten im Auftrag der dena, 2020)*
- [5] Schleswig-Holstein Netz AG, ARGE Netz GmbH & Co. KG: *Scheinflexibilität – Eine beherrschbare Herausforderung für ENKO (Whitepaper, 2020)*

- [6] Schleswig-Holstein Netz AG, ARGE Netz GmbH & Co. KG, IAEW Aachen: *ENKO-Plattform: Maßnahmen gegen Scheinflexibilität mit bestätigter Wirksamkeit (Studie der RWTH Aachen, 2021)*

B. Deuchert, J. Kaltschnee und Dr. H. Schuster, E-Bridge Consulting GmbH, Bonn; Dr. M. Hinrichsen und Dr. C. Gerbaulet, Schleswig-Holstein Netz AG, Quickborn
hschuster@e-bridge.com
malte.hinrichsen@hansewerk.com

Danksagung

Die Autoren danken dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und dem Projektträger Jülich für die Unterstützung des Vorhabens NEW 4.0 (FKZ:03SIN422). Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

NEWS | MAGAZINE | JOBS | MARKTPARTNER | TERMINE

www.energie.de/marktpartner

Mit interaktiver Map

Das Portal der
Energiewirtschaft

energie.de