

Lösungsansätze und Chancen aus Sicht der Netzbetreiber

enera: Flexibilitätsmärkte für die netzdienliche Nutzung

Im Rahmen des Sinteg-Projektes enera wird ein Flexibilitätsmarkt für regionale Wirkleistungsprodukte entwickelt. Hier können Netzbetreiber über eine Intraday-Handelsplattform der Epex Spot netzdienliche Flexibilitäten von Anbietern kontrahieren. Für die effiziente und effektive Nutzung müssen Netzbetreiber neue Kompetenzen und Prozesse aufbauen.

Die Verfasser stellen diese überblicksartig dar und geben einen kurzen Ausblick auf die Ziele, die die Netzbetreiber in diesem Kontext verfolgen.



Im derzeitigen Strommarktdesign werden bei der Einsatzplanung von Kraftwerken und dem Bezug von Strom grundsätzlich keine netztechnischen Restriktionen berücksichtigt. In der Folge entstehen hohe Kosten durch nachträgliche Korrekturmaßnahmen wie dem Engpassmanagement (engl. Redispatch). Flexibilitätsmärkte eröffnen Potential zur kostengünstigeren Lösung von Netzengpässen, da sie einen aktiven Ausgleich zwischen regionalem Angebot und Nachfrage auf freiwilliger, marktlicher Basis ermöglichen.

Im Rahmen des Sinteg-Projektes enera wird ein entsprechender Intraday-Flexibilitätsmarkt entwickelt und soll operativ eingesetzt werden. Im Laufe der Entwicklung zeigt sich bereits, dass insbesondere Netzbetreiber neue Kompetenzen entwickeln müssen. Die Kompetenzen lassen sich in zwei Gruppen gliedern: einerseits Kompetenzen für die Implementierung des Flexibilitätsmarktes und andererseits für den operativen Betrieb des Flexibilitätsmarktes.

1. Die Kompetenzen für die Implementierung eines Flexibilitätsmarktes

1. Identifizierung von Engpässen

Regelmäßig auftretende Netzengpässe sind eine notwendige Bedingung für die Nutzung von Flexibilitätsmärkten. Netzbetreiber identifizieren potentielle Engpässe im Rahmen der Netzplanung. Häufig ergeben sich Engpässe durch das Anschlussbegehren dezentraler Erzeugungsanlagen. Neben der Möglichkeit des konventionellen Netzausbaus kann der Netzbetreiber bei der Netzplanung für PV- und Windenergie-Anlagen das Instrument der »3-%-Spitzenkappung« nach Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) § 11 [2] berücksichtigen und das Netz entsprechend »schlanker« dimensionieren. In der Folge können zu Zeiten hoher Windenergie- und Photovoltaik(PV)-Einspeisung regelmäßig Engpässe im Netz auftreten.

2. Entscheidung zur Nutzung eines Flexibilitätsmarktes

Nachdem Netzbetreiber die Netz-

engpässe identifiziert haben, werden sie im operativen Netzbetrieb zunächst Maßnahmen zur effizienten Behebung der Engpässe gemäß § 13 Abs. 1 EnWG ergreifen. Wenn das Potenzial hierfür erschöpft ist, werden Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG wie beispielsweise das Einspeisemanagement bei Erneuerbare-Energien-Anlagen durchgeführt. Zur Reduktion solcher Notfallmaßnahmen sollen zukünftig weitere z.B. auch kleinere dezentrale Flexibilitäten (wie Verbraucher und Speicher) eingebunden werden.

Im Rahmen von enera wird die Einbindung von zusätzlichen Flexibilitäten für das Engpassmanagement mittels eines Flexibilitätsmarktes erprobt. Flexibilitätsanbieter haben hier die Möglichkeit, auf freiwilliger Basis Angebote für Flexibilitätspotential des von ihnen vermarkteten Anlagenportfolios einzustellen. Für Netzbetreiber ist es notwendig, für die Entscheidung zur Nutzung eines Flexmarktes zur Engpassbewirtschaftung das angebotsseitige Flexibilitätspotential abzuschätzen.



André Herrmann und Dr. Stefan Börries, EWE Netz GmbH, Oldenburg; Ralf Ott, TenneT TSO GmbH, Bayreuth; Sonja Steiner, Likron GmbH, München; Jonas Höckner, Universität Duisburg-Essen, Essen (Bilder von links)

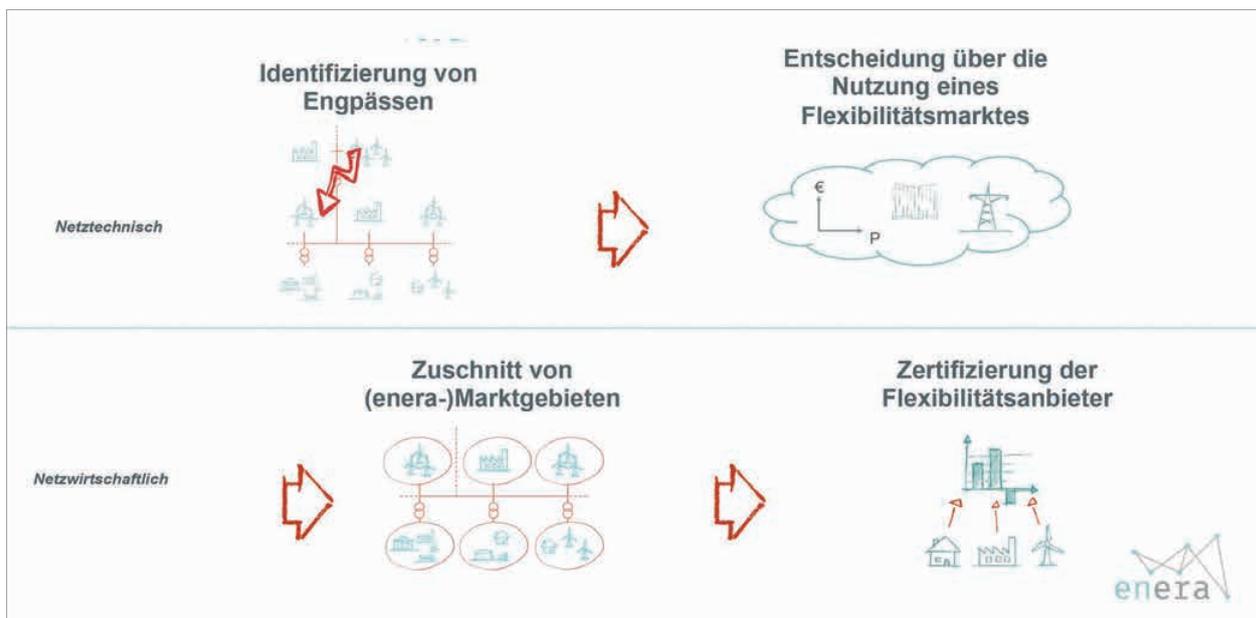


Bild 1: Notwendige Kompetenzen eines Netzbetreibers zur Einrichtung eines Flexibilitätsmarktes

3. Zuschnitt von (enera-)Marktgebieten

Um den Netzbetreibern die gezielte Auswahl lokaler Flexibilität zu ermöglichen, müssen in den Flexibilitätsmarkt regionale, auf der Netztopologie basierende Informationen einfließen. Nur dann können Netzbetreiber einschätzen, ob und in welchem Maße Anlagen zur Behebung eines Engpasses beitragen können.

Dieses Zusammenspiel zwischen Netz und Markt erfolgt in dem enera-Ansatz über die Zuordnung der lokalen Orderbücher zu den sogenannten (enera-)Marktgebieten. Marktgebiete sind die kleinstgranulare Einheit und bilden engpassfreie Netzregionen ab, innerhalb derer alle Anlagen näherungsweise die gleiche Sensitivität auf alle möglichen Engpässe haben und Anbieter ihre Anlagen poolen können. Abhängig von der Vermaschung des Netzes kann sich die Anzahl der Anlagen in den Marktgebieten signifikant unterscheiden.

4. Zertifizierung der Flexibilitätsanbieter

Sowohl aus Sicht der Netzbetreiber als auch aus Sicht der Flexibilitätsanbieter ist es erforderlich, dass die technischen Anlagen dem richtigen (enera-)Marktgebiet zugeordnet werden. Außerdem müssen die entsprechenden Anlagen

gemäß ihres Typus klassifiziert werden, da dies Auswirkungen u.a. auf die Form der Nachweisführung hat.

Aus diesen Gründen ist in enera eine Zertifizierung der Flexibilitätsanbieter und ihrer zu vermarktenden Anlagen erforderlich. Jeder Netzbetreiber führt diese Zertifizierung für alle in seinem Netz angeschlossenen Anlagen durch. Dabei tauschen sie die relevanten Anlagenstammdaten aus und vereinbaren die IT-technischen Voraussetzungen zur Datenlieferung zwecks Nachweisführung.

II. Die Kompetenzen für den operativen Betrieb eines Flexibilitätsmarktes:

1. Netzzustandsprognose (regional)

Eine Netzzustandsprognose ist das wesentliche Instrument der Netzführung, um Engpasssituationen im Netz vorausschauend erkennen zu können. Erst dadurch wird die operative Nutzung des Flexibilitätsmarktes zur Netzoptimierung möglich. Während ein vorausschauender Netzbetrieb im Übertragungsnetz bereits länger etabliert ist, stellt er für Verteilnetzbetreiber eine neue Entwicklung dar. Die Herausforderung ist hier insbesondere, dass lokale oder regionale Netzsituationen in Gebieten

prognostiziert werden müssen, die durch dargebotsabhängige Einspeisung (Wind und PV) dominiert sind.

Im Rahmen von enera werden neben der Verknüpfung von Wetter-/Einspeiseprognose und Netztopologie zudem Fahrplandaten fahrplanfähiger Anlagen eingebunden, um sämtliche prognostizierten Leistungsflüsse mit berücksichtigen zu können. Aufgrund der Regionalität der Prognosegebiete und der entsprechend geringen Ausgleichseffekte liegt der Fokus auf Kurzfristprognosen im Intraday-Bereich.

2. Netzbetreiberkoordination

Für einen möglichst effektiven und effizienten Einsatz von netzbetreiberübergreifender Flexibilität ist sowohl bei gleichgerichteten als auch bei entgegengesetzten Netzengpässen ein standardisierter Abstimmungsprozess der beteiligten Netzbetreiber erforderlich.

Bei jedem Engpassfall stoßen die Netzbetreiber einen Koordinierungsprozess untereinander an. Damit stellen sie sicher, dass Maßnahmen eines Netzbetreibers keine negativen Auswirkungen im Netz eines anderen haben. Bei entsprechend positivem Abstimmungsergebnis werden Flexibilitäten netzbetreiberübergreifend kontrahiert. Dabei wird zudem berücksichtigt,

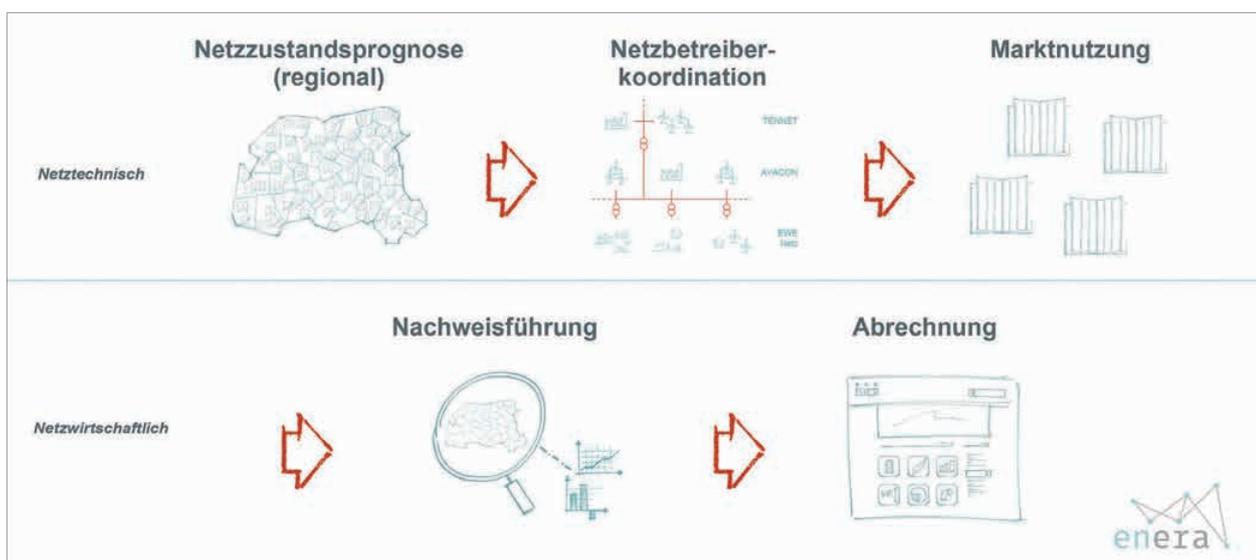


Bild 2: Notwendige Kompetenzen eines Netzbetreibers für den operativen Betrieb des Flexibilitätsmarktes

welche Wirkung eine Flexibilität auf die Behebung eines Engpasses hat (Sensitivität).

3. Marktnutzung

Die enera-Handelsplattform wird durch die Strombörse Epex Spot als eine Erweiterung des bestehenden kontinuierlichen Intradayhandels umgesetzt. Analog zum Handel in den Regelzonen stehen hier zunächst einige, prospektiv viele regionale Produkte entsprechend der Netztopologie zur Verfügung. Die Besonderheit der enera-Flexibilitätsplattform besteht darin, dass das gehandelte Flexibilitätsprodukt eine Lieferverpflichtung (Abweichung von einer Baseline) ist. Netzbetreiber treten als Nachfrager und Anlagenvermarkter als Anbieter auf, wobei letztere die zugehörigen Energiemengen zusätzlich durch Ausgleichsgeschäfte im überregionalen Handel abdecken müssen.

Um geringe operative Kosten bei gleichzeitig hoher Ausfallsicherheit in dem komplexen Handelsumfeld sicherzustellen, werden im Intradaymarkt etablierte Handelsautomaten, die Orders nach Algorithmen abarbeiten, für den enera-Markt erweitert. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass Netzbetreiber benötigte Flexibilitäten im Rahmen der Zahlungsbereitschaft im Markt bestmöglich und automatisiert kontrahieren können.

4. Nachweisführung

Nach dem Handel von Flexibilitäten muss netzbetreiberübergreifend verifiziert werden, ob eine kontrahierte Flexibilität physisch erbracht worden ist. Im Zuge dessen wird auf Basis von Stamm- und Bewegungsdaten ein Soll-/Ist-Vergleich vorgenommen. Der spezifische Anlagentyp der Flexibilitätserbringung ist dabei zu berücksichtigen – so wird generell zwischen dargebotsabhängigen und fahrplanfähigen Anlagen unterschieden. Für dargebotsabhängige Anlagen wird dabei die theoretisch mögliche Einspeisung auf Basis der etablierten Pauschal- und Spitzabrechnungsverfahren ermittelt.

Im Rahmen von enera wird es den beteiligten Netzbetreibern ermöglicht, über eine zentrale Nachweisplattform die vertragsgemäße Erbringung von Flexibilität anhand der Stamm- und Bewegungsdaten zu verifizieren.

5. Abrechnung

Nachdem der kontrahierende Netzbetreiber geprüft hat, dass die Flexibilität vertragsgemäß erbracht worden ist, gibt er die Vergütungsabrechnung gemäß dem auf der Handelsplattform vereinbarten Preis frei.

Hierfür erstellen die kontrahierenden Netzbetreiber monatliche Gutschriften. Dies ermöglicht ein einheitliches Rechnungslayout und reduziert den administrativen Aufwand.

Zusammenfassung und Ausblick

Intraday-Flexibilitätsmärkte zur Bewirtschaftung von Netzengpässen haben ein großes Potenzial, die Einspeisung erneuerbarer Energien zu maximieren und damit die Kosten für Einspeisemanagement zu reduzieren. Intraday-Flexibilitätsmärkte ermöglichen es Netzbetreibern, neue Flexibilitäten (Verbraucher und Speicher) für die Netzengpassbewirtschaftung zu erschließen. Da in enera auf dem bestehenden Intraday-Markt mit seinen etablierten Prozessen aufgesetzt wird, liegen die Markteintrittsbarrieren sehr niedrig.

Im Projekt enera wird ein entsprechender Intraday-Flexibilitätsmarkt entwickelt. Schon im Rahmen dieser Entwicklung wird deutlich, dass die beteiligten Netzbetreiber gemeinsam neue Kompetenzen zur Nutzung des Flexibilitätsmarktes entwickeln müssen. Im bisherigen Verlauf des Projekts zeigt sich, dass ausreichend Know-how und Potenzial in der Energiewirtschaft vorhanden ist, um Flexibilitätsmärkte sinnvoll zu nutzen. Die Zielstellung für das Sinteg-Projekt enera ist es daher, den operativen Betrieb der Nutzung des Flexibilitätsmarktes (von der Netzzustandsprognose bis zur Abrechnung) möglichst voll-automatisiert umsetzen zu können.

andre.herrmann@ewe-netz.de

www.energie-ernetzen.de