



House of  
Energy Markets  
& Finance

## Thesenpapier: Ökonomische & regulatorische Fragestellungen zum enera-FlexMarkt

HEMF Working Paper No. 01/2020

von:

Gert Brunekreeft\*, Marius Buchmann\*, Jonas Höckner†, Martin Palovic\*, Simon Voswinkel†,  
Christoph Weber†

\*Jacobs University Bremen, Bremen Energy Research, College Ring I, 28759 Bremen

† House of Energy Markets and Finance University of Duisburg-Essen, Germany Universitätsstr. 12, 45117 Essen

Januar 2020

UNIVERSITÄT  
DUISBURG  
ESSEN

*Open-Minded*

## Inhalt

1. Hintergrund .....	3
1.1. SINTEG - Schaufenster Intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende	3
1.2. Enera – der regionale Flexibilitätsmarkt .....	3
1.3. Zielsetzung des Thesenpapiers .....	6
1.4. Auswahl der vier Themenschwerpunkte .....	6
2. Liquidität & Marktmacht .....	7
2.1. Kernthesen .....	7
2.2. Problemkontext: Liquidität in regionalen Flexibilitätsmärkten .....	8
2.3. Ansätze im Umgang mit geringer Liquidität in regionalen Flexibilitätsmärkten .....	10
2.4. Problemkontext: Marktmacht in regionalen Flexibilitätsmärkten .....	11
2.5. Ansätze zur Beschränkung von Marktmacht in regionalen Flexibilitätsmärkten .....	12
2.6. Weitergehender Analyse-/Forschungsbedarf .....	15
3. Interaktion mit anderen Märkten und Bilanzkreisen .....	16
3.1. Kernthesen .....	16
3.2. Problemkontext .....	16
3.3. Mögliche Ansätze und (internationale) Erfahrungen .....	17
3.4. Weitergehender Analyse-/Forschungsbedarf .....	22
4. Netzbetreiberkoordination .....	23
4.1. Kernthesen .....	23
4.2. Problemkontext .....	23
4.3. Mögliche Lösungsansätze und (internationale) Erfahrungen .....	27
5. Rollenverständnis .....	29
5.1. Kernthesen .....	29
5.2. Problemkontext .....	29
Auswahl der Flexibilitätsanbieter .....	30
5.3. Mögliche Ansätze und (internationale) Erfahrungen dazu .....	33
5.4. Forschungsbedarf .....	36
6. Schlussfolgerungen und Ausblick .....	36
7. Referenzen .....	38

# 1. Hintergrund

## 1.1. SINTEG - Schaufenster Intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende

Um die Klimaerwärmung unterhalb der Zwei-Grad-Celsius-Grenze zu halten und nachhaltig CO<sub>2</sub>-Emissionen zu reduzieren, soll bis zum Jahr 2050 der Stromverbrauch Deutschlands zu 80 Prozent aus erneuerbaren Energieträgern gedeckt werden. Um dieses ehrgeizige Ziel zu erreichen, ist ein intelligentes Zusammenspiel aller Akteure innerhalb des Energiesystems notwendig und in vielen Bereichen müssen neue Lösungen entwickelt werden.

Smart Grids und Smart Markets, also intelligente Netze und ein darauf abgestimmter Energiemarkt, spielen hier entscheidende Rollen. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) hat ein Förderprogramm mit dem Titel „Schaufenster Intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ aufgelegt. Dazu hat das BMWi fünf Modellregionen ausgewählt, in denen Smart Grids, Smart Markets und unterstützende Technologien zur Stromversorgung der Bevölkerung und der Industrie implementiert und erprobt werden. Dies fördert die Weiterentwicklung der Energieversorgung in allen Bereichen – von der Erzeugung, Übertragung und Verteilung der Energie bis hin zur Vermarktung an die Verbraucher.

## 1.2. Enera – der regionale Flexibilitätsmarkt

Eine Herausforderung der Transformation des Energieversorgungssystems ist die Gewährleistung der Versorgungssicherheit trotz steigender Einspeisung aus volatilen Energiequellen. Der schon erfolgte Zubau erneuerbarer Energieanlagen hat bereits in den letzten Jahren zu einem starken Anstieg der Kosten des Engpassmanagements geführt. Vor dem Hintergrund der ambitionierten EE-Ausbauziele und neuer Grundsätze der Netzplanung (Spitzenkappung) wird ein effizientes Engpassmanagement immer komplexer und gewinnt zunehmend an Bedeutung.

In diesem Zusammenhang werden in Deutschland aktuell verschiedene Konzepte für Märkte und Plattformen konzipiert und erprobt, über die lokale Flexibilität für Engpassmanagementmaßnahmen nutzbar gemacht werden soll. Vorrangig kommen hier marktbasierende Ansätze zur Beschaffung von Redispatch- bzw. Flexibilitätpotenzialen zum Einsatz, wie sie als Teil des „Clean Energy Packages“ durch die EU als Norm vorgegeben wurden.

Im Schaufensterprojekt enera wurde beispielsweise in Kooperation mit der EPEX Spot ein börsengestützter, regionaler Flexibilitätsmarkt implementiert. Der enera-Flexibilitätsmarkt soll als Teil des SINTEG-Förderprogramms zeigen, dass regionale Flexibilitätsmärkte einen Beitrag zu einem effizienten Netzengpassmanagement leisten können, indem neue Flexibilitätsressourcen, wie z.B. Lasten, Speicher oder Kleinstanlagen, für das Engpassmanagement nutzbar werden.

Im Rahmen des aktuell angewendeten, kostenbasierten Redispatch ist die Integration von Lasten nur schwer umsetzbar, da für eine wirtschaftlich neutrale Kompensation Kenntnisse über die Opportunitätskosten für die jeweiligen Verbraucher notwendig sind. Diese Opportunitätskosten können für verschiedene Anwendungsfälle stark variieren und verhindern dementsprechend eine pauschalisierte Bestimmung im Rahmen eines kostenbasierten Ansatzes. Ein marktbasierter Ansatz ermöglicht den Flexibilitätsanbietern selbst die benötigte Entschädigung zu bestimmen und als Gebote im Flexibilitätsmarkt zu platzieren. Im Flexibilitätsmarkt können Zusatzrenditen erwirtschaftet werden, die einen Anreiz schaffen, dass Lasten ihre Flexibilität dem Netzbetreiber freiwillig anbieten. Dadurch könnte das zum Engpassmanagement zur Verfügung stehende Anlagenangebot gesteigert werden.

Der enera-Flexibilitätsmarkt basiert dabei auf dem klassischen Intraday-Markt der EPEX Spot. Statt Energie werden auf dem Markt jedoch Flexibilitäten gehandelt, wobei Flexibilität als Abweichung von einem zuvor gemeldeten Fahrplan definiert wird (Baseline). Flexibilitäten sind hier also reine Verhaltensänderungen physischer Anlagen im Portfolio des Flexibilitätsanbieters. Die Baseline und der tatsächliche Fahrplan müssen von den Anlagenbetreuern kontinuierlich an eine Nachweisplattform geliefert werden, damit bei erfolgreichem Abschluss eines Trades die physische Erbringung der Flexibilitätsleistung nachvollzogen werden kann. Auf dem enera-Markt werden nur Flexibilitätsprodukte im Hinblick auf die Wirkleistungseinspeisung oder -entnahme gehandelt.

Die Flexibilitätsanbieter und -nachfrager können ihre Gebote kontinuierlich in die Orderbücher einstellen. Um den Netzbetreibern die gezielte Auswahl regionaler Flexibilität zu ermöglichen, müssen dem Flexibilitätsmarkt netztopologische Informationen zugrunde gelegt werden. Nur so erfahren die Netzbetreiber, ob und in welchem Maße (Sensitivität) Flexibilitätsoptionen zur Behebung eines regionalen Engpasses beitragen können. Diese Zuordnung

erfolgt im enera-Flexibilitätsmarkt über sogenannte lokale Orderbücher, die einzelne Marktgebiete auf der Handelsplattform abbilden. Marktgebiete sind die kleinstgranulare Einheit und bilden engpassfreie Netzregionen ab, innerhalb derer alle Anlagen näherungsweise die gleiche Sensitivität auf die möglichen Engpässe haben (grüne Gebiete in der Abbildung 1).

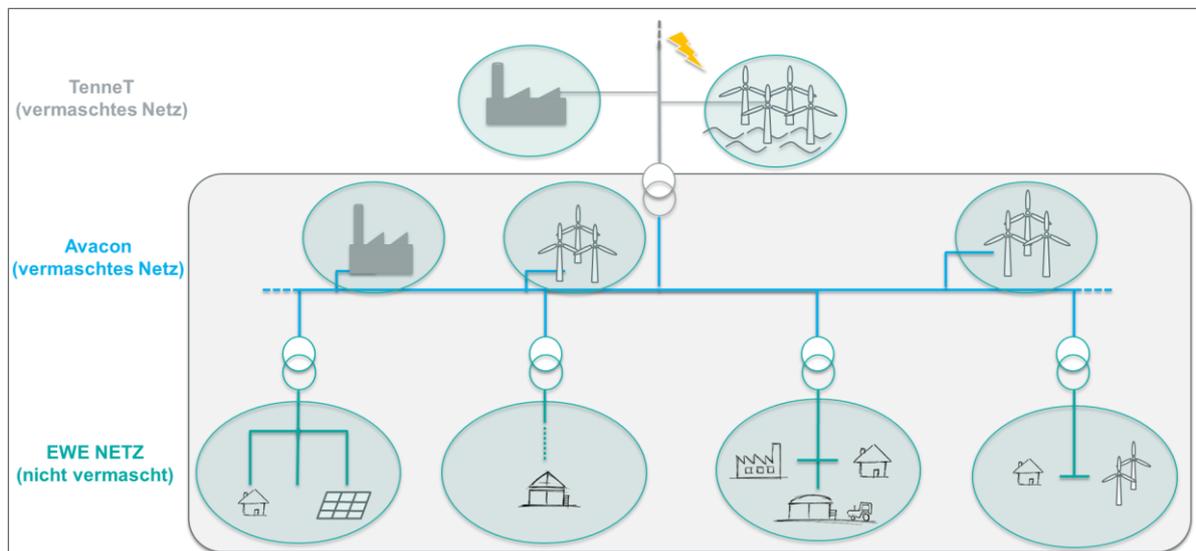


Abbildung 1: Marktgebiete (grün) und Engpassregionen (grau) im enera-Flexibilitätsmarkt

Abhängig davon, auf welcher Netzebene der Engpass liegt, können Flexibilitätsoptionen mehrerer Marktgebiete (im Beispiel eines Engpasses im Übertragungsnetz) oder nur eines Marktgebiets (im Beispiel eines Engpasses im Verteilnetz) zur Auflösung des Engpasses beitragen. Alle Marktgebiete, die zur Engpassbehebung beitragen können, werden im Folgenden als Engpassregion bezeichnet (graue Fläche in der Abbildung 1 als Beispiel für eine Engpassregion im Übertragungsnetz).

Kommt auf dem regionalen Flexibilitätsmarkt ein Trade zustande, wird der Flexibilitätsanbieter in Höhe des angenommenen Gebots vergütet (pay-as-bid). Um die Flexibilität physisch bereitzustellen, ändert der Anbieter seine Einspeisung oder die Entnahme aus dem Netz. Da der Anbieter durch diese Abweichung von dem ursprünglich geplanten Fahrplan (der Baseline) einen unausgeglichene Bilanzkreis hätte, muss er sich nach dem erfolgreichen Trade bilanziell ausgleichen, indem er z.B. Ausgleichsgeschäfte am überregionalen Großhandelsmarkt tätigt.

### 1.3. Zielsetzung des Thesepapiers

In der aktuellen Diskussion zum marktbasierten Engpassmanagement sind verschiedene Fragen aufgekommen, die noch unbeantwortet erscheinen. **Das Thesepapier** dient zur Eingrenzung und Priorisierung relevanter Fragestellungen im Zusammenhang mit regionalen Flexibilitätsmärkten, die in der restlichen Projektlaufzeit näher untersucht werden sollen. Damit soll das Thesepapier die Grundlage für eine strukturierte, weiterführende Forschung darstellen.

### 1.4. Auswahl der vier Themenschwerpunkte

Neben der Problematik von **Marktmacht in regionalen Flexibilitätsmärkten** wird **strategisches Verhalten der Flexibilitätsanbieter** auf einem Flexibilitätsmarkt, das aktuell im Rahmen des sogenannten „INC-DEC-Gaming“ intensiv diskutiert wird, in diesem Thesepapier thematisiert. Darüber hinaus spielen **Koordinationsmechanismen zwischen den Netzbetreibern** eine wichtige Rolle. Des Weiteren werden **neue Verzerrungspotenziale zwischen Netz und Markt**, die sich theoretisch durch die Einführung des enera-Marktes ergeben könnten, in diesem Thesepapier diskutiert.

Insgesamt ist zu beachten, dass die hier dargestellten Aspekte zunächst theoretische Überlegungen sind, die aus wissenschaftlicher Sicht analysiert werden sollen. Inwiefern diese tatsächlich unter realen Bedingungen relevant sind, wird in enera Projekt weiter untersucht.

## 2. Liquidität & Marktmacht

Geringe Liquidität und die Existenz von Marktmacht einzelner Marktakteure können negative Effekte auf die Effizienz eines Marktes haben (vgl. Ockenfels et al., 2008). Aus diesem Grund sollen beide Kriterien auch für regionale Flexibilitätsmärkte näher untersucht werden. Dabei werden Liquidität und Marktmacht in einem gemeinsamen Kapitel betrachtet, da sie eng miteinander verbunden sind.

In dem Kapitel werden zunächst Begriffsdefinitionen gegeben und verschiedene Kriterien zur Bewertung von Liquidität und Marktmacht eingeführt. Des Weiteren werden beide Aspekte im Kontext eines regionalen Flexibilitätsmarktes diskutiert (Kapitel 2.2 und 2.4), wobei der enera-Flexibilitätsmarkt als Beispiel herangezogen wird. Nachdem mögliche Probleme durch geringe Liquidität und Marktmacht aufgezeigt wurden, werden potenzielle Ansätze zur Behebung bzw. Einschränkung der Probleme vorgestellt (Kapitel 2.3 und 2.5). Diese Ansätze werden unter anderem auf Basis internationaler Erfahrungen mit ähnlichen Problemstellungen abgeleitet. Schlussendlich wird auf Grundlage der vorangegangenen Unterkapitel der weitere Forschungsbedarf identifiziert, der im Zuge der restlichen Projektlaufzeit untersucht werden soll (Kapitel 2.6).

### 2.1. Kernthesen

**These 1:** Strukturell bedingt ergibt sich in regionalen Flexibilitätsmärkten mit physisch (orientiertem) Handel eine geringere Liquidität, da die Anzahl flexibler Anlagen durch regionale Marktgebiete begrenzt ist. Dies gilt weitgehend unabhängig von der zugrunde gelegten Konzeptualisierung von Liquidität.

**These 2:** Die beschränkte Liquidität kann durch geringe Eintrittsbarrieren und konsistente regulatorische Rahmenbedingungen gemildert, aber nicht in jeder Marktregion gänzlich beseitigt werden.

**These 3:** Durch die Einführung von Price Caps lässt sich das Marktmachtpotenzial deutlich verringern, da der Spielraum für erhöhte Preisforderungen gedeckelt wird.

**These 4:** Es wird erwartet, dass die Einführung eines Flexibilitätsmarktes mit (eingeschränkter) Marktmacht im Vergleich zu einer Situation ohne Flexibilitätsmarkt zu geringeren

Netzengpassmanagementkosten führt, da der Flexibilitätsmarkt die Nutzung neuer Flexibilitätsoptionen zur Engpassvermeidung ermöglicht.

## **2.2. Problemkontext: Liquidität in regionalen Flexibilitätsmärkten**

Die Liquidität eines Marktes ist kein direkt messbares Kriterium, sondern wird in der wissenschaftlichen Literatur als multidimensionales Konstrukt beschrieben, das über verschiedene Marktcharakteristika indirekt bestimmt werden kann (vgl. Kyle 1985; Amihud 2002; Liu 2006; Kempf et al. 2009; Hagemann & Weber 2013). Da der enera-Flexibilitätsmarkt auf dem Intradayhandel der EPEX Spot basiert, werden zur Beurteilung die sechs Kriterien aus Hagemann & Weber (2013) zur Bewertung des klassischen Intradayhandels der EPEX herangezogen. Die Kriterien sind die Marktdichte, Resilienz, Markttiefe, Kurzfristpreisvolatilität, Transaktionskosten sowie Handelsaktivitäten.

Da der Handel auf dem enera-Markt erst vor kurzem gestartet ist, stehen aktuell noch keine empirischen Daten zur quantitativen Analyse der Liquidität des enera-Marktes zur Verfügung. Aus diesem Grund werden die genannten Dimensionen zunächst auf Basis der gegebenen Rahmenbedingungen eines regionalen Flexibilitätsmarktes qualitativ bewertet. Eine genaue Untersuchung anhand empirischer Daten muss nach dem Erprobungszeitraum auf Basis, der bis dahin generierten Marktdaten erfolgen.

Der wichtigste Aspekt zur Beurteilung der Liquidität eines regionalen Flexibilitätsmarktes ist, dass die Anzahl potenzieller Flexibilitätsoptionen, die zur Behebung eines Engpasses beitragen können, innerhalb eines regionalen Marktes strukturell begrenzt ist. Beim Beispiel des enera-Marktes, bilden die lokalen Orderbücher in der Realität regionale Marktgebiete ab. Dementsprechend können nur die Anlagen in einem lokalen Orderbuch ihre Flexibilität anbieten, die einen Einfluss (Sensitivität) auf den zu vermeidenden Engpass haben (vgl. Kapitel 1.2).

Während die Engpassregionen bei einem Leitungsengpass im Übertragungsnetz sehr groß sind und damit eine Vielzahl an möglichen Flexibilitätsoptionen potenziell in den Markt über mehrere Orderbücher bieten können (Engpass 1 in der Abbildung 2), haben Netzengpässe im Verteilnetz tendenziell kleine Engpassregionen zur Folge, da nur eine netztopologisch begrenzte Anzahl an Anlagen zur Behebung des Netzengpasses beitragen kann (Engpass 2 in der Abbildung 2).

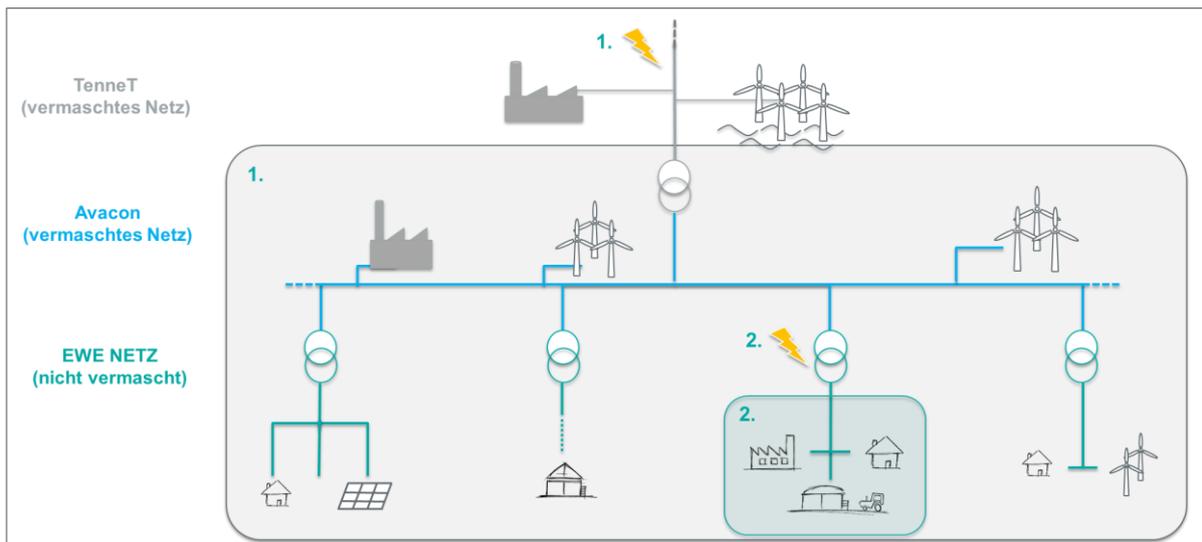


Abbildung 2: Vergleich der Engpassregionen bei einem Engpass im Übertragungsnetz (grau) und Verteilnetz (grün)

Neben der begrenzten Anzahl der angebotsseitigen Marktakteure ist auch nachfrageseitig die Anzahl der potenziellen Händler gering. Nur die entsprechenden Netzbetreiber haben im Falle eines vorliegenden Netzengpasses ein Interesse Flexibilität auf dem regionalen Flexibilitätsmarkt zu handeln, auch wenn dieser Bedarf sehr groß sein kann, wie z.B. im Falle eines Engpasses im Übertragungsnetz. Die Flexibilitätsnachfrage durch die Netzbetreiber beschränkt sich dabei auf die Zeiträume, in denen ein Engpass prognostiziert wurde. In allen weiteren Stunden werden Netzbetreiber keine Anfragen in Form von Geboten in den regionalen Flexibilitätsmarkt stellen, sodass kein Handel stattfinden wird.

Es ist zu vermuten, dass diese nachfrage- und angebotsseitigen Einschränkungen sich negativ auf die Dimensionen der Liquidität auswirken. So werden im Falle weniger Marktakteure die *Handelsaktivitäten* in Form des Handelsvolumens und der Handelsabschlüsse eher gering ausfallen, zumal der Handel nur für Engpasszeiträume tatsächlich benötigt wird. Außerdem sind höhere *Transaktionskosten* zu erwarten, die auf fehlende Kontinuität des Handels zurückgeführt werden können (vgl. Hagemann & Weber 2013). So kann ein Flexibilitätsanbieter in illiquiden Märkten zunächst seine Gebote zurückhalten und erst kurz vor Ende des Handelsfensters Flexibilitätsangebote einstellen, um bei erhöhter Dringlichkeit der Flexibilitätsnachfrage durch den Netzbetreiber dessen maximale Zahlungsbereitschaft zu erreichen. Darüber hinaus ist zu vermuten, dass die *Markttiefe* vor allem bei Engpässen im Verteilnetz nur sehr gering ist, da nur wenige Anlagen ihre Gebote in dem Orderbuch platzieren können. Dies kann zu hohen Preissprüngen für einzelne Stunden führen, wenn z.B. bestimmte Flexibilitätsoptionen

für einzelne Stunden nicht verfügbar sind oder bereits durch die Netzbetreiber kontrahiert wurden (Marktresilienz). Insgesamt ist also eine höhere *kurzfristige Marktvolatilität* im enera-Markt zu erwarten, je kleiner die Engpassregionen sind. Sind zudem nur wenige, teure Angebote für Flexibilität im Markt, wird sich dies durch hohe bid-ask-Spreads widerspiegeln.

Zusammenfassend ist unter den aktuellen Rahmenbedingungen zu erwarten, dass bestimmte Marktregionen des regionalen Flexibilitätsmarkts eine geringe Liquidität aufweisen. Jedoch werden in Regionen mit hohen nachfrageseitigen Flexibilitätspotenzialen auch Marktgebiete mit ausreichender Flexibilität zur Verfügung stehen (z.B. in Gewerbe- und Industriegebieten). Darüber hinaus können neue Entwicklungen in den Bereichen der Sektorenkopplung und der E-Mobilität lokal zu einem Anstieg neuer potenzieller Flexibilitätsoptionen führen. Zusätzlich können technologische Entwicklungen und neue Markakteure, wie Aggregatoren, die Liquidität im Markt zu erhöhen, indem viele Kleinstflexibilitäten gebündelt und aggregiert vermarktet werden. So können auch Anlagen mit nur geringer Leistung an dem regionalen Flexibilitätsmarkt teilnehmen.

### **2.3. Ansätze im Umgang mit geringer Liquidität in regionalen Flexibilitätsmärkten**

Flexibilitätsmärkte können bei Anlagenbetreibern durch Zusatzerlöse Anreize dafür setzen, technisch bestehende Flexibilitätspotenziale mit relativ kurzer Markteintrittsdauer dem Netzbetreiber auch kommerziell zur Verfügung zu stellen. Dadurch kann für den Netzbetreiber ein größeres Angebot an Anlagen für Engpassmanagementmaßnahmen genutzt werden. Längerfristige Investitionsanreize zur Flexibilisierung von Anlagen und Verbrauchern sind durch diese Zusatzrenditen eher unwahrscheinlich, zumal für die Flexibilitätsanbieter die Gefahr besteht, dass durch Netzinvestitionen Engpässe dauerhaft behoben werden und somit die regionale Flexibilitätsbereitstellung nicht mehr benötigt wird. Dementsprechend sind keine größeren Investitionsanreize in die gezielte Flexibilisierung von Anlagen zur Teilnahme am regionalen Flexibilitätsmarkt zu erwarten, solange dieser keine längerfristige Alternative zum Netzausbau darstellt.

Jedoch können Maßnahmen getroffen werden, um vorhandene und durch anderweitige Trends, wie die E-Mobilität und Sektorkopplung, neu entstehende Flexibilitätsoptionen für den Flexibilitätsmarkt zu gewinnen. So kann durch geringe Marktzutrittsbarrieren und

entsprechende regulatorische Rahmenbedingungen (z.B. bei Netzentgelten und für Aggregatoren) die Marktliquidität zusätzlich gesteigert werden (These 2). Nichtsdestotrotz ist speziell in lastschwachen Gebieten auch das theoretisch erschließbare Flexibilitätspotenzial durch die entsprechenden Rahmenbedingungen kleiner Marktgebiete begrenzt (These 1).

#### **2.4. Problemkontext: Marktmacht in regionalen Flexibilitätsmärkten**

Als Marktmacht wird die Möglichkeit eines Unternehmens bezeichnet, aufgrund seiner marktbeherrschenden Stellung in mehreren Stunden die Marktpreise signifikant über das wettbewerbliche Preisniveau zu heben (vgl. Newbery 2002, Rahimi & Sheffrin 2003). Ursachen für marktbeherrschende Stellungen können unter anderem die große Marktdominanz eines einzelnen oder mehrerer Unternehmen sowie lokale Netzengpässe sein, die zu einem eingeschränkten Wettbewerb in der Engpassregionen führen (vgl. David & Wen 2001).

Die Existenz einer marktbeherrschenden Stellung allein ist nicht problematisch, jedoch entsteht bei freier Preisbildung ein Anreiz für die Anbieter, ihre entsprechende Position auszunutzen, um höhere Erlöse zu erzielen. Dies kann zum einen über hohe Preisforderungen, die deutlich über den Grenzkosten der Unternehmen liegen, erfolgen (economic withholding). Darüber hinaus können sich Unternehmen strategisch verhalten, indem sie günstige Kapazitäten zurückhalten, um höhere Marktpreise zu erzielen (physical withholding) (vgl. David, Wen 2001, Rahimi & Sheffrin 2003).

Um Marktmacht zu erkennen, ist die Analyse der Marktanteile der Marktakteure ein verbreiteter Ansatz. Dazu werden verschiedene Kennzahlen herangezogen, die einen Eindruck von der Marktstruktur vermitteln sollen, wie z.B. der *Herfindahl-Hirschman-Index (HHI)*, der *4-firm* und der *8-firm concentration ratio* (vgl. David & Wen 2001). Um die Besonderheiten in der Elektrizitätswirtschaft, wie die Nicht-Speicherbarkeit von Strom und die kurzfristig unelastische Nachfrage, zu berücksichtigen, haben sich allerdings weitere Maße bei Strukturuntersuchungen von Strommärkten durchgesetzt. Neben dem *Residual Supply Index (RSI)* (vgl. Rahimi & Sheffrin 2003) wurde der *Return on Withholding Capacity Index (RWC)* zum Beispiel von der deutschen Monopolkommission eingeführt, um den Strommarkt auf marktbeherrschende Stellungen zu untersuchen (vgl. Monopolkommission 2015). Weitere Indizes basieren auf der Beurteilung des Gebotsverhaltens der Unternehmen, wie der *Lerner Index (LI)* oder der *Price-Cost Margin Index (PCMI)*. Darüber hinaus hat sich der Ansatz etabliert, auf Basis der

Grenzkosten verschiedener Erzeugungsanlagen im Strommarkt einen wettbewerblichen Preis zu simulieren und die tatsächlichen Marktergebnisse mit den Modellergebnissen zu vergleichen (vgl. Davi & Wen 2001, Woerman 2019). Anhand historischer Daten und statistischer Modelle kann darüber hinaus ex post das Verhalten der Marktteilnehmer auf die Ausnutzung ihrer marktbeherrschenden Stellung untersucht werden.

Im Fall regionaler Flexibilitätsmärkte sind aufgrund der eingeschränkten Anzahl an Flexibilitätsoptionen, Anbieter mit marktbeherrschender Stellung zu erwarten. Dieses Problem wird zusätzlich verstärkt, wenn sich Aggregatoren in dem Markt bewegen. Zwar können diese, auf das Pooling und die Vermarktung von Flexibilitätsoptionen spezialisierten Unternehmen, die Liquidität im Markt erhöhen (vgl. Kapitel 2.2), jedoch besteht die Gefahr, dass durch die aggregierte Vermarktung ein Großteil der Flexibilität durch nur wenige Akteure angeboten wird. Dementsprechend ist zu erwarten, dass bei der Bestimmung von Marktmachtindikatoren in regionalen Flexibilitätsmärkten marktbeherrschende Stellungen identifiziert werden können. Daher ist es auch für diese Märkte relevant, Maßnahmen zu diskutieren, die entsprechendes Verhalten einschränken können.

## **2.5. Ansätze zur Beschränkung von Marktmacht in regionalen Flexibilitätsmärkten**

Wie im vorangegangenen Kapitel erläutert, sind marktbeherrschende Stellungen einzelner Akteure in regionalen Flexibilitätsmärkten wahrscheinlich. Um die missbräuchliche Ausnutzung dieser marktbeherrschenden Stellung erkennen und vermeiden zu können, müssen entsprechende Analysen durchgeführt und Gegenmaßnahmen getroffen werden. In diesem Kontext lohnt sich ein kurzer Blick auf den nationalen und internationalen Umgang mit Marktmachtproblemen in Strommärkten.

Im Rahmen des deutschen Strommarkts spielt die Untersuchung von Marktmacht eine wichtige Rolle, sodass die Monopolkommission gemäß § 62 EnWG alle zwei Jahre ein Gutachten über den Stand und die absehbare Entwicklung des Wettbewerbs auf Strommärkten erstellt. Die Feststellung einer marktbeherrschenden Stellung nach § 18 GWB kann dabei weitreichende Konsequenzen haben, da Kartellbehörden gegen missbräuchliches Verhalten nach § 19 GWB wie etwa die Behinderung von Wettbewerbern und mögliche Preisüberhöhungen vorgehen. Für Energieversorger gelten seit 2007 verschärfte Bedingungen durch die

Einführung der Beweislastumkehr mit § 29 GWB. In diesem Rahmen untersucht die Kommission u.a. die Anbieterstruktur über verschiedene Kennzahlen wie den RSI und den RWC und gibt eine Abschätzung über Marktmachtprobleme im deutschen Strommarkt.

Auch in den USA ist Marktmacht in Strommärkten ein bereits vielfach diskutiertes Thema (vgl. Wilson 2000, Woerman 2019). So wurden zum Beispiel in Kalifornien (CAISO) während der Energiekrise gezielt Knappheitssituationen durch Zurückhaltung von Kapazitäten herbeigeführt, um den Strompreis künstlich in die Höhe zu treiben. In Texas, dem Marktgebiet des Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), das auf einem nodalen Preissystem basiert, ist Marktmacht ebenfalls ein aktuell diskutiertes Thema, da marktbeherrschende Unternehmen im Fall von Netzengpässen in den kleineren Marktgebieten ihre lokale Marktmacht ausnutzen können, um höhere Knotenpreise und somit höhere Erlöse zu erzielen (vgl. Woerman 2019).

So können die bereits diskutierten Maßnahmen als mögliche Ansätze zum Umgang mit Marktmacht in regionalen Flexibilitätsmärkten dienen. Vor allem in der Zeit kurz nach der kalifornischen Energiekrise, wurden verschiedene Maßnahmen diskutiert, um das Ausnutzen von marktbeherrschenden Stellungen zu unterbinden (vgl. David & Wen 2001, Newberry 2002, Rahimi & Sheffrin 2003, Twomey et al. 2004). Dazu gehören:

- **Verringerung von Markteintrittsbarrieren**, um den Wettbewerb zu stärken und somit die Marktmacht einzelner Marktteilnehmer zu reduzieren.
- Regulatorische **Begrenzung von Marktanteilen**, um die Stellung potenziell marktbeherrschender Unternehmen zu schwächen.
- **Ausbau von (Übertragungs-)Kapazitäten** bei engpassbedingter lokaler Marktmacht.
- Einführung von **Preisobergrenzen (Price Caps)**, um die Möglichkeit zu limitieren, deutlich über die Grenzpreise zu bieten.
- **Preiselastizität der Nachfrage** steigern, damit steigende Preisforderungen eine entsprechende Reaktion der Nachfrage zur Folge hat.
- Einführung von Marktregeln, die **Sanktionen und Strafen** im Falle der missbräuchlichen Ausnutzung einer marktbeherrschenden Stellung festlegen.
- Einführung von regulierten, **kostenbasierten Preisen** im Fall von Marktmachtproblemen.

Im CAISO-Marktgebiet wurden zum Beispiel Obergrenzen (Price Caps) für die abgegebenen Gebote eingeführt, die die Ausnutzung von Marktmacht durch Gebote über den Grenzkosten bis zu einem bestimmten Grad zwar zulassen, die negativen Folgen aber limitieren.

Darüber hinaus gibt es in den USA den Ansatz, dass Unternehmen ihren Strom nur zu Marktgebieten (market prices) verkaufen können, wenn sie keine marktbeherrschende Stellung besitzen. Ist dies jedoch der Fall, wird auf regulierte Preise zurückgegriffen und dementsprechend die freie Preisbildung für bestimmte Zeiträume eingeschränkt (vgl. Newberry 2002). Eine regulierte, kostenbasierte Preisbildung wird auch in der Agora-Studie zu Smart Markets bei Flexibilitätsmärkten in der Netzklasse „lastschwach/EE-dominiert“ mit nur geringer Marktliquidität empfohlen (vgl. Agora 2017).

Im enera-Markt sollen Price Caps dafür sorgen, dass die Flexibilitätskosten auf dem regionalen Flexibilitätmarkt nicht die Kosten alternativer Engpassmanagementmaßnahmen übersteigen. Gleichzeitig limitieren diese Obergrenzen das Marktmachtpotenzial der Teilnehmer. Im Falle eines regionalen Flexibilitätmarkts mit Side Payments<sup>1</sup>, wie in Höckner, Voswinkel und Weber (2019) empfohlen wird, können Price Caps die Gebote begrenzen. Durch diesen Price Cap wird grundsätzlich dafür gesorgt, dass der Flexibilitätmarkt kein schlechteres Ergebnis als den Status Quo mit der Abregelung von EE-Anlagen erreicht. Eine „Wohlfahrtsverbesserung“ im Vergleich zum Status Quo ist damit zwar nicht garantiert, aber die im Markt erzielbaren, begrenzten Margen für die Marktteilnehmer geben einen Marktanreiz zur freiwilligen Bereitstellung von Flexibilität - im Gegensatz zu einer rein kostenbasierten Lösung, bei der alle Margen abschöpft werden.

Schlussendlich gehen wir davon aus, dass sich durch die gezielte Einführung von Price Caps das Marktmachtpotenzial beschränken lässt, indem der Spielraum für erhöhte Preisforderungen gedeckelt ist (vgl. Höckner et al. 2019) (These 3). Es wäre wünschenswert, auf Basis einer detaillierten, empirischen Analyse der Flexibilitätspotenziale und der Möglichkeiten für deren

---

<sup>1</sup> Side Payments sind Zahlungen der entsprechenden Marktprämie einer EE-Anlage außerhalb des enera-Marktes im Falle eines erfolgreichen Zuschlags durch einen Netzbetreiber. Diese Side Payments sollen implementiert werden, um die in jedem Fall anfallenden Kosten der Marktprämie, unabhängig davon ob die EE-Anlage läuft und vergütet wird oder die abgeregelt und entschädigt wird, nicht in das Kalkül einzubeziehen. Es wurde von Höckner, Voswinkel und Weber (2019) gezeigt, dass ohne Side Payments Marktverzerrungen zu ineffizienten Ergebnissen im Flexibilitätmarkt führen können.

Aktivierung in der enera-Region (oder darüber hinaus) sowie der Ergebnisse des enera-Marktes eine Fundierung der These 4 durchzuführen - also zu quantifizieren, in welchem Umfang ein Flexibilitätsmarkt mit (eingeschränkter) Marktmacht eine bessere (d. h. wohlfahrtssteigernde) Alternative im Vergleich zum Referenzfall sein kann, in dem kein Flexibilitätsmarkt eingeführt und das bestehende Regime weitergeführt wird.

## **2.6. Weitergehender Analyse-/Forschungsbedarf**

Entsprechend den Ausführungen in den vorangegangenen Abschnitten wird vornehmlich ein Forschungsbedarf im Bereich der empirischen Quantifizierung der Thesen 1 bis 4 gesehen. Dies erfordert eine enge Zusammenarbeit mit anderen enera-Akteuren, die die Flexibilitätspotenziale quantifizieren (AP 5, DLR u. a.) bzw. sich um deren Aktivierung kümmern (AP 5, EWE Vertrieb u. a.). Die in AP 13 vorgesehenen Arbeiten gehen teilweise in die Richtung der empirischen Abschätzung zu These 4 (Modellierung der Effekte einer Generalisierung des enera-Marktes).

## 3. Interaktion mit anderen Märkten und Bilanzkreisen

### 3.1. Kernthesen

**These 1:** Eine Verlagerung des Handels vom Spotmarkt auf den enera-Markt ist nicht abzusehen.

**These 2:** Inc-Dec Gaming stellt grundsätzlich ein Problem dar, Rückwirkungen auf den Spotmarkt ergeben sich jedoch nicht. Durch Marktüberwachung kann Inc-Dec Gaming soweit begrenzt werden, dass die Vorteilhaftigkeit der enera-Lösung gegenüber konkurrierenden Ansätzen grundsätzlich erhalten bleibt.

**These 3:** Es ist denkbar, dass einige Akteure ihre Aktivitäten vom Regelleistungsmarkt auf den enera-Markt verlagern. Ist ihr Mitwirken bei der Beseitigung von Engpässen in diesen Fällen wertvoller als ihr Mitwirken bei der Sicherung einer ausgeglichenen Systembilanz – wovon zunächst ausgegangen werden kann – ist dies jedoch ein Zeichen funktionierender Märkte und somit nicht negativ zu bewerten.

**These 4:** Findet kein bilanzieller Ausgleich für die kontrahierte Flexibilität statt, wird Regenergie abgerufen. Es ist jedoch nicht zu erwarten, dass Anbieter durch den Verkauf von Flexibilität eher Anreize haben, Bilanzkreisungleichgewichte zuzulassen, als ohne den Handel auf dem enera Markt. Zudem dürfte sich für auf dem enera-Markt kontrahierte Windenergieanlagen (WEA) der Abruf von Regenergie verringern, da durch die bessere Planbarkeit im Gegensatz zu EinsMan ein bilanzieller Ausgleich überhaupt erst möglich wird.

**These 5:** Der bilanzielle Ausgleich für kontrahierte Flexibilität sollte durch den Netzbetreiber stattfinden, da nur dieser garantieren kann, dass der Ausgleich von günstig gelegenen Anlagen kommt und nicht der gelieferten Flexibilität entgegenwirkt.

### 3.2. Problemkontext

Die Einführung eines neuen Marktes, der neben bisherigen Märkten positioniert wird, wirft Fragen bzgl. der Interaktion zwischen diesem neuen Markt und den bereits etablierten Märkten auf. Die wesentlichen bestehenden Märkte, zu denen eine Wechselwirkung untersucht werden muss, sind die Spotmärkte (Day-Ahead Auktion und Intraday Markt) sowie der Markt für Regenergie. Diese sind wesentlich, weil sie sich in einer ähnlichen zeitlichen Dimension

wie der enera-Markt befinden. Im Folgenden werden die Interaktionen getrennt nach Märkten aufgeführt:

1. Bei den Spotmärkten sind als Interaktionen vor allem zwei Punkte zu sehen:
  - 1.1. Verlagerung des Handels auf den regionalen Flexibilitätsmarkt und dadurch bedingt Verringerung der Liquidität auf den Spot-Märkten
  - 1.2. Strategisches Verhalten in Antizipation des regionalen Flexibilitätsmarktes und damit verbundene unerwünschte Auswirkungen auf die Spot Märkte (sogenanntes Increase-Decrease (Inc-Dec) Gaming)
2. Beim Regelenergiemarkt sind folgende Punkte zu betrachten:
  - 2.1. Verlagerung der Aktivität vom Regelenergiemarkt auf den regionalen Flexibilitätsmarkt: Bei größerer Attraktivität des enera-Marktes, könnte die Beteiligung am Regelenergiemarkt sinken, da Anbieter entsprechende Kapazität lieber für den enera-Markt vorhalten.
  - 2.2. Ausnutzen von Regelenergie durch nicht-Erfüllung von Liefer-/Abnahmeverpflichtungen durch den Handel mit Flexibilität. Anstatt die energetisch für kontrahierte Flexibilität auf den Spot-Märkten auszugleichen, könnte Regelenergie in Anspruch genommen werden.
3. Hinsichtlich der Auswirkungen auf Bilanzkreise muss beachtet werden, dass ein energetischer Ausgleich für die gelieferte Flexibilität stattfinden muss. Wird auf dem anonymen Intraday-Markt für den Ausgleich zufällig eine Anlage herangezogen, die topologisch ungünstig liegt (etwa direkt neben der kontrahierten Anlage), würde dies dem Flexibilitätsabruf entgegenwirken.

Alle fünf (Unter-)Punkte werden im Folgenden genauer betrachtet.

### **3.3. Mögliche Ansätze und (internationale) Erfahrungen**

#### ***Spotmärkte: Verlagerung des Handels / verringerte Liquidität***

Obwohl der enera-Markt auf den bestehenden Intraday-Markt basiert, ist er nicht als *Alternative* zu diesem zu verstehen. Zum einen ist der enera-Markt, im Gegensatz zum kontinuierlichen Intraday-Handel, nur zu bestimmten Zeitpunkten – vor und während prognostizierter

Engpässe – geöffnet.<sup>2</sup> Zum anderen muss der Anbieter von Flexibilität– zumindest bei der aktuellen Ausgestaltung – bei jeder Kontrahierung von Flexibilität z.B. auf dem Spot-Markt aktiv werden, um sich bilanziell für die verkaufte Flexibilität auszugleichen.

### ***Spotmärkte: Strategisches Verhalten in Form von Increase-Decrease Gaming***

Die aktuelle Debatte zum Increase-Decrease (Inc-Dec) Gaming ist vor allem auf die Veröffentlichung von Hirth und Schlecht (2019) zurückzuführen, in der strategisches Verhalten bei Einführung eines Redispatch-Marktes untersucht wurde. Aus diesem Grund wird in dem folgenden Abschnitt auch von Redispatch-Märkten gesprochen, um Bezug auf die genannte Veröffentlichung zu nehmen. Der regionale Flexibilitätsmarkt kann im weiteren Sinne als eine eigene Ausgestaltungsform eines Redispatch-Marktes gesehen werden, der allerdings unterschiedliche Merkmale im Vergleich zum Redispatch-Markt nach Hirth und Schlecht (2019) aufweist. Diese Unterschiede werden im Verlauf dieses Unterkapitels noch näher diskutiert.

Als Inc-Dec Gaming wird die Aktivität von Händlern verstanden, bei der diese sich in Antizipation eines Redispatch-Marktes strategisch so positionieren, dass sie ihre Erlöse insgesamt maximieren (vgl. Hirth und Schlecht, 2019). Basis der Überlegungen in Hirth und Schlecht (2019) ist ein zweistufiger Prozess, in dem zunächst die Auktion am Spotmarkt stattfindet, und anschließend eine Auktion am Redispatch-Markt durchgeführt wird. Diese Konstellation wird im Folgenden als *zweistufiges Design* bezeichnet. Im Folgenden wird ein Engpass betrachtet, der den Stromfluss zwischen zwei Netzen begrenzt.

Im Spotmarkt ist der Handel zunächst unbeschränkt, der Engpass wird nicht berücksichtigt. Dies entspricht den aktuellen Gegebenheiten innerhalb Deutschlands. Der Redispatch-Markt dient dazu, im Falle einer durch das Spotmarktergebnis auftretenden Überlastung die Erzeugung so anzupassen, dass die Restriktion des Netzes in Form des Engpasses eingehalten wird. Dazu muss in einer der Regionen (Überschussregion) die Erzeugung reduziert werden, während in der anderen Region die Erzeugung um den gleichen Betrag erhöht wird. In der

---

<sup>2</sup> Streng genommen ist der enera-Markt technisch durchgehend geöffnet. Da jedoch Netzbetreiber als (vermutlich) einzige Abnehmer von Flexibilität nur zu bestimmten Zeiten handeln, kann bei Inaktivität der Netzbetreiber von einem nicht eröffneten Markt gesprochen werden.

Überschussregion verkauft der ÜNB somit Energie an die Erzeugungsanlagen, die dafür nicht selbst erzeugen, und kauft diese Energie von Anlagen in der anderen Region, die dafür erzeugen.

Da der Spotmarkt bereits stattgefunden hat, kann davon ausgegangen werden, dass alle Teilnehmer ihre Erzeugung bzw. Konsum optimiert haben. Um somit in der Überschussregion Strom zu verkaufen, muss der ÜNB dies unterhalb des sich am Spotmarkt vorher ergebenden Marktpreises tun – zum Marktpreis haben alle potenziellen Teilnehmer ihr Verhalten ja bereits optimiert. In der anderen Region muss der ÜNB den Kraftwerken dagegen einen Betrag über dem Marktpreis zahlen – wäre der Marktpreis ausreichend für Erzeugung aus den Kraftwerken gewesen, würden diese bereits auf Basis des Spotmarktergebnisses produzieren. In der Überschussregion ist somit Energie günstiger zu *kaufen* als auf dem Spotmarkt, während in der anderen Region Energie teurer zu *verkaufen* ist als auf dem Spotmarkt.

Um Inc-Dec Gaming handelt es sich, wenn Marktteilnehmer sich auf diese Gegebenheit einstellen und sich dagegen optimieren. Erzeuger in der Überschussregion, die auf dem Spotmarkt aufgrund zu hoher Grenzkosten unter sonstigen Umständen nicht zum Zuge kommen würden, können ihre Gebote auf dem Spotmarkt in dem Wissen reduzieren, dass sie die verkaufte Energie später günstig wieder zurückkaufen können.<sup>3</sup> In der anderen Region erwarten Erzeuger dagegen höhere Preise auf dem Redispatch-Markt, und erhöhen ihre Gebote dementsprechend auf dem Spotmarkt, um diese höheren Preise entweder direkt auf dem Spotmarkt zu erhalten oder aber auf dem Redispatch-Markt zu diesen höheren Preisen zum Zuge zu kommen. Insgesamt wird so in der Überschussregion am Spotmarkt mehr verkauft, da teurere Erzeuger sich in den Markt einpreisen, während das Angebot in der anderen Region zurückgeht, da auf bessere Preise spekuliert wird. Der Engpass wird damit verstärkt und die Behebung des Engpasses über den Redispatch-Markt wird durch das gestiegene Volumen teurer. Zudem werden die Preise am Spotmarkt verzerrt, da Akteure nicht mehr nach ihren Grenzkosten bieten, sondern nach ihren beschriebenen Opportunitätskosten.

---

<sup>3</sup> Gleiches gilt für Erzeuger, die auf dem Spotmarkt zum Zuge gekommen wären, deren Grenzkosten aber über dem Redispatch-Preis liegen. Hierdurch wird der Engpass zwar nicht verstärkt, die Spot-Preise aber dennoch verzerrt.

Bei dem enera Markt handelt es sich im weiteren Sinne um einen Redispatch-Markt. Die beschriebene Problematik trifft somit grundsätzlich auf den enera-Markt zu. Es gibt jedoch einige wesentliche Unterschiede, die den Umgang mit Inc-Dec Gaming beeinflussen und eine Lösung einfacher erscheinen lassen.

Im beschriebenen zweistufigen Design lässt sich ein Spotmarktgebot in Hinblick auf den darauffolgenden Redispatch-Markt in zwei logische Bestandteile auftrennen:

1. Gegenüber dem Netzbetreiber wird ein Fahrplan angemeldet. Die gebotene Menge gibt – Zuschlag vorausgesetzt – an, wie viel eine Anlage produzieren wird. Zum Redispatch zur Verfügung stehen nur Anlagen, die sich auf dem Spotmarkt entsprechend positioniert haben – in Richtung der benötigten Anpassung also noch Kapazitäten haben. Die tatsächliche Lieferung der Flexibilität wird implizit an diesem Fahrplan gemessen – ein Nichtliefern drückt sich durch Bilanzkreisungleichgewichte aus.
2. Es wird die Energie beschafft, die für den Fahrplan notwendig ist, bzw. die Position offengehalten, die am Redispatch-Markt geschlossen wird. Ein Kraftwerk in der Überschussregion verkauft die Energie, die es später vom Netzbetreiber zurückkauft, während ein Kraftwerk in der anderen Region im Spotmarkt aufgrund des hohen Gebotes nicht verkauft, und sich dadurch den Verkauf am Redispatch-Markt offenhält.

Im Gegensatz zum beschriebenen zweistufigen Design findet der Handel auf dem enera-Markt parallel zu bestehenden Märkten statt. Die Flexibilität wird anhand der Abweichung zur Baseline gemessen, die Baseline im Vorhinein als Fahrplan an den Netzbetreiber übermittelt.

1. Die Meldung des Fahrplanes erzeugt die Baseline anhand derer die Lieferung der Flexibilität gemessen wird. Sie ist jedoch nicht von einem Gebot im Spotmarkt abhängig.
2. Durch die parallele Existenz der Märkte ist es nicht notwendig, sich *energetisch* bereits so positioniert zu haben, dass die Kontrahierung von Flexibilität den Teilnehmer glattstellt. Die notwendige Energie kann jederzeit gekauft bzw. verkauft werden.

Durch diese wesentlichen Unterschiede ist von einer Rückwirkung von Gaming auf die Spotmärkte nicht auszugehen. Zudem lässt sich Inc-Dec Gaming über Marktüberwachung feststellen. Hierzu können die gemeldeten Fahrpläne sowie die Ist-Daten der Anlagen herangezogen werden. Zunächst sollte es keine systematischen Abweichungen zwischen der tatsächlichen Fahrweise und den gemeldeten Fahrplänen geben. Weiterhin sollte es keine systematischen

Abweichungen zwischen Fahrplänen in Engpasszeiträumen und Fahrplänen in „freien“ Zeiträumen geben, die nicht auf weitere Faktoren, wie z.B. andere Marktpreise zurückzuführen sind. Würden sich die Fahrpläne systematisch unterscheiden wäre davon auszugehen, dass die Fahrpläne in Erwartung der Engpässe angepasst werden und somit ein wichtiges Indiz zum Vorhandensein von Inc-Dec Gaming liefern. Ob es systematische Abweichungen gibt, lässt sich statistisch im Rahmen einer Marktüberwachung untersuchen.

### ***Regelleistungsmärkte: Verlagerung der Aktivität auf den enera Markt***

Es ist theoretisch denkbar, dass der enera-Markt den Regelleistungsmärkten durch höhere erwartete Erlösmöglichkeiten Liquidität entzieht. Wenn die gleiche Anlage jedoch auf dem enera-Markt höhere Erlösmöglichkeiten sieht als auf den Regelleistungsmärkten, wäre davon auszugehen, dass ihr Einsatz auf dem enera-Markt für das System insgesamt wertvoller ist als auf dem Regelleistungsmarkt. In diesem Fall wäre die Verlagerung auf den enera-Markt nicht als negativ zu bewerten und lediglich eine effiziente Allokation von Ressourcen durch das Zusammenspiel von Märkten festzustellen.

### ***Regelleistungsmärkte: Regelenergie als Ausgleich für Flexibilitätslieferung***

Wird eine Anlage zur Lieferung von Flexibilität kontrahiert und vorausgesetzt, dass es sich nicht um vorgetäuschte Flexibilität handelt, muss der dazugehörige Bilanzkreis für die durch die Lieferung entstehende Fehlmenge / Überschussmenge ausgeglichen werden. Geschieht dies nicht, wird Regelenergie in Anspruch genommen. Hierbei gibt es funktionell keinen Unterschied zum bestehenden System, es werden auch keine Hinweise dafür gesehen, dass sich das Ausmaß des Abrufes von Regelenergie durch den enera-Markt erhöhen könnte. Im Gegenteil ist davon auszugehen, dass durch die geplante und dadurch gesteuerte Abregelung von WEA über den enera-Markt die Bilanzkreisabweichungen der damit verbundenen Direktvermarkter zurückgehen, da sie im Falle von EinsMan keine Gelegenheit zum Ausgleich ihrer Position erhalten.

### ***Ungünstige Position der ausgleichenden Anlage***

Wird beim Bilanzausgleich über den Intraday-Markt zufällig eine Anlage kontrahiert, die topologisch ungünstig gelegen ist, könnte dies der gewünschten Wirkung des Flexibilitätsabrufes entgegenstehen. Um dies zu verhindern, sollte der energetische bilanzielle Ausgleich durch

den Netzbetreiber vorgenommen werden, der weiß, wo sich entsprechende – zum Ausgleich geeignete – Anlagen im Netz befinden. Dies kann entweder über einen Flexibilitätsmarkt an anderer Stelle geschehen oder über weitere dem Netzbetreiber zur Verfügung stehende Instrumente, wie den bestehenden administrativen Redispatch.

### **3.4. Weitergehender Analyse-/Forschungsbedarf**

Weitergehender Forschungsbedarf wird insbesondere in zwei Richtungen gesehen:

Das in These 2 angesprochene Market Monitoring („Marktüberwachung“) muss konkretisiert werden und seine Wirksamkeit bzw. Grenzen der Wirksamkeit sollte empirisch oder/und modellgestützt oder/und mit Hilfe von Experimenten untersucht werden. Die Konkretisierung und zumindest ein Teil der empirischen Wirksamkeitsuntersuchung erfolgen auch in AP 7.

Im Zusammenhang mit These 4 aus Kapitel 2 ist zu untersuchen, wie regionale Flexibilitätsmärkte (bzw. ein verallgemeinerter enera-Markt) im Kontext des Redispatch genutzt werden könnte – da hier absehbar in den kommenden Jahren ein weiter hoher Bedarf bestehen wird. Neben einer von der EU angedachten vollständigen Umstellung des Redispatch auf marktba- sierte Verfahren könnten auch Möglichkeiten der Nutzung dezentraler Flexibilitäten aus regi- onalen Flexibilitätsmärkten im Rahmen des bisherigen Redispatchverfahrens untersucht wer- den – im Hinblick auf erforderliche rechtliche Anpassungen, prozedurale Anpassungen, Um- setzungshemmnisse und mögliche Benefits.

## 4. Netzbetreiberkoordination

### 4.1. Kernthesen

**These 1:** Netzbetreiber wirken aufeinander ein, wenn Spillover-Effekte des Netzengpassmanagements weitere Netzebenen und Regionen beeinflussen. Die volkswirtschaftlich optimale Flexibilitätsauswahl kann damit für einen Netzbetreiber mit Zusatzkosten verbunden sein.

**These 2:** Ein effizienter Informationsaustausch der Netzbetreiber stellt für eine effiziente Koordination eine notwendige Voraussetzung dar. Dies führt jedoch nicht zwangsläufig zu einem volkswirtschaftlichen Optimum, da die entsprechenden Anreize zur Koordination fehlen können.

**These 3:** Eine Erweiterung des Engpassmanagement-Designs durch Flexibilitätsmärkte kann die benötigten Koordinationsanreize verbessern und somit die volkswirtschaftlich optimale Flexibilitätswahl fördern.

### 4.2. Problemkontext

Der einzelne Netzbetreiber kann die volkswirtschaftlichen Kosten des Netzengpassmanagements (unbeabsichtigt) übermäßig in die Höhe treiben, wenn er ausschließlich die aus seiner Sicht günstigsten Flexibilitätsanbieter akquiriert. Der Unterschied zwischen der optimalen Lösung des einzelnen Netzbetreibers und volkswirtschaftlich optimalen Lösung entsteht durch Spillover-Effekte (Externalitäten), die das Netzengpassmanagement in einem Netzteil auf weitere Netzbereiche haben kann. Netznutzer können durch ihre Ein- oder Ausspeisung mehrere Netz-Ebenen oder -Regionen gleichzeitig beeinflussen. Fallen diese Netzbereiche in den Verantwortungsbereich unterschiedlicher Netzbetreiber, so können sich diese durch das Engpassmanagement gegenseitig beeinflussen. Man spricht von positiven Externalitäten, wenn das Engpassmanagement des einen Netzbetreibers die Engpasskosten des anderen mindert. Bei negativen Externalitäten erhöht das Engpassmanagement des einen Netzbetreibers die Engpasskosten des anderen Netzbetreibers.

In diesem Kapitel erörtern wir zuerst die vorhandenen Erkenntnisse zum Umgang mit Externalitäten des Netzengpassmanagements. Danach erweitern wir die bisherige Problemdarstellung um einen zusätzlichen Aspekt, nämlich um die Anreize der Netzbetreiber, und

argumentieren, dass den Netzbetreibern unter den analysierten Voraussetzungen die Anreize zu einer kooperierenden Systemoptimierung mithilfe des Netzengpassmanagements fehlen können. In Kapitel 4.3 beschreiben wir zwei mögliche Erweiterungen des Flexibilitätsmarktes, die Koordinationsanreize schaffen können. In Kapitel 4.4 sind die weiteren Forschungsschritte beschrieben.

Das Problem der durch das Netzengpassmanagement verursachten Externalitäten wurde im Rahmen von enera schon früh erkannt. Um die Demonstration in der enera-Region überhaupt möglich zu machen, dürfen die enera Netzbetreiber im Rahmen der Demonstrationsphase (enera 1.0) die Kontrahierung einzelner Flexibilitätsgebote am enera-Markt den vorgelagerten Netzbetreibern untersagen. Eine Untersagung ist den Netzbetreibern erlaubt, wenn die Aktivierung der Gebote durch den vorgelagerten Netzbetreiber einen Netzengpass im eigenen Netz hervorrufen oder einen bestehenden Engpass verschärfen würde. Hiermit wird die Netzsicherheit in der Demonstrationsphase gewährleistet.

Gleichwohl besteht weiterhin ein Bedarf, die bisherige Regelung weiterzuentwickeln, um die Effizienz des enera Flexibilitätsmarktes auch bei einer Übertragung auf das Gesamtsystem mit zahlreichen Netzregionen und Netzbetreibern sicherzustellen. Die vorhandene Literatur bietet mehrere Ansätze zur Gestaltung des Engpassmanagementdesigns, die ein dezentrales Netzengpassmanagement ermöglichen sollen (ECOFYS und IWES 2017; ENA 2017; Gerard et al. 2018; Neuhoff et al. 2018; Neuhoff & Richstein 2017). Die Identifizierung einer Lösung, die dezentral zu einem volkswirtschaftlichen Optimum führt, d. h. Netzengpässe mit minimalen Systemkosten auflöst, erweist sich jedoch bisher als schwierig (siehe Le Cadre et al. 2019; Neuhoff et al. 2018).

Oggioni & Smeers (2013) haben gezeigt, dass ein dezentrales Netzengpassmanagement eine effiziente Systemlösung erreichen kann. Bisher wurden in der Literatur folgende Voraussetzungen vorgeschlagen, die das Erreichen der effizienten Systemlösung gewährleisten sollen:

1. alle Netzbetreiber können die gesamte Flexibilität innerhalb aller Netze nutzen und
2. verfügen über komplette Informationen zur Netztopologie.

Ergänzend dazu wird von Neuhoff et. al. (2018) die Bedeutung der Ko-optimierung der Netzbetreiber, d.h. eine gegenseitige Abstimmung der Flexibilitätsnutzung unter Berücksichtigung der Netztopologie, für die Systemeffizienz gesondert betont.

Selbst unter optimalen Bedingungen für die Netzbetreiberkoordination stellt sich aber darüber hinaus die Frage, ob eine Ko-optimierung der Netzbetreiber auch tatsächlich stattfinden wird. Anders formuliert: Haben die Netzbetreiber die entsprechenden Anreize um eine Ko-optimierung bei Netzengpässen umzusetzen? Diese Fragestellung steht im Fokus der vorliegenden Diskussion.

Externalitäten werden in der ökonomischen Literatur als ein Marktversagen bezeichnet. Sie führen zu einer Differenz zwischen der individuellen Optimierung des Netzbetreibers und dem volkswirtschaftlichen Optimum, da der individuelle Netzbetreiber die Systemkosten oder den Systemnutzen der Externalität in seinen Entscheidungsprozess nicht ausreichend einbezieht. Dies hat zur Folge, dass der für eine Region oder eine Spannungsebene zuständige Netzbetreiber aus volkswirtschaftlicher Sicht entweder zu viel (bei negativen Externalitäten in anderen Netzebenen) oder zu wenig (bei positive Externalitäten in anderen Netzebenen) Flexibilität von bestimmten Flexibilitätsanbietern beziehen könnte. Anders gesagt, ein volkswirtschaftlich sinnvolles Handeln kann für die Netzbetreiber in beiden Fällen mit Externalitäten mit zusätzlichen Kosten gegenüber dem individuellen Optimum verbunden sein.

Ein rational handelnder Netzbetreiber berücksichtigt dennoch nicht nur seine eigenen Kosten, sondern auch die Kosten, die aus der Reaktion der weiteren Netzbetreiber hervorgehen können. Diese weiteren Netzbetreiber müssen auf die Abweichung reagieren, um die Engpässe in den eigenen Netzen unter den veränderten Rahmenbedingungen auflösen zu können. Die Engpassmanagementkosten des Netzbetreibers werden damit nicht nur von den eigenen Entscheidungen, sondern auch von den Entscheidungen der weiteren Netzbetreiber im System abhängig. Dies führt zu strategischen Interaktionen zwischen den Netzbetreibern, die mit der Hilfe der Spieltheorie in Rahmen von enera untersucht wurden.

Die Ergebnisse unserer Analyse zeigen, dass in Bezug auf die Netzbetreiberkoordination, bzw. die Anreize der beteiligten Netzbetreiber zur Ko-optimierung, die nicht-kooperativen Spiele aus der Spieltheorie wie Prisoner's Dilemma oder Chicken schon bei einer sehr simplen Netztopologie auftreten können. Besonders interessant ist, dass auch eine kleine Änderung

der Netztopologie, wie z.B. ein neuer Flexibilitätsanbieter, die Struktur des vorhandenen Spiels zu einem anderen Spiel umwandeln und damit die Anreize der Netzbetreiber komplett verändern kann.

Die Spiele Prisoner's Dilemma und Chicken sind für die vorliegende Diskussion angesichts des wiederholenden Charakters von Netzengpassmanagement von besonderer Bedeutung. Aus der Literatur ist bekannt, dass das häufig wiederholt gespielte Prisoner's Dilemma zu einer langfristigen Kooperation der Spieler führen können, wenn eine Wiederholung der Interaktion unter den gleichen Rahmenbedingungen sehr wahrscheinlich ist. Bestünde daher das Netzengpassmanagement ausschließlich aus den Prisoner's Dilemma Spielen, wäre eine Ko-optimierung der Netzbetreiber, die in diesem Spiel für das Erreichen des sozialen Optimums notwendig ist, sehr wahrscheinlich. Im Gegensatz dazu tendieren die Spieler in einem unendlich wiederholten Chicken Spiel dazu, sich eine nichtkooperative Reputation aufzubauen. Hier würde man daher keine Ko-Optimierung der Netzbetreiber erwarten; das volkswirtschaftliche Optimum als Ergebnis des dezentralen Netzengpassmanagement ist dennoch sehr wahrscheinlich. Wird dagegen das Chicken Spiel in Abwechslung zu Prisoner's Dilemma Spiel gespielt, kann das Spielergebnis anhand der vorhandenen Literatur nicht bestimmt werden. Hier besteht weiterhin Forschungsbedarf.

Zusammenfassend zeigt die Analyse der Netzbetreiberkoordination, dass ein dezentrales Engpassmanagement in der Theorie Netzengpässe volkswirtschaftlich optimal adressieren kann. Die vorhandene Literatur identifiziert den effizienten Informationsaustausch als notwendiges Kriterium. Aus unserer Sicht ist der effiziente Informationsaustausch jedoch kein hinreichendes Kriterium, um durch die gegenseitige Abstimmung, d.h. Ko-optimierung, zwischen den Netzbetreibern die volkswirtschaftlich optimale Flexibilitätsauswahl sicherzustellen. Fraglich ist, ob die Netzbetreiber durch den effizienten Informationsaustausch auch den Anreiz erhalten, die Engpässe aus der Systemsicht zu optimieren. Wir können derzeit diese Frage nicht abschließend beantworten. Die hier neu vorgestellte „Anreiz-Perspektive“ auf die Netzbetreiberkoordination scheint jedoch zumindest die gängigen Erwartungen zu hinterfragen. Unsere Ergebnisse deuten darauf hin, dass die Netzbetreiber im Rahmen des Engpassmanagements durchaus nicht-kooperative Anreize erhalten können, auch wenn der Informationsaustausch zwischen den Netzbetreibern effizient ist. Demensprechend führt ein effizienter Informationsaustausch nicht zwangsläufig zu einer Ko-optimierung der Netzbetreiber.

### 4.3. Mögliche Lösungsansätze und (internationale) Erfahrungen

Wie oben beschrieben ist davon auszugehen, dass ein effizienter Informationsaustausch der Netzbetreiber zum Flexibilitätsbedarf nicht unbedingt zu einer effizienten Lösung führt, da die individuelle optimale Lösung des Netzbetreibers von der volkswirtschaftlich optimalen Lösung abweichen kann. Ein solcher Unterschied zwischen individuellem und volkswirtschaftlichem Optimum kann auf Externalitäten zurückgeführt werden, die das Netzengpassmanagement von einem Netzbetreiber auf weitere Netzbetreiber haben kann.

Externalitäten stellen in der ökonomischen Literatur ein bekanntes Marktversagen dar. Dementsprechend bietet die vorhandene Literatur Instrumente, die in einer marktbasierter Umgebung Marktversagen und die daraus resultierende Fehlanreize adressieren können. In diesem Kontext sind zwei grundsätzlich unterschiedliche generelle Lösungsansätze denkbar, die im Kontext der Flexibilitätsmärkte weiter konkretisiert werden können.

1. Einführen von Cost-Sharing Mechanismen zwischen den Netzbetreibern: Bei diesem Ansatz wird der Vorteil vom volkswirtschaftlichen Optimum gegenüber jeder Abweichung davon als Anreiz genutzt. Das volkswirtschaftliche Optimum ist per Definition durch die minimale Flexibilitäts Gesamtkosten charakterisiert und daher für die Netzbetreiber als Gruppe/in Summe von Vorteil. Werden alle Netzbetreiber an den Vorteilen der volkswirtschaftlich optimalen Lösung beteiligt, so entsteht ein Anreiz zu kooperieren. Ein Beispiel für diesen Ansatz wäre das Einführen von komplexeren Bieterverfahren am Flexibilitätsmarkt. Kombinierte Gebote der Netzbetreiber (z.B. VNB und ÜNB geben ein gemeinsames Angebot ab) können zu einer entsprechenden Beteiligung an den Vorteilen des volkswirtschaftlichen Optimums führen.
2. Internalisierung der Externalitäten durch den Flexibilitätsmarkt: Bei diesem Ansatz werden die Externalitäten mit in den Flexibilitätspreis am Markt einbezogen und hierdurch von den Netzbetreibern direkt bei der Einsatzentscheidung der Flexibilität mitberücksichtigt. Die individuelle Optimierung des Netzbetreibers wird hierdurch in eine Linie mit der volkswirtschaftlichen Optimierung gebracht. Bei diesem Ansatz könnte z.B. jeder Netzbetreiber die Flexibilitätsgebote um eine Netzkomponente erweitern, d.h. um die zusätzlichen/ersparten Flexibilitäts-/Redispatch-Kosten, die die Aktivierung der jeweiligen Flexibilität bei ihm verursacht. Diese Maßnahme ist eine

Erweiterung der bisherigen enera-Regelung, eine Nutzung von Flexibilitäten, deren Aktivierung zu neuen Engpässen auf anderen Netzebenen führen würde, vor dem Hintergrund der Systemsicherheit zu untersagen. Alternativ könnte im Rahmen dieses Ansatzes auch eine Art Vetorecht am Markt eingeführt werden: Dies würde bedeuten, dass jeder Netzbetreiber die Möglichkeit bekommt die Engpassmanagementmaßnahmen weiterer Netzbetreiber gegen eine Zahlung rückgängig zu machen. Die Höhe der Zahlung richtet sich nach den Opportunitätskosten der weiteren Netzbetreiber, d.h. nach den Zusatzkosten, die durch das Vetorecht des Netzbetreibers verursacht wurden.

Dementsprechend bietet eine Erweiterung des Engpassmanagement-Designs durch die Flexibilitätsmärkte eine Möglichkeit, die Koordinationsanreize der Netzbetreiber zu verbessern und somit die optimale Flexibilitätswahl zu fördern.

#### **4.4. Weitergehender Analyse- und Forschungsbedarf**

Die im Thesenpapier vorgestellte Problemdarstellung erweitert das Thema der Netzbetreiberkoordination um einen zusätzlichen Aspekt, nämlich um die Anreize der Netzbetreiber zur Koordination des Engpassmanagements. Das aufgezeigte Forschungsgebiet ist durch die bisherige Forschung nicht abgedeckt und weist einen erheblichen Forschungsbedarf auf.

Im ersten Schritt sollten die Interaktionen der Netzbetreiber im Kontext des Engpassmanagements weiter untersucht werden, um die Anreize der Netzbetreiber systematisch erfassen zu können. Im nächsten Schritt sollten dann den identifizierten Anreizverzerrungen Lösungen zugeordnet werden. Anhand dieser Ergebnisse können dann Umsetzungskonzepte entwickelt werden, die sowohl das bisher bekannte Informationsproblem als auch das neu aufgezeigte Anreizproblem im Rahmen des Engpassmanagements adressieren.

Basierend auf den aktuellen Erkenntnissen scheint eine marktbasierende Flexibilitätsbeschaffung ein erhebliches Potenzial zu bieten, um effiziente Netzanreize zu fördern. Mögliche Ursachen von Marktversagen in der Form von Spillover-Effekten sind bekannt und können durch die Anpassungen im Markt-Design, wie z.B. Einführen von cost-sharing Mechanismen oder durch die Internalisierung der Netzexternalitäten, adressiert werden. Solche Anpassungen sind für den Kontext der Flexibilitätsmärkte weiter zu konkretisieren.

## 5. Rollenverständnis<sup>4</sup>

### 5.1. Kernthesen

**These 1:** Werden regionale Flexibilitätsmärkte eingeführt, so ergeben sich drei neue Rollen, die NB theoretisch übernehmen könnten: Flexibilitätsnachfrager, Marktplattformbetreiber, Plattformeigentümer.

**These 2:** Mit der Einführung von eigenständigen Flexibilitätsmärkten im Allgemeinen (also auch vom enera FlexMarkt) ist die Rollenabgrenzung zwischen Markt und Netz näher zu betrachten, wenn ein NB eine oder mehrere der in These 1 genannten Rollen übernimmt:

- bei der Auswahl von Flexibilitäten (Flexibilitätseinsatz)
- in Bezug auf zukünftigen FlexBedarf (Ausnutzung von Informationsvorteilen)
- bei Entscheidungen über Netzinvestitionen

**These 3:** Wenn ein unabhängiger Marktplattformbetreiber einbezogen wird, kann der Netzbetreiber beide anderen Rollen (Flexibilitätsnachfrager, Plattformeigentümer s. These 1) übernehmen.

**These 4:** Die beschriebenen Abgrenzungen zwischen Netz und Markt können voraussichtlich durch die Umsetzung von administrativen Maßnahmen und unter Berücksichtigung der aktuellen Ausgestaltung der Entflechtungsvorschriften für Netzbetreiber (teilweise) vorgenommen werden.

### 5.2. Problemkontext

Durch die Einführung von Flexibilitätsmärkten ergeben sich mehrere neue Rollen (s. These 1). In der folgenden Betrachtung fokussieren wir uns auf solche Rollen, die der Netzbetreiber übernehmen und aus denen sich Verzerrungen zwischen Netz und Markt ergeben könnten. Im Kontext von Flexibilitätsmärkten ergeben sich folgende drei Rollen, die potenziell durch den Netzbetreiber (NB) übernommen werden könnten:

- Flexibilitätsnachfrager: Der NB wendet sich aktiv an einen Markt, um seinen Flexibilitätsbedarf zu adressieren.

---

<sup>4</sup> Dieses Kapitel ist unter Mitwirkung von Hendrik Vornhagen (enera Projektteam) entstanden.

- Eigentümer der Flexibilitätsplattform: Der NB könnte Eigentümer (oder einer der Eigentümer) der Flexibilitätsplattform werden. Dies wäre etwa analog zu Regelleistung.net auf der Übertragungsnetzebene zu sehen.
- Betreiber der Flexibilitätsmarktplattform: Der NB könnte den Betrieb der Plattform übernehmen und die Zusammenführung von Angebot und Nachfrage koordinieren.

Übernehmen Netzbetreiber eine oder alle diese neuen Rollen, könnten sich Marktverzerrungen ergeben. Im Rahmen der Analysen in enera wurden drei Aufgaben identifiziert, deren Potenzial für Marktverzerrungen im nächsten Abschnitt kurz skizziert wird:

- Die Auswahl der Flexibilitätsanbieter
- Der Informationsaustausch zu zukünftigen Flexibilitätsbedarfen
- Die strategische Entscheidung über Netzinvestitionen

Wesentlich ist, dass die beschriebenen Verzerrungen zunächst nur eine theoretische Betrachtung darstellen. So soll in einem ersten Schritt verdeutlicht werden, wo eine mögliche Neuaufteilung der Rollen in Einbezug der Netzbetreiber im Kontext des Flexibilitätsmarktes stattfinden kann. In einem zweiten Schritt beschreiben wir kurz mögliche Ansätze, um mögliche Verzerrungen zu adressieren.

### ***Auswahl der Flexibilitätsanbieter***

Es besteht theoretisch die Möglichkeit, dass ein Betreiber von lokalen Flexibilitätsmärkten einzelne Flexibilitätsanbieter durch seine Entscheidungen zur Auswahl oder zum Einsatz der Flexibilität beeinträchtigt (vgl. dazu Lowe et al (2007) zur analogen Debatte auf der Übertragungsnetzebene). Ist der NB als Marktbetreiber Teil eines integrierten Versorgungsunternehmens, könnte der Netzbetreiber einen angeschlossenen Vermarkter gegenüber unabhängigen Flexibilitätsanbietern bevorzugen, da dies zu einem höheren Umsatz für den Konzern führen könnte (vgl. Ruester et al 2013). Eine solche Bevorzugung zu Gunsten eines integrierten Unternehmens ist jedoch bereits in § 6 Abs. 1 Satz 1 EnWG verboten und wird entsprechend durch die Regulierungsbehörde sanktioniert. Zu prüfen ist, ob sich durch die Flexibilitätsmärkte die Fehlanreize verstärken.

In diesem Kontext gilt es zu beachten, dass sich das Verzerrungspotenzial nicht nur auf den aktiven Prozess der Auswahl von Angeboten bezieht. Es besteht auch schon bei der Definition

von Produkten und Vertragsdefinitionen, etwa im Hinblick auf mögliche Präqualifikationen für den Flexibilitätsmarkt.

### **Informationsaustausch zu zukünftigen Flexibilitätsbedarfen**

Der Netzbetreiber hat in seiner originären Funktion ein detailliertes Wissen über sein Netz, den Zustand, mögliche Engpässe (Last/Einspeisung) und Baumaßnahmen (Erweiterung/Instandhaltung). Im EnWG (§ 6a EnWG) ist dem Netzbetreiber sanktionsbewährt vorgegeben, dass Informationen nicht exklusiv mit einzelnen Unternehmen geteilt werden dürfen, sondern allen Marktteilnehmern gleichermaßen zur Verfügung gestellt werden müssen. Dies geschieht vornehmlich über den Internetauftritt des Netzbetreibers. Unter Einbeziehung des Flexibilitätsmarkts wäre es für Vermarkter vorteilhaft, Informationen über zukünftige Netzengpässe bevorzugt zu erhalten. Insbesondere bei geringer Liquidität auf einem lokalen Flexibilitätsmarkt bietet das Vorwissen darüber, wo und in welchem Umfang/mit welcher Häufigkeit in naher Zukunft eine Netzüberlastung auftreten wird, das Potenzial, an diesem Standort frühzeitig Flexibilitätskapazitäten aufzubauen und sich so eine potenziell sogar marktbeherrschende Stellung sichern zu können. Die Frage ist dann, ob der Markteintritt eines unabhängigen Investors noch profitabel ist, wenn ein Vermarkter bereits eine marktbeherrschende Stellung vor dem neuen Engpass hat bzw. bereits die Flexibilität mit den geringsten Kosten in sein Portfolio integriert. Relevant wird dieser Informationsvorsprung etwa dann, wenn ein Vermarkter bereits Informationen über einen möglichen Anschluss eines größeren Windparks erhält. Aktuell kann der Vermarkter diese Information erst mit der öffentlichen Anzeige eines zukünftigen Netzanschlusses über den Anschlussauftrag eines Windparks durch den Netzbetreiber erhalten. Daher ergibt sich hier ein Interesse eines Flexibilitätsvermarkters, die Information frühzeitig zu erhalten, um diese für die Positionierung am Flexibilitätsmarkt nutzen zu können. Es ist noch zu klären, in welchem Umfang dieses Interesse tatsächlich besteht. Jedoch ist anzumerken, dass bereits jetzt eine Informationsbereitstellung, ohne dass die Information gleichermaßen allen Wettbewerbern zur Verfügung gestellt wird, dem Netzbetreiber sanktionsbewährt untersagt ist. Auch hier gilt es zu prüfen, ob die bestehenden Regelungen den eventuell erhöhten Anreizen durch die Flexibilitätsmärkte gerecht werden können.

## Strategische Entscheidung über Netzinvestitionen

Die Einführung von lokalen Flexibilitätsmärkten könnte auch zu einem relevanten Fehlanreiz für die NB führen. Dieser Fehlanreiz kann sich aus der Tatsache ergeben, dass die Netzbetreiber die einzige Nachfrage auf den lokalen Flexibilitätsmärkten darstellen und gleichzeitig über die Notwendigkeit und den Bedarf für Flexibilität durch ihre Netzinvestitionen entscheiden ("Strategic Network Investment Withholding"). Hinter dem Konzept des Strategic Network Investment Withholding steht die Vorstellung, dass vertikal integrierte Netzbetreiber unzureichende Anreize für Investitionen in Leitungskapazitäten (hauptsächlich grenzüberschreitende Übertragungsleitungen) haben (Brunekreeft & Friedrichsen, 2015). Dies ist dann der Fall, wenn ein integriertes Unternehmen in seinem eigenen Marktgebiet von den begrenzten (grenzüberschreitenden) Netzkapazitäten profitiert, z.B. auf Grund des reduzierten Wettbewerbs. Durch den Netzausbau würde der integrierte Netzbetreiber den Marktanteil des verbundenen Unternehmens und damit den Gesamtumsatz des Konzerns gefährden und könnte diesen dann nur unzureichend vorantreiben. Mit anderen Worten: Der Übertragungsnetzbetreiber könnte das Wettbewerbsniveau für eine verbundene Marktpartei strategisch beeinflussen. Balmert & Brunekreeft (2010) betonten, dass „Strategic Network Investment Withholding“ nur für den Fall gilt, dass ein Netzbetreiber die Macht hat, die kapazitätsbedingte Knappheit aufrechtzuerhalten und damit die Einnahmen für seine kommerzielle Muttergesellschaft zu sichern.

Bei lokalen Flexibilitätsmärkten liegt eine ähnliche Konstellation vor: Ein integrierter NB könnte einen Anreiz haben, Netzinvestitionen zu verzögern, wenn ein verbundenes Unternehmen, zum Beispiel ein Batteriespeicher, vor dem Netzengpass Einnahmen aus einem lokalen Flexibilitätsmarkt generiert. Würde der Netzbetreiber an diesem Standort in den Netzausbau investieren, könnte sich der Business Case des angeschlossenen Batteriespeichers ändern. Insbesondere in vermaschten Netzen, in denen der Netzbetreiber eine Standortwahl für Netzinvestitionen haben könnte, hätte er einen Anreiz, an Standorten zu investieren, an denen sich der Business Case des verbundenen Unternehmens nicht ändern würde. Unter der Annahme, dass die verfügbaren Kapazitäten auf lokalen Flexibilitätsmärkten eher gering, gilt es aber zunächst zu prüfen, ob die Investitionsentscheidungen des Netzbetreibers durch den Flexibilitätsmarkt und die Teilnahme von verbundenen Unternehmen an dem Markt tatsächlich

beeinträchtigt werden könnten, insbesondere da der Netzbetreiber auch in diesem Bereich sanktionsbewährt zur neutralen Tätigkeit verpflichtet ist.

### **5.3. Mögliche Ansätze und (internationale) Erfahrungen dazu**

Im Folgenden werden kurz verschiedene Ansätze skizziert, die einen möglichen Lösungsweg darstellen könnten.

#### **Auswahl der Flexibilitätsanbieter**

Ein Ansatz zur Auswahl von Flexibilitätsanbietern besteht darin, die Verantwortung für den Betrieb des Flexibilitätsmarktes auf einen unabhängigen Dritten zu übertragen. Dieser Ansatz wurde so auch bei den Spot-Märkten (wie etwa EPEX, NordPool etc.) angewendet.

Im Rahmen von enera wurde ein analoger Ansatz gewählt, bei dem die EPEX die Rolle als Plattformbetreiber übernimmt. So kann sichergestellt werden, dass die NB keinen Einfluss auf die Auswahl der Flexibilitätsanbieter nehmen können.

Für die Produkt- oder Vertragsdefinitionen wurden im Rahmen von enera die Markteintrittsbarrieren möglichst niedrig gehalten. So müssen Flexibilitätsanbieter lediglich die Messbarkeit der Flexibilität sicherstellen und Fahrpläne an die Netzbetreiber kommunizieren. Damit soll die Technologie- und Anbieterneutralität gewährleistet werden.

Die Erfahrungen zur Produktdefinition im Kontext des Regelleistungsmarktes in Deutschland legen aber auch nahe, dass für die Produkt- und Vertragsdefinitionen ein Rahmen durch eine Beschlusskammer der BNetzA festgelegt werden könnte (etwa analog zum Vorgehen bei regelleistung.net). So wäre sichergestellt, dass Produkt- oder Vertragsdefinitionen einheitlich ausgestaltet werden.

#### **Informationsaustausch zu zukünftigen Flexibilitätsbedarfen**

Im Fokus dieser Diskussion steht der Informationsvorsprung der NB zu möglichen zukünftigen Netzengpässen. Dabei erscheint es sinnvoll, zwischen Informationen zu kurzfristigen (innerhalb von 1-2 Jahren) als auch langfristigen (ab 2 Jahren) Flexibilitätsbedarfen zu differenzieren. Während sich der kurzfristige Flexibilitätsbedarf durch Neubauprojekte im Bereich der Windenergie oder größeren PV-Anlagen ergeben, leitet sich der mittel-/langfristige

Flexibilitätsbedarf (der Bedarf, der auch bei Netzausbau zumindest mittelfristig besteht) aus der Netzausbauplanung ab.

Ein möglicher Ansatz, um den Informationsvorsprung des NB zu den kurzfristigen Flexibilitätsbedarfen aufzulösen, wäre eine Veröffentlichungspflicht der NB aller Netzanschlussanfragen von Windparks und größeren PV-Anlagen. Hintergrund dieses Ansatzes ist, dass sich Windanlagenbetreiber oder größere PV-Anlagenbetreiber im Vorfeld einer Ausschreibung an den Netzbetreiber wenden, um die Verfügbarkeit der entsprechenden Netzkapazität am Netzanschlusspunkt abzuklären.

Ab diesem Zeitpunkt weiß der NB bereits, wo und in welchem Umfang ein Flexibilitätsbedarf zukünftig entstehen könnte. Zwar ist erst mit der Beauftragung des Netzanschlusses durch den Betreiber der EE-Anlagen der exakte Bedarf zu bestimmen und davor noch sehr unsicher, ob das anfragende Projekt überhaupt umgesetzt wird. Nichtsdestotrotz könnte der NB bereits bei der Anfrage und nicht erst nach Beauftragung des Netzanschlusses transparent und für alle Marktparteien zugänglich die Lokalität und die Leistung der anfragenden EE-Anlagen publizieren. Dann können alle Marktparteien mit den gleichen Informationen in die Geschäftsmodellentwicklung gehen. Es bleibt dann der Risikobewertung der Marktakteure überlassen, ob sie basierend auf diesen Informationen bereits Flexibilität aufbauen/akquirieren wollen.

Bei diesem Vorgehen gilt es aber zu beachten, dass diese Transparenz zu den Netzanschlussanfragen mögliche Rückwirkungen auf die Gebote im Ausschreibungsprozess für Wind- oder PV-Anlagen haben könnten.

Der Informationsvorteil des NB zu den langfristigen Flexibilitätsbedarfen kann möglicherweise durch die Netzausbaupläne bereits adressiert werden. Hier fordert der aktuelle Entwurf zur EU Binnenmarktrichtlinie 2019 in § 32 II bereits, dass die Verteilnetzbetreiber den mittel- und langfristigen Flexibilitätsbedarf im Rahmen der Netzausbaupläne kommunizieren müssen (EU COU 2019). Diese Angaben stehen dann allen Marktteilnehmern transparent zur Verfügung, so dass ein Informationsvorteil der NB zu den mittel- und langfristigen Flexibilitätsbedarfen nicht mehr gegeben ist.

## **Strategische Entscheidung über Netzinvestitionen**

Grundsätzlich gilt es zunächst zu klären, ob die Anreize zur strategischen Verzögerung von Netzinvestitionen für den NB empirisch relevant sind. Es kann davon ausgegangen werden, dass dies nur der Fall ist, wenn Flexibilitätsanbieter eine marktbeherrschende Stellung vor dem Engpass haben. Nur so erscheint es plausibel, dass der zusätzliche Ertrag für das integrierte Unternehmen durch die Verzögerung der Investition größer ist als im Falle der Netzinvestition. Hat ein Flexibilitätsanbieter keine marktbeherrschende Stellung vor dem Engpass, so ist der potenzielle Ertrag aus der Verzögerung der Netzinvestition voraussichtlich zu gering, um einen ausreichend starken Anreiz für den Netzbetreiber darzustellen, die Investition tatsächlich zu verzögern.

Zudem ist zu prüfen, ob die voraussichtlich niedrigen Kapazitäten bei lokalen Flexibilitätsmärkten Investitionsentscheidungen eines Netzbetreibers tatsächlich beeinträchtigen könnten. Dies scheint aus heutiger Sicht fraglich, da für den Netzbetreiber aufgrund der Eigenkapitalverzinsung von Netzinvestitionen generell eher der Anreiz besteht, eine Investition vorzunehmen. Daher müsste der Anreiz zur Investitionsverzögerung aus dem Flexibilitätsmarkt entsprechend groß sein, wenn der Netzbetreiber die Investition verzögern sollte. Bei lokalen Flexibilitätsmärkten wird voraussichtlich nur punktuell bei einem Engpass mit vielen kleinen Flexibilität gehandelt, so dass das Gewinnpotenzial eines Vermarkters/Flexibilitätsanbieters vor diesem Engpass als eher gering anzusehen ist.

Ein Ansatz zur weiteren Vermeidung/Reduzierung von strategischen Investitionsverhalten der Netzbetreiber könnte zunächst auf den Netzausbauplänen basieren. Wie oben bereits erwähnt regelt der aktuelle Entwurf der neuen EU Binnenmarktrichtlinie in § 32 II, dass die Verteilnetzbetreiber den mittel- & langfristigen Flexibilitätsbedarf in einem Netzausbauplan spezifizieren müssen (EU COU 2019). Zum Zeitpunkt der Erstellung des Netzausbauplanes liegen dem Verteilnetzbetreiber jedoch noch gar nicht die Informationen vor, ob ein verbundenes Unternehmen überhaupt eine marktbeherrschende Stellung hinter einem spezifischen Engpass hat, da dieser ja erst mittel- bis langfristig auftreten sollte.

Darüber hinaus kann die strategische Verzögerung von Netzinvestitionen vermieden werden, indem eine marktbeherrschende Stellung eines Flexibilitätsanbieters unterbunden und eine ausreichend hohe Liquidität vor dem Engpass sichergestellt wird. Hat der Flexibilitätsanbieter

keine Marktmacht vor dem Engpass und ist einem (hohen) Wettbewerb ausgesetzt, so ist der bereits geringe Anreiz für den Netzbetreiber zur Verzögerung der Netzinvestition weiter stark reduziert. Für den Anreiz zur strategischen Verzögerung von Netzinvestitionen stellt sich unter anderem die Frage, ob/wie Marktmacht von Unternehmen im Flexibilitätsmarkt vermieden/eingeschränkt und die Liquidität vor dem Engpass entsprechend erhöht werden kann. Beide Punkte werden in Kapitel 2 Marktmacht & Liquidität weiter vertieft. So könnte etwa die in Kapitel 2 diskutierte Einführung eines Price-Caps bei vorliegender Marktmacht den Anreiz zur Verzögerung der Netzinvestitionen auch begrenzen, da die möglichen Erträge aus dem Flexibilitätsmarkt so ebenfalls auf ein Niveau reduziert werden könnten, dass der Anreiz zur Investitionsverzögerung vermieden wird. Dies bedingt allerdings, dass der Price Cap entsprechend niedrig festgelegt wird.

#### **5.4. Forschungsbedarf**

Ein wesentlicher Forschungsbedarf besteht hier in der Validierung und Quantifizierung der Verzerrungseffekte zwischen Netz und Markt, die sich für NB durch den Realbetrieb der neuen Flexibilitätsmärkte ergeben. Bisher sind regionale Flexibilitätsmärkte aber noch in der Konzeptionierungs- bzw. Testphase, so dass diese Untersuchung erst zu einem späteren Zeitpunkt stattfinden kann.

Darüber hinaus gilt es, die oben skizzierten administrativen Lösungsansätze auf ihre Anwendbarkeit und Wirksamkeit zu untersuchen.

### **6. Schlussfolgerungen und Ausblick**

Die Ausführungen zu den ökonomisch/regulatorischen Fragestellungen im Kontext der Flexibilitätsmärkte zeigen zum einen, dass sich für die identifizierten Herausforderungen grundsätzlich praxisnahe Lösungswege erarbeiten lassen. Zum anderen zeigt sich jedoch auch, dass hier noch ein weiterführender Forschungsbedarf besteht, der nur teilweise im Rahmen von enera durch die beteiligten Projektpartner abgedeckt werden kann. Im Rahmen von enera werden daher noch folgenden Fragestellungen adressiert:

- Liquidität und Marktmacht: Empirische Quantifizierung der Thesen und Untersuchung möglicher Maßnahmen gegen Marktmacht in regionalen Flexibilitätsmärkten.

- Interaktion mit anderen Märkten und Bilanzkreisen: Das angesprochene Market Monitoring muss konkretisiert werden und seine Wirksamkeit bzw. Grenzen der Wirksamkeit sollte empirisch oder/und modellgestützt oder/und mit Hilfe von Experimenten untersucht werden. Zudem ist zu untersuchen, wie regionale Flexibilitätsmärkte im Kontext des Redispatch durch Übertragungsnetzbetreiber genutzt werden könnte.
- Netzbetreiberkoordination: Hier liegt der Fokus auf der weiteren Untersuchung der möglichen Interaktionen der Netzbetreiber im Kontext des Engpassmanagements, um die Anreize der Netzbetreiber systematisch erfassen, und spieltheoretisch untersuchen zu können.
- Rollenverständnis: Hier liegt der Fokus in enera auf der Erarbeitung möglicher institutioneller Lösungsansätze unter den bestehenden gesetzlichen Regelungen, um die identifizierten Verzerrungspotenziale zu adressieren.

## 7. Danksagung

Der Beitrag wurde im Rahmen des Forschungsprojektes "enera", Teil des Förderprogramms SINTEG des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), erstellt.



## 8. Referenzen

- Amihud, Y. (2002). Illiquidity and stock returns: cross-section and time-series effects. *Journal of Financial Markets*, 5, 31–56.
- Asgari, M. H. & Monsef, H. (2010). Market power analysis for the Iranian electricity market. *Energy Policy*, 38, S. 5582-5599.
- Balmert, D., & Brunekreeft, G. 2010. 'Deep-ISOs and Network Investment'. *Competition and Regulation in Network Industries*, 11(1), 27–50.
- Brunekreeft, G., & Friedrichsen, N. 2015. 'Vertical Unbundling and the Coordination of Investment in Electric Systems – On 'Cheap Talk' and Deep Charging'. *Competition and Regulation in Network Industries*, 16(5), 378–403.
- David, A. K. & Wen, F. (2001). Market Power in Electricity Supply. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 16 (4), S. 352-360.
- ECOFYS & Fraunhofer IWES (2017). *Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen. Entwicklung und Bewertung von Smart Markets und Ableitung einer Regulatory Roadmap*. Studie im von Auftrag Agora Energiewende.
- Energy Network Association – ENA (2017). *Open networks project: Opening markets for network flexibility. 2017 achievements and future direction*. London
- EU COU. 2019. *Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal market in electricity (recast)*. Council of the European Union.
- Gerard, H.; Puente, E. I. R. & Six, D. (2018). Coordination between transmission and distribution system operators in the electricity sector: A conceptual framework. *Utilities Policy*, 50, S. 40-48.
- Hagemann, S. & Weber, C. (2013). An Empirical Analysis of Liquidity and Its Determinants in the German Intraday Market for Electricity. *EWL Working Paper*, 17/2013.
- Kempf, A.; Mayston, D. & Yadav P. K. (2009). Resiliency in Limit Order Book Markets: A Dynamic View of Liquidity. *AFA 2009 San Francisco Meetings Paper*.

- Kyle, A.S. (1985). Continuous Auctions and Insider Trading. *Econometrica*, 53, 1315–1335.
- Le Cadre, H.; Mezghani, I. & Papavasiliou, A. (2019). A game-theoretic analysis of transmission-distribution system operator coordination. *European Journal of Operational Research*, 274, S. 317-339.
- Liu, W. (2006). A liquidity-augmented capital asset pricing model. *Journal of Financial Economics*, 82, 631–671.
- Lowe, P., Pucinskaite, I., Webster, W. & Lindberg, P. 2007. 'Effective unbundling of energy transmission networks: lessons from the Energy Sector Inquiry'. *Competition Policy Newsletter*, No. 1, pp. 23-34.
- Monopolkommission (2015). Energie 2015: Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende. Sondergutachten 71. Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG.
- Neuhoff, K.; Richstein, J. & Piantieri, C. (2018). *TSO-DSO-PX Cooperation II*. Report on the key elements of debate from a workshop on the Future Power Market Plattform, Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin.
- Neuhoff, K. & Richstein, J. (2017). *TSO-DSO-PX Cooperation*. Report on the key elements of debate from a workshop on the Future Power Market Plattform, Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin.
- Newbery, D. (2002). Mitigating market power in electricity networks. Department of Applied Economics, University of Cambridge.
- Ockenfels, A.; Grimm, V. & Zoettl, G. (2008). Strommarktdesign. Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX. *Gutachten im Auftrag der EEX AG zur Vorlage an die Sächsische Börsenaufsicht*.
- Oggioni, G. & Smeers, Y. (2013). Market failures of market coupling and counter-trading in Europe: An illustrative model based discussion. *Energy Economics*, 35, S. 74-87.
- Rahimi, A. F. & Sheffrin, A. Y. (2003). Effective Market Monitoring in Deregulated Electricity Markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18 (2), S. 486-493.

- Rüster, S., Pérez-Arriaga, I., Schwenen, S., Batlle, C., & Glachant, J- M. 2013. *From Distribution Networks to Smart Distribution Systems: Rethinking the Regulation of European Electricity DSOs*, Final report. Topic 12 FP7 THINK project.
- Twomey, P.; Green, R.; Neuhoff, K. & Newbery, D. (2004). A Review of the Monitoring of Market Power. Cambridge Working Papers in Economics CWPE 0504, University of Cambridge.
- Woerman, M. (2019). Market Size and Market Power: Evidence from the Texas Electricity Market. University of California, Berkeley.
- Wolak, F. A. (2004). Measuring Unilateral Market Power in Wholesale Electricity Markets: The California Market, 1998–2000. CA 94305-6072, Department of Economics, Stanford University, Stanford.