



Abkürzungsverzeichnis

ABl.	Amtsblatt der Europäischen Union
AbLaV	Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten vom 16.8.2016 in der Fassung des Gesetzes vom 22.12.2016, BGBl. 2016 Teil I, S. 3106
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union, konsolidierte Fassung vom 26.10.2012, ABl. Nr. C 326, S. 47
ARegV	Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze vom 29.10.2007 in der Fassung des Gesetzes vom 23.12.2019, BGBl. 2019 Teil I, S. 2935
BGBl.	Bundesgesetzblatt
EE-Anlage	Erneuerbare-Energien-Anlage
EEG 2017	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien vom 21.7.2014 in der Fassung des Gesetzes vom 8.8.2020, BGBl. 2020 Teil I, S. 1818
EEG 2021	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien vom 21.7.2014 in der Fassung des Gesetzes vom 21.12.2020, BGBl. 2020 Teil I, S. 3138
EltBMRL	Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU, ABl. vom 14.6.2019 Nr. L 158, S. 125
EltBMVO	Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU, ABl. vom 14.6.2019 Nr. L 158, S. 54
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz vom 7.7.2005 in der Fassung des Gesetzes vom 18.5.2021, BGBl. 2021 Teil I, S. 1122
EUV	Vertrag über die Europäische Union, konsolidierte Fassung vom 26.10.2012, ABl. Nr. C 326, S. 13
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
FWA	Fernwirkanlage
GRCh	Charta der Grundrechte der Europäischen Union, konsolidierte Fassung vom 26.10.2012, ABl. Nr. C 326, S. 391
ITO	Independent Transmission Operator
kW	Kilowatt
KWKG 2020	Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung vom 21.12.2015 in der Fassung des Gesetzes vom 8.8.2020, BGBl. 2020 Teil I, S. 1818
MW	Megawatt
n.F.	Neue Fassung



Abkürzungsverzeichnis

NABEG 2.0	Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsbaus vom 13.5.2019, BGBl. 2019 Teil I, S. 706
NetzResV	Verordnung zur Regelung der Beschaffung und Vorhaltung von Anlagen in der Netzreserve vom 27.6.2016 in der Fassung des Gesetzes vom 13.5.2019, BGBl. 2019 Teil I, S. 706
PV-Anlage	Photovoltaikanlage
SINTEG-V	Verordnung zur Schaffung eines rechtlichen Rahmens zur Sammlung von Erfahrungen im Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ vom 14.6.2017 in der Fassung des Gesetzes vom 13.5.2019, BGBl. 2019 Teil I, S. 706
StromNEV	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen vom 25.7.2005 in der Fassung des Gesetzes vom 30.10.2020, BGBl. 2020 Teil I, S. 2269
TRE	Tonfrequenzrundsteuereinheit
TSO	Transmission System Operator
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilernetzbetreiber

Im Übrigen wird verwiesen auf: Kirchner, Hildebert: Abkürzungsverzeichnis der Rechtssprache, 9. Aufl., Berlin/Boston, 2018.





Einleitung

Das Projekt enera wurde nach einer mehrjährigen Planungsphase als eines von fünf Projekten durch das Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, unter der Konsortialführerschaft der EWE AG von 2017-2020 durchgeführt (Förderkennzeichen: 03SIN307). Ziel des Förderprogramms war die Entwicklung skalierbarer Lösungsansätze für Herausforderungen der Energiewende. Der Wandel der Energieerzeugung von zentralen Großkraftwerken unter Nutzung konventioneller Energieträger hin zu einer Erzeugungsstruktur, die dezentral und durch den Einsatz erneuerbarer Energien geprägt ist, erfordert neue Lösungen. Die Lösungsansätze sollen auch unter den veränderten Rahmenbedingungen die Versorgungssicherheit und die Systemstabilität der Energieversorgungsnetze sicherstellen. Ein besonderer Fokus des Förderprogramms lag auf der Digitalisierung: Die Vernetzung und Steuerung der Stromnetze soll durch intelligente Messsysteme und Transformatoren, aber auch digitale Marktplattformen volkswirtschaftlich effizienter werden und besser auf Angebot und Nachfrage der Netznutzer reagieren können.

Die fünf Modellregionen des SINTEG-Programms haben unter den jeweiligen regionalen Voraussetzungen exemplarisch demonstriert, wie intelligente Netze den Wandel zu einer ausschließlich auf erneuerbaren Energien beruhenden Stromversorgung bewältigen können. Die enera Region liegt im Nordwesten Deutschlands und umfasst die Landkreise Aurich, Wittmund, Friesland und die kreisfreie Stadt Emden. Die Stromerzeugung ist vor allem durch Windkraftanlagen geprägt, wobei die Menge des regenerativ erzeugten Stroms den örtlichen Verbrauch erheblich übersteigt.

Der vorliegende Abschlussbericht enthält ausgewählte rechtswissenschaftliche Untersuchungen aus dem Projekt enera, an dem das Institut für deutsches und internationales Berg- und Energierecht (IBER) der TU Clausthal als Konsortialpartner beteiligt war. In dem Arbeitspaket „Handlungsoptionen zur Gestaltung des regulatorischen und rechtlichen Rahmens“ wurden zum einen Informationen zum Energiewirtschaftsrecht und dem Recht der erneuerbaren Energien für die Projektpartner bereitgestellt, zum anderen wurden in enger Zusammenarbeit mit den Projektpartnern konkrete juristische Fragestellungen zur Projektumsetzung bearbeitet. Juristisches Neuland betrat das SINTEG-Programm auch durch die SINTEG-Verordnung, die es den Projektbeteiligten durch eine Ermächtigungsgrundlage im Energiewirtschaftsgesetz erlaubte, in bestimmten Bereichen vom geltenden Rechtsrahmen abzuweichen und Lösungsansätze zu untersuchen, die nach dem allgemein geltenden Recht nicht durchführbar gewesen wären.



Der Abschlussbericht gliedert sich in vier Teile: Im ersten Teil finden sich Untersuchungen zum marktbasieren Engpassmanagement. Hier wird auf den erna-Flexmarkt und einen elektrischen Gasverdichter als Anwendungsbeispiel für marktbasieretes Engpassmanagement eingegangen. Der zweite Teil behandelt ausgewählte Aspekte des kostenbasierten Engpassmanagements, wie es insbesondere in Form des Redispatch nach §§ 13, 13a EnWG und des Einspeisemanagements nach §§ 14, 15 EEG 2021 in Deutschland Anwendung findet und ab dem 1.10.2021 im Rahmen des sog. Redispatch 2.0 weiterentwickelt wird. Im dritten Teil wird die Zulässigkeit eines hybriden Beschaffungsmodells für Engpassmanagementleistungen geprüft, das eine kostenbasierte Beschaffung von Flexibilität aus Erzeugungsanlagen und Stromspeichern mit einer marktbasieren Beschaffung von Flexibilität aus Verbrauchsanlagen kombiniert. Der vierte Teil thematisiert das Instrument der planerischen Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG und geht anschließend auf die betrieblichen Konsequenzen für ein daraus ggf. resultierendes Einspeisemanagement ein, insbesondere auf Fragen der Abschaltreihenfolge.

Ergänzend wird darauf verwiesen, dass weitere Projektergebnisse bereits an anderer Stelle publiziert wurden. Dies betrifft zum einen den Rechtsrahmen für die Nutzung regionaler Flexibilitätsmärkte als Instrument des Engpassmanagements.¹ Zum anderen wurden die Änderungen des kostenbasierten Engpassmanagements durch den Redispatch 2.0 und etwaige Widersprüche zu den unionsrechtlichen Vorgaben der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO untersucht.²

¹ Weyer/Iversen, Regionale Flexibilitätsmärkte als Instrument des Engpassmanagements, RdE 2019, S. 485-492.

² Weyer/Iversen, Grundzüge des Redispatch 2.0, RdE 2021, S. 1-12.

Teil 1: Marktbasiertes Engpassmanagement

Ein wesentlicher Baustein des enera-Projekts war die praktische Erprobung eines regionalen Flexibilitätsmarkts. Am enera-Flexmarkt konnte während der Projektlaufzeit Flexibilität auf einem von der EPEX SPOT betriebenen Plattform angeboten und vom Stromnetzbetreibern zur Vermeidung oder Behebung von Netzengpässen nachgefragt werden. Im Folgenden werden das Konzept regionaler Flexibilitätsmärkte in die Instrumente des Engpassmanagements eingeordnet (A.), die rechtlichen Grenzen der marktbasierter Beschaffung von Flexibilität dargestellt (B.), der im enera-Projekt umgesetzte enera-Flexmarkt 1.0 vorgestellt (C.) und die Erbringung von Flexibilität durch elektrisch betriebene Gasverdichter im Gasfernleitungsnetz für das Stromnetz als Anwendungsbeispiel untersucht (D.).

A. Regionale Flexibilitätsmärkte für das Engpassmanagement

Im deutschen Stromnetz drohen und bestehen in erheblichem Umfang Netzengpässe. Diese müssen von den Netzbetreibern vermieden oder behoben werden. Bei strombedingten Netzengpässen wird die Strombelastbarkeit von Netzbetriebsmitteln überschritten, bei spannungsbedingten Netzengpässen können die zulässigen Spannungsbänder nicht eingehalten werden.³ Beide Fälle erfordern das Eingreifen des Netzbetreibers durch Maßnahmen des Engpassmanagements. Hierzu stehen eine Reihe von Möglichkeiten zur Verfügung, z.B. ein Redispatch⁴ nach §§ 13 Abs. 1, 13a EnWG oder das Einspeisemanagement⁵ von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach §§ 14, 15 EEG 2017⁶. Nach wie vor kontrovers diskutiert wird der Einsatz von regionalen Flexibilitätsmärkten zum Engpassmanagement. Eine Ausgestaltungsmöglichkeit für regionale Flexibilitätsmärkte wurde im enera-Projekt praktisch demonstriert und juristisch untersucht.

I. Instrumente des Engpassmanagements

Flexibilität für das Stromnetz kann von den Netzbetreibern marktbasierter und nicht marktbasierter beschafft werden. Die marktbasierter Beschaffung setzt nach hiesigem Verständnis voraus, dass die Erbringung der Flexibilitätsleistung und ihre Vergütung am Markt ausgehandelt werden. Findet eine Bereitstellung von Flexibilität nicht auf

³ BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2019, S. 138 ff.

⁴ 2020 wurde die Wirkleistungseinspeisung durch Redispatch um 8.522 GWh reduziert, die Einspeiserhöhungen beliefen sich auf 8.273 GWh, die Kosten betragen 220,5 Mio. Euro, BNetzA, Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit – gesamtes Jahr 2020, 2021, S. 9 ff.

⁵ 2020 wurde die Wirkleistungseinspeisung durch Einspeisemanagement um 6.146 GWh reduziert, die Kosten betragen 761,2 Mio. Euro, BNetzA, Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit – gesamtes Jahr 2020, 2021, S. 9 ff.

⁶ Nunmehr §§ 14, 15 EEG 2021. Den Arbeiten im enera-Projekt lag die Rechtslage nach dem EEG 2017 zugrunde.

Teil 1: Marktbasiertes Engpassmanagement

freiwilliger Basis oder frei verhandelter Vergütung statt, liegt eine nicht marktbasierete Beschaffung vor. Auf vertraglicher Grundlage können etwa ausländische Anlagen Flexibilität erbringen, da sie durch den deutschen Gesetzgeber nicht zum Redispatch verpflichtet werden können.⁷ Eine marktbasierete Beschaffung von Engpassmanagement-Leistungen erfolgt auch im Rahmen des Countertrading, bei dem Übertragungsnetzbetreiber zur Entlastung von Netzengpässen gegenläufige, gebotszonenübergreifende⁸ Stromhandelsgeschäfte an den Großhandelsmärkten veranlassen. Möglich ist auch die freiwillige Flexibilitätserbringung mittels abschaltbarer Lasten im Rahmen von Ausschreibungen nach § 13 Abs. 6 EnWG i.V.m der AbLaV⁹. Vertragliche Vereinbarungen über eine Abweichung vom Einspeisevorrang von EE-Anlagen nach § 11 Abs. 3 EEG 2017¹⁰ sind zwar grundsätzlich möglich, spielen nicht zuletzt aufgrund von Unklarheiten über die Anwendungsvoraussetzungen aber allenfalls eine sehr geringe Rolle.

In Deutschland findet weit überwiegend eine nicht marktbasierete Beschaffung von Flexibilität statt. Im Rahmen des Redispatch nach §§ 13 Abs. 1, 13a EnWG sind Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie ab einer Nennleistung von 10 MW auf Anforderung eines ÜNB verpflichtet, ihre Wirkleistungseinspeisung oder ihren Wirkleistungsbezug anzupassen. Hierfür erhalten sie eine nach gesetzlichen Kriterien zu bestimmende Vergütung.¹¹ Erzeugungsanlagen, die erneuerbare Energien nutzen, sind häufig vom Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG 2017 betroffen. Hierbei wird die Erzeugungsleistung der Anlagen durch den Netzbetreiber reduziert. Die Anlagenbetreiber erhalten hierfür eine Entschädigung. Diese umfasst die durch das Einspeisemanagement entgangenen Einnahmen und zusätzlich entstandenen Aufwendungen, ersparte Aufwendungen werden hierauf angerechnet.¹² Die prozentuale Begrenzung nach § 15 EEG 2017 wurde durch den unmittelbar anwendbaren Art. 13 Abs. 7 Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (EltBMVO) mit Wirkung ab dem 1.1.2020 modifiziert. Inzwischen sieht § 15 EEG 2021 eine Entschädigung von 100% vor. Zudem werden regelmäßig Anlagen aus der Netzreserve nach § 13d EnWG i.V.m. der NetzResV eingesetzt und kostenbasiert entschädigt. Bislang noch keine Anwendung gefunden haben Vereinbarungen über das „Nutzen-statt-Abregeln“ nach § 13 Abs. 6a EnWG zwischen ÜNB und KWK-

⁷ König in *BerlKommEnR* Band 1, 4. Aufl. 2019, § 13 Rn. 37.

⁸ Vgl. die Definition des Art. 2 Nr. 27 EltBMVO. Innerhalb Deutschlands kommen entsprechend auch regelzonenübergreifende Handelsgeschäfte in Betracht.

⁹ Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 16. August 2016 (BGBl. I S. 1984), die zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist.

¹⁰ Aufgehoben mit Wirkung zum 1.10.2021.

¹¹ Hierzu jüngst OLG Düsseldorf Beschl. v. 12.8.2020 – 3 Kart 894/18, Rn. 135 ff. (juris); sowie OLG Düsseldorf Beschl. v. 28.4.2015 – VI 3 Kart 332/12 (V), Rn. 113 ff. (juris).

¹² Vgl. etwa Gabler in *Baumann/Gabler/Günther* (Hrsg.), EEG, 2020, § 15 Rn. 17.

Anlagenbetreibern, erste Vereinbarungen wurden aber bereits abgeschlossen. Nur in sehr geringem Umfang erfolgen entschädigungslose Notfallmaßnahmen¹³ nach § 13 Abs. 2 EnWG.¹⁴

II. Das Konzept regionaler Flexibilitätsmärkte

Regionale Flexibilitätsmärkte sollen innerhalb bestimmter räumlicher Grenzen Flexibilität an Märkten handelbar machen, die so bemessen sind, dass die einsetzbaren Anlagen eine ausreichende Sensitivität für Netzengpässe haben.¹⁵ Regionale Flexibilitätsmärkte sollen durch marktliche Preissignale Anreize für das Angebot von Flexibilität aus Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen sowie Speichern setzen. In der Folge könnte ein breiteres Angebot an Flexibilitätsleistungen zu einem effektiverem und kostengünstigeren Engpassmanagement führen. Möglicherweise lässt sich durch zusätzliches Flexibilitätsangebot auch die Abregelung von Wirkleistungserzeugung aus erneuerbaren Energie reduzieren.¹⁶ Eine besondere Rolle könnte hierbei dem Flexibilitätpotential von ab- und zuschaltbaren Lasten zukommen. Mit Ausnahme von Stromspeichern ab 10 MW Leistung unterfallen diese nicht dem verpflichtenden Redispatch nach §§ 13, 13a EnWG. Grund hierfür dürfte zum einen sein, dass Eingriffe in deren Wirkleistungsbezug erhebliche Folgen für die Wirtschaftstätigkeit der betroffenen Unternehmen bzw. die Lebensverhältnisse privater Verbraucher haben können. Zum anderen stößt eine kostenbasierte Vergütung in der Regel auf große Schwierigkeiten, da Arten und Einsatzzwecke sehr vielfältig sind und die Kosten erheblich schwanken können.¹⁷

In Bezug auf regionale Flexibilitätsmärkte werde aber auch unerwünschte Folgen diskutiert.¹⁸ Aus dem regionalen Zuschnitt der Märkte ergibt sich regelmäßig nur eine geringe Zahl an Flexibilitätsanbietern und geeigneten Anlagen. Dies kann sich besonders auf den unteren Netzebenen in einem Marktversagen niederschlagen und zu einer ineffizienten Preisbildung führen. Zudem wird bei regionalen Flexibilitätsmärkten die Gefahr strategischen Bietverhaltens, insbesondere in Form des sog. „Inc-Dec-Gaming“ befürchtet. Durch die Etablierung eines weiteren Marktes könnten Marktteilnehmer ihre Gebote am Spotmarkt und am Flexibilitätsmarkt

¹³ Außerhalb des Einspeisemanagements nach §§ 14, 15 EEG 2017.

¹⁴ BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2019, S. 163, 219.

¹⁵ Hierzu bereits Weyer/Iversen RdE 2019, 485, 487 f.

¹⁶ Vgl. Windnode, Flexibilität, Markt und Regulierung, 2020, S. 29.

¹⁷ Vgl. Hirth/Maurer/Schlecht/Tersteegen, et 6/2019, 52, 53.

¹⁸ Hierzu anhand von Art. 13 Abs. 3 EltBM-VO unten Teil 3 B.1.3.