



Thore Iversen (Autor)
Hartmut Weyer (Autor)

Handlungsoptionen zur Gestaltung des regulatorischen und energierechtlichen Rahmens im enera-Projekt

Abschlussbericht

Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen

efzn

Energie-Forschungszentrum
Niedersachsen



TU Clausthal

Handlungsoptionen zur Gestaltung des regulatorischen und energierechtlichen Rahmens im enera-Projekt

im Rahmen des vom Bundesministerium für Wirtschaft
und Energie geförderten SINTEG-Projekts enera
(Förderkennzeichen 03SIN307)

Abschlussbericht

Hartmut Weyer, Thore Iversen

Band 71



Cuvillier Verlag Göttingen

<https://cuvillier.de/de/shop/publications/8506>

Copyright:
Cuvillier Verlag, Inhaberin Annette Jentzsch-Cuvillier, Nonnenstieg 8, 37075 Göttingen,
Germany

Telefon: +49 (0)551 54724-0, E-Mail: info@cuvillier.de, Website: <https://cuvillier.de>



Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	v
Abkürzungsverzeichnis	xii
Einleitung	1
Teil 1: Marktbasierendes Engpassmanagement	3
A. Regionale Flexibilitätsmärkte für das Engpassmanagement	3
I. Instrumente des Engpassmanagements	3
II. Das Konzept regionaler Flexibilitätsmärkte.....	5
B. Rechtliche Grenzen für regionale Flexibilitätsmärkte	6
I. Bisherige allgemeine deutsche Rechtslage	6
1. Erzeugungsmanagement	6
2. Lastmanagement	7
II. Instrumente des Engpassmanagements nach SINTEG-V.....	8
1. Befreiung von der Pflicht zur Einrichtung einer gemeinsamen Internet- plattform, § 5 SINTEG-V	9
2. Anspruch auf Erstattung wirtschaftlicher Nachteile nach §§ 6 bis 12 SINTEG-V	9
a. Allgemeine Voraussetzungen	10
b. Netzentgelte von Letztverbrauchern	11
c. Netzentgelte und Umlagen von Stromspeichern und Stromwandlungs- anlagen	11
d. Einsatz zuschaltbarer Lasten statt Einspeisemanagement, § 9 SINTEG-V	11
3. Umsetzbarkeit eines Flexmarktes	12
a. Erzeugungsmanagement	12
b. Lastmanagement	13
III. Rechtliche Grenzen des Flexmarktes nach neuem Unionsrecht und NABEG 2.0....	15
1. Instrumente des Engpassmanagements nach neuem Unionsrecht.....	15
a. Elektrizitätsbinnenmarktverordnung.....	15
b. Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie	17
2. Rechtliche Grenzen für Flexibilitätsmärkte nach NABEG 2.0	18
3. Umsetzbarkeit eines Flexibilitätsmarkts	22



a. Erzeugungsmanagement	23
b. Lastmanagement	25
C. Der enera-Flexibilitatsmarkt 1.0	26
I. Modellbeschreibung	26
II. Rollen der Akteure des enera-Flexmarktes	27
1. Flexibilitatsnachfrager	28
2. Anschlussnetzbetreiber	28
3. Plattform-Betriebsführer (Börse).....	28
4. Flexibilitätsanbieter	29
III. Funktionsweise des enera-Flexmarktes	29
1. Marktgebiete und Engpassregionen	30
2. Vertragliche Beziehungen der Marktteilnehmer	30
3. Zustandekommen eines Handelsgeschafes.....	31
4. Koordination der Netzbetreiber	32
D. Elektrische Gasverdichter als Flexibilität für das Stromnetz	33
I. Sachverhalt	34
II. Rechtliche Grundlage für den Einsatz als zuschaltbare Last.....	34
1. Marktbezogene Maßnahme nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG.....	34
a. Ausgangspunkt: Regelungen zu zuschaltbaren Lasten nach § 13 EnWG .	34
b. Grundsätzliche Anwendbarkeit der Regelungen auf VNB	37
c. Zulässigkeit von Vereinbarungen über zuschaltbare Lasten durch VNB..	38
aa. Mögliche Bedenken	38
bb. Beurteilung	39
2. Vereinbarung einer Netzentgeltreduktion.....	40
a. § 14a EnWG	40
b. Vereinbarung außerhalb einer speziellen gesetzlichen Regelung	41
III. Entflechtungsrechtliche Zulässigkeit.....	43
1. Strombezug des elektrischen Verdichters	43
2. Vermarktung des elektrischen Verdichters als zuschaltbare Last	44
a. Einschränkung von ITO-Tätigkeiten außerhalb des Gasnetzbetriebs?.....	44



b. Gefahr einer Wettbewerbsbehinderung	46
IV. Kostenanerkennung in der Anreizregulierung	48
1. Kosten des elektrischen Verdichters als Gasnetzkosten	48
2. Vergütung der zuschaltbaren Last als Stromnetzkosten	50
V. Ergebnisse	52
Teil 2: Kostenbasiertes Engpassmanagement	55
A. Entschädigung nach § 15 EEG 2017	55
I. Kodifizierung des Einspeisemanagements	55
1. Ursprünglich fehlende Entschädigungsregelung	55
2. §§ 11, 12 EEG 2009	56
3. §§ 14, 15 EEG 2017	57
II. Voraussetzungen der Entschädigungspflicht nach § 15 Abs. 1 EEG 2017	59
1. Netzengpass i.S.v. § 14 Abs. 1 EEG 2017	59
a. Grammatische Auslegung	59
b. Historische Auslegung	60
c. Systematische Auslegung	62
d. Teleologische Auslegung	63
2. Einspeisereduzierung von EE-, Grubengas- oder KWK-Strom	64
3. Maßnahme des Einspeisemanagements als weitere Voraussetzung?	65
III. Ausnahmen von der Entschädigungspflicht: Fallgruppen	66
1. Einspeisereduzierung aufgrund von Maßnahmen der Netzwartung	67
a. Unmittelbar an das Netzbetriebsmittel angeschlossene Anlagen	67
b. Mittelbar betroffene Anlagen	68
2. Einspeisereduzierung aufgrund von Netzausbaumaßnahmen	72
3. Einspeisereduzierung aufgrund ungeplanten Ausfalls von Netzbetriebs- mitteln	74
4. Einspeisereduzierung aufgrund kurzzeitiger Extremwittersituationen	75
5. Einspeisereduzierung bei neu errichteten Anlagen	77
IV. Zusammenfassung	80
B. Dokumentation von Messwerten beim Einspeisemanagement	82



I.	Vorabinformation nach § 14 Abs. 2 EEG 2017	82
1.	Grundsätzliche Vorgaben des § 14 Abs. 2 EEG 2017.....	82
2.	Pauschale Information nicht ausreichend	83
3.	Vertragliche Vereinbarung einer Abweichung von § 14 Abs. 2 EEG 2017... ..	84
II.	Nachträgliche Informationen nach § 14 Abs. 3 S. 1 Halbs. 1 EEG 2017.....	86
1.	Mitteilung nach § 14 Abs. 3 S. 1 Halbs. 1 EEG 2017	86
2.	Nachweis über Referenzanlagen	88
3.	Vertragliche Vereinbarung einer Abweichung von § 14 Abs. 3 EEG 2017... ..	89
III.	Weitere Informationspflichten	90
C.	Redispatch 2.0	92
I.	Grundzüge.....	92
II.	Informationspflichten nach Durchführung eines Redispatch.....	94
III.	Verbleibender Anwendungsbereich für § 13 Abs. 2 EnWG n.F.	95
Teil 3:	Hybridmodell zur Beschaffung von Flexibilität für das Engpassmanagement	100
A.	Modellbeschreibung	100
B.	Relevanter Rechtsrahmen	102
I.	Beschaffung von Redispatch nach Art. 13 EltBMVO	103
1.	Anwendungsbereich von Art. 13 EltBMVO	103
2.	Grundsatz des marktbasierten Redispatch	104
3.	Ausnahmen vom marktbasierten Redispatch	105
a.	Allgemeines	105
b.	Art. 13 Abs. 3 lit. a und b EltBMVO	105
c.	Art. 13 Abs. 3 lit. c EltBMVO	106
d.	Art. 13 Abs. 3 lit. d EltBMVO.....	108
aa.	Regelmäßigkeit und Vorhersehbarkeit von Engpässen.....	108
bb.	Herbeiführung eines regelmäßigen strategischen Bietverhaltens	109
cc.	Verschlechterung der internen Engpasslage.....	111
dd.	Aktionsplan oder Mindestkapazität für zonenübergreifenden Handel... ..	112
e.	Entscheidungskompetenz.....	112
4.	Zusammenfassung zu I.....	113



II.	Flexibilitätsbeschaffung durch VNB nach der EltBMRL	114
1.	Anreize für die Nutzung von Flexibilität in Verteilernetzen	114
a.	Flexibilitätsleistungen zur Effizienzsteigerung bei Betrieb und Ausbau des Verteilernetzes	114
b.	Spezifikation der Flexibilitätsleistungen	115
2.	Grundsatz der marktbasierter Flexibilitätsbeschaffung	116
3.	Ausnahmen von der marktbasierter Flexibilitätsbeschaffung.....	116
4.	Verhältnis zu Art. 13 EltBMVO	117
5.	Zusammenfassung zu II.....	118
III.	Beschaffung von Flexibilität für das Engpassmanagement nach deutschem Recht	118
1.	Nicht marktbasierter Redispatch nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. § 13a EnWG ..	118
2.	Beschaffung lastseitiger Flexibilität nach § 13 Abs. 1 Nr. 2, Abs. 6 EnWG und AbLaV.....	120
3.	Marktbasierter Beschaffung lastseitiger Flexibilität nach § 13 Abs. 1 Nr. 2, Abs. 6 EnWG	121
C.	Rechtliche Zulässigkeit eines Hybridmodells.....	121
I.	Vereinbarkeit mit Unionsrecht.....	121
1.	Art. 13 EltBMVO.....	122
2.	Art. 32 EltBMRL.....	125
3.	Vereinbarkeit mit dem unionsrechtlichen allgemeinen Gleichheitssatz (Art. 20 GRCh).....	125
a.	Vergleichbarkeit der Sachverhalte.....	126
b.	Unterschiedliche Behandlung.....	127
c.	Sachliche Rechtfertigung	127
II.	Vereinbarkeit mit deutschem Recht	129
1.	§ 13 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. § 13a (und ggf. § 14) EnWG	129
2.	§ 13 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. Abs. 6 EnWG und AbLaV	130
3.	§ 13 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. Abs. 6 (und ggf. § 14) EnWG	131
4.	Allgemeiner Gleichheitssatz, Art. 3 Abs. 1 GG	132



D. Ergebnis	132
Teil 4: Spitzenkappung und Engpassmanagement	134
A. Das Instrument der Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG	134
B. Technische Ausstattung der Erzeugungsanlagen	136
I. Anforderungen an die technische Ausstattung	136
1. Neuanlagen	136
a. Fernsteuerbarkeit	136
b. Abrufbarkeit der Ist-Einspeisung	137
c. Individuelle Ansteuerbarkeit der Anlage	138
2. Bestandsanlagen	139
a. Anforderungen des § 9 Abs. 1 S. 1 EEG 2017	139
aa. Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme ab dem 1.8.2014 und vor dem 1.1.2017	139
bb. Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme ab dem 1.1.2012 und vor dem 1.8.2014	139
cc. Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme ab dem 1.1.2009 und vor dem 1.1.2012	139
dd. Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1.1.2009	140
b. Anforderungen des § 9 Abs. 2 EEG 2017	141
aa. Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme ab dem 1.8.2014 und vor dem 1.1.2017	141
bb. Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme ab dem 1.1.2012 und vor dem 1.8.2014	141
cc. Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1.1.2012	141
c. Anforderungen des § 9 Abs. 1 S. 2, ggf. i.V.m. § 9 Abs. 2 EEG 2017	142
aa. Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme ab dem 1.8.2014 und vor dem 1.1.2017	142
bb. Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1.8.2014	142
d. Ergebnisse zu den Bestandsanlagen	143
3. Kostentragung für die technische Ausstattung	143



II.	Vorrangige Regelung von Erzeugungsanlagen mit Fernwirkanlagen.....	144
1.	Gesetzliche Ausgangslage zur Abschaltreihenfolge	144
2.	Größtmögliche Einspeisung aus EE und KWK als primäres Ziel.....	145
3.	Diskriminierungsfreiheit als Maßstab der weiteren Ausgestaltung.....	145
4.	Vorrangige Regelung aus Gründen der Systemsicherheit.....	146
C.	Bedeutung der 3%-Grenze für die Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG 148	
I.	Berücksichtigung der 3%-Grenze in der Netzplanung	148
1.	Anlagenbezogene Ausgestaltung der 3%-Grenze	148
2.	Anwendung der 3%-Grenze in der Netzplanung.....	149
a.	Anlagen, die die Anforderungen des § 9 Abs. 1 EEG 2017 erfüllen	149
b.	Anlagen, die die Anforderungen des § 9 Abs. 1 EEG 2017 (noch) nicht erfüllen	152
II.	Berücksichtigung der 3%-Grenze beim Einspeisemanagement	152
1.	Keine unmittelbare Anwendbarkeit der 3%-Grenze beim Einspeisemanagement.....	152
2.	Mittelbarer Einfluss der 3%-Grenze auf das Einspeisemanagement?	153
D.	Auswahl der zu regelnden Anlage bei gleichen Sensitivitäten	154
I.	Grundsatz der Diskriminierungsfreiheit	155
II.	Mögliche Auswahlkriterien	155
E.	Auswahl der zu regelnden Anlage bei unterschiedlichen Sensitivitäten	157
I.	Grundsatz: Abnahme der größtmöglichen Strommenge aus EE und KWK... ..	157
II.	Abweichende Abschaltreihenfolge aus Systemsicherheitsgründen.....	158
III.	Strikte Nachrangigkeit von Anlagen i.S.d. § 9 Abs. 2 EEG 2017?	160
IV.	Regelung von hocheffizienten KWK-Anlagen	162
Ausblick	164	
Literaturverzeichnis	165	