

**Würzburger Studien zum  
Umweltenergierecht**

**Rechtsrahmen für netzdienliche  
Flexibilitätsplattformen**

**Rechtliche Prüfung des Konzeptes „Grid Integration“**

erstellt von

*Dr. Johannes Hilpert, Europajurist (Würzburg) und  
Ass. iur. Oliver Antoni, LL.M.*

Entstanden im Auftrag der Bergischen Universität Wuppertal im Vorhaben  
Grid Integration – Technische Integration und Steuerung von markt-  
orientierten dezentralen Flexibilitäten in einem Verteilnetzautomati-  
sierungssystem

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Energie



**BERGISCHE  
UNIVERSITÄT  
WUPPERTAL**

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

**# 14**

**Dezember  
2019**

**Zitiervorschlag:** Hilpert/Antoni, Rechtsrahmen für netzdienliche Flexibilitätsplattformen, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 14, Dezember 2019.

Stiftung Umweltenergierecht

Ludwigstraße 22

97070 Würzburg

Telefon +49 931 79 40 77-0

Telefax +49 931 79 40 77-29

E-Mail [hilpert@stiftung-umweltenergierecht.de](mailto:hilpert@stiftung-umweltenergierecht.de)

[antoni@stiftung-umweltenergierecht.de](mailto:antoni@stiftung-umweltenergierecht.de)

Internet [www.stiftung-umweltenergierecht.de](http://www.stiftung-umweltenergierecht.de)

Vorstand: Thorsten Müller und Fabian Pause, LL.M. Eur.

Stiftungsrat: Prof. Dr. Helmuth Schulze-Fielitz, Prof. Dr. Franz Reimer, Prof. Dr. Monika Böhm

Spendenkonto: Sparkasse Mainfranken Würzburg, IBAN DE16790500000046743183,

BIC BYLADEM1SWU

## Inhaltsverzeichnis

<b>A. Einleitung und Hintergrund .....</b>	<b>1</b>
<b>B. Grundlagen: Netzsicherheits- und Informationsmanagement der VNB .....</b>	<b>2</b>
I. Rechte und Pflichten der VNB im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements, § 14 i.V.m. §§ 13 ff. EnWG .....	2
1. Einbindung der VNB in das Netzsicherheitsmanagement.....	2
a. Verantwortung der VNB für ihr eigenes Netz .....	3
b. Mitwirkungspflichten der VNB .....	4
c. Zusammenarbeit von VNB.....	6
d. Zwischenergebnis .....	6
2. Maßnahmenkatalog und wesentliche Vorgaben im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements der VNB.....	6
a. Maßnahmenreihenfolge.....	7
b. Adressatenauswahl.....	9
c. Beschaffungsvorgaben des § 13 Abs. 6 EnWG .....	10
3. Einordnung des Konzeptes der Netzampel in das Netzsicherheitsmanagement nach §§ 13 ff. EnWG .....	11
II. Das Informationsmanagement der VNB, § 12 Abs. 2, 4-7 EnWG .....	13
1. Informationsanspruch nach § 12 Abs. 4-7 EnWG .....	13
2. Informationsanspruch nach § 12 Abs. 2 EnWG.....	15
3. Informationspflichten nach § 13 Abs. 7 EnWG .....	15
<b>C. Rechtsrahmen für smart grids und smart markets.....</b>	<b>16</b>
I. Definition und Abgrenzung .....	16
II. Rechtliche Regelungen zu smart grids und smart markets im Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende .....	17
1. Rollout intelligenter Messsysteme .....	18
2. Datenkommunikation.....	19
3. Messstellenbetreiber und Smart-Meter-Gateway als Datendrehscheine.....	20
4. Messwertverwendung.....	21
5. Zwischenergebnis .....	22
III. Weitere Ansätze eines Rechtsrahmens für den smart market im geltenden Recht....	22
1. Bedeutung von § 14a EnWG.....	23
2. Bedeutung von § 40 Abs. 5 EnWG.....	24

IV. Allgemeine rechtliche Hemmnisse bei der Schaffung von smart markets .....	24
1. Kostenseitige Hemmnisse für Akteure eine smart markets.....	25
2. Kostenseitige Hemmnisse durch die Regelungen des Bilanzkreismanagements ..	26
3. Faktische Hemmnisse aufgrund des regulatorischen Redispatch nach § 13a EnWG.....	27
V. Besonderheiten für Anbieter im smart market.....	28
1. Besonderheiten bei EE-/KWK-Anlagen.....	29
2. Besonderheiten bei gleichzeitiger Vermarktung am Regelenergiemarkt.....	30
<b>D. Rechtliche Bewertung des im Projekt „Grid Integration“ angedachten Marktmodells ...</b>	<b>32</b>
I. Umsetzbarkeit im geltenden Recht.....	32
1. Zulässigkeit der Ausschreibung von Flexibilitäten durch die VNB .....	32
2. Informationsansprüche der VNB.....	33
3. Zulässige Datenkommunikation im Rahmen des MsbG.....	34
4. Besonderheiten bei Sekundärausschreibungen.....	35
5. Exkurs: Könnte am Flexibilitätsmarkt auch Blindleistung gehandelt werden? .....	36
II. Zu beachtende Umsetzungsvorgaben.....	36
1. Einhaltung von § 13 Abs. 6 EnWG bei der Beschaffung von Lasten.....	36
2. Vorgaben bei der Anlagenauswahl im Rahmen der merit order .....	38
3. Gleichzeitige Vermarktung am Regelenergiemarkt .....	39
III. Kosten- und Rechtsfolgenseite.....	40
1. Hemmnisse für lastseitige Flexibilitäten aufgrund der staatlich induzierten oder regulierten Strompreisbestandteile .....	40
2. Weitergabe der Kosten für Flexibilitäten durch den VNB.....	41
3. Weitergabe der Kosten für eine Kurzkupplung durch den VNB.....	41
4. (Kosten-)Folgen aufgrund des Bilanzkreismanagements für lastseitige Flexibilitäten .....	42
<b>E. Ergebniszusammenfassung der rechtlichen Bewertung für das im Projekt „Grid Integration“ angedachte Marktmodell.....</b>	<b>44</b>
I. Umsetzbarkeit im geltenden Recht.....	44
II. Zu beachtende Umsetzungsvorgaben.....	44
III. Kosten- und Rechtsfolgenseite.....	45

## A. Einleitung und Hintergrund

*Das Projekt „Grid Integration“ erforscht den optimalen Einsatz flexibler Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen in verschiedenen Verteilernetz-Zuständen sowie mögliche Stabilisierungs- und Austauschaktionen zwischen benachbarten Netzzellen<sup>1</sup>. Hintergrund hierfür ist ein zunehmend auf fluktuierendes und dezentrales Energiedargebot ausgerichtetes Energiesystem, das einen hochdynamischen und bidirektionalen Betrieb erfordert. Im Sinne einer smarten Netzentwicklung sollen alternative oder ergänzende Lösungen zum klassischen Netzausbau gesucht werden, indem durch eine intelligente Orchestrierung der dezentral verfügbaren Betriebsmittel die vorhandenen Netzkapazitäten optimal ausgeschöpft werden. Zum effizienten Umgang mit Netzengpässen soll ein Flexibilitätsmarkt oder „smart market“ auf Verteilnetzebene etabliert werden. Dies ist von besonderer Bedeutung, da auf Verteilnetzebene – anders als auf Übertragungsnetzebene – bislang kein ausbuchstabiertes Instrumentarium zum Umgang mit Netzgefährdungen zur Verfügung steht. Im Rahmen des zu entwerfenden Marktmodells sollen die Teilnehmer des Flexibilitätsmarktes möglichst frei agieren können, ohne dadurch die Netzsicherheit zu gefährden. Hierzu wird auf ein Ampelmodell zurückgegriffen, dem sich entnehmen lässt, ob Gefährdungen noch marktlich beseitigt werden können (gelbe Phase) oder bereits ein Rückgriff auf Zwangsmaßnahmen (rote Phase) erforderlich ist.*

Das vorliegende Gutachten untersucht die rechtlichen Aspekte der Errichtung eines netzdienlichen Flexibilitätsmarktes auf Verteilnetzebene. Hierzu werden zunächst übergreifende Überlegungen zum Netzsicherheits- und Informationsmanagement sowie zu „smart grids“ und „smart markets“ angestellt (Teile B und C). Im Anschluss wird eine konkrete Bewertung des im Projekt angedachten Modells vorgenommen (Teile D und E).

---

<sup>1</sup> Der Endbericht des Vorhabens wird 2020 veröffentlicht.

## **B. Grundlagen: Netzsicherheits- und Informationsmanagement der VNB**

Als Basis für die folgenden Untersuchungen wird in diesem Kapitel herausgearbeitet, wie das Netzsicherheits- und Informationsmanagement der Netzbetreiber derzeit ausgestaltet ist. Dabei liegt der Fokus auf der Rolle der Verteilnetzbetreiber (VNB) und ihrer Verantwortung für ihr eigenes Netz. Dargestellt werden insbesondere deren Rechte und Pflichten bei Gefährdungen und Störungen im Netz, Vorgaben zur Zusammenarbeit untereinander, zur Verfügung stehende Maßnahmen und ihr Verhältnis zueinander sowie spezielle Beschaffungsvorgaben. Zudem erfolgt eine Einordnung des Konzeptes der sog. Netzampel in das Netzsicherheitsmanagement. In einem weiteren Schritt sind die mit dem Netzsicherheitsmanagement verknüpften Informationsansprüche zu beleuchten.

### **I. Rechte und Pflichten der VNB im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements, § 14 i.V.m. §§ 13 ff. EnWG**

#### **1. Einbindung der VNB in das Netzsicherheitsmanagement**

Alle Netzbetreiber sind zunächst nach der Grundnorm des § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG verpflichtet, ein „sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz“ zu betreiben. Treten Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit bzw. Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems auf, die die jeweilige Regelzone betreffen, sind jedoch vorrangig die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) berechtigt und verpflichtet, diese zu beheben (§ 13 Abs. 1 EnWG). Hier heißt es:

„Sofern die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone gefährdet oder gestört ist, sind die Betreiber der Übertragungsnetze berechtigt und verpflichtet, die Gefährdung oder Störung zu beseitigen“.

Dies kennzeichnet die sog. Systemverantwortung der ÜNB, die in den §§ 13 ff. EnWG näher ausgestaltet wird und die Vorgaben des § 11 EnWG konkretisiert<sup>2</sup>. Die ÜNB haben demnach die Aufgabe, im Sinne einer „Netzaufsicht“ sämtliche Gefährdungssituationen im eigenen Netz sowie in den nachgelagerten Netzebenen der eigenen Regelzone wirksam zu bekämpfen, um das Entstehen großflächiger Netzausfälle zu verhindern<sup>3</sup>. Entsprechende Gefährdungen liegen

---

<sup>2</sup> J. Sötebier, in: Britz/Hellermann/Hermes (Hrsg.), *Energiewirtschaftsgesetz*, 3. Aufl., 2015, § 13 Rn. 1; weiterführend: J. Hilpert, *Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber*, 2018.

<sup>3</sup> Vgl. J. Sötebier, in: Britz/Hellermann/Hermes (Hrsg.), *Energiewirtschaftsgesetz*, 3. Aufl., 2015, § 13 Rn. 4.

insbesondere im Auftreten von Frequenzschwankungen und Netzengpässen (§ 13 Abs. 4 EnWG).

**a. Verantwortung der VNB für ihr eigenes Netz**

Die Verteilnetzbetreiber (VNB) tragen dagegen keine Systemverantwortung; sie werden von § 13 EnWG ausdrücklich nicht adressiert. Allerdings enthält § 14 EnWG eine eigene Regelung, die sich mit den Aufgaben der VNB im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements befasst. Hiernach gelten die §§ 12, 13-13c EnWG sowie die aufgrund von § 13i Abs. 3 EnWG erlassenen Rechtsverordnungen für VNB im Rahmen ihrer Verteilungsaufgaben entsprechend,

„soweit sie für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind“ (§ 14 Abs. 1 S. 1 EnWG).

Die wichtigsten Vorschriften der Systemverantwortung betreffen demnach auch die VNB, allerdings nur bezogen auf ihr eigenes Netz und auch nur, soweit ihnen die Verantwortung für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung obliegt. Was unter dieser letztgenannten Einschränkung zu verstehen ist, ist allerdings unklar.

Folgt man der Entwurfsbegründung des Gesetzgebers, so besteht eine Verpflichtung der VNB,

„soweit diese sich im konkreten Einzelfall in einer von Aufgabenzuschnitt und tatsächlichen Einwirkungsmöglichkeiten vergleichbaren Situation befinden wie ein Übertragungsnetzbetreiber.“<sup>4</sup>

Dies sei insbesondere dann der Fall,

„wenn der Verteilernetzbetreiber eine eigenständige Regelung seines Netzes wahrnimmt.“<sup>5</sup>

Diese Aussagen deuten auf eine restriktive Sichtweise hin, nach der die VNB grundsätzlich – von bestimmten, konkreten Einzelfällen abgesehen – keine Verantwortung zur Erhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des von ihnen betriebenen Netzes wahrzunehmen haben<sup>6</sup>. Dies widerspricht jedoch der allgemeinen Regelung des § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG, wonach sämtliche Netzbetreiber – also ÜNB und VNB gleichermaßen – verpflichtet sind, ihr Elektrizitätsversorgungsnetz in sicherer und zuverlässiger Weise zu betreiben. Richtigerweise ist die Vorschrift in § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG daher so zu verstehen, dass die VNB nur insoweit keine Verantwor-

---

<sup>4</sup> BT-Drs. 15/3917, S. 57.

<sup>5</sup> BT-Drs. 15/3917, S. 57.

<sup>6</sup> So auch P. Salje, Energiewirtschaftsgesetz, 2006, § 14 Rn. 2.

tung trifft, als die ÜNB für bestimmte Bereiche des Netzsicherheitsmanagements die Alleinverantwortung tragen<sup>7</sup>. Dies gilt insbesondere für die Frequenzregelung (Einsatz von Regelenergie), für das Kontrahieren von Reserven nach § 13 Abs. 1 Nr. 3 EnWG (etwa: Netzreserve) sowie für den Abschluss von Verträgen nach § 13 Abs. 6a EnWG mit KWK-Anlagen (sog. „Nutzen statt Abregeln“)<sup>8</sup>. In allen sonstigen Bereichen sind die VNB dazu berechtigt und verpflichtet, die erforderlichen Maßnahmen zur Erhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit der Versorgung in ihren Netzen zu ergreifen (Grundsatz der Selbstverantwortlichkeit)<sup>9</sup>. Dies betrifft auch den Umgang mit Netzengpässen innerhalb des eigenen Netzes<sup>10</sup>.

### b. Mitwirkungspflichten der VNB

Die dargestellte Verantwortung der VNB für ihr eigenes Netz ist zu unterscheiden von der Mitwirkung an Systemsicherheits-Maßnahmen der ÜNB oder von vorgelagerten VNB, in deren Netz ein VNB unmittelbar oder mittelbar technisch eingebunden ist (§ 14 Abs. 1c EnWG). Die VNB sind insoweit verpflichtet, die ÜNB bzw. vorgelagerten VNB bei deren Maßnahmenergreifung nach deren Vorgaben durch eigene Maßnahmen zu unterstützen. Die Anforderung zur Mitwirkung betrifft nur das „ob“, nicht das „wie“. Die unterstützenden VNB sind demnach keine reinen Ausführungsorgane der ÜNB oder der vorgelagerten VNB, sondern treffen eine eigene Auswahlentscheidung hinsichtlich der zu wählenden Maßnahme<sup>11</sup>. Hierzu sind für die nunmehr unterstützend tätigen VNB die Rechte und Pflichten aus den §§ 12, 13-13c EnWG entsprechend anwendbar (§ 14 Abs. 1c a.E.).

Eine Einbindung nachgelagerter VNB in das Netzsicherheitsmanagement der ÜNB oder vorgelagerten VNB ist jedoch nur dann zulässig, wenn ihre Mitwirkung auch erforderlich ist, um Gefährdungen bzw. Störungen mit geringstmöglichen Eingriffen in die Elektrizitätsversorgung vermeiden zu können. Vorrangig müssen nämlich ÜNB und vorgelagerte VNB Maßnahmen in ihren eigenen Netzen ergreifen<sup>12</sup>. Die ÜNB und vorgelagerte VNB sind aber insbesondere dann berechtigt und wohl auch verpflichtet, nachgelagerte VNB in die Maßnahmenerfüllung einzubinden, wenn in ihren eigenen Netzen sämtliche netz- und marktbezogenen Maßnahmen (§ 13 Abs. 1 EnWG) bereits ausgeschöpft sind<sup>13</sup>. Allerdings darf eine Abregelung von EE- und hocheffizienten KWK-Anlagen in einem Übertragungsnetz oder vorgelagerten Verteilernetz

---

<sup>7</sup> M. Weise/T.C. Hartmann/F. Wöldeke, Netzstabilität, RdE 2012, S. 181 ff. (S. 182); J. Sötebier, in: Britz/Hellermann/Hermes (Hrsg.), Energiewirtschaftsgesetz, 3. Aufl., 2015, § 14 Rn. 6.

<sup>8</sup> B. Tschida, Systemverantwortung, 2016, S. 98.

<sup>9</sup> C. König, Engpassmanagement, 2013, S. 516 f.; J. Hilpert, Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber, 2018, S. 98; F. Pfeifle, in: Elspas/Graßmann/Rasbach, Energiewirtschaftsgesetz, 2018, § 14 Rn. 7 f.

<sup>10</sup> C. König, Engpassmanagement, 2013, S. 516 f.

<sup>11</sup> J. Hilpert, Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber, 2018, S. 99; F. Pfeifle, in: Elspas/Graßmann/Rasbach, Energiewirtschaftsgesetz, 2018, § 14 Rn. 15.

<sup>12</sup> Vgl. J. Hilpert, Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber, 2018, S. 100.

<sup>13</sup> J. Sötebier, in: Britz/Hellermann/Hermes (Hrsg.), Energiewirtschaftsgesetz, 3. Aufl., 2015, § 14 Rn. 20.



nur dann erfolgen, wenn in nachgelagerten Netzen keine Maßnahmen gegenüber konventionellen Anlagen mehr zur Verfügung stehen<sup>14</sup>.

In der Praxis wird die Einbindung nachgelagerter Netzbetreiber regelmäßig durch das sog. Kaskadierungsprinzip<sup>15</sup> umgesetzt: Danach werden Anforderungen jeweils nur an den unmittelbar nachgelagerten Netzbetreiber gerichtet<sup>16</sup>. Dieser kann der Aufforderung entsprechen oder einen ihm nachgelagerten Netzbetreiber verpflichten. Die Kommunikation erfolgt also von oben nach unten, wobei nicht direkt auf einen Netzbetreiber zugegriffen wird, mit dem keine technische Verbindung besteht<sup>17</sup>. Unmittelbare rechtliche Verbindlichkeit beansprucht das Kaskadierungsprinzip allerdings nicht<sup>18</sup>.

Daran ändert grundsätzlich auch die seit dem 1. Februar 2017 in Kraft befindliche VDE-Anwendungsregel „Kaskadierung von Maßnahmen für die Systemsicherheit von elektrischen Energieversorgungsnetzen“<sup>19</sup>, die das Zusammenwirken der Netzbetreiber bei Gefährdungen bzw. Störungen der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems behandelt, nichts. Die Anwendungsregel trifft insbesondere Vorgaben zu unterschiedlichen Rollen von Netzbetreibern (auslösend, anfordernd, ausführend), zur Einhaltung einer sog. Kaskadenstufenzeit von 12 Minuten von der Anforderung einer Maßnahme bis zur Durchführung durch den nachgelagerten Netzbetreiber, zu Vorbereitungsmaßnahmen (etwa Bildung eines Aufteilungsschlüssels zu Adressatenauswahl) sowie zur Kommunikation zwischen den Beteiligten<sup>20</sup>.

Allerdings wird bei technischen Regeln des VDE vermutet, dass bei deren Einhaltung gleichzeitig die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik gegeben ist (§ 49 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 EnWG). Diese wiederum sind beim Betrieb von Energieanlagen, also auch bei Elektrizitätsnetzen (§ 3 Nr. 15 EnWG), zu beachten (§ 49 Abs. 1 EnWG). Im Rahmen von Haftungsfällen entfaltet die Einhaltung der VDE-Anwendungsregel damit eine gewisse Vermutungsregel für korrektes Verhalten des Netzbetreibers und ist damit in der Praxis von hoher Relevanz<sup>21</sup>. Zwar ist man nicht zwangsläufig in der Haftung, wenn man die Vorgaben der Anwendungsregel

---

<sup>14</sup> J. Sötebier, in: Britz/Hellermann/Hermes (Hrsg.), *Energiewirtschaftsgesetz*, 3. Aufl., 2015, § 13 Rn. 98 f., 139, § 14 Rn. 20.

<sup>15</sup> Siehe hierzu und zum Folgenden: J. Hilpert, *Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber*, 2018, S. 100 ff.

<sup>16</sup> VDN, *Transmission Code 2007*, S. 9; BT-Drs. 17/6072, S. 73; BDEW/VKU, *Praxis-Leitfaden für unterstützende Maßnahmen von Stromnetzbetreibern*, Version 4.0, Dezember 2017, S. 11 ff.; C. König, *Engpassmanagement*, 2013, S. 519 ff.

<sup>17</sup> Vgl. auch BNetzA, BK6-11-098 (Beschluss vom 30.10.2012), S. 6.

<sup>18</sup> C. König, *Engpassmanagement in der deutschen und europäischen Elektrizitätsversorgung*, Baden-Baden 2013, S. 520.

<sup>19</sup> VDE-AR-N 4140; siehe dazu: BDEW/VKU, *Praxis-Leitfaden für unterstützende Maßnahmen von Stromnetzbetreibern*, Version 4.0, Dezember 2017; J. Müller/M. Weise/N. Voß, *Neue Vorgaben zur Umsetzung der Kaskade (Teil 1)*, IR 2018, S. 50 ff.; J. Müller/N. Voß/M. Weise, *Neue Vorgaben zur Umsetzung der Kaskade (Teil 2)*, IR 2018, S. 98 ff.; M. Weise/N. Voß/R. Schüttke, *VDE-Anwendungsregel zur Kaskade*, N&R 2018, S. 102 ff.

<sup>20</sup> Vgl. dazu M. Weise/N. Voß/R. Schüttke, *VDE-Anwendungsregel zur Kaskade*, N&R 2018, S. 102 ff. (S. 101).

<sup>21</sup> I. Rieke/M. Weise/T.C. Hartmann, *Entwurf einer VDE-AR zur Kaskade – eine rechtliche Einordnung*, ER 2016, S. 78 ff. (S. 81).

nicht umsetzt, allerdings ist der Begründungs- und Beweisaufwand, dennoch korrekt gehandelt zu haben, um ein Vielfaches höher<sup>22</sup>. Zu beachten ist andererseits aber auch, dass trotz Umsetzen der Vorgaben der Anwendungsregel eine Haftung nicht ausgeschlossen ist, wenn die Gegenpartei vollen Beweis erbringt, dass diese in einer bestimmten Frage gerade nicht dem Stand der Technik nach § 49 Abs. 1 EnWG entsprechen<sup>23</sup>.

### c. Zusammenarbeit von VNB

Für Netzbetreiber, die sich auf derselben Netzebene befinden (d.h. nicht vor- bzw. nachgelagert sind) und deren Netzgebiete aneinander grenzen, gilt im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements die Pflicht zur konstruktiven Zusammenarbeit, die sich aus den §§ 12 Abs. 1 S. 1, 14 Abs. 1 S. 1 EnWG ableiten lässt<sup>24</sup>. Hier können Fälle auftreten, in denen sich Gefährdungen nicht alleine durch Maßnahmen im Netz eines Netzbetreibers beseitigen lassen, so dass in enger Absprache und Kooperation in sämtlichen betroffenen Netzen Regelungen vorgenommen werden müssen<sup>25</sup>. Kommt zwischen mehreren Netzbetreibern keine einvernehmliche Lösung zustande, kann derjenige Netzbetreiber, der eine bestimmte Maßnahme vornehmen möchte, gleichgeordnete Netzbetreiber zur Unterstützung verpflichten<sup>26</sup>.

### d. Zwischenergebnis

VNB sind also grundsätzlich berechtigt und verpflichtet, Maßnahmen zur Beseitigung von Gefährdungen und Störungen zu ergreifen. Dies betrifft einerseits Gefährdungen im eigenen Netz, sofern entsprechende Verantwortlichkeiten nicht in der Alleinzuständigkeit der ÜNB liegen, und andererseits das Ergreifen von Unterstützungsmaßnahmen, soweit ÜNB, vorgelagerte VNB oder Netzbetreiber auf derselben Netzebene solche anfordern.

## 2. Maßnahmenkatalog und wesentliche Vorgaben im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements der VNB

Wie sich aus § 14 Abs. 1 S. 1 bzw. Abs. 1c a.E. EnWG ergibt, gelten für VNB insbesondere die Regelungen der §§ 13-13c EnWG entsprechend. Die VNB sind damit im Grundsatz an dasselbe Instrumentarium gebunden, dass auch für die ÜNB im Rahmen ihrer Systemverantwortung gilt. Einschränkungen bestehen nur insoweit, als die Frequenzregelung und damit der Einsatz von Regelenergie, das Kontrahieren und der Einsatz von Reserven nach § 13 Abs. 1 Nr. 3 EnWG (Netzreserve, Kapazitätsreserve, Netzstabilitätsanlagen etc.) sowie der Abschluss von Verträ-

---

<sup>22</sup> M. Weise/N. Voß/R. Schüttke, VDE-Anwendungsregel zur Kaskade, N&R 2018, S. 102 ff. (S. 102).

<sup>23</sup> M. Weise/N. Voß/R. Schüttke, VDE-Anwendungsregel zur Kaskade, N&R 2018, S. 102 ff. (S. 98).

<sup>24</sup> C. König, Engpassmanagement, 2013, S. 518 f.

<sup>25</sup> C. König, Engpassmanagement, 2013, S. 518.

<sup>26</sup> C. König, Engpassmanagement, 2013, S. 518 f.

gen mit Betreibern von KWK-Anlagen nach § 13 Abs. 6a EnWG („Nutzen statt Abregeln“) alleine den ÜNB obliegt (vgl. oben). Auch die Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) betrifft nur die ÜNB. Zum Engpassmanagement sind die VNB aber im Übrigen berechtigt und verpflichtet.

### a. Maßnahmenreihenfolge

Sämtliche Gefährdungen und Störungen sind – vorgegeben durch die Maßnahmenreihenfolge des § 13 Abs. 1, 2 EnWG<sup>27</sup> – zunächst mit netzbezogenen Maßnahmen zu beseitigen (§ 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG), also etwa durch Netzschaltungen oder kurzzeitige Überlastungen von Netzbetriebsmitteln<sup>28</sup>. Netzbezogene Maßnahmen zeichnen sich dadurch aus, dass sie nur die interne Sphäre der Netzbetreiber betreffen und keine Außen- bzw. Eingriffswirkung auf andere Netzbetreiber bzw. Netznutzer aufweisen<sup>29</sup>. Die Pflicht, diese vorrangig einzusetzen, ergibt sich insbesondere aus der energiewirtschaftlichen Zweckbestimmung der Preisgünstigkeit (§ 1 Abs. 1 i.V.m. § 2 Abs. 1 EnWG) sowie dem allgemeinen Verhältnismäßigkeitsgrundsatz<sup>30</sup>. Zudem entspricht dies auch der Ansicht des Gesetzgebers in der Entwurfsbegründung<sup>31</sup>.

Erst im zweiten Schritt ist auf marktbezogene Maßnahmen zurückzugreifen (§ 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG). Dabei können Gefährdungen und Störungen

„insbesondere durch den Einsatz von Regelenergie, vertraglich vereinbarte abschaltbare und zuschaltbare Lasten, Information über Engpässe und das Management von Engpässen“

beseitigt werden. Hier ist daher insbesondere das Redispatching zu nennen, das standardmäßig auf der ÜNB-Ebene, zumindest potenziell aber auch auf der VNB-Ebene zum Einsatz kommt/kommen kann<sup>32</sup>.

Nur soweit sich eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit bzw. Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems mit solchen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG nicht oder nicht rechtzeitig abwenden lässt, dürfen sog. Notmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG herangezogen

---

<sup>27</sup> Dazu ausführlich *J. Hilpert*, Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber, 2018, S. 226 ff.

<sup>28</sup> So die allgemeine Meinung, vgl. nur *P. Salje*, Energiewirtschaftsgesetz, 2006, § 13 Rn. 15 f.

<sup>29</sup> Statt Vieler: *H. Schumacher*, Durchbrechung des Vorrangs für erneuerbare Energien? – Das Einspeisemanagement im Erneuerbare-Energien-Gesetz und das Verhältnis zu den Regelungen des Energiewirtschaftsrechts, ZUR 2009, S. 522 ff. (S. 526 f.); a.A. offensichtlich *M. Weise/T.C. Hartmann/F. Wöldeke*, Energiewende und Netzstabilität – die neuen rechtlichen Rahmenbedingungen für Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber, RdE 2012, S. 181 ff. (S. 184).

<sup>30</sup> *C. König*, Engpassmanagement in der deutschen und europäischen Elektrizitätsversorgung, Baden-Baden 2013, S. 493; *J. Hilpert*, Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber, 2018, S. 227 f.

<sup>31</sup> BT-Drs. 15/3917, S. 57.

<sup>32</sup> Soweit konventionelle Erzeugungsanlagen hier zur Verfügung stehen, vgl. BNetzA, Flexibilität im Stromversorgungssystem (Diskussionspapier), April 2017, S. 17.

werden (dritter Schritt). Derartigen Maßnahmen liegen keine zuvor geschlossenen Verträge wie bei den marktbezogenen Maßnahmen zugrunde und führen auch nicht – wie dort – zu einer Entschädigung der Betroffenen (vgl. § 13 Abs. 5 EnWG)<sup>33</sup>. Zudem ist geregelt, dass die Einspeisung aus EE-, Grubengas- und hocheffizienten KWK-Anlagen grundsätzlich nur nachrangig gedrosselt werden darf (vgl. § 13 Abs. 3 EnWG). Im Rahmen des Engpassmanagements erfolgen solche Abregelungen im Wege des Einspeisemanagements (§ 14 EEG 2017), das als solches jedoch zum 1. Oktober 2021 abgeschafft und in das allgemeine Redispatch-Regime „umgetopft“ wird<sup>34</sup>. Zusätzlich gelten bereits ab dem 1. Januar 2020 die Vorgaben der neuen Strombinnenmarkt-VO (EU) 2019/943<sup>35</sup> unmittelbar und ohne weiteren Umsetzungsakt im deutschen Recht. Dort enthält Art. 13 u.a. Vorgaben zur Berücksichtigung des EE-Vorrangs im Rahmen nicht marktbasierter Redispatchmaßnahmen.

Damit gilt also, dass ein Tätigwerden von VNB zur Beseitigung von Gefährdungen – soweit rein netzbezogene Maßnahmen nicht ausreichen – vorrangig mit marktbezogenen Maßnahmen zu erfolgen hat. Insoweit sind im Voraus vertragliche Vereinbarungen mit potenziellen Anbietern von Systemdienstleistungen<sup>36</sup> zu schließen. Im Rahmen des Engpassmanagements betrifft das Erzeugungsanlagen (Redispatch<sup>37</sup> oder ähnliches Verfahren) und/oder Verbrauchsanlagen (Lastmanagement). In welchem Verhältnis erzeugungs- und verbrauchsseitige Maßnahmen zueinander stehen, wird im EnWG nicht geregelt. Zwar gelten abschaltbare Lasten aufgrund des größeren Potenzials und der besseren Steuerbarkeit in der Praxis als vorrangig nutzbar<sup>38</sup>. Es ist jedoch davon auszugehen, dass erzeugungs- und verbrauchsseitige Maßnahmen innerhalb derselben Stufe – hier also der marktbezogenen Maßnahmen – mangels einer anderweitigen gesetzlichen Regelung grundsätzlich gleichrangig sind<sup>39</sup>.

---

<sup>33</sup> C. König, in: Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 1 (Teil 1), 4. Aufl., 2019, § 13 EnWG Rn. 81 f. Dies gilt allerdings nicht bei der Härtefallentschädigung nach § 15 EEG 2017 (die aber wiederum zum 1. Oktober 2021 abgeschafft wird).

<sup>34</sup> Dies wurde mit dem NABEG 2.0 beschlossen, BGBl. 2019 I S. 706 ff.

<sup>35</sup> Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung), ABl. Nr. L 158 vom 14.06.2019, S. 54.

<sup>36</sup> Genauer: „Anbietern von Leistungen zur Unterstützung der Systemdienstleistungen“.

<sup>37</sup> Erzeugungs- und Speichereinrichtungen mit einer Nennleistung ab 10 Megawatt sind allerdings bereits gesetzlich zur Teilnahme am Redispatch verpflichtet, § 13a EnWG, sog. regulatorischer Redispatch. Diese Vorschrift gilt auch für VNB. Sie wird mit dem NABEG 2.0 künftig deutlich ausgeweitet.

<sup>38</sup> So etwa J. Sötebier, in: Britz/Hellermann/Hermes (Hrsg.), Energiewirtschaftsgesetz, 3. Aufl., 2015, § 13 Rn. 73.

<sup>39</sup> C. König, Engpassmanagement, 2013, S. 496 f.; J. Hilpert, Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber, 2018, S. 238.

## b. Adressatenauswahl

Auch die genauen Maßstäbe, nach denen ein regelnder Zugriff auf eine bestimmte, konkret-individuelle Erzeugungs- bzw. Verbrauchsanlage erfolgt, wonach sich also die Adressatenauswahl im Rahmen von §§ 13 ff. EnWG, § 14 EEG 2017 richtet, werden im geltenden Recht<sup>40</sup> nicht ausdrücklich benannt. Hier greifen jedoch die allgemeinen Vorgaben aus den §§ 1 Abs. 1, 2 Abs. 1, 11 Abs. 1 S. 1 EnWG, nach denen die Netzbetreiber insbesondere zu einer sicheren, preisgünstigen, effizienten und umweltverträglichen Elektrizitätsversorgung verpflichtet sind und ihre Netze diskriminierungsfrei zu betreiben haben<sup>41</sup>. Die Auswahl der jeweiligen Erzeugungs- bzw. Verbrauchsanlage hat daher nach sachlichen bzw. objektiv-netztechnischen Kriterien zu erfolgen (z.B. Ab-/Zuschaltpotenzial etc.)<sup>42</sup>. Ein willkürlicher, regelnder Zugriff auf bestimmte Erzeugungs- oder Verbrauchsanlagen ist nach dem nationalen Energiewirtschaftsrecht mithin nicht zulässig<sup>43</sup>. Entsprechendes ergibt sich auch aus der neuen EU-Strombinnenmarkt-VO<sup>44</sup>, in der es in Art. 13 Abs. 1 heißt:

„Der Redispatch der Erzeugung und der Redispatch der Laststeuerung erfolgt auf der Grundlage objektiver, transparenter und diskriminierungsfreier Kriterien.“

Bei EE- und hocheffizienten KWK-Anlagenbetreibern ist jedoch § 13 Abs. 3 S. 2 EnWG zu beachten, der zum Schutz der vorrangigen physikalischen Abnahme von Strom aus EE/KWK (§ 11 EEG 2017, § 3 KWKG) festlegt, dass auf diese Anlagen auch bei den marktbezogenen Maßnahmen des Netzsicherheitsmanagements nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG nur nachrangig zurückgegriffen werden darf. Zunächst ist also das Abregelungspotenzial konventioneller Anlagen einzusetzen. Dies betrifft allerdings nur die Fälle der Abregelung von EE-/KWK-Anlagen.

Zu berücksichtigen ist ferner § 13 Abs. 3 S. 5 EnWG, wonach im Rahmen von Notmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG bzw. im Rahmen des (noch bestehenden) Einspeisemanagements nach § 14 EEG 2017 vom Einspeisevorrang für EE, Grubengas und hocheffiziente KWK nur dann abgewichen werden darf, wenn nicht-privilegierte Anlagen am Netz bleiben müssen, da ihre Ein-

---

<sup>40</sup> Mit dem NABEG 2.0 erhält § 13 Abs. 1 EnWG ab dem 1. Oktober 2021 in den Sätzen 2 und 3 allerdings insoweit eine neue Vorgabe, nach der von mehreren geeigneten Maßnahmen diejenigen auszuwählen sind, „die voraussichtlich insgesamt die geringsten Kosten verursachen.“ Der genaue Gehalt dieser Vorgabe ist jedoch noch zu untersuchen.

<sup>41</sup> *BNetzA*, Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement, Version 1.0, 2011, S. 5; *H. Wendt*, Kapazitätsengpässe, 2012, S. 66 f.; BDEW/VKU, Praxis-Leitfaden für unterstützende Maßnahmen von Stromnetzbetreibern, Version 4.0, Dezember 2017, S. 44 ff.

<sup>42</sup> *BNetzA*, Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement, Version 1.0, 2011, S. 5; *H. Wendt*, Kapazitätsengpässe, 2012, S. 66 f.; BDEW/VKU, Praxis-Leitfaden für unterstützende Maßnahmen von Stromnetzbetreibern, Version 4.0, Dezember 2017, S. 44 ff.

<sup>43</sup> *J. Hilpert*, Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber, 2018, S. 222 ff.

<sup>44</sup> VO (EU) 2019-943.

speisung für die Systemsicherheit unumgänglich ist (sog. must-run-units) und durch die Netzbetreiber „keine technisch gleich wirksamen anderen Maßnahmen“ verfügbar gemacht werden können. Hieraus könnte abgeleitet werden, dass vor einem Rückgriff auf EE-, Grubengas und hocheffiziente KWK-Anlagen im Sinne von § 13 Abs. 2, 3 EnWG i.V.m. § 14 EEG 2017 auch die Möglichkeiten des Lastmanagements ausgeschöpft werden müssen – jedenfalls dann, wenn EE-Anlagen abgeregelt werden müssen, während konventionelle must-run-units am Netz bleiben dürfen.

### **c. Beschaffungsvorgaben des § 13 Abs. 6 EnWG**

Aus § 13 Abs. 6 EnWG folgt im Übrigen, dass die Beschaffung von Ab- bzw. Zuschaltleistung in einem diskriminierungsfreien und transparenten Ausschreibungsverfahren zu erfolgen hat,

„bei dem die Anforderungen, die die Anbieter von Ab- oder Zuschaltleistung für die Teilnahme erfüllen müssen, soweit dies technisch möglich ist, zu vereinheitlichen sind.“

Hierzu ist eine gemeinsame Internetplattform durch die VNB einzurichten.

Bei der Beachtung dieser Pflichten der VNB ist danach zu differenzieren, ob Lasten oder Erzeugungsanlagen kontrahiert werden. Soweit ein VNB zu- oder abschaltbare Lasten in sein Portfolio zur Gefährdungsbeseitigung integrieren möchte, hat er die Vorgaben nach § 13 Abs. 6 EnWG zwingend einzuhalten. Zwar ist die Regelung ersichtlich auf die ÜNB zugeschnitten, sie gilt jedoch aufgrund von § 14 Abs. 1 S. 1 bzw. Abs. 1c a.E. EnWG auch für VNB<sup>45</sup>. Für die vertragliche Kontrahierung von Erzeugungsanlagen gelten hingegen keine derartigen Vorgaben<sup>46</sup>. Ausschreibungen sind insoweit also zulässig, aber nicht erforderlich.

Unklar ist derzeit noch, wie Art. 32 der neuen Strombinnenmarkt-RL<sup>47</sup> in deutsches Recht umgesetzt wird, was bis zum 31. Dezember 2020 zu erfolgen hat. Dieser betrifft Anreize für die Nutzung von Flexibilität im Verteilernetz und beinhaltet u.a. auch Vorschriften, wie in einem „transparenten und partizipatorischen Verfahren“ genauere Vorgaben und einheitliche Marktprodukte entwickelt werden. Hieraus könnten sich dann neue Voraussetzungen für die Beschaffung von Flexibilitäten ergeben.

---

<sup>45</sup> Dies lässt sich auch (im Umkehrschluss) aus § 5 SINTEG-V ableiten, wonach für am SINTEG-Programm beteiligte VNB auf die Einrichtung einer gemeinsamen Internetplattform der VNB verzichtet werden kann. Siehe zudem dazu BNetzA, Flexibilität im Stromversorgungssystem (Diskussionspapier), April 2017, S. 31 f.

<sup>46</sup> Die Redispatch-Festlegung der BNetzA (BNetzA, BK6-11-098, vom 30. Oktober 2012), bezogen auf den gesetzlichen Redispatch, wurde mittlerweile aufgehoben; sie galt ohnehin nur für die ÜNB.

<sup>47</sup> RL (EU) 2019-944.

### 3. Einordnung des Konzeptes der Netzampel in das Netzsicherheitsmanagement nach §§ 13 ff. EnWG

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft BDEW geht in seinem erstmals 2013 vorgestellten Ampelkonzept<sup>48</sup> davon aus, dass sich das Stromsystem in drei Phasen unterteilen lässt: In der grünen Phase funktioniert das Stromnetz ohne Einschränkungen (Marktphase)<sup>49</sup>, in der roten Phase liegen Gefährdungen der Netzstabilität vor, sodass der ÜNB einschreiten muss (Netzphase), die gelbe Phase befindet sich – eben wie bei einer Ampel im Straßenverkehr – dazwischen<sup>50</sup>. Die gelbe Phase wird dadurch beschrieben, dass sich in einem Netzsegment das Auftreten eines Netzengpasses abzeichnet (Übergangsphase). Hier könnten nun VNB zuvor kontrahierte, netzdienliche Flexibilitäten abrufen und so das Eintreten der roten Phase verhindern. Die gelbe Phase ist aus Sicht des BDEW deshalb näher zu untersuchen und auszugestalten, um die Interaktionen zwischen Markt und Netz zu konkretisieren<sup>51</sup>. Hierdurch soll auch die Erforderlichkeit des Netzausbaus verringert werden. Ein wichtiger Faktor zur Ausgestaltung der gelben Ampelphase stellt die Implementierung von smart grids dar, also von sog. „intelligenten Netzen“, die das Einspeise- und Verbrauchsverhalten der Marktteilnehmer integrieren (hierauf wird unten noch näher eingegangen).

Bei der Betrachtung des vorgeschlagenen Konzepts des BDEW stellt sich die Frage, wo sich die dort vorgestellten Ampelphasen innerhalb des Netzsicherheitsmanagements nach §§ 13 ff. EnWG wiederfinden. Notmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG und das Einspeisemanagement nach § 14 EEG 2017 unterfallen dabei unstreitig dem Bereich der roten Phase, da es insoweit um reine Zwangseingriffe durch den Netzbetreiber geht, denen kein Marktmechanismus immanent ist<sup>52</sup>.

Wo sich allerdings die marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG einordnen lassen, ist zu klären. Hier könnte zunächst vertreten werden, dass diese ebenfalls Teil der roten Phase sind. Diese Einschätzung hätte zur Konsequenz, dass die gelbe Phase und der hiermit eingeführte Flexibilitätsmarkt in rechtlicher Hinsicht etwas vollständig Neues wären, das in den bestehenden Regelungen zum Netzsicherheitsmanagement bislang nicht ausdrücklich vorgesehen ist. Da der Wechsel von der grünen in die gelbe Phase im Ampelkonzept jedoch

---

<sup>48</sup> BDEW, Roadmap – Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland, 2013; BDEW, Diskussionspapier Smart Grids Ampelkonzept – Ausgestaltung der gelben Phase, 2015.

<sup>49</sup> Dies kann nach der Einschätzung des BDEW den Einsatz von Regelenergie mitumschließen (BDEW, Roadmap – Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland, 2013, S. 15). Gefährdungen der Netzfrequenz und Gefährdungen durch Netzengpässe sind insoweit differenziert zu betrachten.

<sup>50</sup> Siehe hierzu: BDEW, Roadmap – Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland, 2013, S. 15 ff.

<sup>51</sup> Siehe hierzu auch: BDEW, Diskussionspapier Smart Grids Ampelkonzept – Ausgestaltung der gelben Phase, 2015, S. 2 ff.

<sup>52</sup> Vgl. BDEW, Diskussionspapier Smart Grids Ampelkonzept – Ausgestaltung der gelben Phase, 2015, S. 6.

gerade durch sich abzeichnende<sup>53</sup> Netzengpässe ausgelöst wird und damit der Anwendungsbereich von § 13 Abs. 1 EnWG eröffnet ist<sup>54</sup>, ist davon auszugehen, dass der Bereich der marktbezogenen Maßnahmen – im derzeitigen System – bereits der gelben Phase zuzuordnen ist<sup>55</sup>. Hierfür spricht auch, dass marktbezogene Maßnahmen gem. § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG gerade marktlich-vertragliche Elemente enthalten, vergütet werden und im Grundsatz nicht durch Zwangselemente geprägt sind (Ausnahmen gelten für den regulatorischen Redispatch in § 13a EnWG). Nach dieser Einordnung muss die geplante Ausgestaltung der gelben Phase zuvorderst im Kontext der bereits bestehenden Regelungen in den §§ 13 ff. EnWG betrachtet werden.

Der Bereich der netzbezogenen Maßnahmen gem. § 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG, der dadurch gekennzeichnet ist, dass nicht auf vertragliche Vereinbarungen mit Dritten zurückgegriffen werden muss, kann einerseits ebenfalls zur gelben, besser jedoch zur grünen Phase gerechnet werden<sup>56</sup>. Für die Zuordnung zur gelben Phase spricht, dass § 13 Abs. 1 EnWG netzbezogene Maßnahmen zwar vorrangig zu marktbezogenen Maßnahmen vorsieht, beide jedoch unter denselben Anwendungsbereich (Eintritt in eine Gefährdungslage) zieht. Für die Zuordnung zur grünen Phase spricht dagegen, dass bei der Heranziehung von netzbezogenen Maßnahmen (wie Netzschaltungen) zumindest nach außen keine Einschränkungen des Netzbetriebs ersichtlich werden. Die gelbe Phase soll jedoch erst eingeläutet werden, wenn ein Netzbetreiber

„mit Netzproblemen konfrontiert [wird], die er nicht mehr durch den Einsatz eigener Betriebsmittel lösen kann“<sup>57</sup>.

Der Aufbau eines Flexibilitätsmarktes in der gelben Ampelphase ist jedenfalls im Zusammenhang mit den marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG zu sehen und muss sich an die dazu vorhandenen rechtlichen Anforderungen halten. In diesem Bereich kann der Umbau von der eher starren Nutzung bestimmter einzelner Instrumente durch den Netzbetreiber (etwa Redispatch oder Einspeisemanagement) hin zu einem stärker markt-, preis- und/oder anreizbasierten System vorgenommen werden: All dies mit dem Ziel, den Eintritt der roten Phase möglichst zu verhindern.

---

<sup>53</sup> Soweit diese nicht mit eigenen Betriebsmitteln des VNB zu bewältigen sind.

<sup>54</sup> Eine Gefährdung in diesem Sinne liegt im Falle der hinreichenden Wahrscheinlichkeit eines Schadenseintritts vor, vgl. etwa *M. Weise/T.C. Hartmann/F. Wöldeke*, Netzstabilität, RdE 2012, S. 181 ff. (S. 181).

<sup>55</sup> So auch: *BNetzA*, Smart Grid und Smart Market – Eckpunktepapier, 2011, S. 13; *S. Schäfer-Stradowsky/B. Boldt*, Smart Meter-Rollout, EnWZ 2015, S. 349 ff. (S. 353).

<sup>56</sup> So auch *BNetzA*, Flexibilität im Stromversorgungssystem (Diskussionspapier), April 2017, S. 16.

<sup>57</sup> *BNetzA*, Flexibilität im Stromversorgungssystem (Diskussionspapier), April 2017, S. 16.



## II. Das Informationsmanagement der VNB, § 12 Abs. 2, 4-7 EnWG

Ein wesentlicher Schritt zum Aufbau eines umfassenden Flexibilitätsmarktes zur Ausgestaltung der gelben Ampelphase, liegt im Austausch von Informationen unter den jeweiligen Beteiligten. Dies betrifft vorrangig die Informationserlangung der VNB gegenüber den an ihr Netz angeschlossenen Netznutzern auf Erzeugungs-, Netz- und Verbrauchsseite. Zudem müssen gleichgelagerte VNB untereinander Informationen austauschen. Umgekehrt treffen aber auch die VNB bestimmte Informationspflichten, soweit sie Maßnahmen des Netzsicherheitsmanagements vorgenommen haben.

### 1. Informationsanspruch nach § 12 Abs. 4-7 EnWG

Die wichtigste Vorschrift in diesem Zusammenhang bildet § 12 Abs. 4 EnWG. Hiernach haben die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen, also auch die vorliegend betrachteten VNB, einen Anspruch gegenüber bestimmten informationspflichtigen Personen darauf, dass ihnen sämtliche Informationen gewährt werden,

„die notwendig sind, damit die Elektrizitätsversorgungsnetze sicher und zuverlässig betrieben, gewartet und ausgebaut werden können.“

Dies umfasst auch Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse, die allerdings mit der nötigen Vertraulichkeit zu behandeln sind (§ 12 Abs. 5 S. 1 Nr. 1 EnWG). Verpflichtet zur Informationsverschaffung sind:

- die Betreiber von Erzeugungsanlagen,
- die Betreiber von Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie,
- die (sonstigen) Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen,
- die Betreiber von Gasversorgungsnetzen,
- industrielle und gewerbliche Letztverbraucher,
- Anbieter von Lastmanagement und
- Großhändler oder Lieferanten von Elektrizität.

Nicht erfasst sind also im Wesentlichen die privaten Letztverbraucher, deren Verbrauchsverhalten jedoch, soweit erforderlich, über die Stromlieferanten abgefragt werden kann<sup>58</sup>. Die zu

---

<sup>58</sup> C. König, in: Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 1 (Teil 1), 43. Aufl., 2019, § 12 EnWG Rn. 73.

liefernden Informationen betreffen nach der Gesetzesformulierung insbesondere Stammdaten, Planungsdaten und Echtzeitdaten (§ 12 Abs. 4 S. 2 EnWG)<sup>59</sup>. Die Stammdaten umfassen allgemeine Informationen wie den Namen des Marktakteurs, die Anschluss-Netzebene sowie die Anlagengröße und -leistung<sup>60</sup>. Als Planungsdaten werden in die Zukunft gerichtete Erzeugungs- bzw. Verbrauchsplanungen bezeichnet; Echtzeitdaten hingegen umfassen die Ist-Einspeisung bzw. den Ist-Verbrauch<sup>61</sup>. Aus Sicht der Netzbetreiber bietet es sich an, präventive Auskunftersuche an die Auskunftspflichtigen zu richten und diese zu veranlassen, bestimmte Ereignisse automatisiert zu melden<sup>62</sup>. Durch die Wortwahl „insbesondere“ ist zudem gekennzeichnet, dass es sich um keine abschließende Aufzählung zu liefernder Informationen handelt. Welche weiteren Informationen in Betracht kommen, ist jedoch noch nicht endgültig geklärt.

Eine Beschränkung des Informationsanspruchs auf Daten von Netznutzern im eigenen Netzgebiet lässt sich § 12 Abs. 4 EnWG nicht entnehmen. Entscheidend ist dem Wortlaut nach alleine die Notwendigkeit der Informationen für den sicheren und zuverlässigen Betrieb der Elektrizitätsversorgungsnetze. Die Netzbetreiber haben demnach auch Zugriff auf die Daten von Anlagen, die sich in anderen Netzgebieten befinden, etwa angeschlossen an das Netz eines gleichgelagerten VNB, solange die entsprechenden Informationen für das Netzsicherheitsmanagement des anfordernden VNB erforderlich sind. Statt des Direktzugriffs auf die einzelnen Anlagenbetreiber dürfte auch eine Einbeziehung des jeweiligen Anschluss-VNB zulässig sein. Es spricht wohl nichts dagegen, dass ein VNB – unter Wahrung der erforderlichen Sorgfalt, insbesondere im Hinblick auf Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse – die bereits selbst von einem Anlagenbetreiber erlangten Daten an einen anderen VNB weitergibt, der ebenfalls berechtigten Bedarf hieran hat. Auf diese Weise könnten die Verfahren sogar beschleunigt und effizienter werden.

Aus Sicht des Gesetzgebers soll § 12 Abs. 4 EnWG ohnehin dazu dienen, ein „Energieinformationsnetz“ zu installieren, das eine regelmäßige Abfrage aller für das Netzsicherheitsmanagement erforderlichen Daten ermöglicht<sup>63</sup>. Die nähere Ausgestaltung obliegt der Bundesnetzagentur (BNetzA) nach § 12 Abs. 6 EnWG, die hiervon auch bereits Gebrauch gemacht hat<sup>64</sup>. Die entsprechende Festlegung der BNetzA zur verbindlichen Festschreibung von Dateninhal-

---

<sup>59</sup> Rechtswissenschaftliche Kommentarliteratur existiert zu dieser Vorschrift noch nicht.

<sup>60</sup> BT-Drs. 18/7317, S. 82. Seit das Marktstammdatenregister in Betrieb ist, soll vorrangig hierauf zurückgegriffen werden (§ 12 Abs. 7 EnWG).

<sup>61</sup> BT-Drs. 18/7317, S. 82.

<sup>62</sup> C. König, in: Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 1 (Teil 1), 4. Aufl., 2019, § 12 EnWG Rn. 76.

<sup>63</sup> BT-Drs. 17/6072, S. 67.

<sup>64</sup> BNetzA, BK6-13-200 (Beschluss vom 16.04.2014).

ten, Lieferzeitpunkten und Datenformaten zur Ermöglichung automatisierter Verarbeitungsprozesse betrifft jedoch nur die Datenabfrage durch die ÜNB<sup>65</sup>. Zudem werden dort ausschließlich Erzeugungs- und Speicheranlagen adressiert. Soweit die Informationserlangung der VNB betroffen ist, ist davon auszugehen, dass in der praktischen Umsetzung des Anspruchs nach § 12 Abs. 4 EnWG mangels einheitlicher Prozesse und Formate im Hinblick auf die zur Durchführung des Netzsicherheitsmanagements erforderlichen Daten derzeit noch Defizite bestehen.

## 2. Informationsanspruch nach § 12 Abs. 2 EnWG

Gleichgelagerte VNB können ihren Informationsanspruch untereinander ebenfalls aus § 12 Abs. 4 (S. 1 Nr. 3) EnWG herleiten. Gleiches folgt auch aus § 12 Abs. 2 i.V.m. § 14 Abs. 1 S. 1 bzw. Abs. 1c a.E. EnWG. Danach haben sich die Betreiber von Netzen, die technisch verbunden sind,

„die notwendigen Informationen bereitzustellen, um den sicheren und effizienten Betrieb, den koordinierten Ausbau und den Verbund sicherzustellen.“

§ 12 Abs. 2 EnWG können die VNB im Übrigen einen entsprechenden Anspruch gegenüber den ÜNB herleiten.

## 3. Informationspflichten nach § 13 Abs. 7 EnWG

Die VNB sind nicht nur mit den bereits dargestellten Informationsrechten ausgestattet, sie unterliegen auch bestimmten Informationspflichten. Hier ist insbesondere § 13 Abs. 7 i.V.m. § 14 Abs. 1 S. 1 bzw. Abs. 1c a.E. EnWG zu nennen<sup>66</sup>. Danach sind die von Netzsicherheitsmaßnahmen der Netzbetreiber unmittelbar Betroffenen, sowie die Regulierungsbehörde unverzüglich über die zugrundeliegenden Gründe zu informieren. Auf Verlangen sind die Gründe zudem zu belegen. Durch die Netzbetreiber sind dabei jedenfalls Einzelheiten zur Abschaltfolge sowie zur diskriminierungsfreien Auswahl unter den Maßnahmeadressaten darzulegen<sup>67</sup>. Im Ergebnis soll ein Fachmann in die Lage versetzt werden, die Rechtmäßigkeit der Maßnahmen überprüfen zu können<sup>68</sup>.

---

<sup>65</sup> BNetzA, BK6-13-200, S. 10.

<sup>66</sup> Im Rahmen des (derzeit noch bestehenden) Einspeisemanagements stellt § 14 Abs. 3 EEG 2017 eine Spezialregelung zu § 13 Abs. 7 EnWG dar.

<sup>67</sup> Vgl. BT-Drs. 17/6072, S. 73.

<sup>68</sup> P. Salje, Energiewirtschaftsgesetz, München 2006, § 13 Rn. 34.

## C. Rechtsrahmen für smart grids und smart markets

Diese Kapitel befasst sich mit dem Rechtsrahmen für smart grid und smart markets, soweit im geltenden Recht hierzu bereits Ansätze zu erkennen sind. Nach einer näheren definitorischen Ein- und Abgrenzung werden hierzu zunächst die Vorgaben nach dem Gesetz für die Digitalisierung der Energiewende, insbesondere im Bereich des Messwesens, dargestellt. Sodann werden weitere bereits bestehende Vorschriften im EnWG, wesentliche Hemmnisse sowie Besonderheiten für Anbieter in einem smart market untersucht.

### I. Definition und Abgrenzung

Ein wichtiger Faktor für die Umsetzung eines Flexibilitätsmarktes zur Ausgestaltung der gelben Ampelphase bildet die Einführung von „smart grids“. Hierunter versteht man ein zunächst noch konventionelles Elektrizitätsnetz, das

„durch Kommunikations-, Mess-, Steuer- und Automatisierungstechnik sowie IT-Komponenten aufgerüstet wird.“<sup>69</sup>

Intendiert wird hierdurch die kommunikative Vernetzung und Steuerung von Erzeugern, Verbrauchern, Speichern usw.<sup>70</sup> Im Ergebnis sollen die vorhandenen Netzkapazitäten besser genutzt und übermäßiger Netzausbau vermieden werden<sup>71</sup>. Das Übertragungsnetz kann bereits heute in Teilen als „smart grid“ bezeichnet werden; für die Verteilernetze gilt das bislang aber nicht (sog. „Intelligenzlücke“)<sup>72</sup>.

Vom „smart grid“ abzugrenzen ist der „smart market“. Hierunter ist der Bereich außerhalb des Netzes zu verstehen,

„in welchem Energiemengen oder daraus abgeleitete Dienstleistungen auf Grundlage der zur Verfügung stehenden Netzkapazität unter verschiedenen Marktpartnern gehandelt werden.“<sup>73</sup>

Insoweit geht es also nicht um das Netz, sondern um das Verhalten von Marktakteuren. Die verfügbare Netzkapazität begrenzt dabei aber das mögliche Angebot im „smart market“.

Eine signifikante Bedeutung für den Umbau der konventionellen Verteilernetze zu „smart grids“ und den Aufbau von „smart markets“ spielt der Rollout von „smart Metern“, also von

---

<sup>69</sup> BNetzA, Smart Grid und Smart Market – Eckpunktepapier, 2011, S. 11.

<sup>70</sup> Vgl. A. Windoffer/J. Groß, Smart Grid, VerwArch 2012, S. 491 ff. (S. 494).

<sup>71</sup> BNetzA, Smart Grid und Smart Market – Eckpunktepapier, 2011, S. 11.

<sup>72</sup> BNetzA, Smart Grid und Smart Market – Eckpunktepapier, 2011, S. 47 f.

<sup>73</sup> BNetzA, Smart Grid und Smart Market – Eckpunktepapier, 2011, S. 12.

kommunikationsfähigen, modernen Messeinrichtungen<sup>74</sup>. Diese können dazu dienen, eine stärkere Teilnahme bestimmter Kundengruppen im „smart market“ zu forcieren, indem Reaktionen von Erzeugern und Verbrauchern auf Marktsignale, ggf. unter Einsatz von Dienstleistern oder auch automatisiert, ermöglicht werden<sup>75</sup>. „Smart meter“ erlauben eine bidirektionale Kommunikation mit dem Messstellenbetreiber<sup>76</sup>.

## II. Rechtliche Regelungen zu smart grids und smart markets im Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende

Mit Inkrafttreten des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG)<sup>77</sup> am 2. September 2016 hat der Gesetzgeber einen wichtigen Schritt in Richtung der Digitalisierung der Energiewende unternommen<sup>78</sup>. Mit diesem Gesetz wurden insbesondere erstmals konkrete Vorgaben zum Rollout von smart Metern vorgenommen – allerdings wird dieser Begriff im Messstellenbetriebsgesetz so nicht verwendet<sup>79</sup>.

Stattdessen wird von einem intelligenten Messsystem (iMSys) gesprochen. Hierunter versteht man nach § 2 Nr. 7 MsbG

„eine über ein Smart-Meter-Gateway in ein Kommunikationsnetz eingebundene moderne Messeinrichtung zur Erfassung elektrischer Energie, das [sic!] den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt und den besonderen Anforderungen nach den §§ 21 und 22 genügt, die zur Gewährleistung des Datenschutzes, der Datensicherheit und Interoperabilität in Schutzprofilen und Technischen Richtlinien festgelegt werden können.“

Ein iMSys besteht demnach aus einer sog. modernen Messeinrichtung, also einer Messeinrichtung, die den tatsächlichen Verbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit erfassen und darstellen kann (§ 2 Nr. 15 MsbG) und einem Smart-Meter-Gateway (SMG) als Kommunikationseinheit (§ 2 Nr. 19 MsbG). An das SMG können gemäß der im Messstellenbetriebsgesetz vorgenommenen Legaldefinition etwa auch EE- und KWK-Anlagen angeschlossen werden; es

---

<sup>74</sup> S. Schäfer-Stradowsky/B. Boldt, Smart Meter-Rollout, EnWZ 2015, S. 349 ff. (S. 349).

<sup>75</sup> BNetzA, Smart Grid und Smart Market – Eckpunktepapier, 2011, S. 48.

<sup>76</sup> A. Windoffer/J. Groß, Smart Grid, VerwArch 2012, S. 491 ff. (S. 495).

<sup>77</sup> Messstellenbetriebsgesetz vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034), das durch Artikel 15 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist. Vorgängervorschriften befanden sich in den §§ 21b-21i EnWG a.F.

<sup>78</sup> Einen Überblick hierzu geben etwa: J. Eder/J.-H. vom Wege/M. Weise, Messstellenbetriebsgesetz, IR 2016, S. 173 ff.; C. Kermel/J. Dinter, Digitalisierung, RdE 2016, S. 158 ff.; V. Lüdemann/M.C. Ortman/P. Prokrant, Messstellenbetriebsgesetz, EnWZ 2016, S. 339 ff.; K.W. Lange/C. Möllnitz, Digitalisierung, EnWZ 2016, S. 448 ff.; J.-H. vom Wege/F. Wagner, Digitalisierung, N&R 2016, S. 2 ff. (S. 8).

<sup>79</sup> V. Lüdemann/M.C. Ortman/P. Prokrant, Messstellenbetriebsgesetz, EnWZ 2016, S. 339 ff. (S. 340).

muss zudem über die Möglichkeit zur Erfassung, Verarbeitung und Versendung von Daten verfügen. Gemäß den §§ 19 ff. MsbG ergeben sich bestimmte technische Vorgaben zur Gewährleistung von Datenschutz und Datensicherheit beim Einsatz von Smart-Meter-Gateways.

### 1. Rollout intelligenter Messsysteme

Der Rollout richtet sich nach den §§ 29 ff. MsbG. Eine Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen betrifft Letztverbraucher (und damit auch Stromspeicher) mit einem Jahresstromverbrauch über 6.000 kWh sowie solche, die mit einem VNB einen Vertrag nach § 14a EnWG geschlossen haben (§ 29 Abs. 1 Nr. 1 MsbG). Bei § 14a EnWG handelt es sich um eine Netzentgelt-Privilegierungsregelung, wobei als Gegenleistung für die Reduzierung des Netzentgelts die Gewährung der Möglichkeit zur netzdienlichen Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen durch den VNB erforderlich ist<sup>80</sup>. Weiterhin vom Rollout betroffen sind „Anlagenbetreiber mit einer installierten Leistung über 7 Kilowatt“, was jedoch nach der Begriffsdefinition in § 2 Nr. 1 MsbG nur EE-/KWK-Anlagenbetreiber umfasst (§ 29 Abs. 1 Nr. 1 MsbG)<sup>81</sup>.

Bei allen übrigen Letztverbrauchern (wie auch Stromspeichern) sowie bei EE-/KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung von über 1 bis einschließlich 7 kW besteht zwar aus Sicht der Messstellenbetreiber die Möglichkeit zur Ausrüstung mit intelligenten Messsystemen, aber keine Verpflichtung (§ 29 Abs. 2 MsbG). Für die Abrufung der Ist-Einspeisung sowie die ferngesteuerte Abregelung bei EE-/KWK-Anlagen im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements gemäß §§ 9, 14 EEG 2017 kommt es zwar nicht auf den Einsatz eines intelligenten Messsystems an (§ 9 Abs. 7 S. 2 EEG 2017). Mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende und dem Rollout von intelligenten Messsystemen soll jedoch u.a. auch die Stromeinspeisung im Bereich EE/KWK in Zukunft besser erfassbar werden<sup>82</sup>.

Voraussetzung für den Rollout ist jeweils zum einen die technische Möglichkeit des Einbaus von intelligenten Messsystemen nach § 30 MsbG. Dies erfordert ein bestehendes Angebot von intelligenten Messsystemen am Markt durch drei voneinander unabhängige Unternehmen und entsprechende Feststellungen durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik<sup>83</sup>. Zum anderen ist die wirtschaftliche Vertretbarkeit erforderlich, für die nach § 31 MsbG bestimmte, gestaffelte Preisobergrenzen gelten. Kostentechnisch erfolgt insoweit<sup>84</sup> eine gesonderte Abrechnung außerhalb der Netzentgelte (§ 7 MsbG)<sup>85</sup>. Verantwortlich für den

---

<sup>80</sup> Hierauf wird noch näher einzugehen sein.

<sup>81</sup> Das MsbG definiert „Anlagenbetreiber“ nach § 2 Nr. 1 MsbG als Betreiber von Anlagen nach dem EEG oder dem KWKG.

<sup>82</sup> C. Kermel/J. Dinter, Digitalisierung, RdE 2016, S. 158 ff. (S. 158).

<sup>83</sup> Derzeit noch nicht gegeben (Stand: November 2019).

<sup>84</sup> Nur bezogen auf intelligente Messsysteme und moderne Messeinrichtungen. Hier greift auch die Pflicht zur buchhalterischen Entflechtung (§ 3 Abs. 4 S. 2 MsbG). Im übrigen Messstellenbetrieb gilt § 17 Abs. 7 StromNEV.

<sup>85</sup> BT-Drs. 18/7555, S. 78.

Rollout ist, soweit nicht nach §§ 5 oder 6 MsbG ein Auswahlrecht ausgeübt wird, der sog. grundzuständige Messstellenbetreiber (§ 3 Abs. 1 S. 1 MsbG). Diese Rolle übernimmt grundsätzlich der Netzbetreiber selbst (§ 2 Nr. 4, § 43 MsbG)<sup>86</sup>. Gleiches gilt im Ausgangspunkt auch für die Funktion des Smart-Meter-Gateway-Administrators<sup>87</sup>, also des Verantwortlichen für den technischen Betrieb eines intelligenten Messsystems (§ 2 Nr. 19 MsbG), da sie dem Messstellenbetreiber zugeordnet ist (§ 3 Abs. 1 S. 2 MsbG). Dieser kann jedoch Dritte hiermit beauftragen. Zu beachten ist noch, dass nach § 29 Abs. 3 MsbG in allen Fällen, in denen nach dem MsbG keine verpflichtende Ausstattung einer Messstelle mit einem intelligenten Messsystem vorgesehen ist, bis zum Jahr 2032 in der Regel mindestens der Einbau einer einfachen, modernen Messeinrichtung (aber ohne Smart-Meter-Gateway) erfolgen muss.

### 2. Datenkommunikation

Teil 3 des MsbG enthält spezielle und umfangreiche Regelungen zur Datenkommunikation in intelligenten Netzen (§§ 49 ff. MsbG). Aus § 50 Abs. 1 MsbG folgt, dass die Erhebung, Verarbeitung und Nutzung von Daten aus einer Messeinrichtung bzw. einem Messsystem nur mit Einwilligung des Anschlussnutzers oder – soweit dies erforderlich ist – zur Erfüllung von Verträgen mit dem Anschlussnutzer (inklusive durch diesen veranlassten vorvertraglichen Maßnahmen), zur Umsetzung bestimmter rechtlicher Verpflichtungen (insbesondere nach MsbG, EnWG, EEG oder KWKG) sowie zur Wahrnehmung hoheitlicher Aufgaben des Netzbetreibers zulässig ist. Beispielhaft als zulässige Zwecke der Datenkommunikation genannt werden etwa die Pflicht der Netzbetreiber zum ordnungsgemäßen, sicheren und effizienten Netzbetrieb (§ 50 Abs. 2 Nr. 2 MsbG), die Vermarktung von Energie und Flexibilitäten (§ 50 Abs. 2 Nr. 8 MsbG), die Steuerung unterbrechbarer (steuerbarer) Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG sowie die Umsetzung variabler Tarife nach § 40 Abs. 5 EnWG (§ 50 Abs. 2 Nr. 9, 10 MsbG). Insbesondere die Nennung der Vermarktung von Flexibilitäten ist im Hinblick auf die Schaffung von smart markets von Bedeutung.

Personenbezogene Daten, Mess-, Netzzustands- und Stammdaten dürfen nur verschlüsselt und in einheitlichem Format, vorgegeben durch die BNetzA, weitergegeben werden (§ 52 MsbG). Sie sind zudem, wenn möglich, zu anonymisieren oder pseudonymisieren. Die zum Umgang mit diesen Daten berechtigten Personen werden in § 49 Abs. 2 MsbG abschließend aufgezählt: Messstellenbetreiber, Netzbetreiber (vorliegend besonders im Fokus), Bilanzkoordinatoren und BKV, Direktvermarktungsunternehmer nach dem EEG und Energielieferanten sowie jede Stelle, die über eine Einwilligung des Anschlussnutzers verfügt. Zudem kann auf

---

<sup>86</sup> Es besteht die Möglichkeit zur Übertragung der Grundzuständigkeit (§§ 41 ff. MsbG). Diese betrifft allerdings nur moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme. Der klassische/sonstige Messbetrieb ist nicht umfasst (§ 43 Abs. 1 S. 2 MsbG).

<sup>87</sup> Nur dieser kann als „vertrauenswürdige Instanz“ einen unmittelbaren Datenzugriff ermöglichen, v. Lüdemann/M.C. Ortmann/P. Prokrant, Messstellenbetriebsgesetz, EnWZ 2016, S. 339 ff. (S. 341 f.).

dritte Dienstleister zurückgegriffen werden (§ 49 Abs. 3 MsbG). Letzteres könnte von Relevanz sein, wenn in einem smart market Dritte als Betreiber von Handelsplattformen eingesetzt werden sollen und hierfür diese Daten erforderlich sind.

Näheres zum Umfang der Datenerhebung regeln die §§ 55 ff. MsbG. Netzzustandsdaten dürfen vom Messstellenbetreiber nur im Auftrag des Netzbetreibers und auch nur in begründeten Fällen erhoben werden (§ 56 Abs. 1 MsbG). Dies ist immer dann der Fall, wenn es um Netzzustandsdaten an EE-/KWK-Anlagen, an unterbrechbaren (steuerbaren) Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG sowie an Zählpunkten mit einem Jahresstromverbrauch von über 20.000 kWh geht. In allen anderen Fällen dürfen solche Daten nur erhoben werden, wenn sie nicht personenbezogen sind (§ 56 Abs. 2 MsbG). Bei kleineren Letztverbrauchern können Daten also nur aggregiert – als Summe mehrerer Letztverbraucher – erfasst werden<sup>88</sup>. Stammdaten können durch den Messstellenbetreiber „im erforderlichen Umfang und zum erforderlichen Zeitpunkt“ erhoben werden (§ 57 MsbG). Dies betrifft insbesondere den erstmaligen Anschluss einer Anlage an ein intelligentes Messsystem sowie wesentliche Änderungen von Stammdaten. Über die genannten Fälle hinausgehende Datenerhebungen mit Hilfe von Messseinrichtungen oder -systemen sind grundsätzlich unzulässig (Ausnahmen: keine Personenbezogenheit oder Vorliegen einer Einwilligung; § 59 MsbG).

### 3. Messstellenbetreiber und Smart-Meter-Gateway als Datendrehscheibe

Mit den §§ 60 ff. MsbG wird der Messstellenbetreiber<sup>89</sup> – in der Regel der VNB<sup>90</sup> – und mit ihm das Smart-Meter-Gateway als Datendrehscheibe etabliert<sup>91</sup>. Das Gesetz spricht insoweit von einer „sternförmigen Kommunikation“. Nach § 60 Abs. 1 MsbG wird der Messstellenbetreiber verpflichtet, die erhobenen Daten aufzubereiten (§§ 55 ff. MsbG) und

„im erforderlichen Umfang an die nach § 49 berechtigten Stellen zu den Zeitpunkten zu übermitteln, die diese zur Erfüllung ihrer Aufgaben aus § 50 in Verbindung mit den §§ 61 bis 73 vorgeben.“

Näheres zur standardmäßigen Übermittlung von Daten (elektrische Arbeit und Leistung, in bestimmter Auflösung) folgt aus § 60 Abs. 3 MsbG. Die Smart-Meter-Gateways sind entspre-

---

<sup>88</sup> BT-Drs. 18/7555, S. 107.

<sup>89</sup> § 10a EEG 2017 n.F. und § 14 Abs. 1 KWKG n.F. sind zu beachten.

<sup>90</sup> Unter Entflechtungsgesichtspunkten ist das nicht unproblematisch, da VNB in ihrer Rolle als Messstellenbetreiber Zugriff auf vertriebsrelevante Informationen erlangen können, die sie innerhalb eines vertikal integrierten VNB weitergeben könnten. Das MsbG verlangt insoweit nur eine buchhalterische Entflechtung (§ 4 S. 2 MsbG). Siehe hierzu etwa: A. Windoffer/J. Groß, Smart Grid, VerwArch 2012, S. 491 ff. (S. 503, 510 ff.); S. Schäfer-Stradowsky/B. Boldt, Smart Meter-Rollout, EnWZ 2015, S. 349 ff. (S. 352); V. Lüdemann/M.C. Ortmann/P. Prokrant, Messstellenbetriebsgesetz, EnWZ 2016, S. 339 ff. (S. 346).

<sup>91</sup> BT-Drs. 18/7555, S. 108.



chend zu konfigurieren (§ 60 Abs. 4 MsbG). Daten können damit zukünftig direkt an die berechtigten Akteure übertragen werden, ohne dass ein Weg über mehrere Stationen zum Empfänger stattfinden muss<sup>92</sup>. Im Übrigen haben Messstellenbetreiber dafür zu sorgen, dass Anschlussnutzer bzw. EE-/KWK-Anlagenbetreiber mit intelligenten Messsystemen bzw. zumindest modernen Messeinrichtungen bestimmte Informationen zu Verbrauch bzw. Einspeisung zeitnah einsehen können (§§ 61 f. MsbG). Stammdaten hat der Messstellenbetreiber dem Netzbetreiber gemäß § 63 MsbG zu übermitteln, für Netzzustandsdaten greift § 64 MsbG.

#### 4. Messwertverwendung

Der Netzbetreiber darf erhaltene Messwerte nur für bestimmte, in § 66 Abs. 1 MsbG abschließend genannte Zwecke verwenden und auch nur, soweit dies für diese Zwecke zwingend erforderlich ist. Erfasst sind neben der Netznutzungsabrechnung sowie der Abwicklung der EEG-/KWKG-Abnahme- und Förderpflichten insbesondere die Erfüllung der Pflichten aus den §§ 11-14 EnWG, die Durchführung des Einspeisemanagements nach § 14 EEG 2017 sowie der Rückgriff auf steuerbare Verbraucher im Sinne von § 14a EnWG. Im Bereich des oben dargestellten Netzsicherheitsmanagements können die VNB also auf entsprechende Messwerte zurückgreifen, so dass eine effiziente Systemführung ermöglicht wird<sup>93</sup>.

Übermittlungspflichten der Netzbetreiber ergeben sich aus § 66 Abs. 2 MsbG; insbesondere sind dem ÜNB in seiner Funktion als Bilanzkoordinator (BIKO) Bilanzkreissummenzeitreihen (bei Aggregation der Last- und Einspeisegänge von Einzelzählpunkten) weiterzugeben, soweit nicht die ÜNB selbst hierzu berufen sind (§ 67 Abs. 1 Nr. 6, 7 MsbG) – was zukünftig bei Daten aus Messstellen mit intelligenten Messsystemen aber der Fall sein wird (Aufspaltung der Bilanzierungsverantwortung)<sup>94</sup>. Weitergehende Verwendungszwecke für Messwerte durch die ÜNB enthält § 67 MsbG (etwa bezogen auf die Abrechnung von Regelleistung aus dezentralen Anlagen). Für BKV bzw. Energielieferanten gelten die Regelungen zur Messwertnutzung nach den §§ 68 bzw. 69 MsbG. Messwertnutzungen und Datenaustausch, die über die genannten Vorschriften hinausgehen und personenbezogene Daten betreffen, erfordern eine Einwilligung des Anschlussnutzers (§ 70 MsbG).

---

<sup>92</sup> V. Lüdemann/M.C. Ortmann/P. Prokrant, *Messstellenbetriebsgesetz*, EnWZ 2016, S. 339 ff. (S. 341); S. Schäfer-Stradowsky/D. Timmermann, *Verschiebung von Kompetenzen zwischen ÜNB und VNB*, EnWZ 2018, S. 199 ff. (S. 201).

<sup>93</sup> BT-Drs. 18/7555, S. 109.

<sup>94</sup> J.-H. vom Wege/F. Wagner, *Digitalisierung*, N&R 2016, S. 2 ff. (S. 8).

## 5. Zwischenergebnis<sup>95</sup>

Unter dem Gesichtspunkt des Aufbaus eines Flexibilitätsmarktes zur Ausfüllung der gelben Ampelphase spielen die vorstehenden Ausführungen zur Digitalisierung der Energiewende eine durchaus wichtige Rolle<sup>96</sup>. Während die Vorgaben zum Rollout von intelligenten Messsystemen v.a. die praktische Durchführbarkeit eines solchen Marktes betreffen, tangieren die Vorschriften zur künftigen Rolle des Messstellenbetreibers sowie zur Datenkommunikation die rechtliche Zulässigkeit bestimmter Umsetzungskonstellationen. Hier gilt es im Einzelfall zu prüfen, inwiefern für die beteiligten Personen entsprechende Zugriffsrechte in Bezug auf aufbereitete Messwerte bestehen. Für die Netzbetreiber gilt insoweit der dargestellte Inhalt in § 66 MsbG.

### III. Weitere Ansätze eines Rechtsrahmens für den smart market im geltenden Recht

Ein Rechtsrahmen für die Umsetzung eines smart markets in der gelben Ampelphase ist, über die Vorgaben des MsbG hinaus, bislang allenfalls in Ansätzen erkennbar. Ein solcher ist systematisch dem Bereich der marktbezogenen Maßnahmen des Netzbetreibers nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG (i.V.m. § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG) zuzuordnen (vgl. oben). Insoweit sind insbesondere die Vorgaben aus den §§ 1 Abs. 1, 2 Abs. 1, 11 Abs. 1 S. 1 EnWG zum sicheren, preisgünstigen, effizienten, umweltverträglichen und diskriminierungsfreien Netzbetrieb sowie aus § 13 Abs. 6 EnWG zur Beschaffung von Ab- und Zuschaltleistung in einem diskriminierungsfreien und transparenten Ausschreibungsverfahren über eine gemeinsame Internetplattform,

„bei dem die Anforderungen, die die Anbieter von Ab- oder Zuschaltleistung für die Teilnahme erfüllen müssen, soweit dies technisch möglich ist, zu vereinheitlichen sind“, zu beachten (vgl. ebenfalls oben).

Weitere relevante Vorschriften ergeben sich aus § 14a und § 40 Abs. 5 EnWG. In beiden Normen geht es um finanzielle Anreize:

---

<sup>95</sup> Hinzuweisen ist im Übrigen auf die Regelungen der Datenschutz-Grundverordnung (DS-GVO), die relevant sind, soweit es um die Verarbeitung personenbezogener Daten natürlicher Personen geht.

<sup>96</sup> Auch unter Vereinheitlichungsgesichtspunkten, vgl. *P. Zayer, Smart Grid, et 2017, Heft 5, S. 8 ff.*

## 1. Bedeutung von § 14a EnWG

Bei § 14a EnWG<sup>97</sup> handelt es sich, wie bereits angesprochen, um eine Netzentgelt-Privilegierungsregelung. Hiernach haben die VNB Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung ein reduziertes Netzentgelt anzubieten,

„wenn mit ihnen im Gegenzug die netzdienliche Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, vereinbart wird.“

Nähere Vorgaben kann die Bundesregierung mit Zustimmung des Bundesrates auf dem Verordnungswege festlegen (§ 14a S. 3 EnWG), was zwar offiziell angekündigt, bislang aber nicht umgesetzt wurde. Die Regelungen des MsbG zur kommunikativen Einbindung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen sind hierbei zu beachten (§ 14a S. 4 EnWG). Die Netzbetreiber dürfen gemäß § 66 Abs. 1 Nr. 5 MsbG erhaltene Messwerte zum Zwecke der Durchführung des Flexibilitätsmechanismus nach § 14a EnWG verwenden.

Der Hintergrund der systematischen Stellung von § 14a EnWG im Gesetz nach den §§ 13 ff. EnWG ist jedoch unklar. Die Vorschrift könnte – neben ihrer Bedeutung im Rahmen der Netzentgelte – aber als spezielle marktbezogene Maßnahme auf VNB-Ebene im Sinne von § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG eingeordnet werden. Dies würde auch ihre Stellung im EnWG direkt nach den §§ 13 ff., 14 EnWG, die das Netzsicherheitsmanagement behandeln, erklären. Andererseits wird sie im Rahmen von § 13 Abs. 1 EnWG bzw. § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG gerade nicht als Teil des Maßnahmeninstrumentariums benannt. Möglicherweise ist § 14a EnWG daher dem Netzsicherheitsmanagement vorgelagert<sup>98</sup> und damit Teil der grünen Ampelphase an der Schwelle zum Eintritt in die gelbe Phase. Jedenfalls ergeben sich aus § 14a EnWG monetäre Anreize für flexibles Verbrauchsverhalten, indem eine Reduzierung des Netzentgelts, ermöglicht wird.

---

<sup>97</sup> Nach § 29 Abs. 1 Nr. 1 MsbG haben die Messstellenbetreiber Messstellen bei Letztverbrauchern, mit denen eine Vereinbarung nach § 14a EnWG besteht, mit intelligenten Messsystemen auszustatten.

<sup>98</sup> S. Schäfer-Stradowsky/B. Boldt, Smart Meter-Rollout, EnWZ 2015, S. 349 ff. (S. 353); S. Schäfer-Stradowsky/D. Timmermann, Verschiebung von Kompetenzen zwischen ÜNB und VNB, EnWZ 2018, S. 199 ff. (S. 204).

## 2. Bedeutung von § 40 Abs. 5 EnWG

Auch § 40 Abs. 5 EnWG<sup>99</sup> adressiert finanzielle Vorteile für einen flexibel ausgerichteten Verbrauch<sup>100</sup>. Hier werden allerdings nicht die staatlich induzierten oder regulierten Strompreisbestandteile in den Blick genommen, sondern der Marktpreis<sup>101</sup>. Nach dieser Vorschrift müssen die Stromlieferanten,

„soweit technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar, für Letztverbraucher von Elektrizität einen Tarif anbieten, der einen Anreiz zu Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs setzt.“

Anders als bei § 14a EnWG geht es hierbei nicht um die Überlassung der Steuerbarkeit als Gegenleistung für den Netzbetreiber, sondern nur um die Verpflichtung der Lieferanten, mindestens einen lastvariablen oder tageszeitabhängigen Spezialtarif im Angebot zu haben. Im Hinblick auf die Anreizung flexibler Verbräuche – und im Ansatz auch in Bezug auf die Umsetzung von smart markets – kann § 40 Abs. 5 EnWG als erster Baustein angesehen werden. Da die Letztverbraucher-Strompreise jedoch in erster Linie durch die staatlich induzierten bzw. regulierten Strompreisbestandteile geprägt sind, greifen dynamische Elemente im Rahmen des reinen Marktpreises zu kurz.

## IV. Allgemeine rechtliche Hemmnisse bei der Schaffung von smart markets

Der Aufbau von smart markets ist aufgrund des noch defizitären bzw. rudimentären Rechtsrahmens mit verschiedenen rechtlichen Herausforderungen verbunden. Abgesehen von den soeben beschriebenen Strompreis-Privilegierungsvorschriften in § 14a und § 40 Abs. 5 EnWG<sup>102</sup> (die bereits selbst nur geringe Wirkung entfalten), bietet der derzeitige Rechtsrahmen kaum Anreize für flexibles Einspeise- oder Verbrauchsverhalten. Verbrauchsseitig sind zudem die Anforderungen des § 13 Abs. 6 EnWG im Auge zu behalten, wonach Netzbetreiber bei der Beschaffung von Ab- oder Zuschaltleistung bestimmte Vorgaben zu beachten haben

---

<sup>99</sup> Hierzu ist § 12 Abs. 4 StromNZV zu beachten: „Soweit es für die Umsetzung eines variablen Tarifs im Sinne von § 40 Absatz 5 Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes erforderlich ist, haben Netzbetreiber Netznutzern eine Bilanzierung und Abrechnung auf Basis von Zählerstandsgängen für diejenigen Einspeise- und Entnahmestellen zu ermöglichen, deren Einspeise- und Entnahmeverhalten mit intelligenten Messsystemen im Sinne des Messstellenbetriebsgesetzes ermittelt wird.“

<sup>100</sup> S. Schäfer-Stradowsky/B. Boldt, Smart Meter-Rollout, EnWZ 2015, S. 349 ff. (S. 353).

<sup>101</sup> Vgl. auch Art. 11 Abs. 1 der neuen Binnenmarkt-RL, RL (EU) 2019-944: „Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass Endkunden, die einen intelligenten Zähler installieren lassen, von mindestens einem Versorger sowie von jedem Versorger mit über 200 000 Endkunden verlangen können, einen Vertrag mit dynamischen Stromtarifen abzuschließen.“

<sup>102</sup> Ggf. kann hier noch § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV genannt werden (Netzentgeltverringerung bei Lastabsenkung in sog. Hochlastzeitfenstern).

(insbes. Ausschreibungen mit einheitlichen Anforderungen über gemeinsame Internetplattform; vgl.o.).

### 1. Kostenseitige Hemmnisse für Akteure eines smart markets

Häufig sind die staatlich induzierten bzw. regulierten Strompreisbestandteile<sup>103</sup> (EEG-Umlage, Netzentgelt, Stromsteuer usw.; kurz: SIP) – vorbehaltlich sonstiger<sup>104</sup> Privilegierungsvorschriften (Zwischenspeicherung, Eigenversorgung<sup>105</sup>, Großverbrauch) – auch bei netzdienlichem Verhalten in voller Höhe zu zahlen.<sup>106</sup> Insoweit könnte das Interesse der Betreiber von Verbrauchsanlagen an der Teilnahme an smart markets ggf. begrenzt sein<sup>107</sup>.

Für die Netzbetreiber wiederum dürfte von entscheidender Bedeutung sein, wie sie entstehende Kosten im Rahmen von smart markets auf die Netznutzer umlegen können: Während Maßnahmen des Einspeisemanagement nach § 14 EEG 2017 gegenüber EE-/KWK-Anlagen aber in der Anreizregulierung als dauerhaft unbeeinflussbar eingeordnet werden (§ 11 Abs. 2 Satz 17 ARegV) und somit neutral gestellt werden, gilt dies für die Kosten aus marktbezogenen Maßnahmen, etwa gegenüber Verbrauchsanlagen<sup>108</sup>, nicht<sup>109</sup>. Diese Kosten gehen in den Effizienzvergleich ein, was für Netzbetreiber aus betriebswirtschaftlichen Gründen wohl nicht attraktiv sein dürfte.

---

<sup>103</sup> Siehe hierzu auch die Website [www.strompreisbestandteile.de](http://www.strompreisbestandteile.de) der Stiftung Umweltenergierecht.

<sup>104</sup> Hier besteht wiederum zum Teil die Gefahr, dass an sich geltende Privilegierungen als Folge von flexiblem Verbrauchsverhalten entfallen oder sich zumindest mindern (Bsp.: § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV). Zudem können sich generell Lastspitzen negativ auswirken, während gleichmäßige Bandbezüge belohnt werden, wie sich bei den Netzentgelten zeigt. Siehe hier etwa BNetzA, Flexibilität im Stromversorgungssystem (Diskussionspapier), April 2017, S. 23 ff.

<sup>105</sup> Hier ist u.a. zu beachten, dass die Ausnahmevorschrift des § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG nur für EE-/KWK-Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 2 MW gilt. Dies ist von besonderer Bedeutung, soweit es um virtuelle Kraftwerke geht. Nach § 12b StromStV sind hier ggf. Zusammenrechnungen durchzuführen, die dazu führen können, dass der geforderte Nennwert überschritten wird.

<sup>106</sup> Weiterführend: Stiftung Umweltenergierecht/Fraunhofer-ISI, Gutachten zu zuschaltbaren Lasten (für das Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein), Februar 2016, S. 28 ff. Vgl. auch die Einführung einer Experimentierklausel in § 119 EnWG sowie die Umsetzung im Rahmen der SINTEG-V. Zudem: V. Lüdemann/M.C. Ortmann/P. Prokrant, Messstellenbetriebsgesetz, EnWZ 2016, S. 339 ff. (S. 345).

<sup>107</sup> Hier könnte zukünftig aber Art. 15 Abs. 1 der neuen Binnenmarkt-RL, RL (EU) 2019-944, Bedeutung erlangen: „Die Mitgliedstaaten gewährleisten, dass Endkunden das Recht haben, als aktive Kunden zu handeln, ohne unverhältnismäßigen oder diskriminierenden technischen Anforderungen, administrativen Anforderungen, Verfahren, Umlagen und Abgaben sowie nicht-kostenorientierten Netzentgelten unterworfen zu werden.“

<sup>108</sup> Aber auch der Redispatch von Erzeugungsanlagen ist auf VNB-Ebene (anders als auf ÜNB-Ebene) nicht privilegiert.

<sup>109</sup> BNetzA, Flexibilität im Stromversorgungssystem (Diskussionspapier), April 2017, S. 26.

Auch erzeugungsseitig kann flexibles Verhalten im Übrigen zusätzliche Nachteile schaffen (Bsp.: geringere Gutschriften aus vermiedener Netznutzung nach § 18 StromNEV bei Drosselung der Erzeugung)<sup>110</sup>.

### 2. Kostenseitige Hemmnisse durch die Regelungen des Bilanzkreismanagements

Weiterhin ergeben sich für smart markets Restriktionen durch die rechtlichen Pflichten des Bilanzkreismanagements, denen die zuständigen BKV gegenüber dem ÜNB unterworfen sind.

Das Bilanzkreismanagement mit dem Einsatz von Regel- und Ausgleichenergie spielt eine zentrale Rolle bei der Stabilisierung und Bilanzierung des Stromnetzes<sup>111</sup>. Gesetzlich geregelt ist dies als ein Grundsatz des Strommarktes in § 1a Abs. 2 S. 1 EnWG:

„Das Bilanzkreis- und Ausgleichensystem hat eine zentrale Bedeutung für die Gewährleistung der Elektrizitätsversorgungssicherheit.“

Den BKV obliegt es dabei nach § 1a Abs. 2 S. 2 EnWG, die ordnungsgemäße Bewirtschaftung der Bilanzkreise sicherzustellen. Der Bilanzkreis ist in § 3 Nr. 10a EnWG legal definiert als die Zusammenfassung von Einspeise- und Entnahmestellen im Elektrizitätsbereich innerhalb einer Regelzone, die dem Zweck dient, Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen durch ihre Durchmischung zu minimieren und die Abwicklung von Handelstransaktionen zu ermöglichen.

Voraussetzung für den Netzzugang durch Letztverbraucher und Lieferanten ist, dass über einen Bilanzkreis, der in ein vertraglich begründetes Bilanzkreissystem einbezogen ist, ein Ausgleich zwischen Einspeisung und Entnahme stattfindet, § 20 Abs. 1a S. 5 EnWG. Näher konkretisiert und präzisiert werden die Vorgaben durch die auf Grundlage des EnWG<sup>112</sup> erlassene Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV<sup>113</sup>). Danach ist aufgrund von § 4 Abs. 3 S. 1 StromNZV zwingende Voraussetzung, dass jede Einspeise- oder Entnahmestelle einem Bilanzkreis zuzuordnen ist<sup>114</sup>. Die Netznutzung durch eine Erzeugungs- oder Verbrauchsanlage ist ohne eine Bilanzkreiszuordnung demnach nicht möglich<sup>115</sup>.

---

<sup>110</sup> M. Gerecht/F. Wälter, Ampelkonzept, et 2017, Heft 5, S. 46 ff. (S. 48). Diesem Gesichtspunkt kommt allerdings nach Erlass des Netzentgeltmodernisierungsgesetzes keine große Bedeutung für Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen mehr zu, vgl. § 18 Abs. 1 S. 2, Abs. 5 StromNEV.

<sup>111</sup> A. Böwing, in: Baur/Salje/Schmidt-Preuß (Hrsg.), Regulierung in der Energiewirtschaft, 2. Aufl. 2016, Kap. 71 Rn. 98.

<sup>112</sup> Auf Grundlage des § 21b Abs. 3 Satz 1 in Verbindung mit Satz 3, des § 24 Satz 1 Nr. 1 und 2 in Verbindung mit Satz 2 Nr. 1, 2 und 3 sowie Satz 3, Satz 1 Nr. 1 auch in Verbindung mit § 21b Abs. 3 Satz 1 und 3, und des § 29 Abs. 3 des Energiewirtschaftsgesetzes vom 7. Juli 2005.

<sup>113</sup> Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), die zuletzt durch Artikel 14 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist.

<sup>114</sup> Ein Netznutzer darf aber auch nur einem Bilanzkreis zugeordnet sein, § 4 Abs. 3 S. 2 StromNZV. Es muss also eine eindeutige Bilanzkreiszuordnung vorliegen.

<sup>115</sup> So M. Sauer, in: Elspas/Graßmann/Rasbach (Hrsg.), Energiewirtschaftsgesetz, StromNZV Rn. 5.

Ferner ist der Abschluss eines Bilanzkreisvertrages zwischen dem zuständigen BKV und dem Betreiber des Übertragungsnetzes über die Führung, Abwicklung und Abrechnung von Bilanzkreisen nach § 26 StromNZV erforderlich. Der BKV übernimmt dadurch als Bindeglied zwischen den Netznutzern seines Bilanzkreises und dem für die übergeordnete Regelzone zuständigen Übertragungsnetzbetreiber die wirtschaftliche Verantwortung, dass der Bilanzkreis viertelstündlich ausgeglichen gehalten wird<sup>116</sup>. Als Bilanzkreisvertrag ist von allen BKV der von der BNetzA aufgrund ihrer Festlegungskompetenz nach § 27 Abs. 1 Nr. 15 StromNZV statuierte einheitliche Standardbilanzkreisvertrag<sup>117</sup> zu verwenden. Dies gilt auch für VNB, die als BKV auftreten<sup>118</sup>.

Im Hinblick auf den hier zu bewertenden smart market hat der Gesetzgeber zwar im Zuge des Strommarktgesetzes im Jahr 2016 den neuen Grundsatz verankert, dass auf eine Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage hingewirkt werden soll, vgl. § 1a Abs. 3 EnWG. Der Einsatz von Flexibilitäten in u.a. smart markets ist daher eine intendierte Maßnahme zur Transformation des Energieversorgungssystems. Erfolgen im Zuge des Rückgriffs auf Flexibilitäten im smart market jedoch Veränderungen der Ein- oder Ausspeisung von Strom, führt dies ggf. zu Bilanzabweichungen bei den zuständigen BKV<sup>119</sup>. Diese sind, wie oben ausgeführt, nach § 4 Abs. 2 S. 2 StromNZV für eine ausgeglichene Bilanz zwischen Einspeisungen und Entnahmen in einem Bilanzkreis in jeder Viertelstunde verantwortlich – was auch in wirtschaftlicher Hinsicht gilt. Muss als Folge des Auftretens von Frequenzschwankungen durch die ÜNB Regelenergie eingesetzt werden, erfolgt eine Abrechnung gegenüber den BKV im Wege der Ausgleichsenergie (§ 8 Abs. 2 S. 2 StromNZV). Soweit sich aufgrund des verstärkten Einsatzes von Flexibilitäten Prognoseschwierigkeiten bei den BKV ergeben, die zu höheren Kosten für Ausgleichsenergie führen<sup>120</sup>, könnte dies in Einzelfällen problematisch sein<sup>121</sup>, da die BKV diese Zusatzkosten ggf. nur schwer verhindern können.

### 3. Faktische Hemmnisse aufgrund des regulatorischen Redispatch nach § 13a EnWG

Schließlich ergeben sich Hemmnisse für Flexibilitätsmarktmodelle aufgrund der starken gesetzgeberischen Fokussierung auf den sog. regulatorischen Redispatch in § 13a EnWG. Nach

---

<sup>116</sup> Vgl. A. Böwing, in: Baur/Salje/Schmidt-Preuß (Hrsg.), Regulierung in der Energiewirtschaft, 2. Aufl. 2016, Kap. 71 Rn. 107.

<sup>117</sup> Bis zum 30.4.2020 gilt der „Bilanzkreisvertrag über die Führung von Bilanzkreisen zwischen Bilanzkreisverantwortlicher (BKV) und Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)“, BNetzA, Anlage zum Beschl. vom 29.6.2011, BK6-06-013. Ab dem 1.5.2020 ist die überarbeitete Version des Standardbilanzkreisvertrages Strom, BNetzA, Beschl. vom 12.4.2019, BK6-18-061, zu verwenden.

<sup>118</sup> M. Sauer, in: Elspas/Graßmann/Rasbach (Hrsg.), Energiewirtschaftsgesetz, StromNZV Rn. 82 mit Bezug auf BNetzA, Beschl. vom 29.6.2011, BK6-06-013, Ziff. 4.1.

<sup>119</sup> S. Schäfer-Stradowsky/B. Boldt, Smart Meter-Rollout, EnWZ 2015, S. 349 ff. (S. 353); vgl. auch M. Ge-recht/F. Wälter, Ampelkonzept, et 2017, Heft 5, S. 46 ff. (S. 49).

<sup>120</sup> Eine Parallelproblematik besteht momentan bei Zwangsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG bzw. im Einspeisemanagement nach § 14 EEG 2017.

<sup>121</sup> Vgl. S. Schäfer-Stradowsky/B. Boldt, Smart Meter-Rollout, EnWZ 2015, S. 349 ff. (S. 353 f.).

dieser Vorschrift können Betreiber von Erzeugungs- und Speicheranlagen mit einer Nennleistung ab 10 MW verpflichtet werden, auf Anforderung des ÜNB, aber auch des VNB (§ 14 Abs. 1 S. 1 EnWG),

„gegen eine angemessene Vergütung die Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung oder den Wirkleistungsbezug anzupassen“.

Der regulatorische Redispatch stellt eine Mischform<sup>122</sup> zwischen marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG (Vergütung) und Notmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG (Zwangelement) dar, ist jedoch nach deutschem Verständnis systematisch den marktbezogenen Maßnahmen zuzurechnen<sup>123</sup> und damit Teil der gelben Ampelphase. Er steht wohl nicht in einem nachrangigen Verhältnis zum vertraglichen Redispatch, sondern ergänzt diesen auf gleicher Stufe<sup>124</sup>, bietet dabei jedoch aus Netzbetreibersicht den Vorteil, dass sich die Verpflichtungen der erfassten Erzeugungsanlagen zur Teilnahme am Engpassmanagement gegen die Zahlung einer Vergütung direkt aus dem Gesetz ergeben.

Ab dem 1. Oktober 2021 wird der regulatorische Redispatch zudem massiv ausgeweitet und erfasst in der Folge sämtliche Anlagen ab einer Nennleistung von 100 kW. Zudem werden dann auch EE-/KWK-Anlagen in den Redispatch integriert<sup>125</sup>. Inwieweit daneben noch Raum für die „echte“ marktliche Beschaffung von Flexibilitäten besteht, etwa auf Verbrauchseite, bleibt abzuwarten. Ein Rückgriff auf den regulatorischen Redispatch dürfte für die Netzbetreiber jedenfalls vorzugswürdig sein, da keine individuellen Vertragsverhandlungen erforderlich sind und die wichtigsten Vorgaben zur Vergütung gesetzlich geregelt sind (§ 13a Abs. 2 EnWG). Einzuhalten sind von den Netzbetreibern künftig auch die ab dem 1. Januar 2020 unmittelbar geltenden Vorgaben zur Durchführung des marktbasierten und nicht marktbasierten Redispatch nach Art. 13 der neuen EU-Strombinnenmarkt-VO<sup>126</sup>. Für das Verhältnis der unterschiedlichen Normen auf nationaler Ebene und EU-Ebene gilt das Prinzip des Vorrangs des EU-Rechts gegenüber nationalem Recht. Im Einzelnen ist das Zusammenspiel der Vorgaben des EnWG und der Strombinnenmarkt-VO noch zu klären.

## V. Besonderheiten für Anbieter im smart market

Für Anlagenbetreiber, die in einem smart market Flexibilitäten anbieten möchten, sind gewisse rechtliche Vorgaben zu beachten. Potenzielle Flexibilitätsanbieter sind auf Verbraucher-

---

<sup>122</sup> Vgl. BT-Drs. 17/6072, S. 71.

<sup>123</sup> Begründungslinie: Es erfolgt ein Zugriff auf dritte Marktakteure, so dass von „Marktbezogenheit“ ausgegangen werden kann. Die Europarechtsfestigkeit dieser Aussage ist jedoch noch zu klären.

<sup>124</sup> J. Hilpert, Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber, 2018, S. 231 f.

<sup>125</sup> Dies wurde mit dem NABEG 2.0 beschlossen, BGBl. 2019 I S. 706 ff.

<sup>126</sup> VO (EU) 2019-943.



seite etwa Betreiber von Power-to-Heat- und Power-to-Gas-Anlagen, sonstigen Stromspeichern sowie Industrieanlagen<sup>127</sup>. Stromerzeuger (konventionell, EE, KWK) kommen ebenfalls als Anbieter in Betracht, auch soweit es sich um virtuelle Kraftwerke handelt. Zudem ist die Zwischenschaltung von Aggregatoren möglich.

### 1. Besonderheiten bei EE-/KWK-Anlagen

Bei EE-Anlagen, die eine gesetzliche Förderung erhalten (§ 19 Abs. 1 EEG 2017), ist allerdings das Verhältnis zwischen der Förderung nach dem EEG und der Vermarktung der Erzeugungsleistung bzw. -arbeit an einem smart market von Bedeutung. Dies betrifft zum einen die Anspruchsvoraussetzungen für die jeweilige Förderung, zum anderen das spezielle Doppelvermarktungsverbot des EEG in § 80. Zudem ergeben sich Besonderheiten bei der Bildung der merit order.

Jedenfalls in der Direktvermarktung mit Marktprämie nach § 20 EEG 2017 stehen einer (zusätzlichen, teilweisen) Vermarktung<sup>128</sup> der geförderten EE-Anlage an einem smart market keine grundsätzlichen Bedenken entgegen. Eine Direktvermarktung liegt nur dann nicht vor, wenn der Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht und nicht durch ein Netz durchgeleitet wird (§ 3 Nr. 16 EEG 2017). Zudem scheidet ein Verstoß gegen das EEG-Doppelvermarktungsverbot in § 80 Abs. 1 EEG 2017 jedenfalls dann aus, wenn es nicht gerade um eine mehrfache Vermarktung der grünen Eigenschaft des Stromes geht<sup>129</sup>. Dient eine Flexibilitätsplattform ausschließlich der Beseitigung von Gefährdungen für die Netzsicherheit, dürfte die grüne Eigenschaft des Stromes aber insoweit ohne Bedeutung sein, so dass eine Teilnahme der geförderten EE-Anlage am Flexibilitätsmarkt wohl zulässig ist. Für die Teilnahme am Regelenergiemarkt ist das in § 80 Abs. 1 S. 4 EEG 2017 im Übrigen explizit festgeschrieben.

Bei EE- und hocheffizienten KWK-Anlagenbetreibern ist im Rahmen der Vermarktung am smart market zudem § 13 Abs. 3 S. 2 EnWG zu beachten, der zum Schutz der vorrangigen physikalischen Abnahme von Strom aus EE/KWK (§ 11 EEG 2017, § 3 KWKG) festlegt, dass auf diese Anlagen – soweit es um die Abregelung geht – auch bei den marktbezogenen Maßnahmen des Netzsicherheitsmanagements nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG und damit innerhalb der gelben Ampelphase nur nachrangig zurückgegriffen werden darf (vgl. o.). Zunächst ist also das Abregelungspotenzial konventioneller Anlagen einzusetzen. Der Abnahmevorrang von EE einerseits und KWK andererseits ist dabei grundsätzlich gleichrangig<sup>130</sup>. KWK-Anlagen können, wie § 3 Abs. 3 KWKG zeigt, eine Ausnahme von der vorrangigen Einspeisung wohl ohnehin nur

---

<sup>127</sup> M. Gerecht/F. Wälter, Ampelkonzept, et 2017, Heft 5, S. 46 ff. (S. 47).

<sup>128</sup> Dies betrifft den Bereich des „Hochregels“.

<sup>129</sup> Vgl. M. Boemke, in: Frenz/Müggenborg et al. (Hrsg.), Erneuerbare-Energien-Gesetz, 5. Aufl., 2018, § 80 Rn. 9.

<sup>130</sup> Ausnahme: § 3 Abs. 2 S. 2 KWKG, bezogen auf KWK-Anlagen, deren Förderung in einer Ausschreibung ermittelt wurde (§§ 8a, 8b KWKG).

im Rahmen von § 13 Abs. 6a EnWG (sog. „Nutzen statt Abregeln“<sup>131</sup>) geltend machen. Diese Maßnahme kann jedoch ausschließlich auf Übertragungsebene und durch die ÜNB angewandt werden (§ 13 Abs. 6a S. 5 EnWG); eine Heranziehung auf VNB-Ebene ist derzeit ausgeschlossen. Dies gilt allerdings nicht, wenn es um das „Hochregeln“ der Anlage geht, dies ist zulässig.

Damit gilt, dass nach derzeitiger Rechtslage nur EE-Anlagen, nicht aber KWK-Anlagen, ihre Abregelungsfähigkeit unter Abweichung vom Einspeisevorrang am smart market auf Verteilnetzebene vermarktet werden können. Diese müssen dann jedoch wiederum an das Ende der merit order gesetzt werden, so dass der an sich eingesetzte Zuschlagsmechanismus hier durchbrochen werden muss. Was das konkret zur Folge hat, ist allerdings unklar. Einerseits könnte dies bedeuten, dass EE-Anlagen erst nach Ausschöpfung aller zur Verfügung stehenden marktbezogenen Maßnahmen eingesetzt werden dürfen („globale Betrachtung“). Andererseits könnte man aber auch vertreten, dass es nur um eine relative Nachrangigkeit geht, EE-Anlagen also nur jeweils innerhalb eines einzelnen Instruments im Rahmen der marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG an das Ende der merit order gesetzt werden („relative Betrachtung“)<sup>132</sup>. Da in der Regelung ohnehin bereits ein schwerlich nachvollziehbares Diskriminierungspotenzial von EE-Anlagen enthalten ist, spricht tendenziell mehr für die relative Betrachtung.

## 2. Besonderheiten bei gleichzeitiger Vermarktung am Regelleistungsmarkt

Eine wichtige Frage für viele Anbieter von Flexibilitäten dürfte im Übrigen sein, inwiefern eine gleichzeitige Vermarktung ihrer Einspeise- bzw. Verbrauchsleistung an anderen Märkten zulässig ist. Hier ist v.a. denkbar, dass ein potenzieller Teilnehmer des smart markets mit seiner Anlage bereits am Regelleistungsmarkt präqualifiziert ist. Erhält er im Zuge eines konkreten Gebotsverfahrens den Zuschlag für eine bestimmte Zeitscheibe, so hat er zu gewährleisten, dass die Anlage im Falle der Anforderung auch in der angebotenen Weise zur Verfügung steht<sup>133</sup>. Andernfalls können erhebliche Sanktionen durch den ÜNB ausgelöst werden.

Denkbar ist jedoch, dass im Rahmen der Verträge, die Teilnehmer am smart market schließen, Öffnungsklauseln zur vorrangigen Teilnahme am Regelleistungsmarkt vorgesehen werden. Hier könnte man sich an § 7 Abs. 1 AbLaV orientieren, wonach die Abschaltleistung im Rahmen der Verordnung zu abschaltbaren Lasten in den Zeiträumen, in denen eine Vermarktung an den Märkten für positive Regelleistung bzw. Primärregelleistung erfolgt ist, nicht gemäß der Abschaltverordnung zur Verfügung gestellt werden muss. Wird am Regelleistungsmarkt – etwa

---

<sup>131</sup> Adressiert werden hier KWK-Power-to-Heat-Konstellationen.

<sup>132</sup> Zu einer insoweit einschränkenden Auslegung der Regelung des § 13 Abs. 3 S. 2 EnWG im Rahmen des Regelleistungsmarktes *J. Hilpert*, Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber, 2018, S. 253.

<sup>133</sup> Vgl. exemplarisch Muster-Rahmenvertrag Sekundärregelleistung (Stand: 22.09.2015), abrufbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/srl>, S. 19.

im Sinne eines virtuellen Kraftwerks – gepoolte Leistung angeboten, kann grundsätzlich der Poolbetreiber im Falle eines Abrufs durch den ÜNB bestimmen, welche konkreten Anlagen innerhalb des Pools herangezogen werden<sup>134</sup>. Dies dürfte für die Doppelvermarktung des Pools an einem Flexibilitätsmarkt hilfreich sein.

---

<sup>134</sup> Etwa ableitbar aus *BNetzA*, BK6-10-098, S. 50 (Beschluss vom 12.04.2011; bezogen auf Sekundärregelleistung), siehe zudem exemplarisch Muster-Rahmenvertrag Sekundärregelleistung (Stand: 22.09.2015), abrufbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/srl>, S. 24.

## **D. Rechtliche Bewertung des im Projekt „Grid Integration“ ange- dachten Marktmodells**

*Im Projekt „Grid Integration“ soll ein Modell für einen Flexibilitätsmarkt/smart market auf VNB-Ebene entwickelt werden, der die gelbe Ampelphase ausgestaltet und der effizienten Beseitigung absehbarer Netzengpässe auf VNB-Ebene dient. An diesem Markt können Betreiber von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen, ggf. im Rahmen eines Pools bzw. virtuellen Kraftwerks, dem VNB flexible Leistung anbieten. Hierzu werden zunächst Primär-Ausschreibungen im Netzgebiet des anfordernden VNB (Primär-VNB) durchgeführt. Auch Nachbarzellbetreiber (Sekundär-VNB) können – physikalisch gelöst über den Einbau sog. Kurzkupplungen – teilnehmen, entweder mit eigener Flexibilität oder über die Freigabe von Sekundär-Ausschreibungen in ihrem Netzgebiet. Angedacht ist eine zentrale Plattform mit jeweils regionalen Marktplätzen für jedes Verteilnetz. Die Marktplätze können vom VNB selbst oder von einem Dritten betrieben werden. Ein Rückgriff auf die Flexibilitätsplattform seitens der VNB ist nicht verpflichtend, sondern fakultativ. Der Abruf einer konkreten Flexibilität richtet sich nach dem Prinzip „Preis pro Wirkung“, wobei ggf. zusätzlich bestimmte Randbedingungen definiert werden sollen (etwa: politischer Nutzen, Umweltfreundlichkeit). Als Anreiz für den Betrieb der Flexibilitätsplattform sollen Transaktionsgebühren dienen.*

Anhand des in den Kapiteln B. und C. beschriebenen allgemein geltenden Rechtsrahmens für Netzsicherheits- und Informationsmanagement der VNB sowie für die Schaffung von smart markets soll das soeben beschriebene Marktmodell im Folgenden rechtlich bewertet werden.

### **I. Umsetzbarkeit im geltenden Recht**

#### **1. Zulässigkeit der Ausschreibung von Flexibilitäten durch die VNB**

Die Einführung eines Flexibilitätsmarktes zur Ausgestaltung der gelben Ampelphase fällt in den Bereich des Netzsicherheitsmanagements nach den §§ 13 ff. EnWG. Hierzu sind nach § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG auch die VNB berufen. Diese sind also dazu berechtigt, Ausschreibungen durchzuführen, um flexible Erzeuger und Verbraucher oder Speicher für das Engpassmanagement zu kontrahieren. Es handelt sich dabei um marktbezogene Maßnahmen im Sinne von § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG. Näheres hierzu siehe bereits B.I.

Das vorgeschlagene Modell zur Schaffung einer Handelsplattform für Flexibilitäten auf Verteilnetzebene ist also im geltenden Recht grundsätzlich umsetzbar. Aus Art. 13 Abs. 2 der EU-

Strombinnenmarkt-VO folgt künftig ohnehin ein eindeutiger Vorrang für marktbezogene Lösungen, auch auf Verteilnetzebene<sup>135</sup>. Auch die Einbindung des Nachbarzellbetreibers bzw. die Ausdehnung der Ausschreibung auf benachbarte Netzzellen wirft insoweit – soweit ersichtlich – keine rechtlichen Probleme auf. Unklar ist derzeit noch, wie Art. 32 der Strombinnenmarkt-RL<sup>136</sup> in deutsches Recht umgesetzt wird (bis zum 31. Dezember 2020 erforderlich). Diese Norm zielt auf die Schaffung von Anreizen für die Nutzung von Flexibilität im Verteilernetz und beinhaltet u.a. auch Vorschriften, wie in einem „transparenten und partizipatorischen Verfahren“ genauere Vorgaben und einheitliche Marktprodukte entwickelt werden. Hieraus könnten sich dann neue Voraussetzungen für die Beschaffung von Flexibilitäten ergeben.

Die rein fakultative Nutzbarkeit der Flexibilitätsplattform ist prinzipiell ebenfalls rechtlich zulässig. Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass das Verhältnis zwischen unterschiedlichen Instrumenten des Netzsicherheitsmanagements auf der gleichen Rangstufe (hier: marktbezogene Maßnahmen), die eine Lösung für dasselbe Problem bereitstellen, rechtlich nicht geklärt ist. Vorliegend ist das zu lösende Problem die Beseitigung von Netzengpässen. Als Instrumente stehen neben dem in diesem Projekt vorgestellten Flexibilitätsmarktkonzept noch regulatorischer und vertraglicher Redispatch von Erzeugungs- und Speichereinrichtungen, vertragliche Vereinbarungen zum Lastmanagement sowie ggf. weitere individuell ausgehandelte Instrumente zur Verfügung.

Hier ist zumindest denkbar, dass für die Auswahl des individuellen Adressaten einer Maßnahme in der Gesamtbetrachtung auch Aspekte wie Verhältnismäßigkeit, Diskriminierungsfreiheit, Maßnahmeneffizienz und Preisgünstigkeit eine Rolle spielen müssen<sup>137</sup>. Zudem ist ggf. auch insoweit zu berücksichtigen, dass der privilegierten Einspeisung von EE und hocheffizienter KWK grundsätzlich Vorrang eingeräumt wird. Man könnte demnach im Ergebnis vertreten, dass aufgrund dieser Aspekte ein Rückgriff auf den Flexibilitätsmarkt und die entsprechende Regelung einer dort vermarkteten Anlage im Einzelfall auch als vorrangig und verpflichtend eingeordnet werden muss.

## 2. Informationsansprüche der VNB

Wie für die ÜNB, gilt auch für die VNB gemäß § 12 Abs. 4-7 EnWG ein umfassender Informationsanspruch gegenüber allen relevanten Anlagenbetreibern (mit Ausnahme von privaten Letztverbrauchern), soweit es um Informationen geht, die für den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Umfasst sind insbesondere Stammdaten, Planungsdaten und Echtzeitdaten. Der Anspruch besteht auch zwischen gleichgelagerten VNB und gegenüber Anlagen in fremden Netzgebieten. In der praktischen Umsetzbarkeit des Anspruchs nach § 12

---

<sup>135</sup> Art. 13 Abs. 2 i. V. m. Abs. 3 VO (EU) 2019/943.

<sup>136</sup> RL (EU) 2019-944.

<sup>137</sup> Vgl. dazu *J. Hilpert*, Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber, 2018, S. 264, 223 ff.

Abs. 4 EnWG bestehen mangels einheitlicher Prozesse und Formate im Hinblick auf die zur Durchführung des Netzsicherheitsmanagements erforderlichen Daten derzeit aber noch Defizite. Näheres hierzu siehe bereits B.II.

Insoweit ist jedoch ergänzend anzumerken, dass Plattform- bzw. Marktplatz-Betreiber, die keine Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen sind, keine unmittelbaren Ansprüche aus § 12 Abs. 4-7 EnWG herleiten können. Dies folgt daraus, dass die Vorschrift ausschließlich Netzbetreiber adressiert und keine Weiterreichung der Ansprüche auf Dritte vorsieht. Es besteht aber die Möglichkeit, erforderliche Informationsbefugnisse mit den Anlagenbetreibern vertraglich zu regeln.

### **3. Zulässige Datenkommunikation im Rahmen des MsbG**

Soweit im Rahmen der Umsetzung des Flexibilitätsmarktes Rückgriffe der VNB auf Daten aus Messeinrichtungen und Messsystemen erforderlich sind, sind die Vorgaben des Messstellenbetriebsgesetzes zur Datenkommunikation von Bedeutung (§§ 49 ff. MsbG). Netzbetreiber zählen generell zu den berechtigten Stellen, die zur Erhebung, Verarbeitung und Nutzung auch personenbezogener Daten berufen sind (§ 49 Abs. 2 Nr. 2 MsbG). Zudem folgt aus § 50 Abs. 2 Nr. 2 und 8 MsbG, dass die Beschaffung und Nutzung von Flexibilitäten im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements zu den berechtigten Zwecken der Datenkommunikation zu zählen ist. Wörtlich geht es dabei einerseits um die

„Erfüllung der Pflicht der Netzbetreiber zum ordnungsgemäßen, sicheren und effizienten Netzbetrieb“

und andererseits um die

„Vermarktung von Energie und von Flexibilitäten bei der Einspeisung und bei der Abnahme von Energie“.

Bei der Erhebung von Netzzustandsdaten ist zu beachten, dass die Erfassung personenbezogener Daten bei Stromverbrauchern nur dann zulässig ist, wenn an einem Zählpunkt ein Jahresstromverbrauch von über 20.000 kWh erfolgt (§ 56 Abs. 1 S. 2 Nr. 3 MsbG).

Wenn ein Dritter als Plattform- bzw. Marktplatz-Betreiber fungiert, kommt ggf. § 49 Abs. 3 MsbG in Betracht<sup>138</sup>. Die berechtigten Stellen können hiernach die Datenerhebung, -verarbeitung und -nutzung – auch im Hinblick auf personenbezogene Daten – durch einen Dienstleister

---

<sup>138</sup> Siehe hierzu Vgl. *O. Raabe/M. Lorenz*, in *Säcker (Hrsg.), Energierecht*, 4. Aufl., 2017, Band 4 – MsbG, § 49 Rn. 36 ff.

in ihrem Auftrag durchführen lassen. Insoweit ist dann allerdings § 11 des Bundesdatenschutzgesetzes (BDSG<sup>139</sup>) zu beachten. Diese Vorschrift enthält nähere Vorgaben für Auftraggeber (hier: VNB) und Auftragnehmer (hier: Plattform-/Markplatz-Betreiber), etwa zur Auswahl des Auftragnehmers, zu den schriftlich festzuhaltenden Regelungen sowie zur fortlaufenden Überprüfung der Einhaltung der beim Auftragnehmer getroffenen technischen und organisatorischen Maßnahmen. Nach § 43 BDSG kann der Auftraggeber bei Nichteinhalten bestimmter Pflichten bußgeldpflichtig werden. Alternativ zur Auftragsdatenverarbeitung nach § 49 Abs. 3 MsbG können Anschlussnutzer einer dritten Stelle auch eine Einwilligung zum Umgang mit ihren Daten erteilen (§ 49 Abs. 2 Nr. 7 MsbG)<sup>140</sup>.

Im Übrigen wird auf C.II. verwiesen.

#### 4. Besonderheiten bei Sekundärausschreibungen

Die Durchführung von Sekundärausschreibungen im Netzgebiet eines angrenzenden VNB (Sekundär-VNB) ist im bestehenden Netzsicherheitsrecht bislang nicht vorgesehen. Prinzipielle rechtliche Bedenken hiergegen bestehen allerdings nicht. Entscheidendes Augenmerk ist hier auf die vertragliche Ausgestaltung zwischen den verschiedenen Beteiligten zu legen.

Naheliegender dürfte insoweit sein, dass jeder VNB immer nur vertragliche Beziehungen mit denjenigen Anlagenbetreibern unterhält, die an sein eigenes Netz angeschlossen sind. Der Sekundär-VNB sollte insoweit spezielle Verträge mit den interessierten Anlagenbetreibern in seinem Netzgebiet abschließen. Darüber hinaus sollten der die Flexibilitätsausschreibung auslösende Primär-VNB und der Sekundär-VNB untereinander vertragliche Bindungen eingehen. Kommt es zu Leistungsstörungen, sind dann die Anlagenbetreiber im angrenzenden Netzgebiet nur dem Sekundär-VNB gegenüber verantwortlich, der Sekundär-VNB wiederum trägt die Verantwortung gegenüber dem Primär-VNB (und umgekehrt). Ein direkter Durchgriff zwischen Primär-VNB und Anlagenbetreibern im angrenzenden Netzgebiet ist somit – zumindest in Bezug auf die Haftung aus vertraglichen Schuldverhältnissen – ausgeschlossen. Aus rechtlicher Sicht sind jedoch auch andere Gestaltungen denkbar.

Die eigenständige Beteiligung des Sekundär-VNB an der Primärausschreibung ist allerdings juristisch nicht unproblematisch. Hierbei geht es nicht um dritte Anlagenbetreiber im Netz des Sekundär-VNB, die Flexibilität bereitstellen, sondern um eigene Flexibilitäten des Sekundär-VNB, die dieser gewinnbringend einsetzen möchte. Zwar bestehen keine Bedenken daran, dass ein Netzbetreiber aus Gründen der Netzsicherheit eigene Flexibilitäts-Anlagen (ggf. sogar Speicheranlagen) einsetzt, um Netzprobleme zu beheben. Ein unter Entflechtungsgesichtspunkten problematisches Vordringen in marktliche Bereiche des Energieversorgungssystems

---

<sup>139</sup> Bundesdatenschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 14. Januar 2003 (BGBl. I S. 66), das zuletzt durch Artikel 7 des Gesetzes vom 30. Juni 2017 (BGBl. I S. 2097) geändert worden ist.

<sup>140</sup> Vgl. O. Raabe/M. Lorenz, in Säcker (Hrsg.), Energierecht, 4. Aufl., 2017, Band 4 – MsbG, § 49 Rn. 34.

(Erzeugung, Vertrieb) liegt hier wohl nicht vor<sup>141</sup>. Es handelt sich dabei um Maßnahmen im Rahmen des Netzbetriebs bzw. um besondere Formen netzbezogener Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG. Ebenso ist es unproblematisch, dass benachbarte bzw. vor-/nachgelagerte VNB untereinander aushelfen, um Gefährdungen zu beseitigen. All dies entspricht ja gerade den Vorgaben zum gestuften Einsatz von Instrumenten in § 13 EnWG bzw. der Anforderungskaskade i.S.v. § 14 Abs. 1c EnWG (vgl. B.I.). Vorliegend geht es allerdings nicht um den rein netzdienlichen Einsatz von Flexibilitäten, sondern um die Erzielung monetärer Gewinne in Flexibilitätsausschreibungen<sup>142</sup>. Hier ist zumindest nicht auszuschließen, dass dies unter Entflechtungs-Gesichtspunkten (§§ 6 ff. EnWG) problematisch ist<sup>143</sup>.

### 5. Exkurs: Könnte am Flexibilitätsmarkt auch Blindleistung gehandelt werden?

Der Bereich der Spannungshaltung, in dem Blindleistung eingesetzt wird, gehört ebenso wie die Bereiche der Frequenzregelung und des Engpassmanagements zum Regelungskonstrukt des Netzsicherheitsmanagements in den §§ 13 ff. EnWG<sup>144</sup>. Die Spannungshaltung wird in § 13 Abs. 4 EnWG zu den relevanten Gefährdungen gezählt, die es zu beseitigen gilt. Zur Kontrahierung von Blindleistung können dementsprechend u.a. auch marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG eingesetzt werden. Folglich ist es möglich, dass über einen Flexibilitätsmarkt auch Blindleistung gehandelt wird. Da der Bereich Blindleistung vom Gesetzgeber bislang nur am Rande geregelt wurde, bestehen insoweit in den §§ 13 ff. EnWG keine expliziten Umsetzungsvorgaben. Blindleistung wird ausdrücklich nur im Rahmen des regulatorischen Redispatch in § 13a EnWG miterwähnt.

## II. Zu beachtende Umsetzungsvorgaben

### 1. Einhaltung von § 13 Abs. 6 EnWG bei der Beschaffung von Lasten

Während das Energiewirtschaftsgesetz für die vertragliche Kontrahierung von Erzeugungsanlagen im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements keine näheren Vorgaben macht, gelten für die Beschaffung von Verbrauchsanlagen die Bestimmungen in § 13 Abs. 6 EnWG. In der

---

<sup>141</sup> Vgl. dazu *M. Haußner/R. Ismer*, Betrieb von Stromspeichern durch VNB, EnWZ 2018, S. 51 ff. (S. 53, 55).

<sup>142</sup> Vgl. insoweit auch Art. 36 der neuen Strombinnenmarkt-RL (RL (EU) 2019-944), der das Eigentum von VNB an Speichereinrichtungen behandelt: Dies ist nur ausnahmsweise zulässig und erfordert u.a., dass der Speicher eine vollständig integrierte Netzkomponente darstellt.

<sup>143</sup> Vgl. dazu *M. Haußner/R. Ismer*, Betrieb von Stromspeichern durch VNB, EnWZ 2018, S. 51 ff. (S. 55 f.).

<sup>144</sup> Grundlegend hierzu *A. Halbig*, Die Bereitstellung und Vergütung von Blindleistung durch EE-Anlagen, ER 2019, S. 59 ff.



Vorschrift heißt es, dass die Beschaffung von Ab- bzw. Zuschaltleistung aus ab- bzw. zuschaltbaren Lasten in einem diskriminierungsfreien und transparenten Ausschreibungsverfahren zu erfolgen hat,

„bei dem die Anforderungen, die die Anbieter von Ab- oder Zuschaltleistung für die Teilnahme erfüllen müssen, soweit dies technisch möglich ist, zu vereinheitlichen sind.“

Für die Durchführung der Ausschreibungen ist eine gemeinsame Internetplattform einzurichten (Absatz 6 Satz 2). Die Netzbetreiber haben zudem

„zur Senkung des Aufwandes für Ab- und Zuschaltleistung unter Berücksichtigung der Netzbedingungen zusammenzuarbeiten“ (Absatz 6 Satz 4).

§ 13 Abs. 6 EnWG betrifft dem Wortlaut nach zwar nur die ÜNB, ist aber aufgrund der Verweisung in § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG auch auf die VNB-Ebene anzuwenden. Dies lässt sich im Umkehrschluss aus § 5 SINTEG-V<sup>145</sup> ableiten, wonach für am sog. SINTEG-Programm<sup>146</sup> beteiligte VNB auf die Einrichtung einer gemeinsamen Internetplattform der VNB verzichtet werden kann<sup>147</sup>. Das SINTEG-Programm dient gerade der Erprobung neuer Geschäftsmodelle, wobei hierzu für Projektteilnehmer zu Test- und Lernzwecken abschließend bezeichnete Abweichungen von der geltenden Rechtslage ermöglicht werden. Außerhalb von SINTEG sind die Vorgaben des § 13 Abs. 6 EnWG für VNB aber anzuwenden, ohne dass entsprechende Privilegierungen greifen. § 13 Abs. 6 EnWG gilt damit auch für das im Projekt vorgeschlagene Marktmodell, soweit neben Erzeugungsanlagen insbesondere auch Speicher- und Verbrauchsanlagen angesprochen werden sollen.

Erforderlich ist demnach – aufgrund der Teilnahme von Verbrauchern – zunächst ein diskriminierungsfreies und transparentes Ausschreibungsverfahren. Diesen Vorgaben genügt das vorgeschlagene Modell, da ein technologieoffener Umsetzungsweg vorgesehen ist, bei dem kein Betreiber einer bestimmten Anlagenform von vornherein ausgeschlossen wird. Die Ausschreibungsbedingungen werden zudem im Voraus veröffentlicht. Bei der Umsetzung des Modells ist darauf zu achten, dass die Teilnahmevoraussetzungen<sup>148</sup> für die Anbieter unter den VNB – also allen deutschen VNB! – einheitlich für alle Marktplätze auszugestalten sind und zwingend eine gemeinsame Internetplattform einzurichten ist. Über den vorgeschlagenen Weg, eine

---

<sup>145</sup> Als Verordnungsermächtigung fungiert § 119 Abs. 2 Nr. 3 EnWG.

<sup>146</sup> Förderprogramm des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“.

<sup>147</sup> Vor Einführung dieser Vorschrift sprach mehr dafür, dass § 13 Abs. 6 EnWG bzw. die Vorgänger-Vorschrift in § 13 Abs. 4a EnWG a.F. nach Sinn und Zweck nicht auf VNB anwendbar ist. Siehe hierzu: Stiftung Umweltenergierecht/Fraunhofer-ISI, Gutachten zu zuschaltbaren Lasten (für das Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein), Februar 2016, S. 91.

<sup>148</sup> Vgl. in diesem Zusammenhang künftig auch Art. 32 Abs. 2 der neuen Strombinnenmarkt-RL (umzusetzen in deutsches Recht bis zum 31. Dezember 2020).

zentrale Plattform zu errichten und – hierauf basierend – regionale Marktplätze zu schaffen, dürfte dies realisierbar sein. Die Errichtung der Internetplattform ist der Regulierungsbehörde anzuzeigen (§ 13 Abs. 6 S. 3 EnWG).

Wird ein Marktplatz von einem Dritten betrieben, so stellt dies keinen Verstoß gegen § 13 Abs. 6 EnWG dar. Zwar spricht die Vorschrift davon, dass die Ausschreibung durch die ÜNB (bzw. hier: die VNB) erfolgt. Dem dürfte aber wohl nicht entgegenstehen, dass im Rahmen der Durchführung der Ausschreibung auf die Dienstleistung eines Dritten zurückgegriffen wird, der in der Übernahme eines Marktplatzes ein Geschäftsmodell sieht. Die Beschaffung der Ab-/Zuschaltleistung erfolgt nichtsdestotrotz immer nur für die beteiligten Netzbetreiber.

### 2. Vorgaben bei der Anlagenauswahl im Rahmen der merit order

Die Auswahl unter den Anlagen, die sich an einer Ausschreibung beteiligt haben, liegt nicht im freien Ermessen der Netzbetreiber. Soll also ein Engpass an einer bestimmten Stelle im Netz eines VNB verhindert bzw. beseitigt werden, so unterliegt die Heranziehung eines individuellen Flexibilitätsanbieters bestimmten Vorgaben<sup>149</sup> und darf nicht willkürlich erfolgen. Dies betrifft die §§ 1 Abs. 1, 2 Abs. 1, 11 Abs. 1 S. 1 EnWG, wonach die Netzbetreiber insbesondere zu einer sicheren, preisgünstigen, effizienten und umweltverträglichen Elektrizitätsversorgung verpflichtet sind und ihre Netze diskriminierungsfrei zu betreiben haben<sup>150</sup>. Hieraus kann abgeleitet werden, dass die Auswahl unter den Flexibilitätsanbietern jedenfalls eine sachliche Begründung erfordert, die zuvor transparent bekanntgemacht werden muss. Dabei muss berücksichtigt werden, welche umlegungsfähigen Kosten entstehen und wie effizient eine bestimmte Anlage auf einen Engpass zu wirken imstande ist<sup>151</sup>.

Die Erstellung einer merit order nach dem Prinzip „Preis pro Wirkung“ erscheint in diesem Sinne geeignet, den benannten Vorgaben zu genügen<sup>152</sup>. Sie stellt die effiziente (geringer Mitteleinsatz bei hoher Wirkung) Beseitigung einer Gefährdung in den Mittelpunkt (vgl. auch § 1 Abs. 1 EnWG), wobei die Kosten bei der Engpasswirkung mitabgebildet werden. Ungleichbehandlungen bestimmter Anlagentypen sind damit nicht ersichtlich. Die Aufnahme zusätzlicher

---

<sup>149</sup> Mit dem NABEG 2.0 erhält § 13 Abs. 1 EnWG ab dem 1. Oktober 2021 in den Sätzen 2 und 3 insoweit auch eine neue Vorgabe, nach der von mehreren geeigneten Maßnahmen diejenigen auszuwählen sind, „die voraussichtlich insgesamt die geringsten Kosten verursachen.“ Der genaue Gehalt dieser Vorgabe ist jedoch noch zu untersuchen.

<sup>150</sup> *BNetzA*, Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement, Version 1.0, 2011, S. 5; *H. Wendt*, Kapazitätsengpässe, 2012, S. 66 f.; *BDEW/VKU*, Praxis-Leitfaden für unterstützende Maßnahmen von Stromnetzbetreibern, Version 4.0, Dezember 2017, S. 44 ff.; weiterführend *J. Hilpert*, Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber, 2018, S. 222 ff.

<sup>151</sup> Vgl.: *K. Pritzsche/M. Stephan/S. Pooschke*, Engpassmanagement, RdE 2007, S. 36 ff. (S. 43); *M. Ritzau/C. de Wyl/T.C. Hartmann*, Engpässe im Übertragungsnetz, et 2007, Heft 6, S. 84 ff. (S. 86); *B. Tschida*, Systemverantwortung, 2016, S. 163 f.

<sup>152</sup> Ähnliche Auswahlverfahren werden derzeit im Rahmen der verschiedenen Netzsicherheitsinstrumente auch bereits praktiziert, etwa beim Redispatch, dazu *J. Hilpert*, Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber, 2018, S. 252 ff.

Randbedingungen bzw. Kriterien in die Anlagenauswahl zur Korrektur der zunächst wirkungsgetriebenen merit order – wie im Projekt optional vorgesehen – ist grundsätzlich zulässig. Allerdings ist auch insoweit darauf zu achten, dass sich sachliche Begründungen für einzelne Vorgaben finden. Zudem müssen diese hinreichend definiert sein. Ein pauschaler Verweis etwa auf „bessere Umweltwirkungen“ dürfte daher nicht präzise genug sein und würde Raum für willkürliche Handlungen eröffnen.

Zu beachten ist im Übrigen § 13 Abs. 3 S. 2 EnWG. Diese Norm legt zum Schutz der vorrangigen physikalischen Abnahme von Strom aus EE/KWK (§ 11 EEG 2017, § 3 KWKG) fest, dass auch bei den marktbezogenen Maßnahmen des Netzsicherheitsmanagements nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG und damit innerhalb der gelben Ampelphase nur nachrangig auf vertragliche Vereinbarungen mit den Betreibern einspeiseprivilegierter Stromerzeugungsanlagen (EE/KWK) zurückgegriffen werden darf. Soweit sich also EE-Anlagen am Flexibilitätsmarkt beteiligen, ist die merit order ggf. zu modifizieren und diese sind – soweit es um die Abregelung der Einspeisung geht – an das Ende der Liste zu setzen.

Was das konkret zur Folge hat, ist allerdings unklar. Einerseits könnte dies bedeuten, dass EE-Anlagen erst nach Ausschöpfung aller zur Verfügung stehenden marktbezogenen Maßnahmen eingesetzt werden dürfen („globale Betrachtung“). Andererseits könnte man aber auch vertreten, dass es nur um eine relative Nachrangigkeit geht, EE-Anlagen also nur jeweils innerhalb eines einzelnen Instruments (hier also: innerhalb der merit order des Flexibilitätsmarktes) im Rahmen der marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG an das Ende der merit order gesetzt werden („relative Betrachtung“)<sup>153</sup>. Da in der Regelung ohnehin bereits ein schwerlich nachvollziehbares Diskriminierungspotenzial von EE-Anlagen enthalten ist, spricht tendenziell mehr für die relative Betrachtung. Eine darüber noch hinausgehende Betrachtungsweise, die EE-Anlagen nur im Falle der gleichen technischen Wirkung bzw. des gleichen Preises nachrangig einordnet, dürfte jedoch vom Wortlaut des § 13 Abs. 3 S. 2 EnWG nicht mehr gedeckt sein.

Im Rahmen der Bildung der merit order am Flexibilitätsmarkt sind EE-Anlagen, die eine Drosselung ihrer Einspeisung vermarkten, entsprechend immer an das Ende zu setzen.

### **3. Gleichzeitige Vermarktung am Regelenenergiemarkt**

Soll es den Teilnehmern am Flexibilitätsmarkt ermöglicht werden, ihre Anlagen parallel auch an anderen Märkten zu vermarkten, so kann dies – im Rahmen der hierfür geltenden Vorschriften – vertraglich geregelt werden. Hierbei sind Doppelvermarktungsverbote und bei Zuwiderhandlung entsprechende Haftungsfolgen an den anderen Märkten zu beachten. Wird

---

<sup>153</sup> Zu einer insoweit einschränkenden Auslegung der Regelung des § 13 Abs. 3 S. 2 EnWG im Rahmen des Regelenenergiemarktes *J. Hilpert, Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber*, 2018, S. 253.

am Regelenergiemarkt – etwa im Sinne eines virtuellen Kraftwerks – gepoolte Leistung angeboten, kann grundsätzlich der Poolbetreiber im Falle eines Abrufs durch den ÜNB bestimmen, welche konkreten Anlagen innerhalb des Pools herangezogen werden<sup>154</sup>. Dies dürfte für die gleichzeitige Vermarktung des Pools an einem Flexibilitätsmarkt hilfreich sein. An letzterem können bei Bedarf Öffnungsklauseln vereinbart werden. Siehe hierzu auch C.V.2.

### III. Kosten- und Rechtsfolgende

#### 1. Hemmnisse für lastseitige Flexibilitäten aufgrund der staatlich induzierten oder regulierten Strompreisbestandteile

Häufig sind die staatlich induzierten oder regulierten Strompreisbestandteile<sup>155</sup> (sog. SIP; EEG-Umlage, Netzentgelt, Stromsteuer usw.) – vorbehaltlich sonstiger<sup>156</sup> Privilegierungsvorschriften (Zwischenspeicherung, Eigenversorgung<sup>157</sup>, Großverbrauch) – auch bei netzdienlichem Verhalten in voller Höhe zu zahlen<sup>158</sup>. Auch eine Verbrauchsanlage, die am Flexibilitätsmarkt teilnimmt und sich in diesem Sinne netzdienlich verhält, muss also im Normalfall sämtliche SIP tragen. Allenfalls der bereits angesprochene § 14a EnWG („netzdienliche Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen“) kann in diesem Zusammenhang als relevante Privilegierung beim Netzentgelt genannt werden, betrifft aber nur Anlagen in der Niederspannung. Der Beitrag zur Beseitigung von Netzengpässen wird demnach preisseitig nicht wirklich honoriert. Der insoweit bestehende Rechtsrahmen könnte damit ein Hemmnis für das Funktionieren eines Flexibilitätsmarktes sein.

---

<sup>154</sup> Etwa ableitbar aus BNetzA, BK6-10-098, S. 50 (Beschluss vom 12.04.2011; bezogen auf Sekundärregelleistung), siehe zudem exemplarisch Muster-Rahmenvertrag Sekundärregelleistung (Stand: 22.09.2015), abrufbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/srl>, S. 24.

<sup>155</sup> Siehe hierzu auch die Website [www.strompreisbestandteile.de](http://www.strompreisbestandteile.de) der Stiftung Umweltenergie recht.

<sup>156</sup> Hier besteht wiederum zum Teil die Gefahr, dass an sich geltende Privilegierungen als Folge von flexiblem Verbrauchsverhalten entfallen oder sich zumindest mindern (Bsp.: § 19 Abs. 2 StromNEV).

<sup>157</sup> Hier ist u.a. zu beachten, dass die Ausnahmegesetzgebung des § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG nur für EE-/KWK-Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 2 MW gilt. Dies ist von besonderer Bedeutung, soweit es um virtuelle Kraftwerke geht. Nach § 12b StromStV sind hier ggf. Zusammenrechnungen durchzuführen, die dazu führen können, dass der geforderte Nennwert überschritten wird.

<sup>158</sup> Weiterführend: *Stiftung Umweltenergie recht/Fraunhofer-ISI*, Gutachten zu zuschaltbaren Lasten (für das Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein), Februar 2016, S. 28 ff. Vgl. auch die Einführung einer Experimentierklausel in § 119 EnWG sowie die Umsetzung im Rahmen der SINTEG-V. Zudem: *V. Lüdemann/M.C. Ortman/P. Prokrant*, Messstellenbetriebsgesetz, EnWZ 2016, S. 339 ff. (S. 345).

## 2. Weitergabe der Kosten für Flexibilitäten durch den VNB

Soweit für den VNB im Rahmen des Rückgriffs auf Flexibilitäten Kosten entstehen, unterliegen diese grundsätzlich dem Effizienzvergleich der Anreizregulierung. Während Maßnahmen des Einspeisemanagements nach § 14 EEG 2017<sup>159</sup> gegenüber EE-/KWK-Anlagen aber in der Anreizregulierung als dauerhaft unbeeinflussbar eingeordnet (§ 11 Abs. 2 Satz 17 ARegV) und somit neutral gestellt werden, gilt dies für die Kosten aus marktbezogenen Maßnahmen, etwa gegenüber Verbrauchsanlagen<sup>160</sup>, nicht<sup>161</sup>. Diese Kosten gehen in den Effizienzvergleich ein, was für Netzbetreiber aus betriebswirtschaftlichen Gründen nicht attraktiv sein dürfte. Allerdings bietet § 11 Abs. 2 S. 2-4 ARegV der Regulierungsbehörde die Möglichkeit, Kosten als wirksam verfahrensreguliert anzuerkennen, so dass diese als dauerhaft unbeeinflussbar gelten und damit dem Effizienzvergleich entzogen sind. In diesem Zusammenhang wird im Bereich der Systemdienstleistungen häufig auf sog. freiwillige Selbstverpflichtungen der Netzbetreiber zurückgegriffen (§ 11 Abs. 2 S. 4 ARegV)<sup>162</sup>. Mit diesem Mittel können Kosten, die nicht in der Liste des § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV enthalten sind, durch die Regulierungsbehörde als dauerhaft unbeeinflussbar eingeordnet werden.

## 3. Weitergabe der Kosten für eine Kurzkupplung durch den VNB

Der Einbau einer sog. Kurzkupplung zur Verbindung angrenzender Netzzellen durch einen VNB verursacht Kosten, die im – aus Sicht des VNB – optimalen Fall vollständig und außerhalb des Effizienzvergleichs über die Netzentgelte auf die Netznutzer umgelegt werden können. Insofern gilt es zu prüfen, welche Möglichkeiten die Anreizregulierungsverordnung in diesem Sinne bietet.

Nach § 10a ARegV, einer Regelung die mit der ARegV-Novelle 2016 neu eingefügt wurde<sup>163</sup>, können die VNB Kapitalkosten für Investitionen in den Bestand betriebsnotwendiger Anlagegüter als sog. Kapitalkostenaufschlag durch die Regulierungsbehörde genehmigen lassen. Hierdurch erhöht sich die Erlösobergrenze, so dass eine Weitergabe der Kosten auch außerhalb des Basisjahrs ohne Zeitverzug erfolgen kann<sup>164</sup>. Die Investitionsbedingungen der VNB sollen auf diese Weise verbessert werden, insbesondere auch, soweit es um Investitionen in

---

<sup>159</sup> Das Einspeisemanagement wird allerdings zum 1. Oktober 2021 abgeschafft.

<sup>160</sup> Aber auch der Redispatch von Erzeugungsanlagen ist auf VNB-Ebene (anders als auf ÜNB-Ebene) nicht privilegiert.

<sup>161</sup> BNetzA, Flexibilität im Stromversorgungssystem (Diskussionspapier), April 2017, S. 26.

<sup>162</sup> Dies betrifft insbesondere die Bereiche Redispatch und Regelenergie auf ÜNB-Ebene, vgl. BNetzA, Beschlüsse vom 01.10.2014, BK8-14/0260-91 (TenneT TSO GmbH, 4 Anlagen), BK8-14/0450-91 (50Hertz Transmission GmbH, 4 Anlagen), BK8-14-0502-91 (TransnetBW GmbH, 3 Anlagen), BK8-14/0772-91 (Amprion GmbH, 3 Anlagen).

<sup>163</sup> BGBl. I 2016 S. 2147 ff.

<sup>164</sup> BR-Drs. 296/16, S. 34; S. *Missling*, Anreizregulierungsverordnung I, IR 2017, S. 2 ff. (S. 3).

intelligente Netze geht<sup>165</sup>. Anträge an die Regulierungsbehörde (§ 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 ARegV) konnten erstmals zum 30. Juni 2018 gestellt werden (§ 34 Abs. 6 S. 2 ARegV). Relevante Kapitalkosten sind die Summe der kalkulatorischen Abschreibungen, der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung, der kalkulatorischen Gewerbesteuer und des Aufwandes für Fremdkapitalzinsen (§ 10a Abs. 1 S. 2 ARegV).

Was bei § 10a ARegV unter „betriebsnotwendigen Anlagegütern“ zu verstehen ist, ist derzeit noch unklar<sup>166</sup>. Jedenfalls soll es dabei nur um diejenigen Anlagen gehen, die ein effizienter und strukturell vergleichbarer Netzbetreiber einsetzen würde<sup>167</sup>. Eine Liste relevanter Anlagegüter findet sich zudem in Anlage 1 zur StromNEV (bezüglich § 6 Abs. 5 S. 1 StromNEV)<sup>168</sup>. Dort werden im Bereich der Verteilnetze u.a. Kabel, Freileitungen, Transformatoren, Schalt- und Rundsteuereinrichtungen, Messeinrichtungen und Smart-Meter-Gateways genannt. Im Übrigen kann die Regulierungsbehörde in einer Festlegung nähere Regelungen treffen (§ 32 Abs. 1 Nr. 3a ARegV); bislang wurde von dieser Kompetenz jedoch kein Gebrauch gemacht. Derzeit kann – auch in Ermangelung einschlägiger Rechtsprechung – allerdings nicht rechtssicher beurteilt werden, ob auch der Einbau von Kurzkupplungen zu den betriebsnotwendigen Anlagegütern im Sinne von § 10a ARegV zu zählen ist. Dafür könnte nach dem Sinn und Zweck der novellierten ARegV sprechen, dass Kurzkupplungen bei der Umsetzung intelligenter Netze förderlich sein können, indem durch die aktive Verknüpfung benachbarter Netzzellen ein erhöhtes Angebot an Flexibilitäten in einem smart market zur Verfügung stehen. Der Aufbau funktionierender Flexibilitätsmärkte wird also gefördert.

Neben § 10a EnWG kommen keine weiteren Vorschriften zur vollständigen und verzögerungsfreien Kostenweitergabe in Betracht. Insbesondere sind die Regelungen zu genehmigten Investitionsmaßnahmen der VNB nach § 23 Abs. 6 und 7 i.V.m. § 11 Abs. 2 Nr. 16 ARegV seit der dritten Regulierungsperiode (2019-2023) nicht mehr anwendbar (§ 34 Abs. 7 ARegV) und können mithin von VNB nicht mehr in Anspruch genommen werden.

#### **4. (Kosten-)Folgen aufgrund des Bilanzkreismanagements für lastseitige Flexibilitäten**

Erfolgen im Zuge des Rückgriffs auf Flexibilitäten im smart market Veränderungen der Ein- oder Ausspeisung von Strom, führt dies ggf. zu Bilanzabweichungen bei den BKV<sup>169</sup>. Soweit sich aufgrund des verstärkten Einsatzes von Flexibilitäten Prognoseschwierigkeiten bei den

---

<sup>165</sup> BR-Drs. 296/16, S. 1.

<sup>166</sup> D. Gersemann, Anreizregulierungsverordnung, EnWZ 2016, S. 531 ff. (S. 532).

<sup>167</sup> Vgl. BR-Drs. 245/05, S. 33; J.-M. Behringer, in: Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 3, 2018, § 10a ARegV Rn. 12.

<sup>168</sup> Vgl. J.-M. Behringer, in: Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 3, 2018, § 10a ARegV Rn. 25.

<sup>169</sup> S. Schäfer-Stradowsky/B. Boldt, Smart Meter-Rollout, EnWZ 2015, S. 349 ff. (S. 353); vgl. auch M. Gerecht/F. Wälter, Ampelkonzept, et 2017, Heft 5, S. 46 ff. (S. 49).

BKV ergeben, die zu höheren Kosten für Ausgleichsenergie führen, könnte dies bei einer verstärkten Teilnahme am smart market problematisch sein.<sup>170</sup> Hierauf ist ggf. gesetzgeberisch zu reagieren, um einen Interessensausgleich zwischen den beteiligten Akteuren zu gewährleisten. Der Standardbilanzkreisvertrag Strom, der nach § 26 Abs. 1 StromNZV zwischen ÜNB und BKV abzuschließen ist, enthält hierzu – auch in der neuen Fassung 2.0 – allerdings noch keine Regelungen.

---

<sup>170</sup> Vgl. S. Schäfer-Stradowsky/B. Boldt, Smart Meter-Rollout, EnWZ 2015, S. 349 ff. (S. 353 f.).

## **E. Ergebniszusammenfassung der rechtlichen Bewertung für das im Projekt „Grid Integration“ angedachte Marktmodell**

### **I. Umsetzbarkeit im geltenden Recht**

Das im Projekt „Grid Integration“ entworfene Modell eines Flexibilitätsmarktes auf Verteilernetzebene ist grundsätzlich rechtlich umsetzbar.

VNB sind bereits im geltenden Recht dazu berechtigt, einen Flexibilitätsmarkt zu errichten und zu betreiben. Relevante Vorschriften hierzu finden sich in den Regelungen zum Netzsicherheitsmanagement nach §§ 13 ff., 14 EnWG. Eine Ausgestaltung der sog. „gelben Ampelphase“ unterfällt dem Bereich der marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG. Die Einbindung des Nachbarzellbetreibers bzw. die Ausdehnung der Ausschreibung auf benachbarte Netzzellen wirft – soweit ersichtlich – keine rechtlichen Probleme auf. Gewisse Zweifel bestehen allerdings daran, ob ein rein fakultativer Zugriff auf einen bestehenden Flexibilitätsmarkt unter allen Umständen zulässig ist.

Zur praktischen Umsetzung des Marktmodells bestehen umfassende Informationsansprüche der Netzbetreiber gem. § 12 Abs. 4-7 EnWG, die aber bislang für VNB nicht näher durch die BNetzA ausgestaltet wurden. Die Vorgaben des Messstellenbetriebsgesetzes zur Datenkommunikation sind zu beachten, soweit Daten aus intelligenten Messsystemen genutzt werden. Soll ein Dritter als Betreiber eines Marktplatzes zur Kontrahierung von Flexibilitäten eingesetzt werden, ist gesondert zu prüfen, inwiefern diesem Dritten Kompetenzen zur Informationserlangung bzw. Nutzung von Messdaten eingeräumt werden können. Grundsätzliche rechtliche Bedenken gegen eine solche Konstruktion bestehen aber nicht; ggf. können von den Anschlussnutzern bzw. sonstigen Beteiligten Einwilligungen eingeholt werden.

Bei der Freigabe von Sekundärausschreibungen durch den angrenzenden VNB (Sekundär-VNB) in seinem eigenen Netzgebiet ist zu beachten, dass die Vertragsverhältnisse zwischen dem auslösenden VNB (Primär-VNB), dem Sekundär-VNB und den Anbietern an den Sekundärausschreibungen gesondert geregelt werden müssen. Hier kommt etwa in Betracht, dass nur die VNB untereinander und die Anlagenbetreiber nur mit jeweils ihrem Anschluss-VNB (hier also dem Sekundär-VNB) Verträge abschließen. Eine Teilnahme des Sekundär-VNB mit eigenen Flexibilitäten an der Primärausschreibung ist im Hinblick auf die Vorgaben zur Entflechtung (§§ 6 ff. EnWG) rechtlich nicht unproblematisch.

### **II. Zu beachtende Umsetzungsvorgaben**

Da an dem Marktmodell im Rahmen des Projektes auch Verbrauchsanlagen teilnehmen können/sollen, sind die Vorgaben von § 13 Abs. 6 EnWG zu beachten, so dass ein diskriminie-



rungsfreies und transparentes Ausschreibungsverfahren durchzuführen und eine gemeinsame Internetplattform hierfür einzurichten ist. Dem genügt das vorgeschlagene Modell, da ein technologieoffener Umsetzungsweg vorgesehen ist, bei dem kein Betreiber einer bestimmten Anlagenform von vornherein ausgeschlossen wird. Bei der Umsetzung ist darauf zu achten, dass die Teilnahmevoraussetzungen der Anbieter unter den VNB einheitlich ausgestaltet sind. Werden die Marktplätze statt durch den VNB durch Dritte betrieben, so dürfte dies grundsätzlich mit § 13 Abs. 6 EnWG vereinbar sein.

Die Erstellung einer merit order nach dem Prinzip „Preis pro Wirkung“ erscheint geeignet, den Vorgaben einer insbesondere effizienten, preisgünstigen und diskriminierungsfreien Anlagenauswahl zu genügen (§§ 1 Abs. 1, 2 Abs. 1, 11 Abs. 1 S. 1 EnWG). Sie stellt die effiziente Beseitigung einer Gefährdung in den Mittelpunkt, wobei die Kosten bei der Engpasswirkung mitabgebildet werden. Ungleichbehandlungen bestimmter Anlagentypen sind nicht ersichtlich. Die Aufnahme zusätzlicher Randbedingungen in die Anlagenauswahl zur Korrektur der zunächst wirkungsgetriebenen merit order ist grundsätzlich zulässig. EE-Anlagen sind aufgrund des Einspeisevorrangs, der auch bei marktbezogenen Maßnahmen greift, an das Ende der merit order zu setzen.

Soll es den Teilnehmern am Flexibilitätsmarkt ermöglicht werden, ihre Anlagen parallel auch an anderen Märkten zu vermarkten, so kann dies vertraglich geregelt werden. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass andere Märkte ggf. ihrerseits keine Doppelvermarktung gestatten und bei Zuwiderhandlung Haftungsfolgen ausgelöst werden können.

### **III. Kosten- und Rechtsfolgende**

Häufig sind die staatlich induzierten bzw. regulierten Strompreisbestandteile, die sog. SIP (EEG-Umlage, Netzentgelt, Stromsteuer usw.), auch bei netzdienlichem Verhalten in voller Höhe zu zahlen. Eine Verbrauchsanlage, die am Flexibilitätsmarkt teilnimmt und sich in diesem Sinne netzdienlich verhält, muss also im Normalfall sämtliche SIP tragen. Der insoweit bestehende Rechtsrahmen könnte damit ein Hemmnis für das Funktionieren eines Flexibilitätsmarktes sein.

Soweit für den VNB im Rahmen des Rückgriffs auf Flexibilitäten Kosten entstehen, unterliegen diese grundsätzlich dem Effizienzvergleich der Anreizregulierung. Allerdings bietet § 11 Abs. 2 S. 2-4 ARegV der Regulierungsbehörde die Möglichkeit, Kosten als wirksam verfahrensreguliert anzuerkennen, so dass diese als dauerhaft unbeeinflussbar gelten. Soweit für Investitionen in Kurzkupplungen Kosten entstehen, könnte § 10a ARegV herangezogen werden. Derzeit kann jedoch nicht rechtssicher beurteilt werden, ob Kurzkupplungen als betriebsnotwendige Anlagegüter im Sinne von § 10a ARegV eingeordnet werden können und insoweit ein Kapitalkostenaufschlag stattfinden kann.

Erfolgen im Zuge des Rückgriffs auf Flexibilitäten im smart market vermehrt Veränderungen der Ein- oder Ausspeisung von Strom, führt dies ggf. zu Abweichungen in den Bilanzkreisen,

denen die Anlagen der Teilnehmer des smart markets zugeordnet sind. Hieraus können sich zusätzliche Kosten bei den Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) und ggf. den Teilnehmern ergeben. Auf diese Konsequenz ist unter Umständen gesetzgeberisch zu reagieren.