



WP3 - 2015/08

# Die Energiewirtschaft wird digital

## Überlegungen zu Smart Grids aus regulatorischer Sicht

In: Recht im digitalen Zeitalter, Festgabe Juristentag  
2015, St. Gallen

Brigitta Kratz

Juni 2015

This research is part of the activities of SCCER CREST (Swiss Competence Center for Energy Research), which is financially supported by the Swiss Commission for Technology and Innovation (CTI) under Grant No. KTI. 1155000154.

# Die Energiewirtschaft wird digital

## Überlegungen zu Smart Grids aus regulatorischer Sicht

BRIGITTA KRATZ\*

### Inhaltsübersicht

I.	Einleitung	225
II.	Regulatorischer Rahmen	227
	1. Rechtsvergleich: Regulatorischer Rahmen in Deutschland	227
	a) Europarechtliche Vorgaben	227
	b) Deutsche Erlasse	228
	2. Regulatorischer Rahmen in der Schweiz	229
	a) De lege lata	229
	b) Rolle und Aufgaben der Strommarktregulierungsbehörde ElCom	230
	c) De lege ferenda	233
	d) Zusammenfassende Würdigung	244
III.	Ausblick	246

## I. Einleitung

Derzeit findet ein Paradigmenwechsel statt, welcher die elektrischen Energieversorgungssysteme vor grosse Herausforderungen stellt<sup>1</sup>:

- Das schweizerische Elektrizitätsversorgungssystem besteht mehrheitlich aus Grosskraftwerken (Wasserkraft 60 %, Kernenergie 40 %). Die auf diese Weise zentral erzeugte Energie wird über das Übertragungsnetz (Netzebene 1) zu den Verbrauchszentren transportiert. Alsdann wird der Strom auf eine niedrigere Spannung transformiert und über die Netzebenen 2–7, das Verteilnetz, regional und lokal letztlich an die Endverbraucher verteilt. In diesem System hat das Übertragungs-

---

\* Die Autorin forscht im Rahmen des vom Bund mitfinanzierten Competence Center for Research in Energy, Society and Transition (CREST) in der Forschungsgruppe Energy Policy Analysis Group an der ZHAW. Der Beitrag gibt eine persönliche Ansicht der Autorin wieder und bindet die Eidg. Elektrizitätskommission ElCom in keiner Art und Weise. Für fachlichen Austausch und Hinweise danke ich Frau RA lic. iur. Nicole Zeller sowie den Herren Dipl. El.-Ing. ETHZ Christian Brunner und Dipl. El. Ing. FH und EMBA Markus Bill.

<sup>1</sup> Vgl. etwa GALUS MATTHIAS, Das System wird klüger werden müssen, Interview, in: asut Bulletin 3/2013, S. 8 ff., S. 9; KRONE OLIVER/BACHMANN MAURUS, Smart Market aus Sicht der Schweiz, in: Christian Aichele/Oliver D. Doleski (Hrsg.), Smart Market – Vom Smart Grid zum Intelligenten Energiemarkt, Wiesbaden 2014, S. 167 ff.

netz für den notwendigen Ausgleich von Produktion und Verbrauch zu sorgen. Im europäischen Strombinnenmarkt kommen dem Übertragungsnetz sodann noch weitere Funktionen zu.

- Der mit der 4-Säulen-Energiepolitik des Bundesrates seit 2007 eingeleitete und mit der Energiestrategie 2050 weiter konkretisierte und akzentuierte *Umbau der Energieversorgung* mit einem Ausbau der (neuen) Erneuerbaren Energien und dem Ziel eines möglichen Ausstiegs aus der Kernenergie führt zu einer zunehmenden dezentralen Produktion mit Einspeisung auf den unteren Netzebenen. Dies stellt die Netze vor neue Herausforderungen und verlangt eine enge Abstimmung zwischen Übertragungs- und Verteilnetzen.

Den Netzen kommt demnach auf dieser «Grossbaustelle» eine zentrale Rolle zu. Sie müssen fit gemacht werden für die Überlastungs- und Spannungshaltungsprobleme, welche sich aus der dezentralen Einspeisung aus Quellen, die dargebotsabhängig (d.h. nicht steuerbar) und in einem mitteleuropäischen Land wie der Schweiz stark fluktuierend sind, ergeben.

Unabdingbar bleiben in diesem System Grosskraftwerke, mit welchen die durch die oft nur schwer antizipierbare und bisher kaum steuerbare Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen entstehende Über- oder Unterproduktion im System rasch ausgeregelt werden kann. Auch für die vorhandenen Kraftwerke ergeben sich deshalb neue Herausforderungen, die es zu meistern gilt.

Um diese Herausforderungen meistern zu können, soll das System noch intelligenter gemacht werden, als es bisher schon ist. Der Netzausbau wird damit zum *Netzausbau im Sinne eines verstärkten Einsatzes von Informations- und Kommunikationstechnologien, mit dem Ziel eines Smart Grid mit neuen Funktionalitäten*. Gemäss der deutschen Bundesnetzagentur (BnetzA) bedeutet «smart» «[i]m Ergebnis [...], dass Netzzustände in «Echtzeit» erfasst werden können und Möglichkeiten zur Steuerung und Regelung der Netze bestehen, sodass die bestehende Netzkapazität tatsächlich voll genutzt werden kann»<sup>2</sup>.

Es wird somit zu einer verstärkten Verflechtung des Energieversorgungssystems mit der Informations- und Kommunikationstechnologie kommen. Visionäre wie RIFKIN sprechen deshalb bereits von einem «Energy Internet» und einer Konvergenz der Netze zu einem globalen «Internet of Things»<sup>3</sup>. – Im Rahmen des vorliegenden Bei-

---

<sup>2</sup> Bundesnetzagentur, Smart Grid und Smart Market, Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems, Bonn, Dezember 2011, S. 11, abrufbar unter <[www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de)>, besucht am 9.2.2015.

<sup>3</sup> Vgl. RIFKIN JEREMY, *The Zero Marginal Cost Society – The Internet of Things, the Collaborative Commons, and the Eclipse of Capitalism*, New York 2014.

trags beschränke ich mich auf ein paar eher nüchterne Überlegungen zu Smart Grids aus regulatorischer Sicht.

## II. Regulatorischer Rahmen

Im Folgenden wird auf die relevanten Regelungen im Bereich des Elektrizitätswirtschafts- bzw. Regulierungsrechts eingegangen; in der vorliegenden Betrachtung ausgeklammert bleibt der Bereich Datenschutz und Datensicherheit<sup>4</sup>. Abgesehen von den genannten Rechtsbereichen sind aber im Zusammenhang mit Smart Grids je nach Fragestellung auch noch weitere rechtliche Aspekte von Bedeutung.

### 1. Rechtsvergleich: Regulatorischer Rahmen in Deutschland

Der deutsche regulatorische Rahmen unterscheidet sich vom schweizerischen insofern, als gewisse *Vorgaben seitens der Europäischen Union (EU)* bestehen, die umzusetzen sind. Dabei existiert aber bislang *weder in der EU noch in Deutschland ein zentrales Regelwerk zu Smart Grids*. Dies, obschon gerade in Deutschland der Umbau der Stromversorgungslandschaft bereits weiter fortgeschritten ist als in der Schweiz. Die Regelungen zum Smart Grid sind letztlich in Regelwerken betreffend die Netzregulierung zu suchen<sup>5</sup>.

#### a) Europarechtliche Vorgaben

Vorgaben betreffend Smart Meters bzw. Smart Grids enthalten namentlich folgende Erlasse<sup>6</sup>:

- die neue Energieeffizienzrichtlinie<sup>7</sup>;

<sup>4</sup> Vgl. dazu für die Schweiz AWK GROUP/VISCHER RECHTSANWÄLTE/UNIVERSITÄT ST. GALLEN, Datensicherheit und Datenschutz für Smart Grids: Offene Fragen und mögliche Lösungsansätze, Bericht vom 30. Juni 2014 (im Auftrag des Bundesamtes für Energie BFE); abrufbar unter <www.bfe.admin.ch>, besucht am 9.2.2015.

<sup>5</sup> Vgl. dazu detaillierter HEINLEIN BJÖRN, in: Christian Aichele/Oliver D. Doleski (Hrsg.), Smart Market – Vom Smart Grid zum intelligenten Energiemarkt, Wiesbaden 2014, S. 53 ff.

<sup>6</sup> Vgl. dazu im Einzelnen HEINLEIN (Fn. 5), S. 63 ff.

<sup>7</sup> Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 201/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG, ABl. L315/1 v. 14.11.2012.

- die dritte Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie<sup>8</sup> sowie
- die Messgeräte richtlinie<sup>9</sup>.

Gemäss den europarechtlichen Vorgaben sind die Mitgliedstaaten zwar verpflichtet, *mindestens 80% der Verbraucher bis 2020 mit intelligenten Messsystemen auszurüsten*, jedoch nur *soweit eine Kosten-/Nutzenanalyse positiv ausfällt*.

Was die Umsetzung ins nationale Recht betrifft, ist eine Richtlinie für die Mitgliedstaaten nur hinsichtlich des zu erreichenden Zwecks verbindlich, nicht aber in Bezug auf die Form und Mittel, die zu dessen Erreichung notwendig sind. Des Weiteren erlaubt ist auch eine überschüssende Umsetzung. Dabei hat die Umsetzung innerhalb der in der Richtlinie genannten Frist zu erfolgen (vgl. Art. 288 Abs. 3 und 4 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union [AEUV]<sup>10</sup>).

## **b) Deutsche Erlasse**

Fast noch grössere Auswirkungen auf die Stromlandschaft als die Marktliberalisierung selbst hat in Deutschland der stark geförderte Ausbau der Erzeugung elektrischer Energie durch Nutzung Erneuerbarer Energien<sup>11</sup> mit dem Erneuerbare Energien-Gesetz (EEG)<sup>12</sup>. Diese Förderung führte dazu, dass bereits heute ein grosser Anteil der elektrischen Energie nicht mehr konventionell in Grosskraftwerken erzeugt, sondern dezentral und dargebotsabhängig, mit Einspeisung unmittelbar in die Verteilnetze. Diese geänderte Rolle insbesondere von Verteilnetzen erfordert eine Anpassung des diesbezüglichen Rechtsrahmens<sup>13</sup>.

Die Vorgaben der sog. Beschleunigungsrichtlinien von 2003 wurden mit einer Neufassung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG)<sup>14</sup> im Rahmen des Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 13. Juli 2005 umgesetzt. Durch Art. 2 des Gesetzes über Massnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektri-

---

<sup>8</sup> Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, ABl. L211/55 v. 14.08.2009.

<sup>9</sup> Richtlinie 2004/22/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 31. März 2004 über Messgeräte, ABl. L135/1 v. 30.04.2004.

<sup>10</sup> ABl. C115/47 v. 09.05.2008 bzw. ABl. C326/47 v. 26.10.2012 (Konsolidierte Fassung).

<sup>11</sup> Dies die wohl zutreffende Einschätzung von HEINLEIN (Fn. 5), S. 56.

<sup>12</sup> Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), zuletzt geändert durch Art. 3 des Gesetzes vom 20. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2730).

<sup>13</sup> HEINLEIN (Fn. 5), S. 57.

<sup>14</sup> Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970), zuletzt geändert durch Art. I des Gesetzes vom 22. Dezember 2014 (BGBl. I S. 2406).

zitätsnetze vom 28. Juli 2011 wurde das EnWG erneut geändert und den Vorgaben des Dritten Binnenmarktpakets angepasst<sup>15</sup>. Von besonderer Bedeutung in Bezug auf den Ausbau von Smart Grids bzw. den Roll-out von Smart Meters ist § 21c EnWG.

*In § 21c Abs. 2 EnWG ist festgehalten, dass der Einbau von Smart Meters «wirtschaftlich vertretbar ist», wenn eine Kosten-/Nutzenanalyse durchgeführt wurde und der Einbau mittels Rechtsverordnung angeordnet wird.* Gestützt auf diese Vorgaben hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) eine Studie in Auftrag gegeben, welche gezeigt hat, dass die Wirtschaftlichkeit eines Einbaus nicht für alle Verbraucher in gleichem Masse gegeben ist<sup>16</sup>. Zugleich wurde ein Verordnungspaket «Intelligente Netze» erarbeitet<sup>17</sup>. Die sog. Smart-Meter-Verordnung betreffend den Roll-out soll gemäss revidiertem Zeitplan im Sommer 2015 im Kabinett behandelt werden.

## 2. Regulatorischer Rahmen in der Schweiz

### a) De lege lata

Der geltende Rechtsrahmen in der Schweiz enthält noch keinerlei Regelungen, die unmittelbar Smart Grids oder Smart Meters betreffen. Erste Regelungen sollen mit dem ersten Massnahmenpaket im Rahmen der Umsetzung der Energiestrategie 2050 eingeführt werden<sup>18</sup>.

Bereits seit 1984 ist das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) bzw. das Bundesamt für Energie (BFE) vom Bundesrat mit der systematischen Planung, Koordination, Begleitung und internationalen Einbettung der Energieforschung – und damit auch von Pilot- und Demonstrationspro-

<sup>15</sup> Vgl. dazu detaillierter HEINLEIN (Fn. 5), S. 67 ff.

<sup>16</sup> Vgl. die am 30. Juli 2013 veröffentlichte Studie der Ernst & Young GmbH, abrufbar unter <[http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1431/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/SmartGrid\\_SmartMarket/Smart\\_Metering/Smart\\_Metering\\_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1431/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/SmartGrid_SmartMarket/Smart_Metering/Smart_Metering_node.html)>, besucht am 13.2.2015. Die Kosten-Nutzen-Analyse schlägt vor, es beim Wettbewerb zu belassen und Messsysteme (elektronischer Basiszähler und Fernauslesung) bis zum Jahr 2022 nur bei folgenden Pflichteinbaufällen einzubauen: Neubauten und grosse Renovierungen; Haushalte mit einem Jahresverbrauch über 6'000 kWh, EEG- und KWKG-Neuanlagen sowie Bestandsanlagen ab 0,25 kW Anschlussleistung und unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung. Die restlichen Messstellen sind mit einem elektronischen Basiszähler ohne kommunikative Anbindung bis zum Jahr 2030 im Rahmen von Turnuswechseln auszustatten.

<sup>17</sup> Vgl. dazu etwa den Monatsbericht 11/2013 auf der Website des BMWi, <<http://www.bmwi.de/Dateien/BMWi/PDF/Monatsbericht/Auszuege/11-2013-smart-metering,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>>, besucht am 5.2.2015.

<sup>18</sup> Vgl. dazu hinten c/cb).

jekten – betraut. Dieses sog. *P+D-Programm* orientiert sich an den energiepolitischen Zielen des Bundesrats. Die rechtlichen Grundlagen für die Unterstützung von P+D-Projekten durch das BFE finden sich in den Art. 12, 14 und 23 EnG<sup>19</sup> sowie Art. 14 und 18–20 der Energieverordnung<sup>20</sup>. Es gelten zudem die Bestimmungen des Subventionsgesetzes<sup>21</sup> und des Verwaltungsverfahrensgesetzes<sup>22</sup>. Im Rahmen des ersten Massnahmenpakets zur Umsetzung der Energiestrategie 2050 soll die bestehende Förderung weitergeführt und neu durch Leuchtturmprojekte ergänzt werden.

Gesuche auf *Projektunterstützung durch Finanzhilfen* im Rahmen des P+D-Programmes können sowohl von privaten als auch von öffentlichen Trägern eingereicht werden. Aus Sicht des BFE gibt es Themen für P+D-Projekte, welche für die Umsetzung der Energiestrategie 2050 besonders relevant sind. Das BFE führt diese Themen in übergeordneten *Clusters* zusammen und veröffentlicht den daraus entstandenen Themenkatalog. Im aktuellen Themenkatalog sind namentlich die Themen Energieversorgung und Energienetze aufgeführt<sup>23</sup>. Die Förderung durch das BFE erfolgt subsidiär und ist auf 40 % der anrechenbaren Kosten beschränkt.

## **b) Rolle und Aufgaben der Strommarktregulierungsbehörde ElCom**

Die Eidg. Elektrizitätskommission ElCom (Art. 21 Abs. 1 StromVG<sup>24</sup>) ist zum einen *Tarifregulator*: «Sie ist insbesondere zuständig für: a. [...] den Entscheid im Streitfall über [...] die Netznutzungstarife und -entgelte [...]; b. die Überprüfung der Netznutzungstarife und -entgelte [...] von Amtes wegen [...]» (Art. 22 Abs. 2 Bst. a und b StromVG).

Zum anderen «beobachtet und überwacht [sie] die Entwicklung der Elektrizitätsmärkte im Hinblick auf eine sichere und erschwingliche Versorgung in allen Landesteilen. Sie überprüft zu diesem Zweck insbesondere den Zustand und Unterhalt des Übertragungsnetzes sowie die regionale Ausgewogenheit der Investitionen der nationalen Netzgesellschaft» (Art. 22 Abs. 3 StromVG).

---

<sup>19</sup> Energiegesetz (EnG) vom 26. Juni 1998 (SR 730.0).

<sup>20</sup> Energieverordnung (EnV) vom 7. Dezember 1998 (SR 730.01).

<sup>21</sup> Bundesgesetz über Finanzhilfen und Abgeltungen (Subventionsgesetz, SuG) vom 5. Oktober 1990 (SR 616.1).

<sup>22</sup> Bundesgesetz über das Verwaltungsverfahren (Verwaltungsverfahrensgesetz, VwVG) vom 20. Dezember 1968 (SR 172.021).

<sup>23</sup> Der Themenkatalog ist nicht abschliessend und wird vom BFE laufend aktualisiert und ergänzt. Vgl. dazu im Einzelnen UVEK/BFE, Pilot- und Demonstrationsprojektprogramm, Konzept, vom 13. März 2013, abgerufen unter <[http://www.bfe.admin.ch/cleantech/05765/index.html?lang=de&dossier\\_id=05800](http://www.bfe.admin.ch/cleantech/05765/index.html?lang=de&dossier_id=05800)>, besucht am 30.1.2015.

<sup>24</sup> Bundesgesetz über die Stromversorgung (Stromversorgungsgesetz, StromVG) vom 23. März 2007 (SR 734.7).



Im Bereich der Tarifprüfung ist die ElCom als ex post-Regulator konzipiert. Das heisst, dass sie grundsätzlich erst im Rahmen einer nachträglichen Tarifprüfung (und nicht etwa im Rahmen eines Tarifgenehmigungsverfahrens) beurteilt, ob Netzkosten und damit auch Investitionen ins Netz anrechenbar sind (vgl. Art. 14/15 StromVG). Im Aufgabenbereich *Monitoring Versorgungssicherheit* dagegen kommt ihr eine vorausschauende Rolle zu. Zudem hat die ElCom bei ihrer Tätigkeit die Ziele Versorgungssicherheit (vgl. auch Art. 1 StromVG) und Kosteneffizienz (vgl. Art. 15 Abs. 1 StromVG) miteinander in Einklang zu bringen.

Im Rahmen der Energiewende ist die ElCom zunehmend mit Fragestellungen konfrontiert, welche die Zukunft betreffen. *De lege lata* sind ihre *Gestaltungsspielräume* in dieser Hinsicht *klar begrenzt*:

- Bei Anfragen, ob die ElCom auch eine Vergütung der Kosten von Speichern wie eine Netzverstärkung<sup>25</sup> durch die nationale Netzgesellschaft Swissgrid über die Systemdienstleistungen bewilligen würde: Über ein konkretes Gesuch hatte die ElCom bisher noch nicht zu entscheiden. Es wird im konkreten Einzelfall im Rahmen einer teleologischen Auslegung zu beurteilen sein, ob der betreffende Speicher überhaupt Teil des Netzes ist, doch eher Teil der Produktionsanlage oder gar ein Verbraucher<sup>26</sup>. Fakt ist, dass Vergütungen für Speicherlösungen in der geltenden Gesetzgebung nicht explizit vorgesehen sind.
- Bei Gesuchen betreffend die Anrechenbarkeit von Pilotprojekten (insb. Smart Metering, Smart Grid) bzw. der vom BFE nicht getragenen Projektkosten: Gemäss Art. 15 StromVG sind nur diejenigen Kapital- und Betriebskosten anrechenbar, die zum *effizienten*, leistungsfähigen und sicheren Netzbetrieb *notwendig* sind. Dies ist der Massstab, welcher grundsätzlich auch bei der Beurteilung der Anrechenbarkeit von Pilotprojekten anzulegen ist.
- Im Rahmen einer Anfrage eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens (EVU) betreffend die Kostentragung für ein Glasfasernetz im Hinblick auf die Errichtung eines Smart Grid mit Smart Meters hat die ElCom explizit auf das *Quersubventionsverbot* gemäss Art. 10 Abs. 1 StromVG hingewiesen: Über das Netznutzungsentgelt zulasten der Elektrizitätsbezüger dürfen nicht andere Geschäftsfelder (Stichwort: Multi Utilities) subventioniert werden<sup>27</sup>.

<sup>25</sup> Vgl. Art. 22 Abs. 3 und 4 StromVV.

<sup>26</sup> Vgl. dazu KRATZ BRIGITTA/ZELLER NICOLE, Rolle und Gestaltungsspielraum der Regulierungsbehörde ElCom im Schweizer Strommarkt, in: Cornelia Kawann (Hrsg.), Energie im Wandel, Essen 2014, S. 81 ff., S. 90. Siehe zu verschiedenen weiteren Umsetzungsfragen auch BUNDESNETZAGENTUR (Fn. 2), S. 31 ff.

<sup>27</sup> Vgl. Mitteilung vom 8. Juli 2011, abgerufen unter <[www.elcom.admin.ch/dokumentation/00085/index.html?lang=de&download=NHZLpZeg7t,lnp6l0NTU042l2Z6ln1acy4Zn4Z2qZpnO2YuqZ2G6pJCDdlF3gGym162epYbg2c\\_JjKbNoKSn6A](http://www.elcom.admin.ch/dokumentation/00085/index.html?lang=de&download=NHZLpZeg7t,lnp6l0NTU042l2Z6ln1acy4Zn4Z2qZpnO2YuqZ2G6pJCDdlF3gGym162epYbg2c_JjKbNoKSn6A)>, besucht am 30.1.2015.

Das Quersubventionierungsverbot muss im Zusammenhang mit intelligenzsteigernden Massnahmen im Netz in ganz grundsätzlicher Weise zur Anwendung gebracht werden, indem *zwischen netzdienlichen und marktdienlichen Investitionen bzw. Kosten zu unterscheiden* ist. So namentlich auch in Bezug auf die Investitionen, die im Hinblick auf die im Herbst 2014 angekündigte zweite Marktöffnungsstufe<sup>28</sup> getätigt werden.

Wo neue Marktbereiche entstehen, sind diese aus regulatorischer Sicht grundsätzlich für Drittanbieter zu öffnen. Es entspricht der Zielsetzung des StromVG (vgl. Art. 1 Abs. 1 StromVG), das Netzmonopol auf das aus technischer Sicht Notwendige zu beschränken.

Klar ist aus regulatorischer Sicht schliesslich auch, dass Kostenoptimierungen aus Effizienzgewinnen, die durch den Einsatz von Smart Technologies im Netz erzielt werden, an die Endkunden weitergegeben werden müssen.

Die Energiewende macht es auf der anderen Seite aber auch *erforderlich, dass die ElCom in zunehmendem Masse in Planungsprozesse miteinbezogen wird*, um ihre Sicht der Dinge rechtzeitig einbringen zu können, bevor umfangreiche Investitionen ins Netz getätigt werden. Denn in der Schweiz obliegt die Netzplanung nicht der Regulierungsbehörde, sondern den Netzbetreibern: Die bisherige Regelung verpflichtet die Netzbetreiber, Mehrjahrespläne zur Gewährleistung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netz zu erstellen (Art. 8 Abs. 2 StromVG), in welche die ElCom im Rahmen des Monitorings Versorgungssicherheit (vgl. Art. 22 Abs. 3 StromVG) Einsicht verlangen kann (vgl. Art. 25 Abs. 1 StromVG). Bei der Erstellung der Netze ist die Frage der anrechenbaren Kosten zentral: Investitionsentscheide hängen von der Sicherheit ab, die eingesetzten Mittel auch in Rechnung stellen zu können. Deshalb sind in den letzten Jahren vermehrt Netzbetreiber auf die ElCom zugekommen und haben sie um eine Beurteilung von Ausbauprojekten gebeten, bevor der Investitionsentscheid gefällt wird. Um den notwendigen Netzaus- und -umbau nicht mit einer weiteren Unsicherheit zu belasten, tritt die ElCom auf solche Ersuchen ein und nimmt im Rahmen eines *Vorabbescheides* des Fachsekretariates Stellung, an den sie sich im Folgenden gebunden betrachtet, ohne dass es sich aber um eine formelle Genehmigung handeln würde. Dabei wird eine solche Vorprüfung anhand der Kriterien von

---

<sup>28</sup> Der Bundesrat hat den Bundesbeschluss über die volle Marktöffnung per 1. Januar 2018 am 8. Oktober 2014 in die Vernehmlassung gegeben; vgl. dazu den Erläuternden Bericht über die Vernehmlassungsvorlage, abgerufen unter <<http://www.uvek.admin.ch/dokumentation/00474/00492/index.html?lang=de&msg-id=54746>>, besucht am 30.1.2015. Es bleiben die Ergebnisse der im Januar 2015 abgelaufenen Vernehmlassung und die daraus zu ziehenden Schlüsse abzuwarten.

Art. 15 Abs. 1 StromVG vorgenommen<sup>29</sup>. Auf diese Weise trägt die ElCom zur Investitionssicherheit bei, um die künftige Versorgungssicherheit nicht zu gefährden.

## c) De lege ferenda

### ca) Vorarbeiten

Das BFE befasst sich bereits seit einigen Jahren mit dem Thema Smart Meters und hat im Rahmen seiner Vorarbeiten eine Reihe von Gutachten und Studien erstellen lassen<sup>30</sup>. Eine im Auftrag des BFE durchgeführte und 2012 publizierte Kosten-/Nutzenanalyse ergab, unter konservativen Annahmen und unter der Voraussetzung der Interoperabilität der intelligenten Messsysteme ein leicht positives Ergebnis von bis zu CHF 900 Mio. bis 2035,<sup>31</sup> welches nach Auffassung des BFE aus volkswirtschaftlicher Sicht für einen Roll-out von Smart Meters spricht.

### cb) Erstes Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050

Bereits im Rahmen des ersten Massnahmenpakets der Energiestrategie 2050, welches sich seit der Wintersession 2014 in der parlamentarischen Beratung befindet, sollen nun die *Rechtsgrundlagen für die in der Branche bereits angelaufene Einführung von intelligenten Messgeräten (Smart Meters)* geschaffen werden<sup>32</sup>. Auf der Grundlage einer Delegationsnorm will der Bundesrat, wenn nötig, mit einer entsprechenden Verordnung *Vorgaben zur Einführung* von intelligenten Messsystemen bei den Endverbrauchern und entsprechende *technische Mindestanforderungen* festlegen können. Ausserdem soll mit dem ersten Massnahmenpaket geregelt werden, wer die Kosten der intelligenten Messsysteme bei den Endverbraucherinnen und Endverbrau-

<sup>29</sup> Vgl. dazu verschiedene Referate von Kommissionsmitgliedern an den jährlich stattfindenden ElCom-Foren sowie an den Stromkongressen des VSE, abrufbar unter <<http://www.elcom.admin.ch/dokumentation/00021/00120/index.html?lang=de>>, besucht am 30.1.2015.

<sup>30</sup> Vgl. <<http://www.bfe.admin.ch/smartgrids/index.html?lang=de>>, besucht am 2.2.2015.

<sup>31</sup> Vgl. dazu die Studie «Folgeabschätzung einer Einführung von «Smart Metering» im Zusammenhang mit «Smart Grids» in der Schweiz – Schlussbericht», abrufbar auf <[http://www.bfe.admin.ch/smartgrids/index.html?lang=de&dossier\\_id=06008](http://www.bfe.admin.ch/smartgrids/index.html?lang=de&dossier_id=06008)> (Bits to Energy Lab, Ecoplan AG, Weisskopf Partner GmbH, ENCO AG, 2012), besucht am 2.2.2015. Zu einem *anderen Ergebnis* gelangten ein von der Centralschweizerischen Kraftwerke AG CKW 2010-2013 durchgeführtes Pilotprojekt, vgl. Referat GRAF FELIX am ElCom-Forum 2013, abrufbar unter <[www.elcom.admin.ch/dokumentation/00021/00120/00169/index.html?lang=de&download=NHZLpZeg7t,lnp6l0NTU042l2Z6ln1acy4Zn4Z2qZpnO2Yuq2Z6gpJCDdXx8hGym162epYbg2c\\_JjKbNoKS-n6A](http://www.elcom.admin.ch/dokumentation/00021/00120/00169/index.html?lang=de&download=NHZLpZeg7t,lnp6l0NTU042l2Z6ln1acy4Zn4Z2qZpnO2Yuq2Z6gpJCDdXx8hGym162epYbg2c_JjKbNoKS-n6A)>, besucht am 9.2.2015, sowie auch Feldstudien anderer EVUs (wie z.B. die Elektrizitätswerke des Kantons Zürich EKZ, vgl. NZZ vom 26. November 2011).

<sup>32</sup> Vgl. Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 (Revision des Energierechts) und zur Volksinitiative «Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstiegsinitiative)» vom 4. September 2013 (Botschaft Energiestrategie 2050), BBl 2013 7561 ff., 7597.

chern trägt<sup>33</sup>. Konkret sollen neben Änderungen im EnG auch Änderungen im StromVG erfolgen, die Smart Metering betreffen. So sollen dort unter anderem der Art. 15 Abs. 1 und Abs. 2 StromVG in der Weise erweitert werden, dass *Betriebs- und Kapitalkosten gesetzlich vorgeschriebener, intelligenter Messsysteme* beim Endverbraucher als *anrechenbare Kosten* gelten. Art. 17a Abs. 1 StromVG soll den Begriff des intelligenten Messsystems beim Endverbraucher gemäss bundesrätlichem Vorschlag wie folgt definieren: «Ein intelligentes Messsystem ist demnach eine Messeinrichtung, die den tatsächlichen Energiefluss elektrischer Energie inklusive des tatsächlichen zeitlichen Verlaufs misst. Das intelligente Messsystem muss zudem eine bidirektionale Datenübertragung unterstützen.» – Aus diesem Regelungsvorschlag wird klar, dass Smart Meters, wenn auch nicht als Voraussetzung, so doch als wichtiger Bestandteil von Smart Grids<sup>34</sup> und damit als netzdienlich betrachtet werden, was von der Sache her durchaus in Frage gestellt werden kann<sup>35</sup>.

Der *Nationalrat* als erstberatender Rat hat nun den bundesrätlichen Vorschlag von Art. 17a dahingehend ergänzt<sup>36</sup>, dass der *Begriff des intelligenten Messsystems umfassender definiert* werden soll, so dass er «Intelligente Mess-, Steuer- und Regelsysteme beim Endverbraucher» umfasst: «Intelligente Steuer- und Regelsysteme beim Endverbraucher sind Einrichtungen zur Lastverschiebung, zur Optimierung des Eigenverbrauchs und zur Reduktion der Verteilnetzbelastung.»

Art. 17a Abs. 2 StromVG soll die erwähnte Delegationsnorm an den Bundesrat erhalten, auf Basis derer er Vorgaben zur Einführung dieser Systeme machen kann. Dabei kann er im Rahmen einer Verordnung insbesondere den *zeitlichen Verlauf der Einführung* sowie gemäss Art. 17a Abs. 3 StromVG auch *technische Mindestanforderungen festlegen*. Der *Nationalrat* hat Abs. 3 dahingehend *ergänzt*, dass der Bundesrat festlegen können soll, welchen technischen Mindestanforderungen die intelligenten Mess-, Steuer- und Regelsysteme beim Endverbraucher zu genügen haben und welche weiteren Eigenschaften, Ausstattungen und Funktionalitäten sie aufweisen müssen, «insbesondere im Zusammenhang mit:

a. der Übermittlung von Mess-, Steuer- und Regeldaten über die gängigen Kommunikationskanäle;

---

<sup>33</sup> Vgl. Botschaft Energiestrategie 2050 (Fn. 32), 7635.

<sup>34</sup> So die Medienmitteilung des BFE vom 28. November 2014, abgerufen unter <<http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=de&msg-id=55425>>, besucht am 9.2.2015.

<sup>35</sup> Vgl. Stellungnahme der ElCom vom 18. Dezember 2012 zur Vernehmlassungsvorlage der Energiestrategie 2050, S. 6 f., abgerufen unter <[www.elcom.admin.ch/dokumentation/00085/index.html?lang=de&download=NHZlpZeg7t,lnp6l0NTU042l2Z6ln1acy4Zn4Z2qZpnO2Yuq2Z6gpjCDdIR9hGym162epYbg2c\\_JjKbNoKSn6A](http://www.elcom.admin.ch/dokumentation/00085/index.html?lang=de&download=NHZlpZeg7t,lnp6l0NTU042l2Z6ln1acy4Zn4Z2qZpnO2Yuq2Z6gpjCDdIR9hGym162epYbg2c_JjKbNoKSn6A)>, besucht am 9.2.2015.

<sup>36</sup> Vgl. AB 2014 N 2158 f.

b. der Unterstützung von zeitvariablen Tarifsystemen;

...

d. der Steuerung des Leistungsbezugs und der Energielieferung.»

Ergänzt wurde schliesslich auch Abs. 4, indem dort explizit festgehalten werden soll: «Um zu steuern und zu regeln ist in jedem Fall die *Zustimmung des Endverbrauchers erforderlich*»<sup>37</sup>.

Zur *Begründung* der den Beschlüssen des Nationalrats zugrunde liegenden Anträge wird im Amtlichen Bulletin Folgendes ausgeführt<sup>38</sup>:

«Um Stromverbrauch, Produktion und Stromnetze intelligent zu betreiben, ist es notwendig, dass neben dem Messen auch intelligent gesteuert und geregelt werden kann. Der Bundesrat soll hiermit die Möglichkeit erhalten, Netzbetreiber dazu zu verpflichten, derartige Einrichtungen in gegenseitigem Einverständnis mit dem Endverbraucher zu installieren oder zuzulassen. *Lastverschiebungen bzw. Demand Side Management sind zentrale Elemente für Smart Grids und zur Reduktion der Stromnetzbelastung.* Heute werden bei Lastgangmessungen von den Netzbetreibern teilweise noch analoge Telefonleitungen verlangt, was zu Mehrkosten für die Installation und die Miete der Amtsleitungen führt. Moderne Bauten werden immer häufiger ausschliesslich über Glasfaserleitungen erschlossen und mit IP-Telefonie ausgestattet. Zählerhersteller bieten moderne, vorschriftsgemässe Messsysteme am Markt an, welche ausschliesslich über TCP/IP funktionieren. Deshalb sollen die *Netzbetreiber dazu verpflichtet werden, auch solche modernen Messsysteme zuzulassen.* Der Trend in der internationalen Standardisierung geht davon aus, dass solche Systeme in Zukunft auch kombinierte Funktionen Messen und Demand Side Management unterstützen und dementsprechend durch integrierte Consumer Energy Manager wahrgenommen werden sollen.»

Gemäss dem Willen einer Mehrheit des Nationalrats soll also der Bundesrat nicht nur die Einführung von Smart Meters, sondern von darüber hinausgehenden, *bereits als Smart Grid zu qualifizierenden Lösungen* veranlassen können, stets nur im Einverständnis mit den Endverbrauchern, dies *alles als anrechenbare Netzkosten* zulasten sämtlicher Endverbraucher. Dabei werden für solche «weiteren Eigenschaften» – wenn man sich an Abbildung 5 des Grundlagenberichts<sup>39</sup> orientiert – «erhebliche Mehrkosten» in Kauf genommen. Der Nationalrat will damit die *Frage, wie intelligent künftig ein Netz sein muss, um gemäss Art. 8 Abs. 1 Bst. a StromVG als leistungsfähiges, effizientes und sicheres Netzes zu gelten, durch den Gesetzgeber selber regeln*

<sup>37</sup> Hervorhebung durch die Verfasserin.

<sup>38</sup> AB 2014 N 2159. Hervorhebungen durch die Verfasserin.

<sup>39</sup> Vgl. dazu hinten cd).

und nicht dem Bundesrat bzw. der ECom überlassen. Das Bestrebens des Nationalrats ist es offenbar, umfassenden Investitionsschutz zu gewährleisten, welcher aber bereits aufgrund des 2013 angehobenen kalkulatorischen Zinssatzes (sog. WACC; vgl. Art. 13 Abs. 3 Bst. b StromVV) gegeben sein müsste. Es handelt sich um einen politischen Entscheid, der in der Sache doch zu hinterfragen ist. Ob der Bundesrat – in Anbetracht einer umfassenderen Definition intelligenter Systeme in Art. 17a StromVG – die Mindestanforderungen im Rahmen der dereinst gestützt auf Art. 17a Abs. 2 und 3 StromVG zu erlassenden Verordnung auch weniger umfassend festlegen könnte, bleibt zu prüfen. Würden die Mindestanforderungen im Sinne einer Smart Grid-Lösung gesetzlich vorgegeben, läge es wohl nicht mehr im fachlichen Ermessen der ECom, diese Beurteilung, welcher Intelligenzstandard in Anbetracht der damit verbundenen Kosten zu einem gegebenen Zeitpunkt als effizient zu beurteilen und damit anrechenbare Netzkosten sein sollen, vorzunehmen und es würde damit in höchstens aus politischen Überlegungen nachvollziehbarer Weise *von der bisherigen Kompetenzordnung abgewichen*<sup>40</sup>. Denn gemäss dem ursprünglichen bundesrätlichen Konzept wären sog. «intelligente Messsysteme anderer Art» (die über blosser Smart Meters hinaus gehende Funktionalitäten aufweisen) durch die vorgenommene Ergänzung in Art. 15 Abs. 1 StromVG nicht betroffen. Die Anrechenbarkeit intelligenter Messsysteme anderer Art soll gemäss dem ursprünglichen Konzept des Bundesrats vielmehr auch weiterhin nach Art. 15 Abs. 1 erster Satz StromVG und damit durch die ECom beurteilt werden, d.h. dass solche Messsysteme anderer Art dann anrechenbar sind, wenn sie im Sinne eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes sind<sup>41</sup>.

Noch ist das letzte Wort in Bezug auf den neuen Art. 17a StromVG nicht gesprochen; es bleibt abzuwarten, wie sich der Ständerat dazu stellen wird.

### **cc) Strategie Stromnetze**

Der Um- und Ausbau der Netze inklusive Energiespeicherung ist aber in viel umfassenderer Weise eine der Stossrichtungen des ersten Massnahmenpakets der Energiestrategie 2050<sup>42</sup>. Die Voraussetzungen für den zeit- und sachgerechten Um- und Ausbau der Stromnetze sollen im Rahmen einer eigenständigen Strategie Stromnetze geschaffen werden, welche als solche Bestandteil der Energiestrategie 2050 ist. Darauf aufbauend hat der Bundesrat am 28. November 2014 eine *separate Gesetzesvor-*

---

<sup>40</sup> Vgl. dazu i.Ü. hinten cd).

<sup>41</sup> Vgl. Botschaft Energiestrategie 2050 (Fn. 32), 7636.

<sup>42</sup> Vgl. Botschaft Energiestrategie 2050 (Fn. 32), 7594 f.

*lage zur Netzentwicklung* in die Vernehmlassung gegeben<sup>43</sup>. Die ElCom wird sich dazu im Rahmen einer Stellungnahme<sup>44</sup> äussern und dabei namentlich die Anrechenbarkeit weiterer Kosten und Massnahmen kritisch hinterfragen.

Im vorliegenden Beitrag soll einzig auf das *Verhältnis dieser Vorlage zu Smart Grids* kurz eingegangen werden<sup>45</sup>:

«Intelligente Lösungen in elektrischen Netzen werden in Zukunft vor dem Hintergrund vermehrter dezentraler Einspeisung auf den unteren Netzebenen wichtiger werden. In der vorliegenden Gesetzesvorlage werden *erste Anreize für eine Weiterentwicklung der Verteilnetze hin zu intelligenten Netzen* gesetzt. Netzbetreibern wird ein kleines *Budget* zur Verfügung gestellt, welches sie für Projekte im Bereich innovativer Massnahmen für intelligente Netze verwenden können. Unter innovativen Massnahmen werden insbesondere Projekte verstanden, die die Beobachtbarkeit oder die Steuerbarkeit der Netze erhöhen und wofür Technologien zumeist schon auf dem Markt vorhanden sind. Solche innovativen Massnahmen müssen nicht zwingend einen Alleinstellungscharakter haben und sind somit von Pilot- sowie Demonstrationsprojekten zu unterscheiden.

Die Budgets schaffen einen Anreiz für Netzbetreiber auch innovative Massnahmen zu untersuchen und *Erfahrungen mit neuen Technologien und Lösungen zu sammeln*. Sie ermöglichen im kleinen Rahmen erste innovative Lösungen auf Basis von Mess- und Steuerungstechnik, angepasst auf die eigenen Bedürfnisse, zu erproben. Solche Erfahrungen sind weitgehend noch nicht vorhanden. Die mangelnde Erfahrung sowie die Unsicherheit[,] inwiefern Projekte in diesem Bereich anrechenbare Netzkosten sein können, bilden ein wesentliches Hemmnis für die Einführung innovativer Massnahmen und lassen den Entscheid zu Gunsten von konventionellen Lösungen ausfallen. Somit wird den Unternehmen ein Handlungsspielraum eingeräumt, in dem sie Innovationen vorantreiben können.

Weitere regulatorische Ansätze im Bereich intelligenter Netze, so zum Beispiel betreffend der Nutzung von Flexibilität im Verteilnetz über dezentrale Speicher oder andere Massnahmen, werden im vorliegenden Rahmen nicht festgelegt. Die *möglichen regulatorischen Handlungsfelder* betreffend intelligente Stromversorgungsnetze wer-

---

<sup>43</sup> Vgl. dazu die Vorlage und den Erläuternden Bericht zur Strategie Stromnetze (Vernehmlassungsvorlage) vom 28. November 2014, abgerufen unter <<http://www.bfe.admin.ch/netzentwicklung/index.html?lang=de>>, besucht am 2.2.2015.

<sup>44</sup> Diese Stellungnahme wird auf der Website der ElCom, <[www.elcom.admin.ch](http://www.elcom.admin.ch)>, veröffentlicht.

<sup>45</sup> Vgl. Erläuternder Bericht zur Strategie Stromnetze, S. 9 f.; Hervorhebungen durch die Verfasserin.

den *in der vom BFE erarbeiteten <Smart Grid Roadmap> aufgezeigt*. Die Ergebnisse der <Smart Grid Roadmap> sollen alsdann *in die Revision StromVG einfließen*.»

Noch ist unklar, wie diese Innovationsbudgets finanziert werden sollen. Es ist zu befürchten, dass auch diese über die Netzkosten finanziert werden sollen.

### **cd) Smart Grid Roadmap**

Die sog. Smart Grid Roadmap wurde im Frühjahr 2015 veröffentlicht und bringt weitere Aufschlüsse<sup>46</sup>.

Zeitgleich mit der Gesetzesvorlage zur Netzentwicklung wurde am 28. November 2014 zunächst ein Bericht des BFE zu den «Grundlagen für die Ausgestaltung einer Einführung intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher in der Schweiz – Technische Mindestanforderungen und Einführungsmodalitäten» vom 17. November 2014 («Grundlagenbericht») veröffentlicht<sup>47</sup>, auf welchen im Vorangegangenen<sup>48</sup> bereits wiederholt Bezug genommen wurde. Dieser setzt sich neben den Mindestanforderungen an intelligente Messsysteme auch mit den Einführungsmodalitäten auseinander. Das Ziel ist fürs Erste, eine *Verordnung zur Einführung intelligenter Messsysteme* (sofern es einer solchen bedarf, wovon im Moment allerdings ausgegangen wird). Allfällige weitere regulatorische Handlungsfelder sollen identifiziert und diese Aspekte wie gesagt im Rahmen der Revision StromVG geregelt werden, deren Vorarbeiten nach einem Fukushima bzw. Energiestrategie 2050 bedingten Unterbruch wieder aufgenommen wurden.

Die Einführung intelligenter Messgeräte und ihre Einbindung in ein intelligentes Messsystem soll nach Vorstellung des BFE derart durchgeführt werden, dass ein *möglichst hohes Mass an Handlungsspielraum für die Netzbetreiber* gewährleistet bleibt. So sollen sie den bisherigen Zählerpark Schritt für Schritt in optimaler Weise modernisieren können<sup>49</sup>.

Es liegt auf der Hand, dass der *Einführungszeitraum auch vor dem Hintergrund einer vollständigen Marktöffnung zu sehen* ist, welche durch intelligente Messsysteme technologisch unterstützt wird<sup>50</sup>. Einige Nutzeneffekte treten insbesondere in einem

---

<sup>46</sup> Die Smart Grid Roadmap wurde am 27. März 2015 und damit nach Fertigstellung dieses Beitrages veröffentlicht, vgl. Website des BFE, <<http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=de&msg-id=56706>>, besucht am 14.04.2015.

<sup>47</sup> Vgl. Website des BFE, <<http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=de&msg-id=55422>>, besucht am 2.2.2015.

<sup>48</sup> Vgl. vorn cb).

<sup>49</sup> Vgl. Grundlagenbericht (Fn. 47), S. 31.

<sup>50</sup> Vgl. Grundlagenbericht (Fn. 47), S. 31. Insofern wird also konzidiert, dass Smart Meters nicht allein netzdienlich sind.



vollständig liberalisierten Markt auf. Gemäss dem im Oktober 2014 in die Vernehmlassung gegebenen Fahrplan des Bundesrats ist eine vollständige Marktöffnung für den 1. Januar 2017 geplant; erste Wechsel der Lieferanten durch bisher gebundene Endverbraucher könnten ab dem 1. Januar 2018 stattfinden<sup>51</sup>.

Vor diesem Hintergrund ist gemäss Grundlagenbericht<sup>52</sup> *bis 2025 eine flächendeckende und in diesem Sinne mindestens eine 80-prozentige Abdeckung* der Zählpunkte im Versorgungsgebiet durch intelligente Messsysteme zu gewährleisten. Auf der anderen Seite soll jedoch *Bestandesschutz für den bereits vorhandenen, zumeist mit mechanischen Zählern ausgestatteten Zählerpark* gelten und Vorrang gegenüber der Einführung von intelligenten Messsystemen haben. Das bedeutet, dass falls der Zählerpark eines Netzbetreibers jung ist, die Abdeckungsziele nicht eingehalten werden müssen. Eine Nichteinhaltung des vorgegebenen Abdeckungsgrades muss jedoch begründet werden, indem die relevanten Daten bzgl. des Zählerparks auf Anfrage der ElCom offen gelegt werden sollen (die somit eine neue Monitoringkompetenz erhalten soll). Nach dem Inkrafttreten der *geplanten Verordnung zur Einführung von intelligenten Messsystemen beim Endverbraucher* sollen mit einer Übergangsfrist von einem Jahr nur noch intelligente Messgeräte bzw. intelligente Messsysteme installiert werden dürfen, welche den Mindestanforderungen genügen. Für die Kunden, welche bereits im offenen Markt sind (Kunden mit Verbrauch > 100 MWh pro Jahr), erscheint zudem eine Übergangsregelung notwendig, welche einen Ausgleich zwischen der individuellen Kostentragung für Lastgangmessung, wie sie bisher gemäss Art. 8 Abs. 5 StromVV besteht, und der Regelung, dass Smart Metering in den Netzkosten anrechenbar ist, schafft<sup>53</sup>.

*Vorhandene Rundsteuerungsanlagen sollen nicht grundsätzlich durch intelligente Messsysteme abgelöst werden müssen*<sup>54</sup>. Soweit solche Anlagen zum Ersatz anstehen, kann es sinnvoll sein, die Rundsteueranlage durch weitere Eigenschaften des intelligenten Messsystems zu ersetzen. Die *Kosten der in das intelligente Messsystem zu integrierenden weiteren Eigenschaften* sollen nach Ansicht des BFE insofern in den Netzkosten *anrechenbar* sein, als dass sie rein *netzdienlich* (für Betrieb und Planung

<sup>51</sup> Vgl. dazu den Bundesbeschluss über die volle Marktöffnung per 1. Januar 2018, welcher am 8. Oktober 2014 in die Vernehmlassung gegeben wurde, sowie den Erläuternden Bericht über die Vernehmlassungsvorlage, abgerufen unter <<http://www.uvek.admin.ch/dokumentation/00474/00492/index.html?lang=de&msg-id=54746>>, besucht am 30.1.2015. Es bleiben die Ergebnisse der im Januar 2015 abgelaufenen Vernehmlassung und die daraus zu ziehenden Schlüsse abzuwarten.

<sup>52</sup> Grundlagenbericht (Fn. 47), S. 31.

<sup>53</sup> Vgl. Grundlagenbericht (Fn. 47), S. 32.

<sup>54</sup> Vgl. Grundlagenbericht (Fn. 47), S. 32. Dies entspricht auch der bisherigen Grundhaltung der ElCom.

der Netze bzw. Reduzierung der abgewälzten Netznutzungsentgelte) die Funktionen der Rundsteuerungsanlage übernehmen und somit im Sinne von Art. 15 Abs. 1 StromVG sind. Die Erbringung von Leistungen im liberalisierten Bereich, z.B. durch Erbringungen von Systemdienstleistungen, Optimierungen bei der Ausgleichsenergie oder gar portfoliointernen Optimierungen bei der Beschaffung von Energie, hingegen sollen mindestens durch Kostenschlüssel an die Beansprucher dieser Dienstleistungen weiterzurechnen sein. Dies entspricht dem Quersubventionierungsverbot gemäss Art. 10 Abs. 1 StromVG<sup>55</sup>. Die Rundsteuerungsanlagen bzw. Laststeuerungen sollen nicht zur Schaffung von Marktbarrieren für Dritte eingesetzt werden können.

Effektiv wird (bzw. wäre) eine solche *Ausscheidung in netzdienliche und damit anrechenbare Kosten von intelligenten Netzkomponenten sowie eine Schlüsselung der Kosten für die damit erbrachten Marktdienstleistungen zulasten der Beansprucher* aufgrund des Quersubventionierungsverbots gemäss Art. 10 Abs. 1 StromVG ganz allgemein vorzunehmen zu sein.

Interessant sind denn auch die Ausführungen im Grundlagenbericht zu den *Aufgaben der ElCom im Zusammenhang mit der geplanten Einführung von Smart Meters*<sup>56</sup>:

Grundsätzlich soll die *ElCom* nach Vorstellung des BFE *im Sinne ihrer bisherigen Aufgabenerfüllung tätig* werden und soll dabei die *Einhaltung* der in einer Verordnung festgelegten Regelungen zu intelligenten Messsystemen beim Endverbraucher *überprüfen*, soweit die Mindestanforderungen Eingang in die geplante Verordnung erhalten. In Bezug auf die *weiteren Eigenschaften* soll die *ElCom ex post*, gesondert und abschliessend *prüfen* können, *ob* die intelligenten Messsysteme, welche die weiteren Eigenschaften aufweisen, *im Einzelfall anrechenbar* sind (insb. Effizienzprüfung im Rahmen einer Kosten-/Nutzenanalyse im betreffenden Zeitpunkt). Eine Einschätzung der gewählten Lösungsvariante zur Einführung der intelligenten Messsysteme und der Aussicht auf Kostenanrechenbarkeit soll bei der *ElCom* – wie dies ihrer bisherigen Handhabung entspricht<sup>57</sup> – aber bereits vor Durchführung des Projektes eingefordert werden können. – Die Anrechenbarkeit von Smart Meters soll also durch die Erfüllung der Mindestanforderungen bestimmt werden. Je umfassender die Mindestanforderungen im Gesetz bzw. in der Verordnung festgeschrieben werden, desto geringer dürfte der diesbezügliche Beurteilungsspielraum für die *ElCom* ausfallen oder gar gänzlich wegfallen. Darauf wurde im Zusammenhang mit dem geplanten Art. 17a StromVG im Rahmen des ersten Massnahmenpakets der Energiestrategie 2050 be-

---

<sup>55</sup> Zu beachten ist weiter auch das sog. informatorische Unbundling gemäss Art. 10 Abs. 2 StromVG.

<sup>56</sup> Vgl. dazu Grundlagenbericht (Fn. 47), S. 33 ff.

<sup>57</sup> Vgl. dazu vorn b).

reits hingewiesen<sup>58</sup>. Eine solche Beschneidung der Kompetenzen der ElCom entspräche dann aber nicht mehr der bisherigen Aufgabenzuweisung gemäss geltendem StromVG.

Laut Grundlagenbericht<sup>59</sup> soll aber die ElCom insbesondere in folgende *Aktivitäten* involviert bleiben:

- *Überprüfung Kosteneffizienz und Anrechenbarkeit*: Gestützt auf Art. 11 StromVG müssen Netzbetreiber der ElCom jährlich ihre Kostenrechnung vorlegen. Diese Kostenrechnung muss in Zukunft auch die Kosten für intelligente Messsysteme offenlegen. Diese Kosten gelten nach Art. 15 Abs. 1 und Abs. 2 StromVG (in der gemäss dem ersten Massnahmenpaket ergänzten Fassung<sup>60</sup>) als anrechenbare Kosten und sind damit grundsätzlich den Netzkosten anrechenbar, sofern die Messsysteme die technischen Mindestanforderungen erfüllen. Ihre *Anrechenbarkeit wird also durch die Erfüllung der Mindestanforderungen bestimmt*. – Die ElCom kann die Erfüllung der Mindestanforderungen sowie die Kosteneffizienz der Einführung zwar prüfen. *Die Kompetenz der ElCom dürfte sich jedoch genau besehen darauf beschränken, die vollständige Kostenanrechenbarkeit für intelligente Messsysteme zu reduzieren oder Sanktionen auszusprechen, falls die Mindestanforderungen nicht erfüllt sind, die Systeme überdimensioniert sind (z.B. durch weitere, gesetzlich bzw. verordnungsmässig nicht verlangte Eigenschaften) oder ineffizient eingeführt wurden*. Wie der Grundlagenbericht<sup>61</sup> weiter ausführt, gibt es eine Vielzahl an Möglichkeiten, ein intelligentes Messsystem einzuführen und zu betreiben, wobei sich die Kosteneffizienz stark unterscheiden kann. Insbesondere der Aufbau und der Betrieb eines Zähldatenverarbeitungssystems und eines Energiedatenmanagements (EDM) sei bei kleineren Netzbetreibern ineffizient und mit unverhältnismässigem Aufwand verbunden. Lösungen Dritter im Bereich des Messwesens seien bereits bisher in Art. 8 Abs. 2 StromVV angesprochen, welcher die Netzbetreiber anhält, Richtlinien über das Messwesen und Informationsprozesse zu machen und sie verpflichtet, dabei auch den Einbezug Dritter als Möglichkeit vorzusehen. Aufgrund einer Mitteilung der ElCom<sup>62</sup> kann der Netzbetreiber diese Möglichkeit nur dann nicht zulassen, wenn der sichere Netzbetrieb gefährdet ist. Auf Anfrage sind der ElCom Daten zur Evaluation von Angeboten Dritter zu Einführung und zum Betrieb der intelligenten Messsysteme vorzulegen.

<sup>58</sup> Vgl. dazu vorn cb).

<sup>59</sup> Grundlagenbericht (Fn. 47), S. 33 ff.

<sup>60</sup> Vgl. dazu vorn cb).

<sup>61</sup> Grundlagenbericht (Fn. 47), S. 34 f.

<sup>62</sup> ElCom Mitteilung vom 12. Mai 2011, abgerufen unter <<http://www.elcom.admin.ch/dokumentation/00091/00104/index.html?lang=de>>, besucht am 3.2.2015.

Eine Ausnahme hinsichtlich der Anrechenbarkeit bei der Einführung sollen intelligente Messsysteme (nicht konforme und konforme) bilden, welche im Rahmen von Pilot-, Demonstrations-, und (künftig) Leuchtturmprojekten (P-, D-, und L-Projekte)<sup>63</sup> installiert wurden und weiter betrieben werden. Soweit deren nicht amortisierbare Kapital- und Betriebsmehrkosten im Rahmen der P-, D- und L-Projekte durch den Bund mitfinanziert wurden, sollen sie gemäss Grundlagenbericht<sup>64</sup> (zu Recht) *nicht nochmals in den Netzkosten anrechenbar* sein.

Bei der Überprüfung zur Kostenanrechenbarkeit im Rahmen der Einführung soll die ElCom nach Vorstellung des BFE Vorgaben hinsichtlich der Informationsbereitstellung zum Erfüllungsgrad der Mindestanforderungen, zu weiteren Eigenschaften der Messsysteme, der Evaluation von Drittangeboten sowie der Kosteneffizienz der Einführung erlassen können; gedacht hat man dabei wohl an eine entsprechende Weisung. Auf Anfrage der ElCom soll in einfacher Weise offengelegt werden, welche Lösungen für das Versorgungsgebiet geprüft wurden, welches die finanziellen Aufwände gewesen wären und inwiefern Lösungen von Dienstleistern einbezogen wurden; diese Offenlegungspflicht ergibt sich aus Art. 25 Abs. 1 StromVG.

- *Verursachergerechte Kostenzuordnung*: Quersubventionierungen zwischen dem Netzbetrieb und den übrigen Tätigkeitsbereichen sind durch Art. 10 Abs. 1 StromVG untersagt. Aufgrund dieser Bestimmung sind Quersubventionierungen zwischen dem Betrieb des Elektrizitätsnetzes und den anderen Sparten (bspw. Elektrizität, Gas, Wasser, Fernwärme, Telekommunikation) *verboten*. Die Verpflichtung für EVUs gemäss Art. 10 Abs. 2 StromVG und Art. 10 Abs. 3 StromVG, den Verteilnetzbereich mindestens informatorisch und buchhalterisch von den übrigen Tätigkeitsbereichen zu entflechten, beinhaltet eine Auftrennung der Kosten, sowohl falls Anlagen durch das EVU als auch zusammen mit einem Dritten, z.B. einem Unternehmen aus einem anderen Sektor, erstellt werden. Die Aufteilung der Kosten zwischen dem Netzbereich und den anderen Sparten muss aufgrund der Kostenrechnung überprüfbar sein. Dies erlaubt es in der Regel, Quersubventionierungen zu orten. Hinsichtlich intelligenter Messsysteme muss sichergestellt werden, dass Endverbraucher beim Elektrizitätsbezug nicht für Kosten aufkommen, welche nicht im Netz, sondern in anderen Sparten, die einen Nutzen sehen, anfallen. Gerade Art. 7 Abs. 5 StromVV legt im Übrigen fest, dass Netzbetreiber dem Netz Einzelkosten direkt und Gemeinkosten über verursachergerechte Schlüssel

---

<sup>63</sup> Vgl. dazu vorn a).

<sup>64</sup> Grundlagenbericht (Fn. 47), S. 34.

zuordnen müssen. Diese Schlüssel müssen sachgerecht, nachvollziehbar und schriftlich festgehalten sein sowie dem Grundsatz der Stetigkeit entsprechen<sup>65</sup>.

Intelligente Messsysteme können – wie der Grundlagenbericht<sup>66</sup> weiter ausführt – unter anderem neben der Visualisierung der Verbrauchs- und Produktionswerte von elektrischer Energie auch Verbrauchswerte von Gas, Wasser und Fernwärme in Pseudo-Echtzeit beim Endverbraucher visualisieren oder in ein Abrechnungssystem übertragen. In solchen Fällen soll das Messwesen – zu Recht – nicht zu grossen Teilen dem elektrischen Netz belastet werden können. Auch hier sind verursachergerechte Kostenschlüssel wichtig. Ähnliches soll für Laststeuerungen im Rahmen der weiteren Eigenschaften gelten, welche in gewissen Ausprägungen vermehrt dem Markt und nicht dem Netz zuträglich sind (nicht netzdienlich z.B. für den Systemdienstleistungsmarkt). Auch Lastoptimierungen, welche nicht netzdienlich sind, wie z.B. dynamische Tarife für Energie im Rahmen einer Vermarktung von neuen Energieprodukten, sollen den jeweiligen Lieferanten und Unternehmen anzulasten sein, so sie denn die Messinfrastruktur für solche Zwecke nutzen. *Generell muss die Kostentragung dort erfolgen, wo der Nutzen ist* – hierin ist dem Grundlagenbericht vorbehaltlos zuzustimmen. Dies wird im Rahmen der Einführung aber nur insofern gewährleistet, als dass solche Funktionalitäten nicht in den Mindestanforderungen enthalten, sondern den weiteren, optionalen Eigenschaften zugeordnet sind. Werden solche weiteren Eigenschaften, welche keine klare oder gar eine andere Nutzenzuweisung zur Folge haben, aber bereits in die Mindestanforderungen integriert, werden sie entsprechend dem Konzept des Bundesrates von Art. 17a StromVG<sup>67</sup> *de iure* anrechenbar, ohne dass eine sachgerechte Schlüsselung der Kosten möglich wäre. Bleibt also zu hoffen, dass der Ständerat die «aufgerüstete» Version eines Art. 17a StromVG gemäss nationalrätlichem Beschluss noch einmal einer kritischen Prüfung unterzieht, die den Konsequenzen, die sich daraus ergeben, Rechnung trägt.

- *Allgemeine Monitoringpflichten zur Einführung intelligenter Messsysteme*: Die Netzbetreiber sollen über den Fortschritt der Einführung der intelligenten Messsysteme sowohl das BFE als auch die ElCom bei Bedarf oder aber in regelmässigen Abständen unterrichten. Insbesondere sollen die Netzbetreiber nach Vorstellung des BFE bei Bedarf über den Abdeckungsgrad der Zählpunkte mit intelligenten Messsystemen, die dafür angefallenen Kosten, die Verbrauchsentwicklung, die finanziellen Aufwendungen für Datensicherheit und Datenschutz und die Netzsituation informieren. Die ElCom soll dabei Vorgaben für eine standardisierte Art

<sup>65</sup> Diese Ausführungen im Grundlagenbericht (Fn. 47), S. 34 f. geben zu keinerlei Anmerkungen Anlass.

<sup>66</sup> Grundlagenbericht (Fn. 47), S. 35.

<sup>67</sup> Vgl. dazu vorn cb).

der Informationsbereitstellung machen können. Auf Anfrage hinsichtlich der gewählten kommunikationstechnischen Verbindung der intelligenten Messgeräte innerhalb des intelligenten Messsystems sollen Abwägungen finanzieller Art offenzulegen sein. – Effektiv wird ein Reporting wie beschrieben erforderlich sein, um ein Monitoring der Einhaltung der Vorgaben, aber auch der Kosten-/Nutzenentwicklungen zu ermöglichen; kritisch zu hinterfragen ist, in welche Zuständigkeit dies fallen soll.

#### **d) Zusammenfassende Würdigung**

Nach dem Verständnis des BFE sind «[i]ntelligente Messsysteme (Smart Meter Systeme) [...] zwar keine grundlegende Voraussetzung[,], aber ein wichtiger Bestandteil von Smart Grids»<sup>68</sup>.

Dementsprechend sollen in einem ersten Schritt intelligente Messsysteme definiert und Investitionssicherheit geschaffen werden, indem die Kosten für die Einführung von intelligenten Messsystemen, die den gesetzlichen Anforderungen entsprechen, für anrechenbar erklärt werden (vgl. die Revision von Art. 15 StromVG und die Einfügung von Art. 17a StromVG im Rahmen des ersten Massnahmenpakets der Energiestrategie 2050).

Darin zeigt sich, dass sich die Auffassung des BFE weder mit derjenigen der ElCom noch mit derjenigen der BNetzA deckt, welche Smart Meters zwar als «durchaus wichtig für den Aufbau eines Smart Markets – aber keine Voraussetzung für ein Smart Grid» betrachtet<sup>69</sup>.

Das Ziel ist gemäss Grundlagenbericht eine flächendeckende Einführung von intelligenten Messsystemen mit einer mindestens 80-prozentigen Abdeckung bis 2025. Dabei soll dieser Roll-out gefördert, aber nicht forciert werden.

Nächste regulatorische Zwischenschritte sollen die Schaffung von Anreizen (in der Form von neuen Fördermitteln) im Rahmen der Strategie Stromnetze sowie den Erlass einer bundesrätlichen Verordnung zu den Mindestanforderungen und zur Einführung von Smart Meters beinhalten. Weiterer regulatorischer Handlungsbedarf soll alsdann identifiziert und im Rahmen der Revision StromVG eingebracht werden. So viel zum geplanten Vorgehen.

---

<sup>68</sup> Vgl. Medienmitteilung vom 28. November 2014, abgerufen unter <<http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=de&msg-id=55422>>.

<sup>69</sup> Vgl. HOMANN JOCHEN, Geleitwort, in: Aichele/Doleski (Fn. 1 und 5), S. VII.

In inhaltlicher Hinsicht zeigt sich das BFE bemüht, an der bisherigen Aufgabenverteilung zwischen Gesetz- bzw. Ordnungsgeber und der Strommarktregulierungsbehörde nur so viel, als aus Sicht des BFE eben nötig, zu ändern:

- Zwar sollen die Kosten für die Einführung von Smart Meters ungeachtet des nur knapp positiven Ergebnisses der Kosten-/Nutzenanalyse sowie der Tatsache, dass die damit erfassten Daten auch oder gar überwiegend marktdienlich sind, anrechenbar sein. Dafür dürften in erster Linie politische und nicht ökonomische Überlegungen sprechen; *vor dem Hintergrund eines konsequenten Unbundlings ein aus regulatorischer Sicht nicht unproblematischer Entscheid*, den man jedoch hinnehmen müssen. Immerhin wird den von der ElCom wiederholt geäußerten Bedenken in Bezug auf den Ersatz von bestehenden Rundsteuerungsanlagen durch intelligentere Lösungen insofern Rechnung getragen, als dass dort nur rein netzdienliche Kosten anrechenbar sein sollen.
- Weiter sollen die Mindestanforderungen für Smart Meters im Rahmen einer Verordnung auf Eigenschaften beschränkt werden, für welche die *Mehrkosten in einem einigermassen vertretbaren Verhältnis zum Nutzen* stehen. Die Beurteilung der Notwendigkeit und Anrechenbarkeit anderer intelligenter Messsysteme sowie weiterer Smart Technology soll der *fachtechnischen Beurteilung durch die ElCom überlassen* bleiben.
- Letztlich sollen aber gewisse Handlungsspielräume verbleiben, womit auch den heterogenen Netzstrukturen Rechnung getragen wird.
- Die Entwicklung zu Smart Grids soll damit keineswegs behindert werden, vielmehr sollen im Rahmen der Strategie Stromnetze auch gewisse *Anreize* geschaffen werden.
- Die Kosten für Smart Grids sollen jedoch nur *soweit netzdienlich solidarisiert* und im Übrigen durch den Markt bzw. die Beansprucher solcher Dienstleistungen finanziert werden.
- Es soll schliesslich auch weiterhin Aufgabe der ElCom bleiben, die technische Entwicklung zu beobachten und im Rahmen von Kostenprüfungen eine Kosten-/Nutzenanalyse vorzunehmen, die dereinst auch für die Anrechenbarkeit weiterer Smart Technology-Funktionalitäten sprechen kann. Ein weiterer zu berücksichtigender Gesichtspunkt bleibt stets auch die *technische Versorgungssicherheit*, die es im Rahmen der Energiewende zu erhalten gilt.

Werden nun aber intelligente Systeme umfassender definiert, wie dies der Nationalrat an der vergangenen Wintersession beschlossen hat, werden nicht nur *massive Mehrkosten über das Netznutzungsentgelt solidarisiert*, sondern wird auch das *bestehende Kompetenzgefüge gestört*. Allenfalls täte man aber gut daran, sich bereits heute Gedanken zu notwendigen Korrekturen zu machen, die am Besten gleich mit ins

StromVG eingebaut werden müssten, wenn der Ständerat ebenfalls auf die Einführung und Anrechenbarkeit von umfassenderen intelligenten Messsystemen einschwenken sollte. Dies, um eine wenigstens halbwegs angemessene Kostenanlastung zu erreichen. Soweit der ECom Beurteilungsspielräume erhalten bleiben sollen, wären die gesetzlichen Vorgaben – in Anbetracht der strengen bundesverwaltungsgerichtlichen Rechtsprechung – jedenfalls hinreichend klar zu regeln.

### III. Ausblick

Die logische Folge von Smart Grids werden (bzw. sollen) Smart Markets sein. Es geht damit um «die (vermeintlich) wettbewerblich ausgestalteten Bereiche, die ausserhalb der energierechtlichen Regulierung liegen»<sup>70</sup>.

Die BNetzA hat zum Begriff «Smart Markets» folgende Thesen aufgestellt<sup>71</sup>:

- «These: Smart Market ist der Bereich ausserhalb des Netzes, in welchem Energiemengen oder daraus abgeleitete Dienstleistungen auf Grundlage der zur Verfügung stehenden Netzkapazität unter verschiedenen Marktpartnern gehandelt werden. Neben Produzenten und Verbrauchern sowie Prosumern können künftig sehr viele unterschiedliche Dienstleister in diesen Märkten aktiv sein (z.B. Energieeffizienzdienstleister, Aggregatoren etc.).»
- «These: Nicht netzdienliche Komponenten (Smart Market-Komponenten) werden nicht durch das Netz finanziert.»
- «Die Abgrenzung Smart Grid/Smart Market beruht hauptsächlich auf der Frage, ob es sich um Energiemengen oder -flüsse (Marktsphäre) oder Kapazitäten (Netz-sphäre) handelt.»

Die intelligente Netzinfrastruktur bildet die Basis für die Entwicklung intelligenter Märkte und stellt deshalb bis zu einem gewissen Grad eine *notwendige Ergänzung zum erforderlichen neuen Marktdesign* dar, mit dem das Stromversorgungssystem den neuen Gegebenheiten einer fluktuierenden dezentralen Produktion und Einspeisung anzupassen ist. Letztlich geht es darum, die Erneuerbaren Energien sowohl ins Netz als auch in den Markt zu integrieren. Gemäss der Einschätzung des Präsidenten der Bundesnetzagentur, JOCHEN HOMANN, «hängen die Lösungsstrategien zur Integration [oftmals] voneinander ab, stehen möglicherweise aber auch alternativ zueinander, ergänzen sich komplementär oder schliessen einander aus»<sup>72</sup>. Es handelt sich also

---

<sup>70</sup> So HEINLEIN (Fn. 5), S. 59.

<sup>71</sup> Vgl. BUNDESNETZAGENTUR (Fn. 2), S. 12. Hervorhebungen durch die Verfasserin.

<sup>72</sup> HOMANN (Fn. 69), S. V.



um ein komplexes Unterfangen, bei welchem die *Trennlinie aus regulatorischer Sicht grundsätzlich analog zum Unbundling* – Netz- oder Marktbereich – zu ziehen ist. Es geht nicht darum, den intelligenten Netzbau zu behindern, sondern darum, die entsprechenden *Kosten aufgrund ihrer Netz- oder Marktdienlichkeit richtig zuzuordnen*.

Es ist naheliegend und durchaus legitim, im Zusammenhang mit Überlegungen zu Smart Grids die Frage aufzuwerfen, ob sich nicht gerade die Liberalisierung und die damit einhergehende Entflechtung von Netz und Markt als problematisch erweisen im Hinblick auf die Integration Erneuerbarer Energien. Aus Sicht eines Mitglieds einer Strommarktregulierungsbehörde, zu deren Zielvorgaben es gehört, Marktbedingungen zu schaffen (vgl. Art. 1 Abs. 1 StromVG), kann jedoch eine Rückkehr zum (vermeintlich) guten alten Monopolbetrieb nicht ernsthaft in Betracht gezogen werden, sondern muss das Ziel letztlich ein intelligenter Markt sein, den es in den nächsten Jahren mit gezielten regulatorischen Eingriffen und in Zusammenarbeit mit den europäischen Nachbarländern herbeizuführen gilt.