

Bundesamt für Energie (BFE), Staatssekretariat für Wirtschaft (SECO)

# Regulierungsfolgenabschätzung zur Revision des Stromversorgungsgesetzes

Schlussbericht  
Zürich, 29. Oktober 2015

Anna Vettori, Rolf Iten (INFRAS)  
Lukas Küng (BG Ingenieure und Berater AG)

## Impressum

### Regulierungsfolgenabschätzung zur Revision des Stromversorgungsgesetzes

Schlussbericht

Zürich, 29. Oktober 2015

20151023\_BFE\_RFA-StromVG\_151023.docx

#### Auftraggeber

Bundesamt für Energie (BFE), Staatssekretariat für Wirtschaft (SECO)

#### Projektleitung

Renato Marioni, BFE

Uschi Anthamatten, SECO

#### Autorinnen und Autoren

Anna Vettori, Rolf Iten

INFRAS, Binzstrasse 23, 8045 Zürich

Lukas Küng

BG Ingenieure und Berater AG, Lindenstrasse 16, 6340 Baar

#### Begleitgruppe

Uschi Anthamatten, SECO

Wolfgang Elsenbast, BFE

Aurelio Fetz, BFE

Florian Kämpfer, BFE

Mathias Spicher, SECO

Nicolas Wallart, SECO

Die Aussagen im Bericht geben die Meinung der AutorInnen wieder und müssen nicht mit den Meinungen und Positionen der Auftraggeber übereinstimmen.

## Inhalt

<b>Zusammenfassung</b>	<b>6</b>
Ausgangslage, Ziel und Methodik	6
Die untersuchten Massnahmen	6
Ergebnisse	8
<b>Teil I: Grundlagen</b>	<b>12</b>
<b>1. Einleitung</b>	<b>12</b>
1.1. Ausgangslage und Fokus	12
1.2. Methodisches Vorgehen	13
1.2.1. Generelles Vorgehen	13
1.2.2. Methodische Aspekte	13
1.3. Aufbau des Berichts	15
<b>2. Die Revision des Stromversorgungsgesetzes</b>	<b>16</b>
2.1. Das Schweizer Stromnetz	16
2.2. Problemstellung und Ziel der Revision	17
2.3. Massnahmen der Revision	18
2.4. Notwendigkeit staatlichen Handelns	19
<b>Teil II: Wirkungsanalyse</b>	<b>21</b>
<b>3. Referenzszenario</b>	<b>21</b>
<b>4. Übersicht über die Wirkungen</b>	<b>21</b>
<b>5. Massnahmen zur Steigerung der Effizienz im Netzbetrieb</b>	<b>23</b>
5.1. Regeln für die Sicherstellung von Systemdienstleistungen (SDL)	23
5.1.1. Beschreibung und Begründung des staatlichen Handelns	23
5.1.2. Nutzen der Massnahme/Zielerreichung	24
5.1.3. Umsetzungsaufwand	26
5.1.4. Weitere Wirkungen	26
5.1.5. Fazit	27
5.2. Koordination von Flexibilitäten im Verteilnetz	29
5.2.1. Beschreibung und Begründung staatlichen Handelns	29
5.2.2. Nutzen der Massnahme/Zielerreichung	30
5.2.3. Umsetzungsaufwand	31
5.2.4. Weitere Wirkungen	32
5.2.5. Fazit	33
5.3. Vorrang Erneuerbare	34
5.3.1. Beschreibung und Begründung des staatlichen Handelns	34

5.3.2.	Nutzen der Massnahme/Zielerreichung _____	34
5.3.3.	Umsetzungsaufwand _____	35
5.3.4.	Weitere Wirkungen _____	35
5.3.5.	Fazit _____	35
5.4.	(Teil-)Liberalisierung des Messwesens _____	36
5.4.1.	Beschreibung und Begründung des staatlichen Handelns _____	36
5.4.2.	Nutzen der Massnahme/Zielerreichung _____	37
5.4.3.	Umsetzungsaufwand _____	38
5.4.4.	Weitere Wirkungen _____	39
5.4.5.	Fazit _____	39
5.5.	Anreizregulierung _____	41
5.5.1.	Beschreibung und Begründung des staatlichen Handelns _____	41
5.5.2.	Nutzen der Massnahme/Zielerreichung _____	43
5.5.3.	Umsetzungsaufwand _____	46
5.5.4.	Weitere Wirkungen _____	47
5.5.5.	Fazit _____	47
5.6.	Vorgaben für die Qualität _____	49
5.6.1.	Beschreibung und Begründung des staatlichen Handelns _____	49
5.6.2.	Nutzen der Massnahme/Zielerreichung _____	50
5.6.3.	Umsetzungsaufwand _____	51
5.6.4.	Weitere Wirkungen _____	52
5.6.5.	Fazit _____	52
<b>6.</b>	<b>Massnahmen für eine effiziente Netznutzung _____</b>	<b>53</b>
6.1.	G-Komponente _____	53
6.1.1.	Beschreibung und Begründung des staatlichen Handelns _____	53
6.1.2.	Nutzen der Massnahme/Zielerreichung _____	54
6.1.3.	Umsetzungsaufwand _____	56
6.1.4.	Weitere Wirkungen _____	56
6.1.5.	Fazit _____	56
6.2.	Verhältnis Arbeitspreis/Leistungspreis und Anlastung Eigenverbrauch _____	58
6.2.1.	Beschreibung und Begründung des staatlichen Handelns _____	58
6.2.2.	Nutzen der Massnahme/Zielerreichung _____	60
6.2.3.	Umsetzungsaufwand _____	61
6.2.4.	Weitere Wirkungen _____	62
6.2.5.	Fazit _____	63
6.3.	Verursachergerechte Behandlung von Pumpspeicher/ dezentrale Speicher _____	64

6.3.1.	Beschreibung und Begründung des staatlichen Handelns _____	64
6.3.2.	Nutzen der Massnahme/Zielerreichung _____	65
6.3.3.	Umsetzungsaufwand _____	66
6.3.4.	Weitere Wirkungen _____	66
6.3.5.	Fazit _____	66
<b>7.</b>	<b>Weitere Massnahmen _____</b>	<b>68</b>
7.1.	Definition sowie Festlegung von Rechten und Pflichten bei Arealnetzen _____	68
7.1.1.	Beschreibung und Begründung des staatlichen Handelns _____	68
7.1.2.	Nutzen der Massnahme/Zielerreichung _____	70
7.1.3.	Umsetzungsaufwand _____	71
7.1.4.	Weitere Wirkungen _____	71
7.1.5.	Fazit _____	72
<b>Teil III:</b>	<b>Gesamtbeurteilung _____</b>	<b>73</b>
<b>8.</b>	<b>Synthese und Beurteilung _____</b>	<b>73</b>
	<b>Literatur (inkl. sonstiger Quellen des Berichts) _____</b>	<b>76</b>

## Zusammenfassung

### Ausgangslage, Ziel und Methodik

Als das Stromversorgungsgesetz (StromVG) per 1.1.2008 in Kraft trat, erhoffte man sich eine wettbewerbsorientierte und sichere Stromversorgung mit transparenten Preisen. Schon bald zeigten sich Lücken und es wurde erkennbar, dass sich diese Ziele nicht vollständig erfüllen lassen. Im Hinblick auf die Energiestrategie 2050 und die geplante volle Marktöffnung hat der Bundesrat deshalb das Eidg. Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) beauftragt, eine Revision des Stromversorgungsgesetzes vorzubereiten. Arbeitsgruppen haben zu diesem Zweck verschiedene Massnahmen diskutiert. Die vorliegende Regulierungsfolgenabschätzung (RFA) analysiert die volkswirtschaftlichen Auswirkungen dieser Massnahmen. Der Fokus liegt dabei auf der Notwendigkeit staatlichen Handelns und auf der Analyse der Auswirkungen auf einzelne Gruppen und die Gesamtwirtschaft.

Die Analysen basieren hauptsächlich auf der Auswertung von BFE-internen Dokumenten und extern verfassten Studien, welche im Kontext der Revision erarbeitet wurden sowie Erkenntnissen aus dem Ausland. Ziel der RFA ist es, den Nutzen in Form der Zielerreichung der Massnahmen und den Aufwand dieser Massnahmen im Vergleich zum Referenzszenario zu beurteilen. Als Referenzszenario für die Untersuchung der Auswirkungen der einzelnen Massnahmen gilt das aktuelle Stromversorgungsgesetz (StromVG).

### Die untersuchten Massnahmen

Die untersuchten Massnahmen lassen sich im Wesentlichen unterteilen in Massnahmen zur Steigerung der Effizienz im Netzbetrieb und in Massnahmen für eine effiziente Netznutzung.

<b>Tabelle 1:</b>		
<b>Massnahme</b>	<b>Bestehende Regelung</b>	<b>Neue Regelung</b>
<b>Massnahmen zur Steigerung der Effizienz im Netzbetrieb</b>		
1. Regeln für die Sicherstellung von Systemdienstleistungen (SDL)	Nationale Netzgesellschaft (Swissgrid) sorgt für SDL und die Bereitstellung von Regelenenergie, indem sie auf Kraftwerkskapazitäten zurückgreift	Teilnehmerkreis öffnen, so dass Swissgrid auch auf Lasten zugreifen kann
2. Koordination von Flexibilitäten im Verteilnetz	Engpässe nur auf dem Übertragungsnetz geregelt	Engpassmanagement auf Verteilnetzebene
3. Vorrang Erneuerbare	Vorrang für erneuerbare Energien beim Abwurf von Regelenenergie und bei der Kapazitätszuteilung	Vorrang streichen
4. (Teil-)Liberalisierung des Messwesens:	Keine Regelungen	(Teil-)Liberalisierung
5. Anreizregulierung	Cost-Plus-Regulierungs-Modell (Netznutzungsentgelte basierend auf den anrechenbaren Netzkosten geregelt)	Anreizregulierung
6. Vorgaben für die Qualität	Keine Qualitätsvorgaben	Qualitätsvorgaben
<b>Massnahmen für eine effiziente Netznutzung</b>		
7. G-Komponente	Finanzierung des Netzes ausschliesslich durch die Stromkonsumenten	Finanzierung des Netzes durch die Stromkonsumenten und die Stromproduzenten
8. Verhältnis Arbeitspreis/Leistungspreis und Anlastung Eigenverbrauch	Netznutzungstarif für Endverbraucher muss auf Niederspannungsebene zu mindestens 70% aus einem Arbeitspreis (Rp./kWh) bestehen Eigenverbraucher müssen kein Netznutzungsentgelt entrichten, wenn sie Strom verbrauchen, den sie selber dezentral erzeugt haben	Höherer Anteil Leistungspreis
9. Verursachergerechte Behandlung von Pumpspeicher/dezentrale Speicher	Kraftwerke, die Elektrizität für den Eigenbedarf und für den Antrieb von Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken brauchen, gelten nicht als Endkunden und sind deshalb von Netznutzungsentgelten sowie KEV- und SDL-Abgaben befreit	Verursachergerechte Belastung
<b>Weitere Massnahmen</b>		
10. Definition sowie Festlegung von Rechten und Pflichten bei Arealnetzen	Arealnetzen nicht definier	Definition für Arealnetze im StromVG verankert

## Ergebnisse

Die Ergebnisse der Analyse zu den fünf RFA-Prüfpunkten lassen sich wie folgt zusammenfassen:

### 1. Notwendigkeit und Möglichkeit staatlichen Handelns

Stromnetze stellen ein natürliches Monopol dar, bei dem sich unter Marktbedingungen kein effizientes Ergebnis einstellen würde. Stromnetze bzw. Netzbetreiber werden deshalb über das StromVG reguliert. Die bestehenden Regulierungen weisen allerdings einige Schwächen auf, die im Hinblick auf die 2. Stufe der Marktöffnung – mit dem Kernelement freie Wahl des Stromversorgers auch für kleine Endverbraucher – zu optimieren sind.

Die im Rahmen der Revision diskutierten Massnahmen adressieren denn auch vor allem die Schwächen der heutigen Regulierung, insbesondere ungenügende Verursachergerechtigkeit, ungenügende Effizianzanreize und mangelnder Wettbewerb. Ziel der Massnahmen ist es, die Regulierung zu verbessern, indem diese Schwächen behoben werden.

Tabelle 2 zeigt eine Übersicht der untersuchten Massnahmen und der stichwortartigen Begründung für die Notwendigkeit staatlichen Handelns:

<b>Tabelle 2: Notwendigkeit staatlichen Handelns</b>			
<b>Stossrichtungen</b>	<b>Massnahmen</b>	<b>Begründung für staatliche Eingriffe</b>	<b>Ziel</b>
Effizienter Netzbetrieb	1. Systemdienstleistungen 2. Flexibilitäten, 3. Vorrang Erneuerbare	Ungenügende Liquidität	Mit mehr Anbietern Wettbewerb erhöhen und Kosteneffizienz verbessern
	4. Liberalisierung Messwesen	Hohe Preise	
	5. Anreizregulierung, 6. Qualitätsregulierung als flankierende Massnahme	Ungenügende Anreize für Kostensenkungen	Mit Erlösobergrenze und Benchmarking Kosteneffizienz verbessern
Effiziente Netznutzung	7. G-Komponente, 8. Verhältnis AP/LP, 9. Pumpspeicher	Diskriminierende Netzpreise, ungenügende Verursachergerechtigkeit, ungenügende Anreize für netzdienliches Verhalten, allokativen Ineffizienzen	Mit mehr Verursachergerechtigkeit den Netzausbaubedarf reduzieren
Weitere Massnahmen	10. Definition Arealnetze	Rechtliche Unklarheiten führen zu Streitfällen	Streitfälle vermeiden



## 2. Auswirkungen auf die einzelnen gesellschaftlichen Gruppen

Die direkten Auswirkungen der Massnahmen bekommen in erster Linie die rund 670 Netzbetreiber, die rund 600 Wasserkraftwerke und die sogenannten „Prosumer“<sup>1</sup> (ca. 20'000) zu spüren. Indirekt wirken sich die Massnahmen über tiefere Netznutzungspreise auf die Endverbraucher aus. Das Ausmass der Auswirkungen ist schwierig zu beziffern. Konkrete Schätzungen liegen erst für die Anreizregulierung (AR) vor. Die Schätzungen gehen von jährlichen Einsparungen infolge eines kosteneffizienteren Betriebs von ca. 190-270 Mio. CHF aus. Bei einer Wertschöpfung der Strombranche von ca. 8 Mrd. CHF entsprechen diese Einsparungen ca. 2-3%.<sup>2</sup> Weitere Untersuchungen wären notwendig, um vor allem das Einsparpotenzial beim Netzausbau infolge von G-Komponente und/oder höherem Anteil Leistungspreis abschätzen zu können. Vereinzelt lassen sich Grössenordnungen für Kosten und Nutzen basierend auf Erfahrungswerten schätzen. Diese Angaben sind aber zu validieren (bspw. das Einsparpotenzial beim Netzausbau infolge der Koordination von Flexibilitäten).

Auch für den Umsetzungsaufwand sind praktisch noch keine quantitativen Schätzungen verfügbar. Das Ausmass konnte mehrheitlich nur basierend auf qualitativen Überlegungen abgeschätzt werden. Auch hier sind weitergehende Schätzungen notwendig bzw. bestehende Angaben sind zu relativieren (bspw. der Aufwand für Leistungsmessung durch Smart Meter bei der Massnahme Verhältnis Arbeits-/Leistungspreis).

Tabelle 3 zeigt eine Zusammenfassung der Ergebnisse der Auswirkungsanalyse:

---

<sup>1</sup> Endverbraucher (Consumer), die über kleine Anlagen Strom für den Eigenbedarf erzeugen (Producer).

<sup>2</sup> VSE 2013.

Tabelle 3: Auswirkungen auf einzelne gesellschaftliche Gruppen				
Stossrichtungen	Massnahmen	Hauptbetroffene	Kostensenkungspotenzial	Umsetzungsaufwand
Effizienter Netzbetrieb	1. Systemdienstleistungen	Netzbetreiber, Betreiber von Erzeugungsanlagen und Lasten	+	0
	2. Flexibilitäten		+	?
	3. Vorrang Erneuerbare		0	0
	4. Liberalisierung Messwesen	Netzbetreiber Anbieter von Messleistungen Grossverbraucher	Grossverbraucher + Haushalte ?	-
	5. Anreizregulierung inkl. 6. Qualitätsregulierung als flankierende Massnahme	Netzbetreiber	AR: +++ QR: ?	AR: -- QR: -
Effiziente Netznutzung	7. G-Komponente	Endverbraucher	+	--/?
	8. Verhältnis AP/LP	Prosumer	?	---
	9. Pumpspeicher	Kraftwerksbetreiber	?	--
Weitere Massnahmen	10. Definition Arealnetze	Arealnetzbetreiber	+	-

Kostensenkungspotenzial: +++ gross, ++ mittel, + gering, 0 keine Kosteneinsparungen.  
Umsetzungsaufwand: --- gross, -- mittel, - gering, 0 kein Aufwand, ? = unklar.

Die Nebenwirkungen sind aus unserer Sicht insgesamt gering. Je nach Ausgestaltung könnten allenfalls einzelne Gruppen mit negativen Auswirkungen konfrontiert werden – bspw. verschlechtert sich die internationale Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraftwerke bei der Einführung einer G-Komponente.

Die Wirkungen der Massnahmen sind insofern noch unsicher, als die konkrete Ausgestaltung der meisten Massnahmen noch nicht im Detail bekannt ist. Lücken bestehen meist in Bezug auf die Quantifizierung der Kosten und Nutzen der Massnahmen, insbesondere beim Kostensenkungspotenzial und den Auswirkungen auf den Netzausbau sowie dem Umsetzungsaufwand. Bestimmte Lücken bestehen auch bei den Auswirkungen auf verschiedene weitere Aspekte, u.a. auf die dynamische Effizienz (Anreizregulierung), auf Investitionen (Qualitätsregulierung, verursachergerechte Behandlung von Pumpspeicher) oder auf die Preise und die Wettbewerbsfähigkeit (G-Komponente).

### 3. Auswirkungen auf die Gesamtwirtschaft

Die Auswirkungen auf die Gesamtwirtschaft dürften sich aus unserer Sicht in Grenzen halten. Infolge der Effizienzgewinne kann erwartet werden, dass die Strompreise ceteris paribus leicht sinken und dadurch der Wirtschaftsstandort Schweiz tendenziell gestärkt werden dürfte.

Grössere Nebenwirkungen sind von den diskutierten Massnahmen nicht zu erwarten, insbesondere auch nicht für KMU und Haushalte. Sie profitieren vor allem von sinkenden Netzpreisen.

Energiepolitisch hingegen sehen wir durchaus gewisse Auswirkungen, insbesondere durch die tarifären Massnahmen (G-Komponente, Verhältnis AP/LP, verursachergerechte Behandlung von Pumpspeichern/ dezentrale Speichern). Eine stärkere Gewichtung des Leistungspreises reduziert erstens die Anreize zum Energiesparen. Zweitens beeinträchtigen die G-Komponente und/oder die höhere Gewichtung des Leistungspreises die Wirtschaftlichkeit von erneuerbaren Energieanlagen. Diese Nachteile lassen sich aber über alternative Massnahmen wie bspw. Lenkungsabgaben effizient und zielorientiert kompensieren.<sup>3</sup>

#### **4. Alternative Regelungen und Zweckmässigkeit im Vollzug**

Die Massnahmen der Revision sind zum Zeitpunkt der Durchführung dieser RFA noch nicht definitiv festgelegt. Entsprechend sind noch viele Alternativen offen. Die Analyse der Auswirkungen der denkbaren Alternativen hätte den Rahmen dieser RFA gesprengt. Dasselbe gilt für die Analyse des Vollzugs der Massnahmen. Dieser wurde noch nicht vertieft untersucht. Sowohl die Alternativen als auch der Vollzug sind eingehender zu prüfen, wenn die Ausgestaltung der Massnahmen konkretisiert wurde. Dieser Bericht basiert auf dem **Stand** der (Grundlagen-)Arbeiten an der Revision StromVG im **Sommer 2015**.

---

<sup>3</sup> Vgl. bspw. INFRAS/Polynomics 2009.

## Teil I: Grundlagen

### 1. Einleitung

#### 1.1. Ausgangslage und Fokus

Als das Stromversorgungsgesetz (StromVG) per 1.1.2008 in Kraft trat, erhoffte man sich eine wettbewerbsorientierte und sichere Stromversorgung mit transparenten Preisen. In die gleiche Richtung zielten auch die Gesetzesreformen im Ausland. Auch hier standen mehr Wettbewerb, mehr Effizienzreize in der Regulierung, eine möglichst kosteneffiziente Integration der erneuerbaren Energien (unter Berücksichtigung der Förderziele) im Vordergrund.

Schon bald zeigten die praktischen Erfahrungen, dass diese Ziele auch vor dem Hintergrund des sich veränderten Strommarktes nicht vollständig zu erfüllen sind. Auch vor dem Hintergrund der Energiestrategie 2050 und einer vollen Marktöffnung konstatierten die Behörden weitere Regelungslücken und Regulierungsbedarf. Der Bundesrat beauftragte deshalb das Eidg. Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK), eine Revision des Stromversorgungsgesetzes vorzubereiten. Das Bundesamt für Energie (BFE) hat zu diesem Zweck verschiedene interne und externe Arbeitsgruppen gebildet, welche die Themenfelder der Revision analysieren. Um die volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Revision aufzuzeigen, haben BFE und das Staatssekretariat für Wirtschaft (SECO) INFRAS/BG Ingenieure den Auftrag für eine Regulierungsfolgenabschätzung (RFA) erteilt. Die Auswirkungen des revidierten StromVG sollen dabei in zwei Stufen untersucht werden.

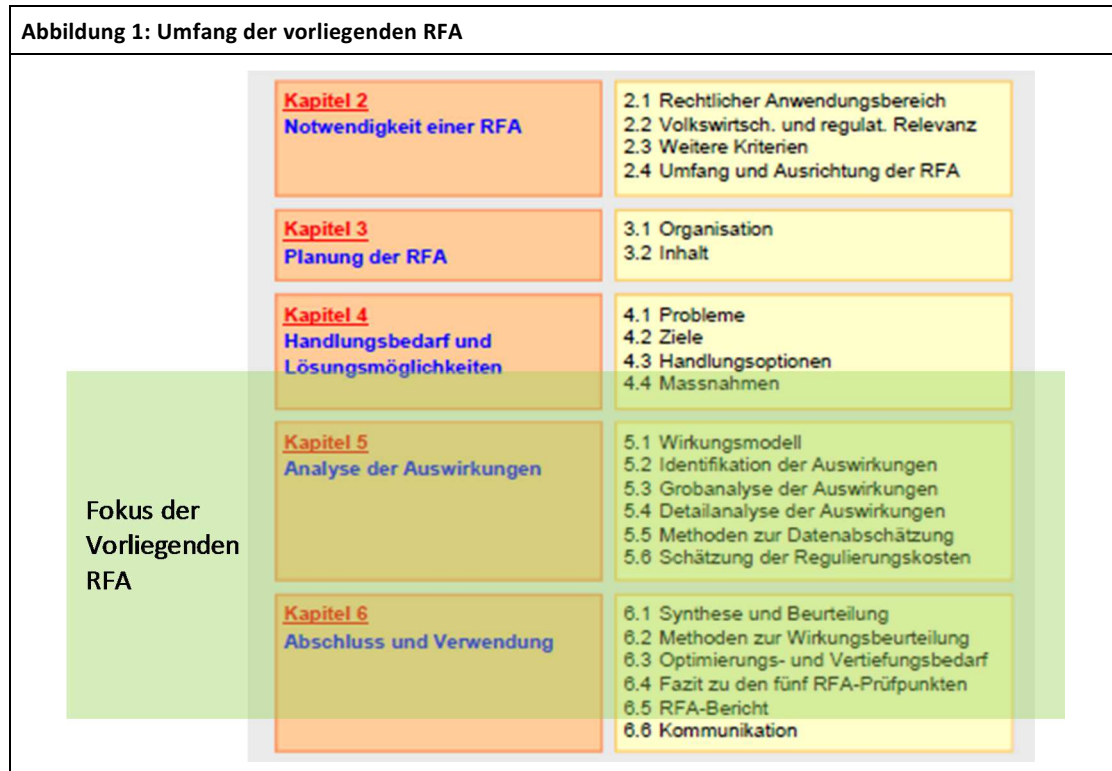
Im Fokus der hier vorliegenden ersten Stufe stehen die fünf Prüfpunkte der RFA, insbesondere die Wirkungsmechanismen und die Auswirkungen der Revision. Zudem soll aufgezeigt werden, in welchen Bereichen allenfalls aus ökonomischer Sicht noch offene Fragen bestehen. Im Einzelnen soll die RFA folgende Aufgaben abdecken:

- Überblick über die ökonomische Wirkungsmechanismen der Revision anhand eines Wirkungsmodells: Welche Massnahmen generieren welche Wirkungen und welche Gruppen sind davon betroffen?
- Qualitative volkswirtschaftliche Bewertung der fünf Prüfpunkte einer RFA:
  - Notwendigkeit staatlichen Handelns,
  - Analyse der zu erwartenden Auswirkungen auf einzelne Gruppen,
  - Analyse der zu erwartenden Auswirkungen auf die Gesamtwirtschaft,
  - Alternativen,
  - Zweckmässigkeit im Vollzug,
  - Zusätzlich: Risiken und mögliche Konsequenzen einer Fehlregulierung.
  - Identifikation offener Fragen bezüglich der ökonomischen Auswirkungen.

## 1.2. Methodisches Vorgehen

### 1.2.1. Generelles Vorgehen

Das Vorgehen richtet sich nach dem RFA-Handbuch des SECO. Der Fokus liegt dabei auf den Massnahmen, der Analyse der Auswirkungen sowie dem Abschluss.



Quelle: SECO 2013.

Für die Bearbeitung der Arbeitsschritte haben wir primär vom BFE zur Verfügung gestellte (Arbeits-)Dokumente analysiert (siehe Literaturverzeichnis) und verarbeitet. Erkenntnisse aus dem Ausland haben wir über eine Recherche und Auswertung von Studien aus dem Ausland (insbesondere aus Deutschland) und eigenen Erfahrungen eingebracht.

### 1.2.2. Methodische Aspekte

Zentraler Bestandteil der vorliegenden RFA ist die Analyse der Auswirkungen. Sie dient dazu, die Nutzen bzw. Zielerreichung einer Massnahme und den Aufwand einer Massnahme im Vergleich zu einem Referenzszenario und unter Berücksichtigung von Nebenwirkungen zu beurteilen. Wesentliche Aspekte dieser Gegenüberstellung sind:

### **Referenzszenario**

Als Referenzszenario für die Untersuchung der Auswirkungen der einzelnen Massnahmen gilt das aktuelle Stromversorgungsgesetz (StromVG vom 1.1.2008).

### **Arten von Wirkungen**

Die folgenden Ausführungen beschreiben die Wirkungen der einzelnen Massnahmen. Wir konzentrieren uns dabei auf diejenigen Wirkungen, die bei einer Realisierung der Massnahmen neu oder zusätzlich anfallen. Die Wirkungen werden dabei wie im Handbuch RFA vorgegeben in folgende Arten unterteilt:

- **Hauptwirkungen:** Wirkungen entsprechend den Zielen der Massnahme auf die einzelnen gesellschaftlichen Gruppen (Unternehmen, Haushalte, Staat, Regionen, weitere Organisationen oder das Ausland). Die Hauptwirkungen entsprechen dem Nutzen der Massnahme.
- **Umsetzungsaufwand:** Aufwand, der bei den Behörden und Adressaten (Unternehmen, Haushalte) anfällt, um die Massnahmen umzusetzen. Anders ausgedrückt handelt es sich um die Kosten, die anfallen, um die Handlungspflichten zu erfüllen. Dazu zählen Personalkosten, Investitionskosten, sonstige Sachkosten und finanzielle Kosten. Relevant sind dabei die Aufwendungen, die im Vergleich zur heutigen Situation bzw. zum Referenzszenario zusätzlich anfallen, entweder weil bestehende Aufgaben aufwendiger werden oder weil neue Aufgaben hinzukommen.
- **Weitere Wirkungen:** Wirkungen ausserhalb der Ziele der Massnahme auf die einzelnen gesellschaftlichen Gruppen sowie auf Märkte, Wachstum und Wettbewerb sowie Wirtschaft, Gesellschaft und Umwelt.

### **Kosten und Nutzen**

Als Nutzen betrachtet werden positive Beiträge zu den Zielen des StromVG sowie positive andere Auswirkungen in den Bereichen Staat, Wirtschaft und Gesellschaft. Als Kosten betrachtet werden dementsprechend negative Beiträge zu den Zielen des StromVG sowie negative andere Auswirkungen.

### **Qualitative und quantitative Resultate**

Aus grundsätzlichen und praktischen Gründen musste auf eine vollständig quantifizierte Kosten-Nutzen-Analyse verzichtet werden. Mehrheitlich werden qualitative beschreibende Aussagen und vereinzelt semi-quantitative Aussagen gemacht. In vielen Fällen waren jedoch auf Basis der verfügbaren Grundlagen keine quantitativen bzw. monetären Angaben möglich.

### **Unsicherheiten/Wissenslücken**

Relevante Unsicherheiten und Wissenslücken, welche die Beurteilung beeinträchtigen oder verunmöglichen, werden explizit gemacht.

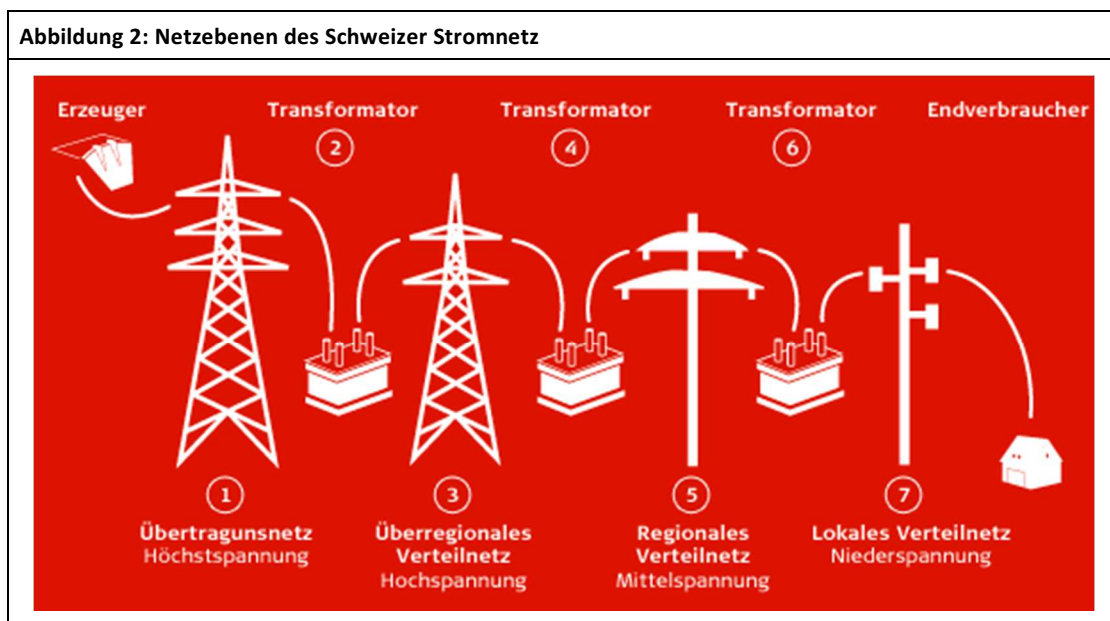
### **1.3. Aufbau des Berichts**

Der Bericht ist in drei Teile gegliedert. Teil I beschreibt den Untersuchungsgegenstand – die Revision des StromVG bzw. die in der vorliegenden RFA untersuchten Massnahmen. Die Wirkungen dieser Massnahmen sind – für jede Massnahme separat – im Teil II Wirkungsanalyse dargestellt. Der Bericht schliesst mit der Gesamtbeurteilung in Teil III ab.

## 2. Die Revision des Stromversorgungsgesetzes

### 2.1. Das Schweizer Stromnetz<sup>4</sup>

Das gesamte Schweizer Stromnetz besteht aus über 250'000 Kilometern Leitungen. Es setzt sich aus einem Übertragungs- und einem Verteilnetz zusammen. Das Schweizer Stromnetz unterteilt sich in sieben Netzebenen. Dazu zählen nebst Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetz auch drei Transformierungsebenen.



Quelle: Swissgrid.

- **Höchstspannung im Übertragungsnetz (Ebene 1):** Das Übertragungsnetz nimmt den produzierten Strom aus den grossen Kraftwerken oder dem angrenzenden Ausland auf. Der Strom wird mit einer Spannung von 380 kV bzw. 220 kV in die Nähe der Verbraucher transportiert. Dort wird dieser den tieferen Netzebenen, den Verteilnetzen, zur Verfügung gestellt. Das Schweizer Übertragungsnetz ist im Eigentum von Swissgrid.
- **Hochspannung im überregionalen Verteilnetz (Ebene 3):** Im Hochspannungsbereich wird der Strom zur überregionalen Energieversorgung mit 50 bis 150 kV an kantonale, regionale und städtische Verteilnetzbetreiber sowie an grosse Industrieanlagen verteilt.

<sup>4</sup> Dieser Abschnitt stammt von der Swissgrid-Homepage: [https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/grid/transmission\\_system/grid\\_levels.html](https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/grid/transmission_system/grid_levels.html)



- Mittelspannung im regionalen Verteilnetz (Ebene 5): Die Mittelspannung von 10 bis 35 kV wird zur regionalen Verteilung von Strom genutzt. Lokale Verteilnetze versorgen einzelne Stadtteile oder Dörfer sowie kleine und mittlere Industriebetriebe.
- Niederspannung im lokalen Verteilnetz (Ebene 7): Mit der Niederspannung von 400 oder 230 Volt kommt der Strom bei Haushalten, der Landwirtschaft und Gewerbebetrieben an.
- Unterwerke: Das Unterwerk – auch Unterstation genannt – verbindet zwei Spannungsebenen miteinander. Das Kernstück einer Unterstation ist der Transformator, der die Spannung von einer Spannungsebene auf eine andere umsetzt: von Höchstspannung zu Hochspannung und von Hochspannung zu Mittelspannung.
- Transformatorenstationen: In der Transformatorenstation wird die Mittelspannung auf die in Haushalt und Gewerbe notwendige Niederspannung von 400 und 230 Volt umgewandelt.

## 2.2. Problemstellung und Ziel der Revision

Stromnetze stellen ein natürliches Monopol dar, das es den Netzbetreibern theoretisch erlauben würde, überhöhte Netznutzungspreise zu verlangen. Aus ökonomischer Sicht kommt es daher – im unregulierten Zustand – zu einem Marktversagen: Das sich ergebende Marktergebnis wäre nicht effizient (allokative und produktive Ineffizienz).<sup>5</sup> Stromnetze werden deshalb in der Regel reguliert, in der Schweiz durch das Stromversorgungsgesetz (StromVG), das am 15. Juli 2007 in Kraft getreten ist. Das StromVG bezweckt eine sichere Elektrizitätsversorgung und einen wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarkt. Es soll ausserdem die Rahmenbedingungen schaffen für eine zuverlässige und nachhaltige Stromversorgung in allen Landesteilen und die Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Stromwirtschaft erhalten.

Das Gesetz regelt insbesondere folgende Aspekte: (Grund-)Versorgung, Netznutzung, Netzzugang und Netznutzungsentgelt sowie das Übertragungsnetz. Die praktischen Erfahrungen zeigen, dass die angestrebten Ziele auch vor dem Hintergrund des sich veränderten Strommarktes nicht vollständig zu erreichen sind.

Anfang 2010 startete das BFE deshalb mit verschiedenen internen und externen Arbeitsgruppen die Arbeiten für eine Revision des StromVG. Ziel der Revision ist es, die Defizite des jetzigen Regelwerkes zu beseitigen und neue Regelungen zu ergänzen, die aus regulatorischer Sicht zur besseren Zielerreichung beitragen können. Leitgedanke der Revision ist, das Marktversagen besser zu korrigieren, indem die Regulierung dahingehend angepasst wird, dass Wettbewerb möglichst in allen Bereichen etabliert wird, in denen Märkte funktionieren. Damit soll

---

<sup>5</sup> Allokative Ineffizienzen liegen vor, wenn die Stromnetze nicht in der Menge, Art und Qualität angeboten werden, die sich die Konsumenten wünschen.

Produktive Ineffizienz: Die Stromnetze werden nicht mit minimalen Kosten betrieben und weiterentwickelt.

die Effizienz der Stromversorgung rund um die Stromnetze soweit möglich erhöht werden und zwar primär indem die Kostenallokation optimiert wird.

## 2.3. Massnahmen der Revision

### Präambel

Es liegt noch kein Entwurf des revidierten StromVG vor. Die zu untersuchenden Themenfelder und Massnahmen wurden basierend auf den verfügbaren Unterlagen und in Absprache mit dem BFE im März 2015 festgelegt. Es handelt sich somit um *mögliche Massnahmen*, bei denen das BFE aktuell Handlungsbedarf sieht. Es ist noch unklar, inwieweit die Massnahmen dann effektiv in den Entwurf des revidierten Gesetzes aufgenommen werden. Zur besseren Lesbarkeit verzichten wir bei den folgenden Ausführungen trotzdem weitgehend auf den Konjunktiv.

Die Massnahmen lassen sich im Wesentlichen unterteilen in Massnahmen zur Steigerung der Effizienz im Netzbetrieb und für eine effiziente Netznutzung. Bei den Massnahmen zu mehr Effizienz im Netzbetrieb geht es dabei nicht nur um den Netzbetrieb, sondern auch um Netzentwicklung (intelligente Ausbaustrategie). Die folgende Tabelle zeigt die untersuchten Massnahmen in der Übersicht:

Tabelle 4: Untersuchte Massnahmen		
Stossrichtungen	Thema	Massnahmen
Effizienter Netzbetrieb (Kapitel 5)	Systemdienstleistungen, Flexibilitätsmarkt	11. Regeln für die Sicherstellung von Systemdienstleistungen (SDL) 12. Behandlung von Engpässen in Verteilnetzen und Einspeisemanagement EE
	Massnahmen zur Optimierung bzw. zur Reduktion von Diskriminierung	13. Vorrang Erneuerbare 14. (Teil-)Liberalisierung Messwesen
	Regulierung der Netzpreise und Qualität	15. Anreizregulierung 16. Qualitätsregulierung (als flankierende Massnahme zur Anreizregulierung)
Effiziente Netznutzung (Kapitel 6)	Netznutzungsmodell und Tarifstruktur	17. G-Komponente 18. Verhältnis AP/LP
	Massnahmen zur Reduktion von Diskriminierung	19. Verursachergerechte Behandlung von Pumpspeichern/dezentralen Speichern
Weitere Massnahmen (Kapitel 7)		20. Definition sowie Festlegung von Rechten und Pflichten bei Arealnetzen

Aufgrund der Vielschichtigkeit der Grundlagenarbeiten zur Revision StromVG mussten in der RFA Schwerpunkte gesetzt werden. In Absprache mit den Auftraggebern wurden folgende Themen und Massnahmen als „nicht zu bearbeiten im Rahmen dieser RFA“ bezeichnet:

- Kapazitätsmechanismen,<sup>6</sup>
- Marktcoupling, Strombörse,
- EU-Kompatibilität, Unbundling,
- Datenschutz,
- Ausweitung des Geltungsbereichs auf Gleichstrom,
- Verordnung über Ausnahmen beim Netzzugang,
- Sachgerechte Kriterien bei den Anforderungen an die Betriebskosten, Regelung Netzkostenbeiträge und Anschlusskosten.

## 2.4. Notwendigkeit staatlichen Handelns

Ziel einer RFA ist es, die Auswirkungen einer Regulierung aufzuzeigen. Dabei ist in einem ersten Schritt zu klären, ob die Regulierung überhaupt notwendig ist.<sup>7</sup> Aus wohlfahrtsökonomischer Sicht ist staatliches Handeln notwendig, wenn ein Marktversagen vorliegt und damit die Allokationseffizienz beeinträchtigt wird. Gründe für ein Marktversagen können sein:

- Öffentliche Güter und Externalitäten,
- asymmetrische oder allgemein unvollkommene Information,
- Marktmacht aufgrund von Monopolen, Kartellen oder dominanter Marktposition.

Staatliche Eingriffe garantieren allerdings nicht automatisch ein effizientes Ergebnis. Handlungsbedarf für den Staat gibt es auch bei Regulierungsversagen, d.h. wenn die Wirkungen staatlicher Eingriffe nicht den angestrebten Zielen entsprechen. Gründe für Regulierungsversagen können sein:

- Mangelhafte Problem- und Zielidentifikation,
- unwirksamer oder zu aufwendiger Vollzug,<sup>8</sup>
- übermässige negative Nebenwirkungen,
- Vereinnahmung durch Regulierungsadressaten,
- Unwirksamkeit aufgrund von Regulierungswettbewerb.

Schliesslich gibt es auch noch überwiegende öffentliche Interessen, die staatliche Eingriffe rechtfertigen. Solche Interessen können sein: Schutz der öffentlichen Ordnung, des Lebens, der

<sup>6</sup> Basierend auf den vorliegenden Erkenntnissen plant das BFE zurzeit keine Mechanismen.

<sup>7</sup> Gemäss WBF 2013: Prüfpunkt 1: Notwendigkeit und Möglichkeit staatlichen Handelns.

<sup>8</sup> Vollzugsversagen kann zu fehlender Effektivität und Effizienz führen.

Gesundheit, der Umwelt, der Konsumenten, der Lauterkeit des Handelsverkehrs, des nationalen Kulturgutes, des Eigentums.

Die Notwendigkeit staatlichen Handelns wird im Rahmen der Auswirkungsanalyse für die einzelnen Massnahmen untersucht. **Im Zentrum stehen dabei Effizienzüberlegungen und weniger nicht Verteilungsfragen.** In vielen Fällen lassen sich allerdings staatliche Aktivitäten auch bei einer effizienten Marktallokation begründen. Und zwar wenn die aus dem Marktprozess resultierende Verteilung von Einkommen und Vermögen nicht den gesellschaftlichen oder politischen Vorstellungen der Entscheidungsträger entspricht.

## Teil II: Wirkungsanalyse

### 3. Referenzszenario

Bei der Wirkungsanalyse geht es darum, die Auswirkungen der oben aufgeführten Massnahmen aufzuzeigen. Dies geschieht im Vergleich zu einem Referenzszenario, das die Situation ohne Änderungen des bisherigen Rechts abbildet. Für diese RFA dient das aktuelle Stromversorgungsgesetz (StromVG) als Referenzszenario. Wichtige Eckpfeiler der heutigen Regelung sind:

- Übertragung des Höchstspannungsnetzes an die nationale Netzgesellschaft Swissgrid,
- Regulierung der Netzpreise nach Costplus-Methode (Kosten + Gewinn = Erlös),
- Finanzierung der Netzkosten ausschliesslich durch die Endverbraucher,
- Diskriminierungsfreier Netzzugang für grosse Endverbraucher (>100 MWh/a) (Marktöffnung 1. Stufe),
- Lieferpflicht für Endverbraucher (<100 MWh/a) (Grundversorgung).

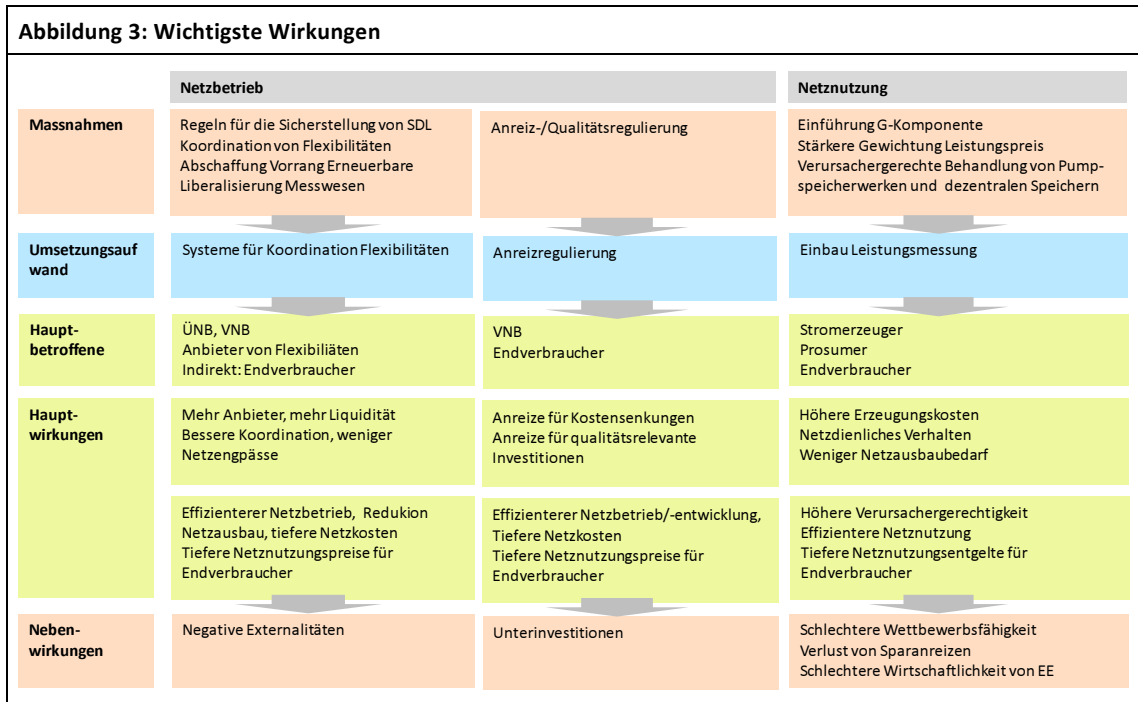
Für den Strommarkt relevant ist ausserdem die Förderung der erneuerbaren Energie über die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) gemäss Energiegesetz.

Der Schweizer Strommarkt ist heute geprägt durch einige wenige grosse Stromkonzerne, die auf der ganzen Wertschöpfungskette tätig sind (Produktion, Verteilung, Vertrieb, Handel) und viele mittlere und kleine Energieversorgungsunternehmen – häufig auch Querverbundunternehmen –, die primär in der Verteilung und im Vertrieb tätig sind. Grössere Veränderungen sind zu erwarten mit der Neuausrichtung der schweizerischen Energiepolitik im Rahmen der Energiestrategie 2050 und der geplanten vollständigen Marktöffnung.

Das Referenzszenario stellt im Sinne eines Verzichts auf neue Regelungen grundsätzlich auch eine Handlungsalternative dar, was aber nicht bei jeder Massnahmen explizit als Alternative erwähnt wird.

### 4. Übersicht über die Wirkungen

Die folgende Figur zeigt schematisch die wichtigsten Wirkungen der untersuchten Massnahmen. Dabei ist zu beachten, dass die Wirkungen zeitlich unterschiedlich anfallen können (kurz-/mittel-/längerfristig). Der Übersichtlichkeit wegen verzichten wir darauf, die Fristigkeiten in der Grafik darzustellen. Die Massnahme „Arealnetze“ ist ebenfalls nicht dargestellt, da wir ihre Auswirkungen als eher gering einstufen.



Die in der Übersicht aufgeführten betroffenen Gruppen lassen sich wie folgt präzisieren:

Kategorie	Betroffene Gruppe
Netzbetreiber	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid</li> <li>▪ Verteilnetzbetreiber (80 grössere Verteilnetzbetreiber, knapp 600 kleinere Netzbetreiber), teilweise Mehrspartenunternehmen (Netzbetreiber, Energielieferant, Stromerzeuger)</li> <li>▪ Arealnetzbetreiber</li> </ul>
Behörden	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Regulator ElCom</li> </ul>
Stromerzeuger	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Kraftwerksbetreiber</li> <li>▪ Betreiber von dezentralen erneuerbaren Energieanlagen</li> <li>▪ Arealnetzerzeuger</li> </ul>
Strombezüger	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Endverbraucher: Industrie-/Gewerbekunden, Haushalte</li> <li>▪ Arealnetzbezüger</li> </ul>
Stromerzeuger/Strombezüger	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Betreiber von Speichern</li> <li>▪ „Prosumer“: Endverbraucher, die über kleine Anlagen Strom für den Eigenbedarf erzeugen</li> <li>▪ Betreiber von Pumpspeicherwerken</li> </ul>

## 5. Massnahmen zur Steigerung der Effizienz im Netzbetrieb

### 5.1. Regeln für die Sicherstellung von Systemdienstleistungen (SDL)

#### 5.1.1. Beschreibung und Begründung des staatlichen Handelns

##### Beschreibung

Gemäss geltendem StromVG hat die nationale Netzgesellschaft (Swissgrid) für Systemdienstleistungen und die Bereitstellung von Regelenergie zu sorgen. Bislang konnte sie dazu auf Kraftwerkskapazitäten zurückgreifen. Zukünftig soll der Teilnehmerkreis geöffnet und Swissgrid auch auf Lasten zugreifen können.

- **Geltendes StromVG:** Nationale Netzgesellschaft stellt Systemdienstleistungen einschliesslich Bereitstellung von Regelenergie sicher (StromVG Art. 20 Abs. 2b).
- **Neu:** Öffnung des Teilnehmerkreises für Regelenergie.<sup>9</sup>

Systemdienstleistungen (SDL) dienen dazu, Netzschwankungen auf dem Übertragungsnetz auszugleichen. Sie umfassen eine Reihe von Diensten, die in der Schweiz von Swissgrid koordiniert werden.<sup>10</sup> Gegenstand der im Rahmen der Revision des StromVG diskutierten Massnahme sind die Sekundär- und Tertiärregelung.<sup>11</sup> Swissgrid beschafft die SDL in einem marktorientierten, diskriminierungsfreien und transparenten Verfahren über Ausschreibungen unter Anbietern von Kraftwerken und Regelpoolbetreibern.<sup>12</sup> Sind nicht genügend Angebote am Markt vorhanden, um die Systemstabilisierung sicherzustellen, kann Swissgrid Kraftwerke gemäss einem Notkonzept verpflichten.

In der Vergangenheit hat Swissgrid vor allem auf Kraftwerkskapazitäten zurückgegriffen, um das Stromangebot an die Nachfrage anzugleichen und somit das System ins Gleichgewicht zu bringen. Die Beschaffung von Systemdienstleistungen war bei Einführung der marktlichen

<sup>9</sup> Der tatsächliche Stromverbrauch und die Produktion können von der Prognose abweichen, oder es kann unerwartet zum Ausfall eines Kraftwerks oder Verbrauchers kommen. In solchen Fällen wird je nachdem positive oder negative Regelleistung eingesetzt, um die Frequenz stabil bei 50 Hertz zu halten. <https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/reliability/griddata/balance.html>

<sup>10</sup> Netzregelung (Primärregelung, Sekundärregelung, Tertiärregelung), Spannungshaltung, Ausgleich der Wirkverluste, Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit, Systemkoordination, betriebliche Messung.

<sup>11</sup> Sekundärregelenergie: Wird bei Netzschwankungen automatisch innerhalb von einigen Sekunden bei bestimmten Kraftwerken abgerufen. Diese Kraftwerke müssen in Betrieb stehen, dürfen aber nicht ihre maximale oder minimale Leistung erzeugen, um diese jederzeit erhöhen oder reduzieren zu können. Tertiärregelenergie wird bei grösseren und länger andauernden Regelabweichungen eingesetzt. Die Aktivierung erfolgt durch einen Spezialisten der Netzleitstelle „Swissgrid Control“ mittels einer speziellen, elektronisch übermittelten Abrufmeldung an die Anbieter.

<sup>12</sup> Regelenergiepools wurden auch ohne Anpassung des StromVGs und ohne Ampelsystem schon 2013 eingeführt.

Beschaffung durch die Swissgrid geprägt von hohen Preisen und infolgedessen hohen Beschaffungskosten für SDL. Inzwischen sind die Preise erheblich gesunken, da sich die Liquidität des Marktes verbessert hat. Zur Diskussion steht der Vorschlag, den Teilnehmerkreis für die Bereitstellung von Regelenergie zu öffnen und alle Kapazitäten – auch Lasten, die an Verteilnetzen angehängt sind –, miteinzubeziehen. D.h. neben Produzenten würden auch Stromverbraucher und Speicher einbezogen. Neben zentralen können sich damit auch dezentrale Flexibilitäten aus dem Verteilnetz für SDL zur Verfügung stellen. Mögliche Anbieter von Lasten sind bspw. Notstromgruppen oder Kühlhäuser.<sup>13</sup> Auch Regelenergiepooling steigert die Liquidität im SDL-Markt. Bei einem Regelenergiepooling werden Lasten in einem „virtuellen Kraftwerk“ (Regelenergiepool) zusammengeschlossen und Regelenergie über diesen Pool an die nationale Netzgesellschaft abgegeben. Produzenten, die Kraftwerksleistungen vorhalten und kurzfristig zuschalten können, sind beispielsweise Kleinkraftwerke, Notstromanlagen oder Kläranlagen. Als Verbraucher können Kühlhäuser und Kehrlichtverbrennungsanlagen am Regelpooling teilnehmen. Grundsätzlich sind alle Erzeuger und Endverbraucher potenzielle Anbieter von Flexibilitäten.

Swissgrid beschafft ausserdem bereits heute Regelenergie im grenznahen Ausland (F, D, A). Die Kraftwerksbetreiber haben heute ebenfalls weitere Möglichkeiten, ihre Flexibilität am Markt anzubieten. Neben Regelenergie zur Systemstabilisierung können sie beispielsweise auf dem Intraday-Markt kurzfristig Energie anbieten.

### **Notwendigkeit staatliches Handeln**

Die heutige Regulierung mit dem Notkonzept wurde mit einem Marktversagen bei der Beschaffung von SDL begründet: Infolge der wenigen Anbieter besteht die Gefahr von Illiquidität und dass Anbieter und/oder die Nachfrager Marktmacht ausüben. Mit der neuen Regulierung sollen die Anzahl der Anbieter und das Angebot erhöht werden. Allerdings werden heute schon Lasten für SDL beigezogen, d.h. die Gesetzesanpassung folgt nur der heutigen Praxis nach.

### **5.1.2. Nutzen der Massnahme/Zielerreichung**

Der Hauptnutzen einer Öffnung des Teilnehmerkreises besteht darin, dass die Liquidität im Markt für SDL weiter steigt. Durch die wettbewerbliche Ausschreibung wird sichergestellt, dass es keine Ineffizienzen bei der Auswahl gibt und weder Anbieter noch Nachfrager Renten erzielen können. Dies erlaubt Swissgrid die SDL kostengünstiger zu beschaffen. Davon profitieren letztlich die Stromkunden im Rahmen von tieferen Netznutzungskosten (SDL sind Teil der Netznutzungskosten).

---

<sup>13</sup> BFE 2011.



### **Wirkungen auf den Übertragungsnetzbetreiber (Swissgrid)**

Eine grössere Anzahl Anbieter erhöht den Wettbewerb und erlaubt es Swissgrid die SDL günstiger zu beschaffen. Dank dem Einbezug von mehr Anbietern konnte Swissgrid die Kosten für SDL in den letzten Jahren bereits deutlich reduzieren, von 550 Mio. CHF im Jahre 2009 auf 180 Mio. CHF im Jahre 2014.<sup>14</sup> Das zusätzlich mögliche Kostensenkungspotenzial wurde noch nicht quantifiziert.

### **Wirkungen auf Anbieter von Systemdienstleistungen**

Da die Öffnung des Teilnehmerkreises über die Landesgrenzen hinweg in der Praxis schon umgesetzt ist, sind keine grösseren Auswirkungen zu erwarten. Lasten, die ihre Leistung als Regenergie zur Verfügung stellen, werden entschädigt. Denkbar ist aber auch, dass die grössere Anzahl Anbieter den Konkurrenzdruck erhöht und sich deshalb einzelne Anbieter aus dem Markt zurückziehen.

### **Wirkungen auf Verteilnetzbetreiber**

Direkt hat die Massnahme keine Wirkungen auf die Verteilnetzbetreiber und die Bilanzgruppenverantwortlichen. Indirekte Wirkungen in Form negativer Externalitäten sind jedoch nicht ausgeschlossen (siehe Abschnitt 5.1.4).

### **Erfahrungen aus dem Ausland**

Einige europäische Länder haben das Angebot von Regenergie in den letzten Jahren ausgebaut. Es gibt einige Energie-Regelpool-Betreiber, die grössere Verbraucher oder Erzeuger umfassen. In der Schweiz umfassen die Pools vor allem Haushalte. Das Problem der negativen Externalitäten findet sich vereinzelt auch im Ausland. Eine einheitliche Lösung hat sich bislang aber nicht durchgesetzt.

Auch die grenzüberschreitende Beschaffung ist im Ausland noch nicht gelöst. Im Gegensatz zur Schweiz, wo Swissgrid bereits im Ausland beschafft, hat die Diskussion erst begonnen, ob und wie der Flexibilitätshandel unter den Ländern geregelt werden soll.

---

<sup>14</sup> Swissgrid Informationsbroschüre, Systemdienstleistungen, August 2014, Seite 3.

### 5.1.3. Umsetzungsaufwand

#### **Swissgrid (ÜNB)**

Swissgrid hat aufgrund der Massnahme keinen zusätzlichen Umsetzungsaufwand. Regelpooling gibt es seit 2013. Geregelt ist das Regelenergiepooling bis anhin allerdings erst in einem Branchendokument. Dieses Dokument muss nun allgemein gültig erklärt werden (einmaliger Mehraufwand).

#### **Anbieter von Flexibilitäten für SDL**

Theoretisch können sich Lasten heute schon als Lasten zur Verfügung stellen. Zusätzliche Umsetzungsaufwendungen fallen daher bei ihnen nicht an.

#### **Verteilnetzbetreiber (VNB) und Bilanzgruppenverantwortliche**

Bei den Verteilnetzbetreibern fallen ebenfalls keine wesentlichen Zusatzaufwendungen an. Die VNB haben allerdings mit den Regelpoolbetreibern sicherzustellen, dass keine negativen Externalitäten auftreten.

#### **Regulator**

Der Regulator ist wie bisher für die Überwachung der Anbieter von SDL zuständig, ebenso für die Überprüfung der Notkonzepte und die Berechnung der Vergütungen für Notmassnahmen. Im Vergleich zu heute fallen keine zusätzlichen Aufgaben an. Aber es gibt mehr Player, weshalb trotzdem mit höheren Aufwendungen zu rechnen ist. Allenfalls muss der Regulator Mechanismen zum Ausgleich von negativen Externalitäten festlegen sowie Vorschriften zum netz- und bilanzgruppenschonenden Einsatz von Regelpools erlassen.

### 5.1.4. Weitere Wirkungen

#### **Negative Externalitäten**

Das Problem einer Öffnung des Teilnehmerkreises auf Lasten für SDL zeigt sich auf Verteilnetzebene. Hier kann es zu einem Nutzungskonflikt im Sinne einer negativen Externalität zwischen Regelenergiepooler, VNB und Bilanzgruppen-Verantwortlichem kommen:

Die Externalitäten entstehen, wenn Flexibilitäten von Anbietern – z.B. Regelenergiepools –, erfolgen, die nicht direkt am Übertragungsnetz angeschlossen sind (Netzebene 1), sondern an den darunterliegenden Netzebenen (3, 5, 7). Sie können dabei bei den VNB Zusatzkosten verursachen, indem sie an den Netzübergabestellen höhere Kosten auslösen (insbesondere Leis-

tungspreise) oder indem sie Netzengpässe und Instabilitäten in den untergeordneten Netzebenen verursachen. Vor allem eine massive Ausbreitung von Regelpools könnte zu vermehrten negativen Externalitäten führen, weil sie die lokalen Netze belasten.

Weitere negative Externalitäten verursacht der Abruf von Flexibilität auch bei den Bilanzgruppen. Die Prognosegenauigkeit wird durch den systembedingten Abruf der Flexibilität – ohne Einfluss und Wissen des Bilanzgruppen-Verantwortlichen – ungenauer, die Kosten für Abweichungen müssen von der Bilanzgruppe getragen werden.

Die negativen Externalitäten werden in Berichten der zuständigen Arbeitsgruppen nicht beziffert. Um die negativen Externalitäten zu mindern, wären z.B. Vorschriften denkbar, dass bspw. Regelenergiepooler ihre Lasten, die sie für SDL anbieten wollen, aus unterschiedlichen Verteilnetzen beziehen müssen. Zudem könnte die Auswertung von Online-Daten den VNB helfen, das Auftreten von Externalitäten frühzeitig zu erkennen.

### **Neue Businessmodelle**

Energiedienstleister oder Dritte können Businessmodelle für die Aktivierung und Vermarktung von Flexibilitäten im Rahmen von Regelenergiepools (virtuellen Kraftwerken) entwickeln (Beispiel Swisscom Energy Solutions).

## **5.1.5. Fazit**

### **Gegenüberstellung von Nutzen und Aufwand**

Regeln für die Sicherstellung von SDL sind heute ansatzweise schon vorhanden: Rundsteuersignale bspw. werden bereits seit Jahrzehnten zur Laststeuerung eingesetzt, auch Regelenergiepools existieren schon. Im Wesentlichen geht es also darum, die aktuelle Praxis im Gesetz abzubilden. Kosten und Nutzen dürften sich deshalb in Grenzen halten. Problematisch auswirken könnte sich allenfalls, dass sich vermehrt Lasten von unteren Verteilnetzen für SDL anbieten und deshalb häufiger negative Externalitäten in den Verteilnetzen auftreten. Diese Externalitäten wären mit flankierenden Massnahmen (z.B. Vorschriften) einzudämmen.

### **Unsicherheiten und Lücken in der Wirkungsanalyse**

Angaben fehlen zum Kostensenkungspotenzial und zum Umsetzungsaufwand, ebenso zum Ausmass der negativen Externalitäten. Bei den Externalitäten wäre ausserdem noch aufzuzeigen, inwieweit flankierende Massnahmen negative Externalitäten reduzieren könnten (z.B. Vorschriften).

**Alternativen**

In einigen europäischen Ländern sind die Erzeuger verpflichtet, SDL zur Verfügung zu stellen (Quotenmodell). D.h. Kraftwerke sind verpflichtet, Regelenergie anzubieten, damit ausreichend Liquidität vorhanden ist. Sie können diese mit dem eigenen Kraftwerk anbieten oder auf dem Markt beschaffen.<sup>15</sup> Die Kosten für Flexibilitäten sind in diesen Ländern bereits im Energiepreis enthalten und nicht im regulierten Netzpreis.

Das Referenzszenario stellt im Sinne eines Verzichts auf neue Regelungen ebenfalls eine Handlungsalternative dar.

---

<sup>15</sup> Inwieweit dies über bilaterale Verträge erfolgt, wäre abzuklären.

## 5.2. Koordination von Flexibilitäten im Verteilnetz

### 5.2.1. Beschreibung und Begründung staatlichen Handelns

#### Beschreibung

Das aktuelle StromVG regelt Engpässe nur auf dem Übertragungsnetz. Im Rahmen der Revision des StromVG wird deshalb auch ein Engpassmanagement auf Verteilnetzebene diskutiert.

- **Geltendes StromVG:** Zuteilung von Kapazitäten bei Engpässen in der Nachfrage nach grenzüberschreitender Übertragungskapazität (Art. 17).<sup>16</sup>
- **Neu:** Einführung eines Modells zur Behandlung von Engpässen in Verteilnetzen (bspw. Ampelmodell), als Ergänzung zur bestehenden Regelung.

Durch den massiven Zubau von erneuerbaren (dezentralen) Energieanlagen kommt es zu einer Veränderung der Marktstrukturen (mehr Einspeiser). Die unregelmässig anfallende (stochastische) Produktion sowie die dezentrale Einspeisung der erneuerbaren Energie-Anlagen (EE-Anlagen) sind insbesondere für die Verteilnetze der unteren Spannungsebenen problematisch, indem sie zu Netzengpässen führen und damit den Bedarf nach Flexibilitäten auf den Verteilnetzebenen und den Netzausbaubedarf erhöhen.<sup>17</sup> Hinzu kommen die in Abschnitt 5.1.4 beschriebenen negativen Externalitäten, wenn sich Lasten und Produzenten aus dem Verteilnetz vermehrt für SDL anbieten.

Um Engpässe zu vermeiden, nutzen die meisten Verteilnetzbetreiber Rundsteuersysteme zur Steuerung der Last (Einschalten von Boilern in Schwachlastzeit, Sperren von Waschmaschinen über Mittag). Diese Steuerungen sind jedoch meist statisch (einzelne Netzbetreiber heben inzwischen bei Sonnenschein die Sperrungen über Mittag auf). Bei lokalen Netzengpässen in einem eingeschränkten Netzgebiet, welche durch den Zubau von PV- oder Wind-Anlagen verursacht sind, muss die Flexibilität in diesem Netzgebiet angeboten werden. Bei PV können dies z.B. ein Quartier, ein Strassenzug oder ein paar Bauernhöfe sein.

Bei der im Rahmen der Revision des StromVG diskutierten Massnahme geht es nun darum, die Flexibilitäten für Netzengpässe zu koordinieren. Das BFE hat seine Vorstellungen dazu noch nicht abschliessend konkretisiert. Aus unserer Sicht sind folgende Varianten denkbar:

- Koordination der Flexibilitäten über ein Marktmodell. Auf der Verteilnetzebene existiert derzeit kein Marktprozess zur Allokation der Flexibilitäten. Wird ein Markt für Flexibilitäten im Verteilnetz eingerichtet, so könnten diese gleichzeitig auf verschiedenen Netzebenen –

<sup>16</sup> Verschiedene Vorgaben bei Netzgefährdung ausserhalb des StromVG: u.a. Organisation Stromversorgung in ausserordentlichen Lagen (OSTRAL).

<sup>17</sup> Flexibilitäten bezeichnen die Bereitstellung von positiver und negativer Energie für diverse Marktakteure (bspw. dezentrale Energie für Netzbetreiber, Energielieferanten, sonst. Dienstleister) und von Regelenergie zum Ausgleich von Differenzen zwischen Stromangebot (Erzeugung) und Nachfrage (Verbrauch). Die Bereitstellung von Regelenergie ist Teil der Systemdienstleistungen.

z.B. Netzebene 1 (Übertragungsnetz Swissgrid) und Netzebene 5 (Mittelspannung) – abgerufen werden, wobei die Anforderungen gegenläufig sein können. Wird Flexibilität in einer unteren Netzebene benötigt, dann muss dieser Netzabschnitt für ein Flexibilitätsangebot für eine höhere Netzebene damit koordiniert werden und umgekehrt (z. B. mit einem Ampelmodell).

- Koordination der Flexibilitäten über ein Einspeise- und Lastmanagement. Wir gehen davon aus, dass sich der Aufwand für einen lokalen Flexibilitätsmarkt auf tiefer Netzebene (Netzebene 7) insbesondere in ländlichen Gebieten nicht lohnt, da es dort lokal sehr wenige Marktteilnehmer gibt. Ein solches Management beinhaltet einerseits eine Abregelung resp. Erhöhung von dezentraler Einspeisung durch den Netzbetreiber.<sup>18</sup> Weiter umfasst ein solches Management die Steuerung des Verbrauchs und Speicher durch den Netzbetreiber (direkt über die Steuerung (Zu- und Abschalten) flexibler Lasten und dezentraler Speicher oder indirekt über dynamische Tarife).

Für die folgenden Ausführungen gehen wir davon aus, dass auf den Netzebenen 3 und 5 ein Flexibilitätenmarkt und auf der Netzebene 7 ein Last-/Einspeisemanagement eingeführt wird.

### **Notwendigkeit staatlichen Handelns**

Wenn der Zubau von erneuerbaren (dezentralen) Energieanlagen ansteigt, ist die Systemstabilität der Netze schwieriger sicherzustellen. Hinzu kommt, dass die Öffnung des Teilnehmerkreises für SDL wie oben beschrieben zu negativen Externalitäten auf der Verteilnetzebene führen kann. Um die Netzengpässe effizient zu regeln und die Externalitäten zu reduzieren, braucht es eine Regelung zur Koordination der Flexibilitäten auf Verteilnetzebene.

### **5.2.2. Nutzen der Massnahme/Zielerreichung**

Hauptziel der Massnahme ist es, den Zugriff auf Flexibilitäten zu koordinieren, entweder durch ein Marktmodell (z.B. Ampelmodell), bilaterale Verträge zwischen Marktakteuren oder durch ein Einspeise- und Lastmanagement. Dadurch lassen sich die Flexibilitäten im Erzeugungs- und Verbrauchsbereich effizient koordinieren, der Netzausbaubedarf reduzieren und die Netzstabilität kosteneffizient bereitstellen. Eine wichtige Voraussetzung ist jedoch eine funktionierende

---

<sup>18</sup> Starke lokale Einspeisung, z.B. Bauernhof mit grosser PV-Anlage oder Neubauquartiere mit hohem PV-Ausbau und tiefer Tageslast, führen lokal zu Engpässen. Diese Engpässe sind meist auf einen kleinen Teil des Verteilnetzes beschränkt. Kundengruppen, die zu- oder abschaltbar sind, lassen sich aber nur über das ganze Netzgebiet definieren. So macht z.B. eine generelle Abregelung von PV-Anlagen (oder ein flächendeckendes Zuschalten von Last), nur wegen einem einzelnen Engpass im Netz wirtschaftlich keinen Sinn. Eine Abregelung der PV/Zuschalten der Last müsste nur in dem eingeschränkten Problemgebiet möglich sein. Dies im Gegensatz zum Prinzip der Gleichbehandlung aller Kunden in einem Netzgebiet. Hier fehlt im StromVG (und in den gesichteten Dokumenten) die Rechtsgrundlage.

Anreizregulierung (siehe Kapitel 5.4), damit die Netzbetreiber von sich aus einen kosteneffizienten Mitteleinsatz anstreben.

### **Auswirkungen auf die Verteilnetzbetreiber**

Ein effizientes System zur Koordination der Flexibilitäten reduziert Netzengpässe und die negativen Externalitäten, die infolge einer Öffnung des Teilnehmerkreises für SDL entstehen können. Dadurch wird die Netzstabilität kosteneffizient gewährleistet. Dies wiederum reduziert den Bedarf für Netzausbauten und die Netznutzungskosten müssen nicht erhöht werden.

Das Einsparpotenzial beim Netzausbau infolge der Koordination von Flexibilitäten schätzen wir auf insgesamt ca. 10 Mio. CHF über 40 Jahre.<sup>19</sup> Diese Schätzung basiert auf folgenden Annahmen: Mit einer effizienten Koordination können ca. 10 - 100 Netzengpässe vermieden werden, die pro Fall einen Netzausbau von ca. 100'000 CHF verursachen würden (eigene Schätzung). Hinzu kommen allerdings ca. 2 Mio. CHF über die Laufzeit von 40 Jahren für "verlorene" Energie und ca. 1 Mio. CHF für die Bereitstellung von Regelsignalen. Diese Kosten können stark variieren. Muss bspw. eine stark belastete Leitung altershalber ersetzt werden, so sind die Mehrkosten für einen Kapazitätsausbau oft kleiner.

### **5.2.3. Umsetzungsaufwand**

Die Koordination von Flexibilitäten im Verteilnetz verursacht folgenden Umsetzungsaufwand:

#### **Umsetzungsaufwand bei den Verteilnetzbetreibern**

Die VNB übernehmen heute schon die Koordination von Flexibilitäten. Mit einem Marktmodell oder einem Einspeise- und Lastmanagement kommen neue Aufgaben hinzu. Die Aufgaben werden komplexer und den Netzbetreibern entstehen daraus zusätzliche Investitionskosten. Dadurch erhöhen sich die Betriebskosten (neue qualifizierte Mitarbeitende oder externe Messspezialisten) und schlussendlich auch die Netzkosten. Von einem Marktmodell sind ca. 100 grössere VNB betroffen, die auf den Netzebenen 3 und 5 tätig sind. Von einem Last-/Einspeisemanagement sind die übrigen ca. 600 kleineren VNB auf Netzebene 7 betroffen.

Mehraufwand gegenüber heute entsteht insbesondere durch folgende Aufwendungen:

- Technologien einführen (einmalig), die eine Überwachung des Netzes ermöglichen und mit denen sich versorgungstechnisch kritische Situationen ermitteln und dokumentieren lassen.
- IT-Infrastruktur und -prozesse anpassen (einmalig), insbesondere im Bereich der Kommunikations-, Mess- und Regelungstechnik (u.a. Leitsystem) und in der Telekommunikation, um

<sup>19</sup> CIRED Workshop – Rome, 11–12 June 2014, Paper 0085, CHALLENGES WITH PV GRID INTEGRATION IN URBAN DISTRIBUTION SYSTEMS: A CASE STUDY IN THE CITY OF ZURICH.

Eingriffsgründe ermitteln sowie Steuersignale generieren, senden und aufzeichnen zu können.

- Ausbau- und Revisionsplanung für Arbeiten an der Infrastruktur vorgängig mit allen Marktteilnehmenden abstimmen (wiederkehrend).

Hinzu kommt bei den grösseren VNB, dass sie die Flexibilitäten verwalten und mit dem ÜNB und den allfällig vor- und/oder nachgelagerten VNB koordinieren müssen (wiederkehrend). Ausserdem müssen sie Netzprognosen erstellen und allenfalls Messsysteme installieren, um die Prognosegenauigkeit zu verbessern.

Kleinere VNB auf Netzebene 7 haben Entschädigungen für Flexibilitätenanbieter festzulegen, die im Falle einer Abregelung von Lasten fällig werden.

Die Kosten für den Aufwand wurden bisher nicht beziffert.

#### **Auswirkungen auf die Anbieter von Flexibilitäten**

Die Anbieter von Flexibilitäten (Haushalt/Unternehmen) können ihre Lasten neu auch auf Verteilnetzebene anbieten und erhalten dafür einen Marktpreis. Sie müssen sich allerdings bei den unterschiedlichen Nachfragern für ein Angebot qualifizieren.

#### **Auswirkungen auf den Regulator**

Für VNB unter dem Marktmodell muss der Regulator die Umsetzung überwachen (wiederkehrend): dazu zählt z.B. die Durchführung von Stichproben zur Vergabepaxis. Diese sollen zeigen, ob der Ausschluss eines Flexibilitätsanbieters wegen eines lokalen Engpasses vom Flexibilitätsmarkt einer höheren Netzebene gerechtfertigt war. Ausserdem muss er ein Marktmodell festlegen (einmalig). Für die Kosten liegen noch keine Schätzungen vor.

Für die VNB mit einem Last-/Einspeisemanagement hat er allenfalls Grundsätze und Höhe der Vergütungen für die (Ab-)Regelung von Erzeugungsanlagen festzulegen.

### **5.2.4. Weitere Wirkungen**

Denkbar sind negative Wirkungen bei dezentralen Einspeisern in Form von Opportunitätskosten, die als Folge einer Abregelung auftreten. Allerdings sollten sich diese Kosten in Grenzen halten, wenn die Abregelung entschädigt wird.

Die Auswirkungen eines Koordinationsmodells auf die Preise von Flexibilitäten bzw. SDL sind unklar. Auf der einen Seite steigt der Wettbewerbsdruck und sinken die Preise, wenn Betreiber von Lasten neu Flexibilitäten anbieten. Bisherige Anbieter (v. a. Wasserkraftwerke) erleiden dadurch evtl. Umsatzeinbussen. Auf der anderen Seite steigen evtl. mit der Nachfrage nach Flexibilitäten im Verteilnetz die Preise.



## 5.2.5. Fazit

### **Gegenüberstellung von Nutzen und Aufwand**

Flexibilitäten sind auf unterschiedlichen Netzebenen und in unterschiedlich ausgeprägten Netzgebieten notwendig. Aufgrund der Fixkosten lohnt sich die Einrichtung eines Marktes desto eher, je mehr Teilnehmer an einem Markt vorhanden sind. Bei tieferen Netzebenen erachten wir eine Regelung der Einspeisung oder Verträge mit Flexibilitätsanbietern als effiziente Lösung. Eine Beurteilung des Umsetzungsaufwandes ist zum jetzigen Zeitpunkt schwierig, da die Ausgestaltung noch nicht definiert ist.

### **Unsicherheiten und Lücken in der Wirkungsanalyse**

Unklar ist, ob ein Marktmodell und/oder ein Einspeise-/Lastmanagement vorgeschlagen wird. Ebenso ist die konkrete Ausgestaltung noch offen.

Angaben fehlen zum Kostensenkungspotenzial und zum Umsetzungsaufwand sowie zu möglichen Opportunitätskosten einer Abregelung und allfälligen Auswirkungen der Massnahme auf die Preise von Flexibilitäten bzw. SDL.

### **Alternativen**

Anstelle eines Flexibilitätsmarkts könnten auch bilaterale Verträge zwischen Netznutzern und Verteilnetzbetreibern zugelassen werden. Denkbar sind auch dynamische Netznutzungspreise, die sich bei einer Engpasssituation massiv erhöhen.

Anstelle eines Last-/Einspeisemanagements könnten kurzfristige Ausfälle zugelassen werden: Bei lokalen Überlasten wird das Verteilnetz automatisch von den darüber liegenden Netzebenen getrennt und ausgeschaltet, ohne dass die Anlagen Schaden nehmen. Die Folge einer lokalen Überlast ist ein kurzzeitiger lokaler Strom- oder Kraftwerksausfall, der manuell oder automatisch behoben werden kann. Die Kosten von kurzen lokalen Ausfällen sind eher gering.<sup>20</sup>

Weitere Alternativen sind kein Koordinationsmodell (Status quo), und dass die Netzbetreiber ihre Netze weiter ausbauen.

---

<sup>20</sup> BFE 2008.

## 5.3. Vorrang Erneuerbare

### 5.3.1. Beschreibung und Begründung des staatlichen Handelns

#### Beschreibung

Gemäss dem geltenden Gesetz hat Strom aus erneuerbaren Energien Vorrang beim Abruf von Regelenergie und bei der Kapazitätszuteilung. Im Rahmen der Revision wird untersucht, beide Absätze ersatzlos zu streichen.

- **Geltendes StromVG:** Vorrang für Lieferungen aus erneuerbaren Energien (EE) (StromVG Art. 20 Abs.3, Art. 13 Abs. 3 Bst. c).
- **Neu:** Streichung der Bestimmungen.

Gemäss Art. 20 Abs. 3 StromVG kann der Bundesrat die Netzgesellschaft verpflichten, für den Abruf von Regelenergie vorrangig Elektrizität aus erneuerbarer Energie, insbesondere aus Wasserkraft, einzusetzen. Auch bei der Zuteilung von Kapazität im Netz haben Lieferungen von Elektrizität aus erneuerbaren Energien, insbesondere Wasserkraft, Vorrang (Art. 13 Abs. 3 Bst. c). Im Rahmen der Revision wird vorgeschlagen, beide Absätze ersatzlos zu streichen.

#### Notwendigkeit staatlichen Handelns

Den Vorrang Erneuerbare hat ursprünglich das Parlament eingebracht, die Bestimmung sollte dem Ausbau der EE dienen. Die Regelung wirkt diskriminierend und stellt eine Marktverzerrung dar, durch die die allokative Effizienz verringert wird. Bspw. kann es vorteilhafter sein, eine erneuerbare Last zu reduzieren als Wasserkraft hochzufahren.

In der Praxis existiert dieser Vorrang allerdings nicht. Swissgrid hat die Regelung in der Vergangenheit nicht befolgt. So befinden sich bspw. im Regelpool für SDL auch nicht EE-Anlagen (z.B. Notstromdieselaggregate).

### 5.3.2. Nutzen der Massnahme/Zielerreichung

Ziel der Massnahmen ist die Beseitigung einer potenziellen Diskriminierung. Damit wird die effiziente Allokation von Ressourcen sichergestellt. Hauptbetroffene der Massnahme sind die Netzbetreiber.

#### Wirkungen auf die Netzbetreiber

Die Streichung der Vorrangregelung hat keine Wirkungen und auch keine Kostenfolgen, da die Regelung in der Vergangenheit nicht angewandt wurde. Sie stellt also sicher, dass die Netzbe-

treiber auch in Zukunft alleine basierend auf Effizienzüberlegungen über den Einsatz von Regelenergie und die Zuteilung von Kapazität entscheiden. Die Effizienz des Netzbetriebs wird dadurch gewährleistet.

#### **Wirkungen auf die Betreiber von EE-Anlagen**

Für die Betreiber von Anlagen mit erneuerbarer Energie ändert sich nichts, da die Regelung bereits in der Vergangenheit nicht befolgt wurde.

#### **Erfahrungen aus dem Ausland**

Keine.

### **5.3.3. Umsetzungsaufwand**

Da die Regelung in der Vergangenheit nicht befolgt wurde, hat eine Streichung der Vorrangregelung auch keine Kostenfolgen.

### **5.3.4. Weitere Wirkungen**

Keine weiteren Wirkungen.

### **5.3.5. Fazit**

#### **Gegenüberstellung von Nutzen und Aufwand**

In Anbetracht, dass die Vorrangregelung heute schon nicht eingehalten wird, wird durch eine Anpassung der StromVG nur die geltende Praxis nachvollzogen. Der Nutzen – effiziente Netznutzung – bleibt bestehen. Kostenfolgen sind keine zu erwarten.

#### **Unsicherheiten und Lücken in der Wirkungsanalyse**

Keine.

#### **Alternativen**

Keine.

## 5.4. (Teil-)Liberalisierung des Messwesens

### 5.4.1. Beschreibung und Begründung des staatlichen Handelns

#### Beschreibung

Das geltende StromVG enthält keine Regelungen zum Messwesen. Im Rahmen der Revision des StromVG steht eine (Teil-)Liberalisierung zur Diskussion.

- **Geltendes StromVG:** Keine Regelung des Messwesens im StromVG.
- **Neu:** Regelung einer allfälligen (Teil-)Liberalisierung des Messwesens auf Gesetzesstufe.

Das Messwesen in Stromnetzen ist heute in der Stromversorgungsverordnung (StromVV) geregelt (Art. 8). Im StromVG selber finden sich keine Bestimmungen zum Messwesen. Art. 8 der StromVV hält fest, dass Dienstleistungen im Rahmen des Mess- und Informationswesens mit Zustimmung des Netzbetreibers auch von Dritten erbracht werden können. Dazu hat die Branche einen entsprechenden Metering-Code erarbeitet, der den Betrieb von Messstellen sowie die Messdienstleistung beschreibt.

Zur Diskussion stehen im Rahmen der Revision des StromVG folgende Varianten:

- Liberalisierung des Betriebs und der Messdienstleistung, d.h. der Kunde kann darüber entscheiden,
  - wer den Zähler installiert und betreibt (Betrieb) und
  - wer den Zähler abliest, welche Daten erfasst und ausgewertet werden etc. (Messdienstleistung).
- Liberalisierung nur der Messdienstleistung.
- Teilliberalisierung, d.h. Liberalisierung nur für grössere Verbraucher.

Der Übersicht halber beschränken wir uns bei den Auswirkungen auf die einzelnen gesellschaftlichen Gruppen auf die Variante Liberalisierung der Messdienstleistung.

#### Notwendigkeit staatlichen Handelns

Hintergrund der Diskussion über die Liberalisierung ist, dass die Kosten für den Betrieb von Messstellen sowie die Messdienstleistung als hoch bzw. als überhöht eingestuft werden. Viele Netzbetreiber erheben nach wie vor sehr hohe Messkosten (bspw. ca. CHF 2'000 pro Jahr für eine Lastgangmessung), da sie diese Messkosten nach StromVV verursachergerecht an die Kunden weitergeben können. Endverbraucher, die Netzzugang beantragen, und dezentrale Erzeuger müssen die Messkosten bezahlen, bevor sie Zugang erhalten oder Strom einspeisen dürfen. Die Messkosten werden also zu einer Marktzutrittsschranke. Damit werden die Strommarktliberalisierung und der Ausbau von dezentraler Energieerzeugung gebremst.

Von einer (Teil-)Liberalisierung erwartet man, dass sich ein Wettbewerb entwickeln kann und damit die Kosten sinken. Es geht also darum, monopolistisches Verhalten durch die Einführung von Wettbewerb zu korrigieren. Dies schliesst nicht aus, dass auch in einem (teil-)liberalisierten Markt Regeln notwendig sind, z.B. in Bezug auf den Austausch zwischen den Akteuren oder in Bezug auf Höchstpreise.

## 5.4.2. Nutzen der Massnahme/Zielerreichung

Ziel einer Liberalisierung des Messwesens ist mehr Wettbewerb im Bereich der Messdienstleistungen und damit verbunden tiefere Preise für diese Leistungen.

### **Auswirkungen auf die Verteilnetzbetreiber**

Von einer (Teil-)Liberalisierung sind vor allem kostendämpfende Auswirkungen zu erwarten: Eine Liberalisierung schafft Anreize, dass die rund 670 VNB die Messdienstleistungen möglichst effizient durchführen. Dies hätte tendenziell eher sinkende Preise zur Folge. Auf der anderen Seite gehen durch eine Liberalisierung auch Skaleneffekte verloren. Das BFE schätzt diese allerdings als gering ein.

### **Auswirkungen auf die Drittanbieter von Messdienstleistungen**

Eine (Teil-)Liberalisierung schafft Anreize, dass die heute bestehenden 10–20 Drittanbieter von Messdienstleistungen (z.B. Energiepool, Wincasa, EKZ, Swisspower) die Messungen möglichst effizient durchführen und dadurch attraktive Preise für Messdienstleistungen anbieten.

### **Auswirkungen auf Endverbraucher**

Grossverbraucher und Prosumer<sup>21</sup> könnten bei einer Liberalisierung ihre Kosten senken, weil sie den Stromverbrauch zunehmend selber mithilfe von Gebäude-/Prozessleitsystemen erfassen und damit auf redundante Messsysteme verzichten können. Die Kostenersparnis ist schwierig zu quantifizieren. Betroffen sind primär die ca. 27'000 Grossverbraucher mit einem Zähler (z.B. Bäckereien) bzw. mit bis zu mehreren 100 Zählern an zum Teil unterschiedlichen Standorten.

Bei den Haushalten ist die Kostenersparnis gering, da der Zähler nur einen sehr kleinen Anteil an ihren Kosten ausmacht und das Interesse an einer Kostenoptimierung dementsprechend gering ist.

---

<sup>21</sup> Prosumer = Endverbraucher, die über kleine Anlagen Strom für den Eigenbedarf erzeugen.

### **Erfahrungen aus dem Ausland**

Bislang wurde das Messwesen nur in wenigen Ländern, z.B. Deutschland, Niederlande, Grossbritannien und Australien liberalisiert. Die internationalen Erfahrungen sind recht unterschiedlich. Die zusätzliche Schnittstelle der Messung durch eine Drittpartei scheint in Deutschland zu funktionieren. In den Niederlanden wurde die Liberalisierung bei den Haushalten und dem Kleingewerbe wieder rückgängig gemacht. Es gibt Hinweise, dass Probleme im Bereich der Abrechnung aufgrund von ungenauen Messungen im liberalisierten Messwesen sowie ein Anstieg der Preise dafür ausschlaggebend waren.<sup>22</sup> Es sind uns keine Studien bekannt, welche die Reduktion der Messkosten durch eine Liberalisierung quantifizieren.

### **5.4.3. Umsetzungsaufwand**

#### **Umsetzungsaufwand für die Verteilnetzbetreiber**

Standards für den Datenaustausch zwischen dem Anbieter von Messdiensten und den Verbrauchern bestehen bereits. Mehraufwand gegenüber der heutigen Praxis ergibt sich durch folgende Aufgaben:

- Kontrolle, ob alle notwendigen Daten von Dritten frist- und normgerecht eintreffen,
- Plausibilitätsanalysen,
- Stichproben zur Kontrolle von "Stromdiebstahl".

Da in der Praxis heute schon Drittanbieter tätig sind, fallen beim VNB keine grösseren Transaktionskosten für den Systemwechsel an.

#### **Umsetzungsaufwand für die Drittanbieter von Messdienstleistungen**

Für Drittanbieter ergeben sich im Vergleich zu heute keine grösseren Mehraufwendungen.

#### **Umsetzungsaufwand für Endverbraucher**

Grossverbraucher müssen allenfalls ihre Messdienste ausschreiben und/oder ihr Leitsystem umprogrammieren. Eine redundante Erfassung des Stromverbrauchs entfällt, sie müssen die Daten nur automatisch an den Netzbetreiber weiterleiten.

Bei Haushaltskunden und KMU fallen allenfalls Mehrkosten an, weil sie einen neuen Messdienstleister auswählen müssen und weil in Mehrfamilienhäusern verschiedene Zählerfirmen Zutritt zum oft abgeschlossenen Zählerraum benötigen.

---

<sup>22</sup> Polynomics 2013.

### **Umsetzungsaufwand beim Regulator**

Der Regulator muss Vorgaben an einen standardisierten Datenaustausch ergänzen im Sinne: Wer muss was wann in welchem Format an wen liefern.<sup>23</sup>

### **5.4.4. Weitere Wirkungen**

Eine Liberalisierung kann eine Chance oder ein Risiko für den VNB darstellen: Er kann versuchen, sich als Anbieter von Messdienstleistungen zu profilieren. Evtl. führt der Wettbewerbsdruck aber auch dazu, dass er sich aus dem Messwesen zurückziehen muss und nur vergleichsweise teure Messkunden bei ihm bleiben. In der Schweiz rechnen verschiedene VNB mit einer kommenden Liberalisierung des Messwesens. Sie haben die Mess- und Verrechnungseinheiten in separate Unternehmen ausgegliedert.

Der Wettbewerbsdruck schafft auch Anreize, Synergien mit weiteren Zählern im Haus zu nutzen (z.B. gleichzeitige Erfassung von Wärme-, Gas-, Wasserzählern).

Eine Liberalisierung des Messwesens könnte ausserdem einen Schub für Smart Metering auslösen und damit dämpfend auf den Energieverbrauch wirken.<sup>24</sup>

### **5.4.5. Fazit**

#### **Gegenüberstellung von Nutzen und Aufwand**

Erfahrungen aus dem Ausland lassen vermuten, dass eine (Teil-)Liberalisierung für Grossverbraucher (z.B. mit einem Verbrauch über 100 MWh) Potenzial für Kostenreduktionen hat. Für Haushalte gibt es keine Evidenz, dass die Messkosten mit einer vollständigen Liberalisierung gesunken sind. Hier wäre allenfalls zu prüfen, ob eine vollständige Liberalisierung einen positiven Nettoeffekt erbringt. Allenfalls ergeben sich zukünftig mit der Einführung von Smart Metern neue Möglichkeiten.

#### **Unsicherheiten und Lücken in der Wirkungsanalyse**

Die empirische Evidenz aus dem Ausland ist unterschiedlich. Die Auswirkungen wären demnach vertieft zu prüfen. Unsicher ist, inwieweit sich die Messkosten durch eine Liberalisierung reduzieren lassen. Auch in Bezug auf den Verlust möglicher Skaleneffekte, die Kostenersparnis bei den Haushalten und die Auswirkungen auf Smart Metering bestehen noch Lücken.

<sup>23</sup> Gemäss BFE ist das Thema Datenschutz auch ohne Liberalisierung im Rahmen von Smart Metering in der ES 2050 zu regeln.

<sup>24</sup> <http://www.nzz.ch/schweiz/neuer-fahrplan-zum-smarten-netz-1.18414292>.

**Alternativen**

Als Alternative zu einer vollständigen Liberalisierung ist eine Teilliberalisierung der Messdienstleistungen und allenfalls auch der Messstellen nur für Grosskunden denkbar. Zu prüfen wäre auch der Einbezug weiterer Kundengruppen wie Prosumer, Eigenverbrauchsgemeinschaften, Flexibilitätsanbieter und weitere Netznutzer mit erhöhten Anforderungen an die Messung.

Eine weitere Alternative ist der Verzicht auf eine (Teil-)Liberalisierung (Beibehalten des Status quo).



## 5.5. Anreizregulierung

### 5.5.1. Beschreibung und Begründung des staatlichen Handelns

#### Beschreibung

Das geltende StromVG regelt die Netznutzungsentgelte im Rahmen eines Cost-Plus-Regulierungs-Modells basierend auf den anrechenbaren Netzkosten. Neu ist eine Anreizregulierung vorgesehen.

- **Geltendes StromVG:** Ex-post-Kostenkontrolle (Art. 15).
- **Neu:** Anreizregulierung.

Die Anreizregulierung (AR) regelt die Höhe der Netznutzungsentgelte bei den Netzbetreibern. Im Vordergrund der Diskussion steht aktuell die Variante einer Erlösobergrenze (Revenue-Cap-Regulierung). Die Erlösobergrenze gibt die (zulässigen) Gesamterlöse eines Netzes vor. Kostensenkungsanreize werden hierbei auf die sog. beeinflussbaren Kosten gesetzt, d.h. die Kosten, welche vom Unternehmen gestaltbar sind. Die sog. nicht beeinflussbaren Kosten sind ein Durchlaufposten. Die beeinflussbaren Kosten sollen sich an die effizienten Kosten annähern. Dazu wird ein zulässiger Erlöspfad über geeignete Produktivitätsvorgaben definiert. Diese beinhalten v.a. einen sog. individuellen X-Faktor, der den Grad der in einer Periode zu erreichenden individuellen Effizienzverbesserung beschreibt, sowie ggf. zusätzlich einen sog. generellen X-Faktor, der den Produktivitätsfortschritt in der Regulierungsperiode abschätzt. Die Produktivitätsfortschrittsrate (X-Faktor) basiert auf einem Vergleich ähnlicher Netzbetreiber (Benchmarking) und bestimmt den zulässigen Erlöspfad über die mehrere Jahre dauernde Regulierungsperiode. In Norwegen werden derartige Effizienzvorgaben über den anteiligen Ansatz von effizienten Kosten umgesetzt (Normkosten).

Ergänzend zur Erlösobergrenze sind im Rahmen der Anreizregulierung auch Investitionsanreize vorgesehen, um allfällige negative Effekte auf das Investitionsverhalten der Netzbetreiber zu mindern. Grundsätzlich setzt eine AR Anreize zu effizienten Investitionen und Chancen zu Verbesserung der Renditen der Netzbetreiber (sofern die Benchmarks unterschritten werden). Mit einer AR steigt aber auch das Risiko für Netzbetreiber, dass sie Investitionskosten (v.a. ineffiziente) ohne entsprechende Anpassung der Preise selber tragen zu müssen. Wenn ein Netzbetreiber die Effizienzvorgaben nicht erreicht, dann kann er nicht ausreichend Erlöse zur Deckung der Kosten generieren.<sup>25</sup> Um diesen Effekt zu mindern, wird diskutiert, Ersatz- und Er-

---

<sup>25</sup> Frontier Economics, Dezember 2014, S. 13.

weiterungsinvestitionen eines Jahres (vorläufig) anzuerkennen. In einem zeitnahen Benchmarking werden die Investitionen dann auf ihre Effizienz hin geprüft und zu einem bestimmten Anteil nicht anerkannt. D.h. es erfolgt eine Kürzung, welche sich an sog. Normkosten<sup>26</sup> orientiert.

Zur Diskussion stehen zurzeit ein AR-Modell für die grossen Verteilnetzbetreiber und ein vereinfachtes Modell für kleine Verteilnetzbetreiber. Für Letztere gilt zwar die gleiche Formel, sie unterliegen aber nicht dem Benchmarking (Verwendung der Durchschnittseffizienz aus Benchmark). Es sind auch keine Kostenprüfungen vorgesehen, sondern nur eine selektive Prüfung bei Auffälligkeiten.<sup>27</sup>

Ab dem Jahre 2016 ist eine Sunshine-Regulierung vorgesehen. Diese sieht vor, dass der Regulator Vergleichsindikatoren zur Qualität (Netzzuverlässigkeit, kommerzielle Qualität), angemessenen Kosten und Tarifen (Netzkosten, Energie- und Netztarife) und Compliance (Einhaltung von Gesetzen, Weisungen, Richtlinien) publiziert. Bei Bedarf kann der Regulator, wie bis dato auch, vertiefte Kostenprüfungen durchführen. Sie stellt eine Verbesserung der aktuellen Praxis dar. Für die Anreizregulierung ist eine Testphase von ca. vier Jahren vorgesehen, da die konkrete Ausgestaltung beim Benchmarking relativ komplex ist.

### **Notwendigkeit staatlichen Handelns**

Stromnetze stellen ein natürliches Monopol dar, d.h. der Netzbetreiber besitzt eine monopolistische Marktmacht und kann die Preise diktieren. Die Folge sind zu hohe Preise, weil der Netzbetreiber seinen Gewinn maximieren kann und keinen Anreiz hat, seine Tarife zu senken. Um dieses Marktversagen zu korrigieren, wurde eine Regulierung in Form einer Cost-plus-Regulierung eingeführt. Diese Ex-post-Regulierung kann das Marktversagen nicht adäquat korrigieren. Da alle ausgewiesenen Kosten auf die Verbraucher überwältzt werden können, haben kostenregulierte Firmen weiterhin wenig Anreize, ihre Kosten zu senken oder die Effizienz zu erhöhen. Eine modifizierte Regulierung der Stromnetze könnte mehr Kosteneffizienz und dynamische Effizienz bewirken. Die Revision des StromVG erwägt deshalb den Wechsel auf eine Anreizregulierung.

Eine diskriminierungsfreie und kosteneffiziente Beschaffung von Flexibilitäten (als Substitut zum Netzausbau) durch den VNB setzt quasi eine AR voraus.

---

<sup>26</sup> Die Normkosten entsprechen den effizienten Kosten.

<sup>27</sup> Vortrag des BFE am Stakeholdermeeting vom 22. Januar 2015.

## 5.5.2. Nutzen der Massnahme/Zielerreichung

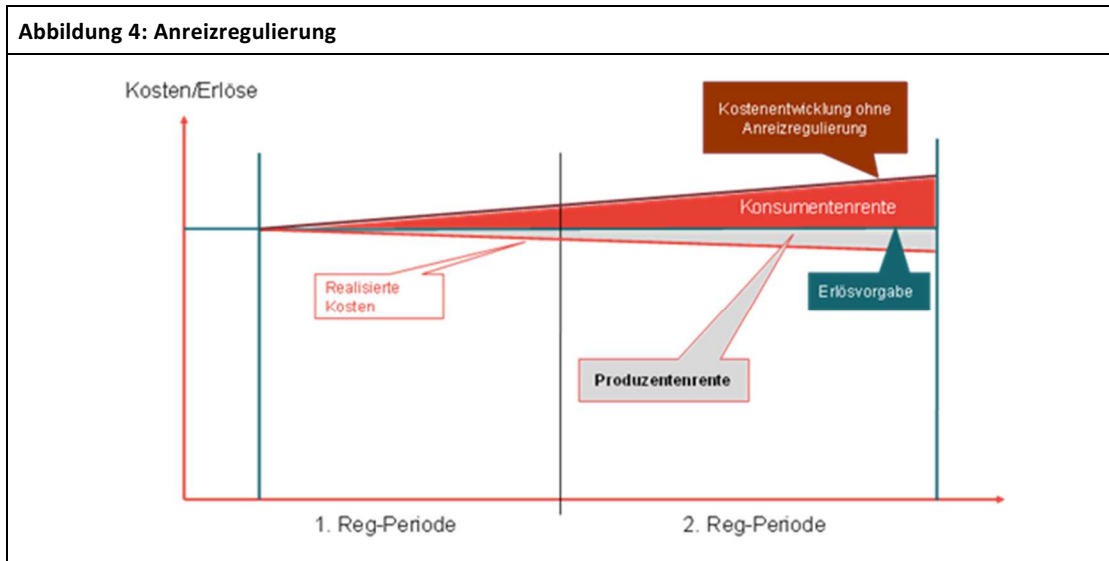
Ziel der Anreizregulierung ist es, die Netzbetreiber einem Kostendruck auszusetzen, damit diese die Kosteneffizienz des Netzbetriebs und der Netzentwicklung bzw. die Effizienz der Investitionen ins Netz erhöhen und Monopolrenten abgebaut werden. Davon profitieren schlussendlich die Endverbraucher über tiefere Netzbenutzungspreise. Aber auch die VNB, wenn sie ihre Vorgabe übererfüllen und zusätzliche Gewinne erzielen.

### **Wirkungen auf die Netzbetreiber**

Hauptbetroffene der Anreizregulierung sind die rund 670 Netzbetreiber und indirekt – über die Netzbenutzungspreise – die Endverbraucher.

Die Erlösobergrenze im Rahmen einer Anreizregulierung entkoppelt (zumindest teilweise) den Erlös der Netzbetreiber von den Kosten. Die Netzbetreiber erhalten damit Anreize, ihre Kosten zu senken (effizientere Investitionen, Personaloptimierungen etc.). Vergleichsweise effiziente Unternehmen können unter einer Anreizregulierung ihren Gewinn im Vergleich zum Status quo erhöhen (Effizienzgewinne durch Outperformance), der Gewinn eher ineffizienter Netzbetreiber hingegen verringert sich. Dadurch erhalten die Netzbetreiber Anreize Kostensenkungspotenziale auszuschöpfen.

Die folgende Figur illustriert diesen Mechanismus: Ausgangslage ist die Kostenentwicklung ohne Anreizregulierung. Die Erlösvorgabe schafft Anreize, die Kosten zu senken. Endverbraucher profitieren von sinkenden Preisen bzw. einer höheren Konsumentenrente. Können die Netzbetreiber ihre Kosten ihrerseits unter die Erlösvorgabe senken, profitieren sie ebenfalls, weil sie die Differenz zwischen Erlösvorgabe und realisierten Kosten als Gewinn einbehalten können (Produzentenrente).



Quelle: Frontier Economics (2015)

Der volkswirtschaftliche Nutzen (weitergegebene Kostensenkungspotenziale plus zusätzliche Renten der VNB abzüglich Umsetzungskosten) infolge der Anreizregulierung wird auf 3.0 bis 4.3 Mrd. CHF gegenüber der heutigen Kostenregulierung geschätzt (Barwert über 16 Jahre).<sup>28</sup> Dies entspricht einer jährlichen Einsparung von 190–270 Mio. CHF. Der Effizienzvergleich über ähnliche Netzbetreiber (Benchmarking) hat sodann zur Folge, dass die Netznutzungspreise sinken, weil sie sich stärker am Wettbewerb orientieren.

Die AR setzt keine Vorgaben bei den Investitionen, hat aber dennoch Auswirkungen auf die Investitionen der Netzbetreiber:

Eine AR setzt einerseits Anreize, möglichst effizient zu investieren, bspw. bei der Integration von EE oder ggf. auch für Smart Meter.<sup>29</sup> Dadurch können die Netzbetreiber Kostensenkungspotenziale realisieren und ihren Gewinn erhöhen.

Andererseits können diese Anreize auch dazu führen, dass die Netzbetreiber aus kurzfristigen Gewinnüberlegungen auf notwendige Ersatz- und Neuinvestitionen verzichten. Längerfristig kann es dadurch zu Unterinvestitionen und Qualitätseinbussen in Form von Problemen bei Netzqualität und Netzkapazität kommen. Im Gegensatz dazu ergeben sich mit der aktuellen Kostenregulierung (Rate-of-Return-Regulierung) eher Anreize für Überinvestitionen (Averch-Johnson-Effekt).<sup>30</sup> Die Kostenregulierung gibt keine Anreize Kosten zu sparen. Um die Investi-

<sup>28</sup> Frontier Economics, 2015.

<sup>29</sup> Sofern die Kosten des Messwesens Teil der beeinflussbaren Kosten sind.

<sup>30</sup> Dies ist der Fall, wenn die zulässige Renditeregulierung (Verzinsung (WACC) des im Netz eingesetzten Kapitals zu hoch und über dem risikoangepassten Kapitalzinssatz – festgesetzt wird. Siehe Filippini et al. 2001.

onshemmnisse unter einer AR abzubauen, sind deshalb geeignete Anreize zu effizienten Investitionen innerhalb des Grundmodells einer AR und i.d.R. eine ergänzende Qualitätsregulierung (siehe Abschnitt 5.6) vorzusehen. Dadurch lässt sich die Gefahr von Unterinvestitionen reduzieren.

### **Wirkungen auf die Endverbraucher**

Der Nutzen für die Endverbraucher besteht darin, dass die VNB Kostenreduktionen über Tarifsenkungen weitergeben.

### **Erfahrungen aus dem Ausland**

Verschiedene Länder in Europa haben im Strombereich eine Anreizregulierung eingeführt. In Deutschland kommt die Bundesnetzagentur zum Schluss, dass sich das Anreizregulierungssystem grundsätzlich bewährt hat.<sup>31</sup> Die Anreizregulierung soll keine negativen Auswirkungen auf die Investitionstätigkeit der Stromnetzbetreiber gehabt haben. Die Versorgungsqualität ist trotz realisierter Effizienzsteigerungen weiterhin hoch. In Bezug auf das Ziel der Kostensenkung bzw. Kosteneffizienz zeigt die Anreizregulierung die gewünschte Wirkung. Der Effekt ist aber nicht konkret messbar, weil dieser durch die zunehmende Investitionstätigkeit aufgrund des teils erheblichen Ausbaus der erneuerbaren Energien überlagert wird.

In einigen Ländern bestehen spezielle Formen von Anreizregulierungen, bspw. Yardstick-Competition-Regulierung in Norwegen, Niederlande und Italien oder ROI-Regulierung in Großbritannien.<sup>32</sup> Der Unterschied einer Yardstick Competition zur herkömmlichen Form der Anreizregulierung besteht darin, dass bei einer Yardstick-Competition-Regulierung den regulierten Unternehmen eine Erlösentwicklung vorgegeben wird, die sich an der durchschnittlichen Produktivitätsentwicklung der Branche orientiert. Effizienzgewinne werden dementsprechend weniger abgeschöpft. Vielmehr kann ein Unternehmen durch Effizienzverbesserungen seinen Gewinn dauerhaft erhöhen. Der Yardstick-Competition-Ansatz stärkt somit die (dynamischen) Investitions- und Innovationsanreize und beseitigt die Anreize der Unternehmen, jeweils zum Ende einer Regulierungsperiode die Kosten zu überhöhen. Bei der derzeitigen Ausgestaltung des BFE-Vorschlags, der in einer gewissen Nähe zu einem Yardstick-Ansatz steht, ist dies auch hier nicht zu erwarten. Es ist zudem allgemein üblich, dass eine Yardstick-Regulierung basierend auf den Durchschnittskosten erst nach zwei Regulierungsperioden umgesetzt wird. Ihr Einsatz setzt voraus, dass sich die Effizienz der Unternehmen vorab angeglichen hat.

Das Revenue using Incentives to deliver Innovation and Outputs-Modell (RIIO) verknüpft die Erlösobergrenzenregulierung mit output- und innovationsorientierten Anreizkomponenten.

---

<sup>31</sup> Bundesnetzagentur 21.1.2015.

<sup>32</sup> Bundesnetzagentur, 21.1.2015.

Grundsätzlich liegt der Fokus des RIIO-Ansatzes auf einer deutlich langfristigeren regulatorischen Ausrichtung und einer tieferen Mikroregulierung von individuellen Business-Plänen. Damit soll die dynamische Effizienz erhöht werden können. Dies ist möglich aufgrund der begrenzten Anzahl der VNBs in Grossbritannien. Der regulatorische Aufwand wird aber bei einer grossen Zahl von regulierten Unternehmen als hoch eingeschätzt. Das Modell ist somit nicht auf die Schweiz übertragbar.

### 5.5.3. Umsetzungsaufwand

Umsetzungsaufwand fällt in erster Linie bei den Netzbetreibern und dem Regulator an. Verursacht wird der Aufwand durch neue Aufgaben, die im Vergleich zur heutigen Cost-plus-Regulierung anfallen. Andere Aufgaben nehmen die Betroffenen heute schon wahr. Ein Teil dieser Aufgaben wird mit der AR aufwendiger. Andere Aufgaben werden evtl. mit der AR einfacher.

#### **Umsetzungsaufwand bei den Netzbetreibern**

Bei den Netzbetreibern kommen einerseits neue Aufgaben hinzu: Bereitstellung von Kosten- und Strukturdaten. Andererseits werden bestehende Aufgaben aufwendiger: Bereitstellung von Leistungsdaten, Reportingaufgaben. Bei kleinen Verteilnetzbetreibern kommt das vereinfachte Verfahren zur Anwendung. Die Anforderungen und Aufwendungen verändern sich damit gegenüber der heutigen Cost-plus-Regulierung nicht wesentlich. Die Vollzugskosten der Netzbetreiber bei einer AR für Personal und Overhead sowie externe Expertise/Unterstützung werden mit ca. 520 Mio. CHF abgeschätzt (Barwert über 16 Jahre). Dieser Wert liegt unterhalb von Abschätzungen zur Produzentenrente.

Ob eine AR mehr oder weniger aufwendig ist als eine Cost-plus-Regulierung, hängt schlussendlich auch von der Ausgestaltung (Intensität) der Kostenprüfungen unter Cost plus ab. Wenn diese regelmässig und intensiv sind, können sie recht aufwendig sein. Eine AR wäre in diesem Fall nicht aufwendiger.

#### **Umsetzungsaufwand beim Regulator**

Beim Regulator kommen folgende Aufgaben neu hinzu: Effizienzvergleichsmodelle (und weitere Tools, Prozesse) entwickeln und damit verbunden Benchmarking-Analysen. Bestehende Aufgaben, die evtl. aufwendiger werden, sind: Kosten und Erträge zu Beginn jeder Regulierungsperiode überprüfen, Caps pro Unternehmen festlegen, Einhaltung der Caps überprüfen. Umfassende Kostenprüfungen im Sinne einer tiefen Kostenkontrolle sind sehr aufwendig, v.a. wenn sie regelmässig durchgeführt werden. Eine AR verringert den Bedarf für Kostenprüfungen. Daneben gibt es auch noch bestehende Aufgaben, die evtl. weniger aufwendig werden

können: Behandlung von Beschwerden und juristischen Streitfällen (Einsprachen gegen Absenkepfad), Kostengenehmigungsverfahren. Die Vollzugskosten beim Regulator – vor allem für externe Expertise/Unterstützung – werden auf ca. 30 Mio. CHF geschätzt (Barwert über 16 Jahre).<sup>33</sup>

#### 5.5.4. Weitere Wirkungen

Zu den Auswirkungen einer AR auf die Beschäftigten der Netzbetreiber bzw. auf die Beschäftigung und Wertschöpfung anderer Unternehmen finden sich keine Angaben. Denkbar ist, dass sich die Arbeitsbedingungen infolge von Kostensparmassnahmen beim Personal verschlechtern. Es können sich auch indirekte Wertschöpfungs-/Beschäftigungseffekte ergeben, wenn Netzbetreiber Aufgaben im Zusammenhang mit der AR auslagern (z.B. Reportingaufgaben an Beratungsunternehmen, da diese für kleinere Netzbetreiber zu komplex sind).

#### 5.5.5. Fazit

##### **Gegenüberstellung von Nutzen und Aufwand**

Eine Anreizregulierung beinhaltet im Vergleich zur heutigen Kostenregulierung ein grosses Potenzial für Kosteneinsparungen. Der Umsetzungsaufwand ist zwar auch beträchtlich, scheint aber in Anbetracht des Nutzens – jährliche Einsparungen von ca. 190-270 Mio. CHF – volkswirtschaftlich gut verkraftbar. Ausserdem verursacht die AR im Vergleich zu einer umfassenden Kostenregulierung mit intensiven Kostenprüfungen eher einen geringeren Umsetzungsaufwand. Er ist allerdings nicht irrelevant höher als unter einer Sunshine-Regulierung, die eher auf Transparenzwirkung setzt. Zusammenfassend sehen wir relevante Vorteile für den Endverbraucher (v.a. in der mittleren Frist). Zudem kann sich der Prozess der Kostengenehmigungen in einer „smarten“ Welt vereinfachen.

##### **Unsicherheiten und Lücken in der Wirkungsanalyse**

Die Auswirkungen der Anreizregulierung auf die dynamische Effizienz (bspw. langfristige Innovationsanreize in eine intelligente Netzinfrastruktur) sind in den analysierten Dokumenten noch wenig untersucht.

Konfliktpotenzial könnte ausserdem die unterschiedliche Behandlung der Netzbetreiber bergen, weil kleine VNB unter ein vereinfachtes Verfahren fallen. Dies könnte Streitfälle auslösen (vor allem wenn die Belastbarkeit der Modellresultate in Frage gestellt wird). Allenfalls

---

<sup>33</sup> Frontier Economics 2015.

lässt sich die Problematik entschärfen, wenn die kleinen Unternehmen im Grenzbereich wählen können, wie sie reguliert werden wollen.

Weitere Lücken bestehen in Bezug auf die Beschäftigungswirkung einer AR.

### **Alternativen**

Alternative Regulierungsansätze sind die Yardstick-Competition- und die RIIO-Regulierung. Während ein Übergang zur Yardstick-Competition-Regulierung ab der 3. Periode denkbar wäre, scheint eine avisierte RIIO-Regulierung nicht geeignet, da sie bei vielen Netzbetreibern einen hohen Umsetzungsaufwand bedeuten würde.

Eine weitere Alternative wäre, die bestehende Kostenregulierung beizubehalten, aber mit Sunshine-Elementen zu ergänzen. In diesem Fall wären allerdings die volkswirtschaftlichen Gewinne (vermutlich) geringer.



## 5.6. Vorgaben für die Qualität

### 5.6.1. Beschreibung und Begründung des staatlichen Handelns

#### Beschreibung

Das geltende StromVG enthält – abgesehen von der Pflicht zur Bereitstellung von Kennzahlen (Art. 6) – keine Qualitätsvorgaben. Im Rahmen der StromVG-Revision wird deshalb die Einführung einer Qualitätsregulierung diskutiert.

- **Geltendes StromVG:** Nicht reguliert. Innerhalb von Sunshine sollen aber schon Indikatoren zur kommerziellen Qualität und der Netzzuverlässigkeit ausgewiesen werden.
- **Neu:** Einführung einer expliziteren Qualitätsregulierung mit entsprechenden Vorgaben.<sup>34</sup>

Die Qualitätsregulierung umfasst unter Sunshine im Wesentlichen die Pflicht, Kennzahlen zur Qualität des Netzbetriebs zu veröffentlichen. Diskutiert werden insbesondere folgende Kennzahlen:

- **Netzzuverlässigkeit:** Qualitätskennzahlen wie SAIDI (System Average Interruption Duration Index = durchschnittliche kumulierte Unterbrechungsdauer pro angeschlossenem Kunde).
- **Kommerzielle Eigenschaften:** Reaktionszeit auf Kundenbeschwerden, Angebot für durchzuführende Arbeiten, Durchführung von Arbeiten, Legen von Neuanschlüssen, Wiederversorgung nach Trennung als Folge von unbezahlten Rechnungen.

In einer Anreizregulierung folgen aus diesen Indikatoren v.a. bei der Netzzuverlässigkeit Boni und Mali, um geeignete Investitionsanreize zu stützen. Die Kennzahl zur Netzzuverlässigkeit fließt dabei entweder unmittelbar in den Effizienzvergleich ein oder sie wird ab einer zweiten Anreizregulierungsperiode für eine nachträgliche Korrektur benutzt.<sup>35</sup> Bei der kommerziellen Qualität wäre eine verstärkte Regulierung über die unter Sunshine vorgesehenen Regelungen zu prüfen. Derzeit gibt es allerdings keine Klagen bei der ECom.

Kleine Verteilnetzbetreiber – und dazu zählt mit knapp 600 VNB die überwiegende Mehrheit der VNB – haben sehr wenige Ausfälle und die Statistiken sind weniger belastbar. Es ist deshalb vorgesehen, dass für sie ein vereinfachtes Modell geschaffen wird, das sie von der Qualitätsregulierung ausnimmt.

Bei einer Qualitätsregulierung werden die Netzbetreiber üblicherweise untereinander verglichen oder es wird ein Qualitäts-Zielwert vorgegeben. Netzbetreiber, die vergleichsweise bes-

---

<sup>34</sup> Eine Qualitätsregulierung kann auch bei Fortbestand einer Kostenregulierung eingeführt werden. Bei der Sunshineregulierung ist angedacht, diese Kennzahlen transparent (zusammen mit anderen Kennzahlen) zu vergleichen. Die Steuerung erfolgt über den Transparenzeffekt und etwaige Reaktionen der Netzeigentümer.

<sup>35</sup> Eine solche Regulierung wird meist zur 2. Regulierungsperiode eingeführt.

ser sind oder den Zielwert übererfüllen, dürfen die Kosten bis zu einem Cap erhöhen (einstelliger Prozentsatz), umgekehrt muss er seine Kosten senken. Dies heisst für die Kunden, dass sie bei einem qualitativ guten Netz mehr für die Netznutzung bezahlen müssen und umgekehrt.

### **Notwendigkeit staatlichen Handelns**

Stromnetze sind ein natürliches Monopol, weshalb die Netzbetreiber über eine Monopolstellung verfügen. Für die Netzkunden bedeutet dies, dass sie an den lokalen Netzbetreiber gebunden sind (sie können also keinen alternativen Netzbetreiber wählen). Die Netzbetreiber ihrerseits haben aufgrund ihrer Monopolstellung keine direkten Anreize für kundenfreundliches Verhalten (Kriterium der kommerziellen Qualität).<sup>36</sup> Aus diesem Grund kann eine Qualitätsregulierung sinnvoll sein, welche dafür sorgen soll, dass die bereitgestellte Qualität den Bedürfnissen der Kunden entspricht. Mit der Umstellung von einer Kosten- auf eine Anreizregulierung steigt die Gefahr von längerfristigen Unterinvestitionen und Problemen bei Netzqualität und Netzkapazität.<sup>37</sup> In einer AR werden Investitionen grundsätzlich berücksichtigt, ansonsten gibt es aber keine staatlichen Vorgaben betr. Investitionen. Um allfällige Investitionshemmnisse abzubauen werden in den Dokumenten ergänzende Massnahmen diskutiert, insbesondere ausreichende Investitionsanreize im AR-Grundmodell und eine Qualitätsregulierung. Investitionsanreize können geschaffen werden, indem Investitionen zeitnah angerechnet und entsprechend auch ins Benchmarking einfließen. Der aktuelle Vorschlag des BFE zur AR sieht dies so vor. Die Qualitätsregulierung ihrerseits stellt sicher, dass die Qualität des Netzbetriebs in den Kosten angerechnet wird. Sie wirkt korrigierend zwischen besseren, teureren und schlechteren günstigeren VNB. Qualität ist ein Merkmal der Effizienz. Wenn es keine Qualitätsregulierung gibt, dann wird die Effizienz qualitätsunabhängig bewertet. Ein VNB, der nicht mehr investiert, könnte als effizient bewertet werden, aber seine Qualität sinkt. Solche Fälle liessen sich allenfalls mit einer Qualitätsregulierung vermeiden.

### **5.6.2. Nutzen der Massnahme/Zielerreichung**

Adressat der Qualitätsregulierung sind die rund 670 Netzbetreiber. Mit dem Übergang von einer Kosten- zu einer Anreizregulierung wird neu ein Wettbewerb im Netz sozusagen simuliert. Damit steigen der Kostendruck und auch die Gefahr, dass die Qualität langfristig leidet.<sup>38</sup> Dies

<sup>36</sup> In Bezug auf die Netzzuverlässigkeit kann auch unter einer Kostenregulierung eine hohe Qualität erreicht werden, weil die Kosten für Netzzuverlässigkeit anrechenbar sind.

<sup>37</sup> Eine Cost-plus-Regulierung ist grundsätzlich investitionsfreundlich und im Vergleich weniger kritisch bezüglich der Qualität zu sehen.

<sup>38</sup> Vgl. Hysterese-Effekt (E-Bridge et al. 2006): Ein Netzbetreiber kann durch Einsparung, z.B. von Instandhaltungsmaßnahmen, seine Kosten kurzfristig deutlich reduzieren. Die Qualität wird sich allerdings nur mittelbar verändern. Wenn die Instandhaltungsmaßnahmen über einen längeren Zeitraum reduziert werden, stellt sich ein reduziertes Qualitätsniveau ein. Der umge-

soll (neben einer Investitionsbeanreizung im Grundmodell einer AR) durch die Qualitätsregulierung abgeschwächt werden. Die im Rahmen der Qualitätsregulierung definierten Kennzahlen fließen in den Effizienzvergleich ein und werden damit direkt erlöswirksam. Die Netzbetreiber erhalten dadurch Anreize, ausreichend qualitätsrelevante Investitionen zu tätigen und damit die Qualität des Netzbetriebs trotz Kostendrucks infolge der Anreizregulierung zu gewährleisten.

### **Erfahrungen aus dem Ausland**

Hinsichtlich der Sicherstellung einer hohen Versorgungsqualität ist der Einsatz von monetären und nicht-monetären Regulierungsinstrumenten möglich.<sup>39</sup> Bei den nicht-monetären Ansätzen wird von den Netzbetreibern verlangt, auf Basis von Qualitätsberichten ein adäquates Asset-Management nachzuweisen. Diese Qualitätsberichte dokumentieren die Qualitätsanstrengungen gegenüber der Regulierungsbehörde. Derartige Qualitätsberichte sind in den Niederlanden, Großbritannien und Österreich verpflichtend. Grundsätzlich sind Qualitätsberichte ein sinnvolles Mittel, um beurteilen zu können, ob die Investitionen in einem angemessenen Verhältnis zur Versorgungsqualität stehen.

Angaben zur Qualität werden im Ausland schon länger systematisch erhoben. Einen Standard gibt es aber nicht. Die CEER macht verschiedene Empfehlungen, die Qualitätsregulierung zu verbessern und zu vereinheitlichen (einheitliche Definition und Erfassung der Qualitätsparameter, Einfügen eines Qualitätsfaktors in der Benchmark-Regulierung, Entschädigungszahlungen an Kunden bei Ausfällen über einer definierten Länge.)

Kosten-Nutzen-Analysen zur Qualitätsregulierung liegen keine vor.

### **5.6.3. Umsetzungsaufwand**

Bei den Netzbetreibern ergibt sich kein wesentlicher Mehraufwand gegenüber heute. Die ElCom verlangt seit 2010 von den 80 grösseren Netzbetreibern die Verfügbarkeitszahlen.<sup>40</sup>

Mehraufwand könnte hingegen beim Regulator anfallen. Im Vergleich zu heute muss der Regulator angemessene und belastbare Vorgaben für die VNB erarbeiten. Diese müssen differenziert ausgestaltet sein, z.B. nach Lastdichte, Verkabelungsgrad etc. Vorgaben zur Qualität (Netzzuverlässigkeit etc.) sind heute vom VSE als subsidiäre Richtlinien bereits vorhanden, auch in Europa werden diese Zahlen seit mehr als 10 Jahren von der CEER systematisch erfasst. Der Mehraufwand beim Regulator sollte sich im Rahmen halten. Mehraufwendungen können sich

---

kehrte Verlauf führt zunächst zu einer Erhöhung der Kosten, da Anlauf- und Umstrukturierungskosten im Netz oder der Organisation des Netzbetreibers erforderlich sind, die erst zeitversetzt zu einer Erhöhung der Qualität führen. Dieser Hysterese-Effekt kann dazu führen, dass Unternehmen zwar temporär die gleiche Qualität haben, aber unterschiedliche Kosten aufweisen, selbst wenn sie strukturell vollständig vergleichbar sind.

<sup>39</sup> Bundesnetzagentur 21.1.2015.

<sup>40</sup> Tätigkeitsbericht der ElCom 2014, S. 10.

allenfalls ergeben, wenn der Regulator (in späteren Regulierungsperioden) Sanktionen bei Nichterreichen der Vorgaben ergreifen muss.

#### 5.6.4. Weitere Wirkungen

Keine.

#### 5.6.5. Fazit

##### **Gegenüberstellung von Nutzen und Aufwand**

Die Vorteile einer Qualitätsregulierung scheinen eher unbestritten. Angesichts des erwarteten geringen Umsetzungsaufwands erachten wir diese Massnahme als sinnvoll.

##### **Unsicherheiten und Lücken in der Wirkungsanalyse**

Es fehlen Kosten-Nutzen-Analysen von Qualitätsregulierungen. Zu klären wäre u.a., inwieweit eine Regulierung der kommerziellen Qualität notwendig ist und wie sie allenfalls auszugestaltet ist. Auch ist nicht bekannt, ob und inwieweit eine reduzierte Versorgungsqualität von den Kunden akzeptiert würde.

##### **Alternativen**

Als Alternative (oder Ergänzung) zur Qualitätsregulierung ist zu prüfen, ob kleinere Qualitätseinbussen in Kauf genommen und die Kunden im Gegenzug direkt entschädigt werden sollen. Die Niederlande bspw. kennen eine Entschädigungspflicht der Netzbetreiber an von einem Ausfall betroffene Kunden. Ausfallentschädigungen sind eine verursachergerechtere Verteilung der Qualitätskosten und schaffen für den Netzbetreiber Anreize, die Qualität hoch zu halten. Erleidet ein Kunde in gewissen Ländern einen Stromausfall mit einer Dauer über einem Schwellwert (NL z.B. 4h), so erhält er eine Entschädigung (ca. 100 €/Fall für einen Haushalt). Diese Kosten muss der VNB tragen.

## 6. Massnahmen für eine effiziente Netznutzung

### 6.1. G-Komponente

#### 6.1.1. Beschreibung und Begründung des staatlichen Handelns

##### Beschreibung

Gemäss geltendem StromVG erfolgt die Finanzierung des Netzes ausschliesslich durch die Stromkonsumenten.

- **Geltendes StromVG:** Netznutzungsentgelt von Endverbrauchern zu entrichten (Art. 14 Abs. 2).
- **Neu:** Finanzierung des Netzes durch die Stromkonsumenten und -produzenten (Einführung einer G-Komponente<sup>41</sup>).

In der Schweiz müssen bisher nur die Stromabnehmer, d. h. Verteilnetzbetreiber und Endverbraucher, Netzentgelte entrichten (L-Komponente<sup>42</sup>). Von einem funktionierenden Netz bzw. einem Netzausbau profitieren aber auch Stromerzeuger. Zur Diskussion steht deshalb, dass im Rahmen der StromVG-Revision ein Netznutzungsentgelt für Stromerzeuger – eine sogenannte G-Komponente – für bestehende und neue Kraftwerke eingeführt wird.

Die Kosten des Netzes würden damit nicht nur auf die Stromabnehmer (Verteilnetzbetreiber und Endverbraucher), sondern über Netznutzungsentgelte auch auf die Stromeinspeiser (Stromerzeuger) verteilt.

Für die folgenden Ausführungen gehen wir von einer räumlich/regional differenzierten G-Komponente aus, die für Stromerzeuger fällig wird, die ins Übertragungsnetz einspeisen. Das Übertragungsnetz hat regional unterschiedliche Leistungsreserven. Eine regional differenzierte G-Komponente schafft Anreize, die Kraftwerke dort zu bauen, wo heute noch Netzkapazitätsreserven bestehen.

##### Notwendigkeit staatlichen Handelns

Ursprünglich bestand ein Marktversagen infolge des natürlichen Monopols von Stromnetzen. Als Folge wurde die Netznutzung reguliert (Preise, Zugang). Die aktuelle Lösung mit der Finanzierung des Netznutzungsentgelts durch die Stromkonsumenten ist jedoch nicht vollständig verursachergerecht, weil nur die Endverbraucher die Netzkosten tragen. Die allokativen Effizienz

---

<sup>41</sup> G für Englisch generation (Erzeugung).

<sup>42</sup> L für Englisch load (Last).

ist also nicht gegeben und es fallen überhöhte Netzkosten für die Endverbraucher an. Die Einführung einer G-Komponente optimiert die Netzpreisregulierung, indem sie das Verursacherprinzip stärkt.

### 6.1.2. Nutzen der Massnahme/Zielerreichung

Eine räumlich differenzierte G-Komponente für Stromerzeuger im Übertragungsnetz hat zum Ziel, den durch neue Erzeugungsanlagen verursachten Netzausbaubedarf zu reduzieren bzw. Netzausbauten zu vermeiden bzw. die Kosten für den Netzausbau durch die Verursacher bezahlen zu lassen. Betroffen von einer G-Komponente sind in erster Linie die Stromerzeuger.

#### **Wirkungen auf die Stromerzeuger**

Wird eine G-Komponente eingeführt, müssen die Stromerzeuger neu ein Netznutzungsentgelt entrichten. Betroffen sind diejenigen Erzeugungsanlagen, die ins Übertragungsnetz einspeisen. Die G-Komponente erhöht die Gestehungskosten und setzt damit für neue Kraftwerke Preissignale bei der Standortwahl. Sie schafft ausserdem Anreize für bestehende Stromerzeuger, bei ihrem Einspeiseverhalten Netzengpässe zu berücksichtigen. Im Fokus stehen insbesondere neue (vom Netz) abgelegene Grosskraftwerke, für die im Übertragungsnetz hohe Kosten für Netzausbauten entstehen. So zum Beispiel für Gaskraftwerke, die als Ersatz für Kernkraftwerke (KKW) zum Einsatz kommen könnten. Eine räumlich differenzierte G-Komponente schafft Anreize, dass die Stromerzeuger bei ihrer Standortentscheidung die Kosten für Netzverstärkungen berücksichtigen, die durch die Anbindung neuer Kraftwerke ans Netz entstehen. Sie erhalten damit Anreize, für neue Kraftwerke netztechnisch günstige Standorte zu wählen. Bei einer ungünstigen Standortwahl steigen die Netznutzungskosten und die Rentabilität des Kraftwerkes verschlechtert sich. Eine G-Komponente wirkt somit steuernd bezüglich des regionalen Netzausbaus und trägt zu einer gesamtwirtschaftlich optimalen Verteilung der Produktionsstandorte bei. Eine regionale differenzierte G-Komponente führt zu einer unterschiedlichen Belastung von einzelnen Erzeugern. Sie bildet jedoch die dem einzelnen Erzeuger zurechenbaren Netzkosten ab und trägt damit zu einer grösseren Verursachergerechtigkeit und geringeren Gesamtkosten (Erzeugungskosten plus Netzkosten) bei.

Bei den bestehenden Kraftwerken, und das ist die Mehrzahl, verbessert die G-Komponente die allokativen Effizienz nicht. Hier verbessert die G-Komponente die Verursachergerechtigkeit, indem sie die Netzkosten zu Lasten der Grosskraftwerke umverteilt.

### **Wirkung auf die Netzbetreiber**

Die G-Komponente fördert netzdienliches Verhalten und trägt dazu bei, dass Netzbetreiber Netzausbauten vermeiden können. Dadurch verbessert sich die Kosteneffizienz des Netzbetriebs. Zu den Kosteneinsparungen beim Netzbetrieb liegen keine Angaben vor. Die Ausgaben der Netzbetreiber für Netzverstärkungen beliefen sich im Jahr 2014 auf 27 Mio. CHF.<sup>43</sup> Dieser Wert kann als Obergrenze möglicher Kosteneinsparungen bezeichnet werden.

### **Wirkung auf die Endverbraucher**

Schlussendlich profitieren die Endverbraucher von der Einführung der G-Komponente (soweit diese Kosten nicht überwält werden): Die Netzkosten werden mit einer G-Komponente auf mehr Netznutzer verteilt, wodurch geringere Netznutzungsentgelte für Verbraucher möglich sind. Die Verteilungswirkung ist abhängig von der Ausgestaltung. Wenn die G-Komponente (nur) eine Beteiligung der am Übertragungsnetz angeschlossenen Kraftwerke an den Netzkosten mit sich bringt, kommt das allen Verbrauchern gleichermassen zu Gute.

Inwieweit sich die Belastung der Endverbraucher insgesamt ändert ist dennoch unklar, weil die Stromerzeuger die höheren Produktionskosten über den Strompreis möglicherweise teilweise auf die Endverbraucher überwälzen können. Allerdings ist der Grosshandelspreis in der Schweiz im Wesentlichen durch das Ausland bestimmt.

Die Preise für die Endverbraucher können dennoch sinken, wenn Netzerweiterungen für den Anschluss neuer Kraftwerke vermieden werden können.

### **Erfahrungen aus dem Ausland**

Eine G-Komponente existiert in einer ganzen Reihe von europäischen Ländern, darunter auch Grossbritannien, Dänemark, Schweden und Österreich. Eine regionale Differenzierung der G-Komponente erfolgt nur in einem Teil der Länder. Durch die sehr unterschiedliche Handhabung und Erhebung von G-Komponenten innerhalb des europäischen Strommarkts kommt es zu Wettbewerbsverzerrung zwischen Erzeugern aus verschiedenen europäischen Ländern. Zur Diskussion stehen deshalb im Ausland eine Abschaffung der G-Komponente, aber auch eine einheitliche europäische Regelung, bei der alle Länder eine verursachergerechte G-Komponente einführen würden.

---

<sup>43</sup> Tätigkeitsbericht der ECom 2014, S.19. Die Ausgaben für Netzverstärkungen sind in den letzten Jahren gestiegen: 2011: 5Mio. CHF, 2012: 15 Mio. CHF, 2013: 18 Mio. CHF (Tätigkeitsberichte der ECom).

### 6.1.3. Umsetzungsaufwand

Umsetzungsaufwand fällt primär bei den Netzbetreibern an. Bei den Stromerzeugern fällt im Vergleich zu heute kein zusätzlicher Aufwand an, allerdings müssen sie neu ein Netznutzungs-entgelt entrichten.

#### **Umsetzungsaufwand bei den Netzbetreibern**

Die VNB müssen die Netznutzungsentgelte anpassen (einmalig): Kosten berechnen, Tarife neu gestalten, Rechnungen anpassen. Unklar ist, wie hoch der Modellierungsaufwand ist, um die G-Komponente zu ermitteln.

#### **Umsetzungsaufwand bei den Stromerzeugern**

Kein Mehraufwand.

#### **Umsetzungsaufwand beim Regulator**

Kein wesentlicher Mehraufwand, sofern die G-Komponente nicht regional differenziert wird.

### 6.1.4. Weitere Wirkungen

#### **Wirkungen auf Stromerzeuger**

Neben den höheren Gestehungskosten kann eine G-Komponente weitere Wirkungen auslösen, die ausserhalb der eigentlichen Zielsetzung – verursachergerechte Anlastung von Netzausbau/-verstärkungskosten – liegen.

Generell verschlechtert sich die Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Stromerzeuger und insbesondere der Wasserkraftwerke im internationalen Geschäft, weil die meisten EU-Länder keine G-Komponente kennen. Hingegen verbessert sich tendenziell die Wettbewerbsfähigkeit der heute freien Endverbraucher, weil sie von günstigeren Strompreisen profitieren könnten.

Bei grossen dezentralen Stromerzeugungsanlagen erhöhen sich die Kosten für den Bau der Anlage (sofern sie ins Übertragungsnetz einspeisen). Damit verschlechtert sich die Wirtschaftlichkeit von bestehenden und geplanten Anlagen. Bei letzteren entspricht die G-Komponente im Prinzip einer Eintrittsbarriere.

### 6.1.5. Fazit

#### **Gegenüberstellung von Nutzen und Aufwand**

Grundsätzlich beurteilen wir die Massnahme als geeignet, um die Effizienz der Netznutzung zu verbessern und Netzausbauten bzw. Netzverstärkungen zu reduzieren. Dem stehen allerdings



ein unsicherer Umsetzungsaufwand (Modellierungsaufwand zur Ermittlung der G-Komponente) und die Verschlechterung der Wettbewerbsfähigkeit der Grosskraftwerke gegenüber. Aufgrund der verfügbaren Unterlagen lässt sich der Nettoeffekt nicht abschliessend beurteilen.

### **Unsicherheiten und Lücken in der Wirkungsanalyse**

Um Kosten und Nutzen besser abschätzen zu können, sind einerseits die Ausgestaltung der G-Komponente und eine allfällige räumliche Differenzierung zu klären. Als relevant für den Nettoeffekt sind aus unserer Sicht der Modellierungsaufwand zur Ermittlung der G-Komponente sowie die Auswirkungen auf die Investitionsanreize (Erhalt und Ausbau), die Rentabilität und die internationale Wettbewerbsfähigkeit der Grosswasserkraft.

Lücken bestehen ausserdem in Bezug auf das Ausmass vermiedener Netzausbauten und die Auswirkungen auf die Endverbraucherpreise.

### **Alternativen**

Eine Alternative wäre eine G-Komponente ohne Differenzierung. Eine solche Ausgestaltung würde jedoch keine Anreize für die Standortwahl von Erzeugern setzen. Zudem können einheitliche G-Komponenten, die von allen Erzeugern in gleichem Umfang erhoben werden, (fast) vollständig auf die Energiekunden überwältzt werden.

Eine weitere mögliche Alternative sind finanzielle Anreize für Betreiber, die an netztechnisch sehr günstigen Standorten bauen wollen.

Eine weitere Alternative sind einheitliche Netzanschlussgebühren (in Franken pro angeschlossene Leistung kW, Anteil für den übergeordneten Netzanschluss) und Netzkostenbeiträge (in % der Baukosten für den Netzanschluss): Die Netzanschlussgebühren sind heute in der Schweiz nicht einheitlich geregelt, weder auf Verteilnetzebene noch auf Übertragungsnetzebene (Swissgrid).<sup>44</sup> Gemäss Artikel 2 Absatz 5 EnV gehen die Kosten für die Erstellung der dazu notwendigen Erschliessungsleitungen bis zum Einspeisepunkt sowie allfällig notwendige Transformationskosten zulasten der kleineren dezentralen Energieerzeugungsanlagen. Eine regional unterschiedliche G-Komponente wäre hier damit mindestens bzgl. der Investitionskosten hinfällig.<sup>45</sup> Für den Produzenten wären die Anschlusskosten planbarer als eine schwankende G-Komponente. Der Netzanschluss des Erzeugers könnte von einem Dritten gebaut werden und erst danach in den Besitz des Netzbetreibers gelangen (Wettbewerb im Netzausbau).

Schliesslich wäre auch die heutige Lösung ohne G-Komponente für Stromerzeuger eine mögliche Alternative.

<sup>44</sup> VSE Branchendokument: Empfehlung Netzanschluss (für alle Netzanschlussnehmer an das Verteilnetz).

<sup>45</sup> Die Betriebskosten sind im Gegensatz zu den Investitionskosten relativ klein.

## 6.2. Verhältnis Arbeitspreis/Leistungspreis und Anlastung Eigenverbrauch

### 6.2.1. Beschreibung und Begründung des staatlichen Handelns

#### Beschreibung

Die aktuelle Stromversorgungsverordnung (StromVV) legt fest, dass der Netznutzungstarif für Endverbraucher auf Niederspannungsebene zu mindestens 70% aus einem Arbeitspreis (Rp./kWh) bestehen muss. Die heutige Regelung sieht ausserdem vor, dass Eigenverbraucher kein Netznutzungsentgelt entrichten müssen, wenn sie Strom verbrauchen, den sie selber dezentral erzeugt haben. Im Rahmen der Revision des StromVG wird ein höherer Anteil des Leistungspreises diskutiert.

- **Geltendes StromVG:** Mindestanteil Arbeitspreis (Franken pro Kilowattstunde) (StromVV Art. 18 Abs. 2).
- **Neu:** Höheres Gewicht beim Leistungspreis (Franken pro Kilowatt).

Netzkosten werden über einen Netznutzungstarif verrechnet, der im Wesentlichen aus zwei Komponenten bestehen kann.

- Der Arbeitspreis (Franken pro Kilowattstunde) berücksichtigt die energieabhängigen Netzkosten und zielt damit auf die Stromeffizienz.
- Der Leistungspreis bezieht sich auf die Spitzenlast (maximal bezogene Leistung aus dem Netz) innerhalb eines bestimmten Zeitraums (z. B. ein Jahr oder ein Monat). Er wird in Franken pro Kilowatt berechnet. Die Spitzenlast ist ein wesentlicher Treiber für die Netzkosten. Das Ziel hinter einem hohen Anteil Leistungspreis ist, dass die Netzbetreiber ihre tatsächlichen Kostenstrukturen (mit hohen Fixkosten) besser als heute in ihrer Tarifstruktur abbilden können. Diese Kongruenz soll zu einer kosteneffizienten Netznutzung beitragen.

Art. 18 StromVV Abs. 2 legt fest, dass der Netznutzungstarif für Endverbraucher auf Spannungsebenen unter 1 kV in ganzjährig genutzten Liegenschaften ohne Leistungsmessung zu mindestens 70% ein nicht-degressiver Arbeitstarif (Rp./kWh) sein muss. Das trifft auf alle Haushaltskunden und KMU-Betriebe auf der untersten Netzebene (Niederspannungsebene) zu. Darüber hinaus sind die Netzbetreiber bei der Festlegung und der Ausgestaltung der Netznutzungstarife frei. Basierend auf dieser Regelung wird heute in der Schweiz für am Verteilnetz angeschlossene Endverbraucher ohne Leistungsmessung entweder ein Arbeitspreis und ein Grundpreis oder nur ein Arbeitspreis erhoben. Endverbraucher, die Strom verbrauchen, den sie selber dezentral erzeugt haben, müssen unter der geltenden Regelung kein Netznutzungsentgelt entrichten.

Zur Diskussion steht im Rahmen der Revision, auf Vorgaben beim Verteilschlüssel zu verzichten und die Netznutzungstarife stärker am Leistungspreis bzw. an der Kostenstruktur auszurichten. Damit würden insbesondere auch Eigenverbraucher (Prosumer<sup>46</sup>) stärker belastet. Ein reiner Leistungspreis würde die Befreiung der Netzentgelte bei der Eigenverbrauchsregelung für den Eigenbedarf aufheben.

### **Notwendigkeit staatlichen Handelns**

Stromnetze sind ein natürliches Monopol, das dem Monopolisten ermöglicht, die Netznutzungspreise hoch zu halten. Es besteht also ein Marktversagen, weil die Netznutzungspreise im unregulierten Fall über dem Marktgleichgewichtspreis liegen würden. Damit die Netzbetreiber die Preise senken, wurden die Netznutzungspreise reguliert. Die heutige Regulierung mit einem Verteilschlüssel der Netzkosten, der einen Mindestanteil für den Arbeitspreis vorsieht, entspricht allerdings nicht dem Prinzip der Verursachergerechtigkeit, weil dieser Verteilschlüssel nicht die tatsächliche Kostenstruktur der Netzbetreiber widerspiegelt. Diese Kosten sind vorwiegend durch die Leistungsbereitstellung getrieben. Für eine optimal verursachergerechte Allokation der Netzkosten sollten die Netzentgelte so ausgestaltet sein, dass sie die energieabhängigen, leistungsabhängigen und fixen Kosten jeweils über Arbeits-, Leistungs- und Grundpreise in Höhe der Anteile der drei Bezugsgrößen an den Gesamtkosten abbilden. Solche Netznutzungsentgelte stellen sicher, dass der Auslöser von Kosten für diese aufkommt und somit im Gesamtsystem eine hohe Steuerungswirkung erreicht wird.

Nicht verursachergerecht ist die heutige Ausgestaltung insbesondere in Bezug auf die Eigenverbraucher (Prosumer). Diese beziehen durch die Eigenproduktion relativ geringe Energiemengen Strom aus dem Netz, greifen aber in Zeiten in denen sie nicht produzieren in vollem Umfang auf die Netzkapazitäten zu. Bei hohen oder ausschliesslichen Arbeitspreisen würden diese Netznutzer kaum mit den Kosten des Netzes belastet, obwohl die Kosten der Netzinfrastruktur auch durch die von ihnen benötigte Kapazität bestimmt werden. Die Netznutzungskosten werden ungefähr hälftig durch Investitionen (Kapitalkosten) und den Betrieb des Netzes (Betriebskosten) bestimmt. Für den Eigenverbraucher entspräche das einer Versicherung, für die er keine Prämie bezahlt. Das Netz muss auch für den Zeitpunkt dimensioniert sein, an dem der Prosumer nicht produziert oder ein Überschuss an dezentraler Stromerzeugung besteht. Eine alleinige Belastung des entnommenen Stroms ist somit nicht verursachergerecht und beeinträchtigt die allokativen Effizienz.

---

<sup>46</sup> Prosumer = Endverbraucher, die über kleine Anlagen Strom für den Eigenbedarf erzeugen.

## 6.2.2. Nutzen der Massnahme/Zielerreichung

Ziel der Massnahme ist es, die Verursachergerechtigkeit bei den Netznutzungsentgelten zu stärken. Eine verursachergerechte Kostentragung stellt sicher, dass Netzkosten nicht sozialisiert werden, sondern dass die einzelnen Netznutzer entsprechend ihrer individuellen Nutzung der Netzinfrastruktur zur Finanzierung der Netzkosten beitragen und Netznutzungsentgelte in Höhe der von ihnen verursachten Netzkosten zahlen. Damit wird im Gesamtsystem eine hohe (wirtschaftliche) Steuerungswirkung erreicht und die allokativen Effizienz sichergestellt.

### Wirkungen auf die Endverbraucher

Hauptbetroffene der Massnahme sind die Endverbraucher und insbesondere die Prosumer (potenzielle Prosumer: Grössenordnung ca. 20'000 Anlagen)<sup>47</sup>. Netznutzer (z.B. Prosumer) richten ihre Flexibilität grundsätzlich so aus, so dass sie entweder Netznutzungskosten minimieren (netzdienlich) oder in Bezug auf den Energiemarktpreis günstig Strom beziehen bzw. zu einem möglichst hohen Preis einspeisen (marktorientiertes Verhalten). Ein höherer Anteil des Leistungspreises im Netznutzungsentgelt schafft nun bei den Endverbrauchern und den Prosumern Anreize, die von ihrem Nutzungsverhalten ausgehende Belastung des Netzes zu berücksichtigen und sich netzdienlich zu verhalten, indem sie z.B. Lastspitzen mit lokalen Speichern (Batterien) vermeiden. Dabei kann es allerdings zu Zielkonflikten mit marktorientiertem Verhalten kommen. Eine starke Leistungskomponente kann dazu führen, dass Konsumenten ihren Strombezug in sog. Überschusssituationen mit niedrigen oder sogar negativen Strompreisen nicht ausweiten, um höhere Netzentgeltzahlungen zu vermeiden.

Bei den Endverbrauchern lassen sich ausserdem Wirkungen auf die Haushalte und Grossverbraucher unterscheiden: Netznutzungspreise mit einem höheren Anteil Leistungspreis erhöhen die Gesamtkosten für die Netznutzer mit einem niedrigen Lastfaktor (Haushalte), weil diese das Netz hauptsächlich zu Spitzenzeiten nutzen. Bestimmte Haushalte könnten somit möglicherweise mit höheren Netznutzungspreisen als heute konfrontiert werden. Die höheren Preise wären allerdings verursachungsgerechter. Netznutzer mit einem hohen Lastfaktor (Industriekunden) werden entlastet und profitieren von tieferen Netznutzungspreisen, weil die leistungsabhängigen Kosten auf mehr Verbraucher verteilt werden.

### Wirkungen auf die Netzbetreiber

Verursachergerechte Netznutzungsentgelte reduzieren den Netzausbaubedarf und tragen damit zur Vermeidung von Netzkosten bei. Dadurch verbessert sich die Kosteneffizienz des Netzbetriebs.

<sup>47</sup> Basierend auf BFE, Schweizer Gesamtenergiestatistik 2013, S. 42: ca. 30'000 PV-Anlagen, abzüglich ca. 6'000 in der KEV und ein paar Tausend in Besitz von EVU. Zusätzlich ca. 600 Biogasanlagen und ca. 40 Windanlagen.

### Erfahrungen aus dem Ausland

Eine Kombination von Arbeits-, Leistungs- und Grundpreisen ist in vielen Ländern üblich, wobei die Anteile zum Teil erheblich variieren. Inwieweit die Netzbetreiber die Aufteilung der Netzkosten des Grund-, Arbeits- und Leistungspreises gemäss ihrer Kostenstruktur selber bestimmen können, ist ebenfalls unterschiedlich und meist an gewisse Rahmenbedingungen geknüpft. Im Bereich der Verteilnetze überwiegt die Erhebung von Arbeits- und Grundpreisen für Haushaltskunden, wobei in einigen Ländern auch Leistungspreise erhoben werden (Haushaltskunden haben selten eine Leistungsmessung). Für Industriekunden werden in fast allen Ländern Arbeits- und Leistungspreise, sowie in vielen Fällen auch Grundpreise erhoben. In vielen europäischen Ländern wird gegenwärtig die Einführung von Leistungspreisen bzw. eine Ausweitung von Grundpreisen auch auf niedrigeren Spannungsebenen und für Haushaltskunden diskutiert.

### 6.2.3. Umsetzungsaufwand

Der Hauptaufwand für die Umsetzung eines höheren Anteils des Leistungspreises fällt bei den Netzbetreibern an. Bei den Endverbrauchern ohne eigene Anlagen fällt kein Umsetzungsaufwand an. Sie werden mit Netznutzungspreisen konfrontiert, die individuell gesehen höher oder niedriger sein können.

#### Netzbetreiber

Der Umsetzungsaufwand bei den Netzbetreibern bestimmt sich im Wesentlichen dadurch, inwieweit ein Leistungspreis auf der *effektiv* bezogenen Leistung verrechnet werden soll. Ein solcher Leistungspreis setzt eine Leistungsmessung und die Installation eines entsprechenden Zählers voraus. Es fallen damit auf Seiten der Netzbetreiber einmalige und jährliche wiederkehrende Aufwendungen an:

- Einmalig sind die Aufwendungen, bei den Endverbrauchern Leistungszähler einzubauen. Inwieweit Smart Meter notwendig sind, wäre noch zu klären. Die Mehrkosten für den Einbau von 4.9 Mio. Smart Metern (Zähler < 1kV) in ca. 1.6 Mio. Gebäuden werden auf ca. 1 Mrd. CHF (über 20 Jahre) geschätzt.<sup>48</sup> Allerdings dient der Einbau von Smart Metern auch der Verbrauchssteuerung.

---

<sup>48</sup> Impact Assessment einer Einführung von Smart Metering im Zusammenhang mit Smart Grids in der Schweiz, Schlussbericht 5. Juni 2012, S. 86.

- Jährlich wiederkehrend sind die Anpassungen der Netznutzungsentgelte (Ermittlung der verursachergerechten Kosten, Neuberechnung der Netznutzungspreise, einmalige Anpassung von Tarifblättern/Rechnungen). Im Prinzip fallen diese Aufwendungen auch bisher schon an, der Leistungspreis erhöht aber die Komplexität.

Der Umsetzungsaufwand lässt sich deutlich verringern, wenn anstelle der effektiv bezogenen Leistung die *bestellte maximale* Leistung verrechnet wird. Ein Leistungspreis als Fixpreis (z.B. CHF pro bestellte kW) erhöht die Komplexität nur unwesentlich im Tarifwesen der Netzbetreiber.

### **Regulator**

Die ElCom prüft bereits heute die Netztarife. Tarifvergleiche mit Leistungspreisen basierend auf der effektiv bezogenen Leistung wären aber komplexer. Bei Leistungs-Fixpreisen wäre der Mehraufwand gegenüber heute geringer. Unklar ist, inwieweit eine freie Aufteilung der Netzkosten auf Grund-, Arbeits- und Leistungspreis der ElCom mehr Aufwand verursacht als fixe staatliche (Mindest-)Vorgaben.

### **Prosumer**

Prosumer können verpflichtet werden, Leistungsmessungen einzuführen bzw. Leistungszähler einzubauen. Sie werden generell mehr in ihr Energiemanagement investieren. Der Umsetzungsaufwand wurde bisher nicht beziffert.

## **6.2.4. Weitere Wirkungen**

Weitere Wirkungen können bei den Endverbrauchern und den Prosumern auftreten: Bei den Endverbrauchern reduziert eine geringere Gewichtung des Arbeitspreises im Netznutzungspreis die Anreize für stromeffizientes Verhalten. Sie sparen dadurch weniger Strom.

Beim Prosumer fällt die Befreiung vom Netzentgelt weg durch den Einbau eines Leistungspreises in den Netznutzungspreis. Die Wirtschaftlichkeit von erneuerbaren Energieanlagen verschlechtert sich. Damit entfällt ein Teil der Förderwirkung für erneuerbare Energieanlagen. Prosumer könnten sich theoretisch mit Batterien ganz vom Netz abkoppeln. Dies hätte zur Folge, dass die Netzbenutzungskosten für die verbleibenden Netznutzer steigen würden.

## 6.2.5. Fazit

### **Gegenüberstellung von Nutzen und Aufwand**

Eine höhere Gewichtung des Leistungspreises ist verursachergerecht und fördert netzdienliches Verhalten. Inwieweit dazu eine Leistungsmessung auf Seiten der Endverbraucher notwendig ist, ist zu klären. Dies hängt auch davon ab, ob auf die effektiv bezogene oder die bestellte Leistung abgestellt wird. Eine abschliessende Beurteilung ist daher nicht möglich.

### **Unsicherheiten und Lücken in der Wirkungsanalyse**

Um die Massnahme beurteilen zu können, sind folgende Punkte zu klären:

- Soll die Leistungsmessung auf die effektiv bezogene Leistung oder auf die bestellte Leistung abstellen?
- Wie hoch ist der Umsetzungsaufwand, inwieweit können allenfalls „Sowiesokosten“ geltend gemacht werden?
- Soll das Verhältnis zwischen Arbeits- und Leistungspreis festgelegt oder den Netzbetreibern überlassen werden? Was sind die diesbezüglichen Erfahrungen in den Niederlanden?
- Wie hoch sind die zu erwartenden Effizienzgewinne?
- Welche Auswirkungen ergeben sich auf die Netznutzungspreise?
- Welche Anreize werden ausgelöst, wenn der Leistungspreis stärker gewichtet wird? Welche Auswirkungen ergeben sich auf das Angebot an erneuerbaren Energien und den Stromkonsum?

### **Alternativen**

Anstelle eines Leistungspreises mit Messung der effektiven Leistung bietet sich ein Leistungspreis an, der auf die bestellte/angeschlossene Kapazität (Leistung) abstellt (Leistungs-Fixpreis). Die Abgrenzung zum Grundpreis ist zu klären.

Eine weitere Alternative wären zeitlich variable Netznutzungstarife: Diese können verhindern, dass – sofern keine Netzengpässe vorliegen – eine marktgetriebene Auspeisung zu Spitzenzeiten (z.B. der Bezug von günstigem Strom über Mittag) beim Endkunden nicht ausgehebelt wird, weil dieser hohe Netzkosten durch einen reinen Leistungstarif vermeiden will. Zeitlich variable Netznutzungstarife unterstützen damit eine für das System entlastend wirkende Flexibilisierung.

Die Beibehaltung der heutigen Regelung (Status quo) wäre ebenfalls eine Alternative.

## 6.3. Verursachergerechte Behandlung von Pumpspeicher/ dezentrale Speicher

### 6.3.1. Beschreibung und Begründung des staatlichen Handelns

#### Beschreibung

Nach heutigem Recht werden Kraftwerke, die Elektrizität für den Eigenbedarf und für den Antrieb von Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken brauchen, nicht als Endkunden behandelt. Sie sind deshalb von Netznutzungsentgelten sowie KEV- und SDL-Abgaben befreit.<sup>49</sup> Mit der Revision soll diese Ausnahmeregelung angepasst werden.

- **Geltendes StromVG:** Ausnahmeregelung für Kraftwerke beim Elektrizitätsbezug für den Eigenbedarf sowie für den Antrieb von Pumpen (StromVG Art. 14 Abs 2 in Verbindung mit Art. 4 Abs. 1).
- **Neu:** Erweiterung oder Abschaffung der Ausnahmeregelung.

Gemäss StromVG Art. 4 Abs. 1 Bst. b werden Endverbraucher folgendermassen definiert: Kunden, welche Elektrizität für den eigenen Verbrauch kaufen. Ausgenommen hiervon ist der Elektrizitätsbezug für den Eigenbedarf eines Kraftwerkes sowie für den Antrieb von Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken. Da ein Netznutzungsentgelt nur von Endverbrauchern zu entrichten ist, sind Kraftwerke von der Zahlung befreit. Dezentrale Speicher hingegen sind davon nicht ausgenommen und müssen dementsprechend Netznutzungsentgelte sowie KEV- und SDL-Abgaben bezahlen. Die Revision des StromVG strebt eine verursachergerechte Behandlung von dezentralen Speichern und Pumpspeichern an. Zur Diskussion stehen folgende Varianten:

1. eine Erweiterung der Ausnahmeregelung für dezentrale Speicher,
2. eine Abschaffung der Ausnahmeregelung für Kraftwerke und
3. ein verursachergerechter Ansatz abhängig vom Betriebseinsatz (marktorientiert vs. netzdienlich). Konkret wird ein Netznutzungsentgelt fällig, wenn der Betrieb marktorientiert erfolgt. Wenn die Kraftwerke und Speicher netzdienlich eingesetzt werden, entfällt das Entgelt.
4. Status quo mit Befreiung nur für Pumpspeicher.

Der Übersichtlichkeit halber beschränken wir uns in den folgenden Ausführungen auf die Variante 3 (verursachergerechter Ansatz abhängig vom Betriebseinsatz).

---

<sup>49</sup> Übersichtsmemo Revision StromVG, 16.10.2014.



### **Notwendigkeit staatlichen Handelns**

Die heutige Regelung diskriminiert andere Verbraucher im Netz und stellt daher eine Marktverzerrung dar, die die allokativen Effizienz verringert. Sie ist auch nicht verursachergerecht, weil Kraftwerke den Bedarf an SDL und Netzkapazität wesentlich mitbestimmen.<sup>50</sup> Mit der angestrebten verursachergerechten Behandlung von dezentralen Speichern und Pumpspeichern werden die Diskriminierung und die daraus resultierende Marktverzerrung beseitigt (technologie neutrale Regulierung). Verursachergerechtigkeit wird erreicht, wenn die Netznutzungsentgelte bspw. aufgrund des Speichereinsatzes (marktorientiert vs. netzdienlich) erhoben werden.

### **6.3.2. Nutzen der Massnahme/Zielerreichung**

Ziel der Massnahmen ist eine regulatorische Nichtdiskriminierung von Speichern und Kraftwerken sowie bei entsprechender Ausgestaltung die Stärkung des Verursacherprinzips bei den Netznutzungskosten. Schlussendlich sollen die Massnahmen dazu beitragen, dass Kraftwerke und dezentrale Speicher gleichermassen das Stromnetz entlasten, indem sie temporär überschüssigen Strom zwischenspeichern. Hauptbetroffene sind Betreiber von Pumpspeicherwerken und von dezentralen Speichern.

#### **Wirkungen auf die Betreiber von dezentralen Speichern und Kraftwerken**

Betroffen von der Massnahme sind primär die rund 20 Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz und die 3–4 dezentralen Pilotspeicher. Die Wirkungen auf die Betreiber von dezentralen Speichern und Kraftwerken sind je nach Variante unterschiedlich. Bei einem verursachergerechten Ansatz werden Anreize für ein netzdienliches Verhalten geschaffen. Betreiber von dezentralen Speichern erhalten Anreize, diese netzentlastend einzusetzen, indem sie bspw. bei Überschreiten einer definierten Netzbelastung einspeichern.

#### **Wirkungen auf die Netzbetreiber**

Die Netzbetreiber profitieren bei einer verursachergerechten Variante davon, dass sich die Netzbelastung verbessert, weil Hochspeisungen in vorgelagerte Netzebenen vermieden werden können. Damit reduziert sich auch ihr Netzausbaubedarf und schlussendlich die Netzkosten für die Endverbraucher.

#### **Erfahrungen aus dem Ausland**

International sind sowohl die Befreiung als auch die Beteiligung von Speichern an Netzentgelten verbreitet. In einigen Nachbarländern der Schweiz werden Pumpspeicher in ihrer Eigenschaft als Erzeuger mit Netzentgelten belastet.

---

<sup>50</sup> DNV GL 2015, S. 3.

### 6.3.3. Umsetzungsaufwand

#### **Umsetzungsaufwand bei den dezentralen Speichern und den Kraftwerken**

Voraussetzung für die Einführung einer verursachergerechten Variante ist eine Kommunikation zwischen VNB und Speicherbetreiber. Je intelligenter diese Lösung ist, desto verursachergerechter ist sie, aber auch desto aufwendiger wird sie ausfallen (analog Rundsteuerung vs. Echtzeitsteuerung).

#### **Umsetzungsaufwand bei den Netzbetreibern**

Die Netzbetreiber müssen ihre Ausgestaltung der Netznutzungsentgelte anpassen. Bei einer verursachergerechten Festlegung der Netznutzungsentgelte entsprechend der Netzdienlichkeit ist die Festlegung und Überprüfung der Netzdienlichkeit unter Umständen mit hohem administrativem Aufwand verbunden.<sup>51</sup> Was netzdienlich ist, kann von Zeitpunkt und Netzanschlusspunkt abhängig sein und sich im Laufe der Zeit verändern, z.B. durch Netzneueinvestitionen. Dadurch werden Anpassungen mit häufigen Neuberechnungen erforderlich.

### 6.3.4. Weitere Wirkungen

Für Pumpspeicherkraftwerke erhöhen sich die Gestehungskosten, weil sie neu Netznutzungsentgelt entrichten müssen, wenn sie marktorientiert Pumpstrom einsetzen. Dadurch sinken die Nachfrage nach Pumpstrom und die Rentabilität von Pumpspeicherwerken.

### 6.3.5. Fazit

#### **Gegenüberstellung von Nutzen und Aufwand**

Eine verursachergerechte Variante verbessert die Effizienz des Netzbetriebs. Dem könnte allerdings ein grosser administrativer Aufwand gegenüberstehen. Zu prüfen ist deshalb, ob die Effizienz der Netznutzung nicht mit anderen Massnahmen erreicht werden könnte (siehe Alternativen).

---

<sup>51</sup> DNV GL 2015, S. 99.

### Unsicherheiten und Lücken in der Wirkungsanalyse

Lücken bestehen in Bezug auf die Effizienzgewinne und den Umsetzungsaufwand eines verursachergerechten Ansatzes. Zu klären wäre dabei auch die Variante, dass der Netzbetreiber ähnlich wie bei Sperrzeiten durch die Rundsteuerung ex-ante-Zeiten bekannt gibt, in denen kein Netzentgelt zu entrichten ist.

Unklar sind auch das Ausmass der negativen Auswirkungen auf die Rentabilität und die Auswirkungen auf die Investitionsanreize (Erhalt und Ausbau) der Pumpspeicherkraftwerke. Zu klären ist, inwieweit sich dadurch positive Auswirkungen auf die dezentralen Speicher ergeben.

### Alternativen

Mögliche Alternativen sind:

- Erweiterung der Ausnahmeregelung auf dezentrale Speicher: Dadurch wird die gegenwärtige Ungleichbehandlung aufgehoben und Investitionen in Speicher werden angereizt. Es werden aber keine Anreize für einen netzentlastenden Speicherbetrieb geschaffen. Speicherbetreiber erhalten einen Wettbewerbsvorteil, während andere Technologien benachteiligt werden. Von Speichern verursachte Netzkosten werden nur von inländischen Netznutzern getragen. D.h. diejenigen Nachbarländer, die Schweizer Speicher nutzen, profitieren von tieferen Kosten für Spitzenlaststrom.
- Abschaffung der Ausnahmeregelung für Pumpspeicherkraftwerke: Dadurch wird die gegenwärtige Ungleichbehandlung aufgehoben. Es werden aber keine Anreize für einen netzentlastenden Speicherbetrieb geschaffen. Zudem fallen bei den Kraftwerken höhere Kosten für die Netznutzung an. Die gegenwärtige Bevorteilung der ausländischen Nutzung von Schweizer Spitzenlaststrom wird aufgehoben. Bei der Variante Abschaffung ist zu berücksichtigen, dass Pumpspeicher gegen Marktpreise eingesetzt werden (Day ahead, Intraday oder SDL). Dies impliziert annähernd einen netz- bzw. systemdienlichen Betrieb. Dezentrale Speicher hingegen liefern i.d.R. zu fixen Endkumentarifen und reagieren daher nicht auf Preissignale.
- Investitionskostenzuschuss mit Auflagen zur Netzdienlichkeit: Bei diesem Ansatz erfolgt eine gesetzliche bzw. regulatorische Förderung von Investition in neue Speicherkapazität, unter Auflagen für den netzdienlichen Speicherbetrieb. Die Anwendung dieses Ansatzes ist daher unabhängig von der Erhebung von Netzentgelten auf den Speicherbetrieb.

## 7. Weitere Massnahmen

### 7.1. Definition sowie Festlegung von Rechten und Pflichten bei Arealnetzen

#### 7.1.1. Beschreibung und Begründung des staatlichen Handelns

##### Beschreibung

Heute besteht im StromVG lediglich indirekt über die Definition des Elektrizitätsnetzes (in Art. 4 Absatz 1) ein Hinweis, was mit Arealnetzen gemeint ist. Zur Diskussion steht, im Rahmen der Revision eine klare und eigenständige Definition für Arealnetze im StromVG zu verankern.

- **Geltendes StromVG:** Keine Regelung von Arealnetzen.
- **Neu:** Verankerung der Definition sowie der Rechte und Pflichten von Arealnetzen im StromVG.

Arealnetze umfassen in der Regel einen Grossverbraucher mit einer breiten Lastverteilung und daraus resultierenden tiefen Netzkosten. Bezüglich Leistung und Anzahl Kunden können Arealnetzbetreiber grösser sein als kleine Netzbetreiber. Ihre geografische Ausdehnung ist in der Regel kleiner als die von Netzbetreibern. Arealnetze sind private Netze und der Arealnetzbetreiber primär daran interessiert, sein Areal vollständig zu vermieten. Tiefe Netzkosten erlauben ihm, ein attraktives Gesamtpaket mit tiefen Nebenkosten anzubieten. In der Vergangenheit haben diverse Aspekte zu Rechtsstreitigkeiten in Arealnetzen geführt, u.a. Abgrenzung zwischen Arealnetz und Hausinstallation,<sup>52</sup> Höhe der Abgeltung für die Nutzung des Arealnetzes, Pancaking-Situation zwischen Arealnetz und vorgelagertem Verteilnetz.<sup>53</sup>

Arealnetzbetreiber (ANB) haben keinen öffentlichen Grundversorgungsauftrag. Dies soll auch in Zukunft so bleiben. Zur Diskussion steht, die Arealnetze dementsprechend nur minimal zu regulieren. Die heutige Praxis der ElCom mit diversen Verfügungen sowie die Urteile des Bundesgerichts (BG) und des Bundesverwaltungsgerichts (BVG) machen aber deutlich, dass an den Schnittstellen zwischen dem öffentlichen Netz der VNB und dem Arealnetz der ANB einige Unklarheiten bestehen. Genau diese sollen in der Revision des StromVGs ausgeräumt werden, indem einheitliche Regeln festgelegt werden. Dabei wäre auch festzulegen, welche Bereiche

<sup>52</sup> Hausinstallationen von grossen Gebäuden (z.B. Einkaufszentren) können grosse Ausmasse annehmen, die durchaus Verteilnetz-Charakter annehmen können: die Grenze ist fließend. Laut noch nicht rechtskräftigen Entscheiden der Elektrizitätskommission vom 13.12.2012 (Entschädigung für Elektrizitätsleitungen mit kleiner räumlicher Ausdehnung zur Feinverteilung) sollen diese Kosten jedoch verbrauchsunabhängig in die Miete einfließen.

<sup>53</sup> Als Pancaking werden Doppelbelastungen bezeichnet, die entstehen, wenn Netzzugangsentgelte oder Durchleitungsgebühren von Netzen summiert werden, die innerhalb einer Netzebene hintereinander geschaltet sind.

des StromVG für Arealnetze gelten und welche nicht. Primär zur Diskussion stehen die folgenden Themen:

- Genauere Definition des Begriffs „Arealnetz“ sowie von Rechten und Pflichten (u.a. Anschluss- und Versorgungspflicht, Bündelungsverbot,<sup>54</sup> Recht auf Netzzugang für Endverbraucher im Arealnetz). Hauptzweck von Arealnetzen wäre die Versorgung von Industrie- oder Gewerbearealen, nicht jedoch von Haushaltskunden.
- Kostentragung der Arealnetze für vorgelagerte Netzinfrastruktur des VNBs.
- Modell der Abgeltung der Arealnetzinfrastruktur für die Durchleitung von Strom durch das Arealnetz.
- Umgang mit Einspeisung im Arealnetz (bisher kein Streitfall, jedoch potentiell unklar geregelt).

Die Definition eines von der Regulierung ausgeschlossenen Arealnetzes kann grosszügig oder restriktiv ausfallen.

A) Restriktiv: Nach deutscher Definition (Belieferung an Dritte: max. 10% des Arealnetzwerthes) wären viele Arealnetze in der Schweiz keine Arealnetze mehr, sondern kleine Verteilnetze. Eine Regelung der Arealnetze wäre nur beschränkt notwendig, da nur sehr wenige Dritt-Kunden noch an Arealnetzen hängen würden.

B) Grosszügig: Hält man die Definition der Arealnetze weniger strikt (Belieferung über 10% des Arealnetzwerthes an Dritte erlaubt), dann wären allenfalls gewisse Grundlagen zu ändern (z.B. Pancaking).

Das BFE tendiert eher zu Variante A). Die Ausführungen zu den Auswirkungen beziehen sich daher im Wesentlichen auf die restriktive Variante. Gemäss BFE wäre als Ausschlusskriterium „eine geringe Anzahl von Haushalten“ denkbar. Allerdings sollen Schweizer Arealnetze weniger reguliert sein als das geschlossene Verteilernetz in Deutschland. In Deutschland haben Endverbraucher in geschlossenen Verteilernetzen das Anrecht, die Kosten der Netzinfrastruktur durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) prüfen zu lassen. Dies soll für Schweizer Arealnetze nicht möglich sein.

### **Notwendigkeit staatlichen Handelns**

Arealnetze stellen wie Verteil- und Übertragungsnetze ein natürliches Monopol dar. Marktversagen im Sinne, dass Arealnetzbetreiber überhöhte Netzpreise verlangen, können deshalb nicht

---

<sup>54</sup> Dem Arealnetzbetreiber und den Endverbrauchern in einem Arealnetz ist es nicht erlaubt, sich zu einer Einkaufsgemeinschaft zusammenzuschliessen, um die Voraussetzung eines Verbrauchs von 100'000 kWh pro Jahr für den gesetzlichen Netzzugang zu erwirken.

ausgeschlossen werden. Um künftige Rechtsstreitigkeiten und gewisses monopolistisches Verhalten der ANB vermeiden zu können, sind Regelungen notwendig, u.a. in Bezug auf den Netzzugang, die Kostentragung und das Netznutzungsentgelt für die Durchleitung.

### 7.1.2. Nutzen der Massnahme/Zielerreichung

Der Nutzen dieser Massnahme liegt darin, dass die Definition von Arealnetzen sowie Rechte und Pflichten von Arealnetzbetreibern geregelt und damit Unsicherheiten beseitigt sind. Damit können Kosten für Rechtsstreitigkeiten vermieden werden.

#### **Wirkungen auf Arealnetzbetreiber**

Die Definition von Arealnetzen im Gesetz erhöht für die ANB die Rechtssicherheit im Umgang mit vorgelagerten Netzbetreibern, Kunden und Produzenten auf Arealnetz. Die Regelungen zur Kostentragung und zur Abgeltung für die Durchleitung vermeiden ausserdem Doppelbelastungen. Sie stärken die Verursachergerechtigkeit und damit die allokativen Effizienz.

#### **Auswirkungen auf den Regulator**

Der Regulator hat weniger Streitfälle zu bearbeiten, wenn die Rechtsklage geklärt ist.

#### **Wirkungen auf Netzbetreiber**

Für die Netzbetreiber erhöht sich die Rechtssicherheit im Umgang mit Arealnetzbetreibern. Auch für die Endverbraucher und Produzenten auf dem Arealnetz erhöht sich die Rechtssicherheit im Umgang mit dem Arealnetzbetreiber. Ausserdem werden sie mit einem verursachergerechten Entgelt für die Durchleitung belastet.

#### **Erfahrung aus dem Ausland**

In Deutschland sind Arealnetze eher restriktiv definiert:<sup>55</sup> Es dürfen beispielsweise

- keine Haushaltskunden via Arealnetz versorgt werden,
- nur 5 bis 10% der Energie darf an Dritte abgegeben werden,
- die Durchleitung von Energie von Dritten muss diskriminierungsfrei möglich sein,
- es darf keine verbrauchsabhängige Arealnetznutzung erhoben werden (die Nutzung ist in den Mietpreisen enthalten),
- Endverbraucher auf Arealnetz können den Regulator auffordern, die Kosten des Arealnetzes zu überprüfen.

<sup>55</sup> Gemäss §110 Geschlossene Verteilernetze des Energiewirtschaftsgesetzes und des Dokuments "Gemeinsames Positionspapier der Länder und der Bundesnetzagentur zu geschlossenen Verteilernetzen vom 23.2.2012".

Die Arealnetzbetreiber müssen einen Antrag stellen, als geschlossene Verteilernetze akzeptiert zu werden. Die Bedingungen werden regelmässig überprüft. Arealnetze sind dann z.B. von der Anreizregulierung ausgeschlossen.

In der Schweiz erfüllen einige Arealnetzbetreiber diese Voraussetzungen nicht. Das hat zur Folge, dass diese neu als regulierte Netzbetreiber eingestuft werden oder an die Netzbetreiber ggf. abgetreten werden müssen (gegen Kompensation).

### 7.1.3. Umsetzungsaufwand

#### **Umsetzungsaufwand für Arealnetzbetreiber**

Einige der heutigen Arealnetzbetreiber werden ggf. neu als VNB eingestuft und damit unter die Regulierung von VNB fallen. Diese Neueinstufung verursacht bei den ANB einmalige und wiederkehrende Aufwendungen, z.B. für das Reporting. Alternativ könnten die Arealnetzbetreiber auch enteignet werden, was ebenfalls einen grossen einmaligen Zusatzaufwand bedeutet.

Arealnetzbetreiber, die weiterhin als Arealnetzbetreiber gelten, hätten gegenüber der heutigen Situation keinen Mehraufwand zu vergegenwärtigen.

#### **Umsetzungsaufwand für Netzbetreiber**

Den vorgelagerten Netzbetreiber entstehen gegenüber heute Mehraufwendungen, weil sie separate Netztarife ermitteln und mögliche Doppelbelastungen (Pancaking) ausschliessen müssen. Betroffen sind ca. 50 VNB.

#### **Umsetzungsaufwand für Regulator**

Der Regulator hat weniger Aufwand, weil es weniger Streitfälle gibt. In den letzten Jahren wurden zwei Fälle zu Arealnetzen bis ans Bundesgericht weitergezogen.<sup>56</sup> Hinzu kommen Rechtsabklärungen bei der ECom, die ebenfalls eingesparrt werden können.

Auf der anderen Seite hätte der Regulator eine nicht unerhebliche Anzahl zusätzlicher VNB zu prüfen, falls die Arealnetzbetreiber als normale VNB eingestuft werden. Die Gesamtkosten der ECom könnten hierdurch steigen. In welchem Umfang ist nicht gut bezifferbar und hängt vom tatsächlichen Mehraufwand ab.

### 7.1.4. Weitere Wirkungen

Es sind keine wesentlichen weiteren Wirkungen zu erwarten.

---

<sup>56</sup> Online Entscheid-Datenbank BVGer, Abfrage "Arealnetz" Juni 2015

## 7.1.5. Fazit

### **Gegenüberstellung von Nutzen und Aufwand**

Eine klare Definition der Arealnetze schafft Rechtssicherheit und vermeidet damit juristische Streitigkeiten. Ausserdem steigt die alloкатive Effizienz, wenn die Kostentragung klar und verursachergerecht festgelegt ist (kein Pancaking möglich). Den Umsetzungsaufwand für die involvierten Akteure erachten wir als gering.

### **Unsicherheiten und Lücken in der Wirkungsanalyse**

- Die Arbeiten im Rahmen der vorliegenden RFA haben gezeigt, dass in Bezug auf den Inhalt der Massnahme noch grössere Unklarheiten bestehen, u.a. in bei der Definition von Arealnetzen, den Rechten und Pflichten. Unklar ist auch die ökonomische Begründung.

### **Alternativen**

Als grundlegende Alternative sehen wir die in Abschnitt 7.1.1 erwähnte grosszügige Definition von Arealnetzen. Diese hätte zur Folge, dass viele ANB bestehen und damit von der Regulierung ausgeschlossen bleiben. Die Folge ist, dass Ineffizienzen nicht ausgeschlossen werden können. Eine grosszügige Definition erhöht v.a. das Risiko, dass sich neue Arealnetze bilden und so die heutigen Verteilnetze entsolidarisieren (Rosinenpicken von interessanten Netzkunden mit hohen Verbräuchen und geringen Investitionskosten).



## Teil III: Gesamtbeurteilung

### 8. Synthese und Beurteilung

Dieses Kapitel beurteilt die Auswirkungen im Querschnitt über alle gesellschaftlichen Gruppen, die Gesamtwirtschaft, die Gesellschaft und die Umwelt. Die Kriterien für die Beurteilung richten sich nach dem RFA-Handbuch: Effizienz, KMU-Verträglichkeit, Unsicherheiten, offene Fragen/Wissenslücken.

Wie wir in den vorangehenden Kapiteln gesehen haben, bestehen die Hauptnutzen der Massnahmen aus folgenden Wirkungen:

- kosteneffizienterer Netzbetrieb dank mehr Wettbewerb für SDL und im Messwesen und der Abschaffung des diskriminierenden Vorrangs für erneuerbare Energien.
- Reduktion des Netzausbaubedarfs und kosteneffizienterer Netzbetrieb und höhere Netzstabilität bei fluktuierender Stromproduktion dank besserer Koordination der Flexibilitäten.
- kosteneffiziente und qualitativ hochstehende Bereitstellung des Netzes dank Anreiz- und ergänzender Qualitätsregulierung.
- kosteneffiziente Netznutzung und Reduktion des Netzausbaubedarfs dank verursachergerechten Tarifstrukturen bei den Netzentgelten bzw. verursachergerechter Beteiligung der Produzenten an den Netzkosten (G-Komponente, Verhältnis Arbeitspreis/Leistungspreis, Gleichbehandlung Pumpspeicherwerke/dezentrale Speicher).
- weniger Streitfälle dank klarer Definition der Arealnetze.

Die bedeutendsten finanziellen Nettoeffekte (Nutzen abzüglich Umsetzungskosten) sind von der Anreizregulierung zu erwarten, jährlich ca. 190–270 Mio. CHF. Für die anderen Massnahmen liegen keine verlässlichen zahlenmässigen Schätzungen vor. Grobe Überschlagsrechnungen lassen kleinere Kostensenkungspotenziale in der Grössenordnung von mehreren Millionen Franken vermuten.

Der Mehraufwand für die Umsetzung der Massnahmen im Vergleich zur heutigen Situation hält sich grundsätzlich in Grenzen, ist aber davon abhängig, wie die einzelnen Massnahmen schliesslich im Detail ausgestaltet sind. Bspw. reduziert das vereinfachte Verfahren bei der Anreizregulierung den Umsetzungsaufwand bei den kleineren Netzbetreibern. Einzelne Massnahmen verursachen praktisch keinen Mehraufwand, weil lediglich die bestehende Praxis gesetzlich verankert wird (bspw. Abschaffung Vorrang erneuerbare Energien). Bei anderen Massnahmen ist hingegen mit einem grösseren Umsetzungsaufwand zu rechnen (bspw. die Modellierung einer G-Komponente).

Die möglichen Nebenwirkungen sind aus unserer Sicht gering. Längerfristige Qualitätseinbussen infolge der Anreizregulierung und damit verbundene Investitionshemmnissen lassen sich vermeiden, indem – wie vorgesehen – gleichzeitig die Qualitätsregulierung verstärkt wird. Weitreichendere wirtschaftliche Auswirkungen erwarten wir allenfalls bei den Kraftwerken. Hier könnten einzelne Massnahmen wie bspw. eine G-Komponente die Konkurrenzfähigkeit von Wasserkraftwerken verschlechtern. Insgesamt sehen wir jedoch keine grösseren Auswirkungen auf die Beschäftigung in der Strombranche.

Auch bei den Unternehmen und Haushalten erwarten wir praktisch keine unerwünschten Nebenwirkungen. Diese Gruppen profitieren vor allem von sinkenden Netzpreisen, was der erwünschten Wirkung infolge der höheren Kosteneffizienz in der Bereitstellung und dem Betrieb der Stromnetze entspricht. Bezogen auf die KMU-Verträglichkeit sehen wir deshalb keine Probleme. Ausserdem macht Strom gerade bei den Haushalten einen geringen Anteil an den Gesamt-Haushaltsausgaben aus. Grössere Verteilungswirkungen sind daher nicht zu erwarten. Auch aus sozialer Sicht beurteilen wir die Massnahmen deshalb als unproblematisch.

Energiepolitisch sehen wir gewisse Nebenwirkungen, insbesondere durch die tarifären Massnahmen. Eine stärkere Gewichtung des Leistungspreises reduziert in der Tendenz die Anreize zum Energiesparen. Die G-Komponente und die höhere Gewichtung des Leistungspreises können ausserdem die Wirtschaftlichkeit von erneuerbaren Energieanlagen reduzieren.

Unsicherheiten und Lücken bestehen vor allem in Bezug auf die Quantifizierung der Auswirkungen. Angaben zu möglichen Kosteneinsparungen und dem Umsetzungsaufwand existieren erst für einzelne Massnahmen. Dies auch, weil die Ausgestaltung bei den meisten Massnahmen noch unklar ist und verschiedene Varianten zur Diskussion stehen. Für die vorliegende Studie konnten wir die Auswirkungen deshalb grösstenteils nur qualitativ aufzeigen.

Über alles gesehen beurteilen wir die Revision des StromVG bzw. die untersuchten Massnahmen als Schritt in die richtige Richtung hin zu einer effizienten Stromversorgung. Die verschiedenen Massnahmen setzen im Vergleich zu heute stärkere Anreize für netzdienliches Verhalten und höhere Kosteneffizienz. Sie tragen damit dazu bei, dass die Stromnetze auch längerfristig finanzierbar bleiben. Zielkonflikte und unerwünschte Nebenwirkungen – insbesondere im Hinblick auf den angestrebten Ausbau der erneuerbaren Energien und die Stromeffizienz – sind aus unserer Sicht mit anderen Instrumenten anzugehen. D.h. die Netzbetreiber sollten auf die Kosteneffizienz fokussieren. Anreize für erneuerbare Energien und Stromeffizienz lassen sich effizienter mit alternativen Massnahmen wie Lenkungsabgabe, Vorschriften, preislichen Massnahmen wie Effizienzboni oder Förderbeiträgen und Soft Measures (Labels, Information/Beratung) erreichen.

Eine abschliessende Beurteilung der hier beurteilten Massnahmen ist allerdings nicht möglich, da die Massnahmen noch nicht definitiv festgelegt sind. Eine solche bedingt vertiefende

Abklärungen, welche die Einschätzung der zu erwartenden Auswirkungen da und dort noch verändern könnten.

Insgesamt bescheinigen wir der Revision StromVG ein günstiges Kosten-Nutzen-Verhältnis. Das angestrebte Ziel einer besseren Kosteneffizienz lässt sich mit überschaubarem Umsetzungsaufwand und geringen Nebenwirkungen erreichen. Grundlegenden Optimierungsbedarf sehen wir deshalb nicht. Bei der definitiven Ausgestaltung der Massnahmen sind allerdings der Vollzug bzw. der Umsetzungsaufwand im Auge zu behalten.

## Literatur (inkl. sonstiger Quellen des Berichts)

- BET DYNAMO SUISSE 2014:** Abschlussbericht: Studie zur Ausgestaltung einer Anreizregulierung in der Schweiz, BET DYNAMO SUISSE, Zofingen, 17. Dezember 2014.
- BET DYNAMO SUISSE 2014:** Kosten und Nutzenaspekte von ausgewählten Technologien für ein Schweizer Smart Grid, im Auftrag des BFE, Aachen und Zofingen, 15. Dezember 2014.
- BFE 2008:** Zahlungsbereitschaft für Service public und Versorgungsqualität im Strombereich. Bern, September 2008.
- BFE 2011:** Revision Stromversorgungsgesetz, Schlussbericht der Arbeitsgruppe Systemdienstleistungen, Bundesamt für Energie, Abteilung Energiewirtschaft, Bern, 13. Januar 2011.
- BFE 2013:** Wiederaufnahme der Revision des Stromversorgungsgesetz (StromVG): Mandate der Steuerungsgruppe und Arbeitsgruppen (vertraulich) Bern, Dezember 2013.
- BFE 2014:** Diverse Aktennotizen zur Ausgestaltung der Anreizregulierung (vertraulich).
- BFE 2014:** Diverse Aktennotizen zur Ausgestaltung des Marktdesigns (vertraulich).
- BFE 2014:** Aktennotiz zum Netznutzungsmodell (vertraulich).
- BFE 2014:** Identifizierung von Handlungsbedarf hinsichtlich der Regulierungsbedarf für Smart Grids, Arbeitspapier (vertraulich).
- BFE 2014:** MEMO zur Ausgestaltung der Qualitätsregulierung (vertraulich).
- BFE 2014:** Projektskizze: Kosten-Nutzen-Analyse einer Ampelmodellösung zur Flexibilitätsbereitstellung für den Strommarkt in der Schweiz, Studie im Rahmen der Revision StromVG, Bern, 21. Oktober 2014.
- BFE 2015:** Aktennotiz zur Vermeidung von Diskriminierung (vertraulich).
- BFE 2015:** Aktennotiz Weiterentwicklung des Systemdienstleistungsmarktes (vertraulich).
- BFE 2015:** Die Smart Grid Roadmap der Schweiz, Stakeholdermeeting Revision StromVG, Bern, 22. Januar 2015.
- BFE 2015:** Grundelemente einer Anreizregulierung (Entwurf), Bundesamt für Energie, AG Anreiz- und Qualitätsregulierung, Stakeholdermeeting Revision StromVG, Bern, 22. Januar 2015.
- BFE 2015:** Infos zu sonstigen Grundlagenarbeiten, Bundesamt für Energie, AG Marktdesign und AG Tarife, Stakeholdermeeting Revision StromVG, Bern, 22. Januar 2015.
- BFE 2015:** Inputs der Stakeholder (Kick-off), Wiederaufnahme Revision StromVG, Stakeholdermeeting Revision StromVG, Bern, 22. Januar 2015.
- BFE 2015:** Pflichtenheft Studie „Umsetzung Smart Grid Roadmap: Ausgestaltung der Schnittstelle Markt-Netz“, Bundesamt für Energie, Abteilung Energiewirtschaft, Bern, 12. Januar 2015.

- BFE 2015:** Wiederaufnahme Revision StromVG, Grundlagen und aktueller Stand der Arbeiten (erster Entwurf), Stakeholdermeeting Revision StromVG, Bern, 22. Januar 2015.
- BFE 2015:** Zukünftige Energiemärkte und Rolle der Netzbetreiber, Bundesamt für Energie, Stakeholdermeeting Revision StromVG, Bern, 22. Januar 2015.
- Bundesnetzagentur 2015:** Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung. Bericht der Bundesnetzagentur für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie zur Evaluierung der Anreizregulierung, insbesondere zum Investitionsverhalten der Netzbetreiber, mit Vorschlägen zur weiteren Ausgestaltung. Bonn, 21. Januar 2015.
- DNV GL:** Weiterentwicklung Netznutzungsmodell, Endbericht, DNV GL, KEMA Consulting GmbH, im Auftrag des BFE, Bonn, 16. Januar 2015.
- E-Bridge/BET 2011:** Kostenrechnerische Detailfragen der Anreizregulierung, Gutachten im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Aachen, 11. Oktober 2011.
- ECOFYS 2015:** Zukünftige Energiemärkte und die Rolle der Netzbetreiber, Endbericht, ECOFYS/Swiss Economics, im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern, 20. Januar 2015.
- ECOFYS 2015:** Zukünftige Energiemärkte und die Rolle der Netzbetreiber, Ergebnispräsentation für Stakeholder, ECOFYS/Swiss Economics, Bern, 22. Januar 2015.
- ECOFYS/Swiss Economics 2015:** Zukünftige Energiemärkte und die Rolle der Netzbetreiber, Ergebnispräsentation für Stakeholder, 22. Januar 2015.
- Frontier Economics 2015:** Kosten-Nutzen-Analyse der Einführung einer Anreizregulierung für Stromnetzbetreiber, Studie für das BFE, Endbericht, Frontier Economics Ltd, Köln, Mai 2015.
- Frontier Economics 2014:** Investitionsregulierung bei steigenden Kapitalkosten, ein Bericht für BFE, Frontier Economics Ltd, Köln, Dezember 2014.
- VSE 2013:** Strommarkt als Wirtschafts- und Standortfaktor. Basiswissen-Dokument. Stand Dezember 2013.
- WBF 2013:** Regulierungsfolgenabschätzung Checkliste. Eidgenössisches Departement für Wirtschaft, Bildung und Forschung, März 2013.