



April 2019

Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze (Strategie Stromnetze)

Teilrevision der Stromversorgungsverordnung

Erläuterungen



Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitende Bemerkungen.....	1
2.	Grundzüge der Vorlage.....	1
3.	Finanzielle, personelle und weitere Auswirkungen auf Bund, Kantone und Gemeinden	6
4.	Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft	6
5.	Erläuterungen zu den einzelnen Bestimmungen	7



1. Einleitende Bemerkungen

Am 15. Dezember 2017 hat das Parlament das Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze (Strategie Stromnetze) verabschiedet (BBl 2017 7909). Dieses beinhaltet Teilrevisionen des Elektrizitätsgesetzes vom 24. Juni 1902 (EleG; SR 734.0) und des Stromversorgungsgesetzes vom 23. März 2007 (StromVG; SR 734.7). In Folge dieser Gesetzesänderungen müssen diverse Verordnungen angepasst werden. Dazu gehört auch die Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008 (StromVV; SR 734.71). Damit ist diese Revision Bestandteil der aufgrund der Strategie Stromnetze notwendigen Anpassungen auf Verordnungsstufe.

2. Grundzüge der Vorlage

Die Anpassungen der StromVV gehen zurück auf die folgenden Gesetzesänderungen, welche im Rahmen der Strategie Stromnetze im StromVG vorgenommen wurden:

- die mit Artikel 9a ff. StromVG eingeführten oder modifizierten Instrumente des Netzentwicklungsprozesses wie Szenariorahmen, Mehrjahrespläne, Netzplanungsgrundsätze und Öffentlichkeitsarbeit;
- die im Rahmen der parlamentarischen Beratung vorgenommenen leichten Modifikationen der mit dem Energiegesetz vom 30. September 2016 (EnG; SR 730.0) eingeführten Artikel 17a und 17b StromVG betreffend intelligente Mess-, Steuer- und Regelsysteme;
- die mit Artikel 15 StromVG eingeführte (teilweise) Anrechenbarkeit von innovativen Massnahmen für intelligente Netze, von Sensibilisierungsmassnahmen sowie von notwendigen Informationsmassnahmen; und
- die im Rahmen der parlamentarischen Beratung aufgenommenen Vorgaben in Artikel 6 Absatz 5 und Absatz 5^{bis} StromVG über die Energielieferung und Tarifierung in der Grundversorgung (vgl. unten Ziff. 2.2).

2.1. Umsetzung der Gesetzesänderungen der Strategie Stromnetze im Allgemeinen

In der StromVV werden die Einzelheiten zu den Instrumenten des Netzentwicklungsprozesses geregelt sowie Bedingungen und Umfang der Anrechenbarkeit von Kosten der notwendigen Informationsmassnahmen und der Öffentlichkeitsarbeit sowie der innovativen Massnahmen und der Sensibilisierungsmassnahmen festgelegt.

Mit der Festlegung der Periodizität der Überprüfung und Genehmigung des energiewirtschaftlichen Szenariorahmens wird der zeitliche Rhythmus der Netzplanung definiert.

Die in der Verordnung vorgesehene Konkretisierung der gegenseitigen Zurverfügungstellung der Netzbetreiber von Informationen für die Netzplanung schafft die Voraussetzung für eine gute Datengrundlage der Netzplanung.

Die Definition des Inhalts der Mehrjahrespläne der nationalen Netzgesellschaft (Swissgrid) soll die nachfolgende Prüfung der im Mehrjahresplan ausgewiesenen Massnahmen ermöglichen.

Mit der in Artikel 15 Absatz 3^{bis} Buchstabe b StromVG vorgesehenen (begrenzten) Anrechenbarkeit von Informationsmassnahmen betreffend konkrete Netzprojekte wird dem Umstand Rechnung getragen, dass solche Projekte oftmals umstritten und wenig akzeptiert sind, obwohl sie für die sichere Stromversorgung von hoher Bedeutung sind. Zur Verbesserung der Akzeptanz ist eine frühzeitige und umfassende Information der Öffentlichkeit wesentlich. Die Verordnung konkretisiert, bei welchen Informationsmassnahmen die Kosten in die Netzkosten eingerechnet werden dürfen. Namentlich geht es um Informationen, die den von einem Projekt Betroffenen die Meinungsbildung und die angemessene Mitwirkung am Verfahren ermöglichen.



Gestützt auf Artikel 15 Absatz 3^{bis} StromVG sieht der Bundesrat vor, dass gewisse im Zusammenhang mit dem Einsatz von intelligenten Mess-, Steuer- und Regelsystemen stehende Massnahmen zur Sensibilisierung bezüglich der Verbrauchsreduktion in die Netzkosten eingerechnet werden dürfen. Die Erfahrung zeigt, dass zur Erreichung der Sensibilisierung eine Visualisierung des Stromverbrauchs notwendig ist. Dabei sind neben einer einfachen Visualisierung jedoch weitere Massnahmen notwendig, wie z.B. Vergleiche mit ähnlichen Haushalten.

Mit der Energiestrategie 2050 und dem Ausbau der fluktuierend einspeisenden, dezentralen Erzeugung kommen neue Herausforderungen auf die elektrischen Netze und die Netzbetreiber zu. Mit der zunehmenden Komplexität des Gesamtsystems Erzeugung-Netz-Verbrauch steigt auch der Bedarf für eine weitergehende Digitalisierung. So müssen sich die Netze in Richtung intelligenter Netze (Smart Grids) weiterentwickeln. Der neue Artikel 15 Absatz 1 StromVG setzt Anreize für Innovationen im Netzbereich, indem er die Anrechenbarkeit der Kosten gewisser innovativer Massnahmen statuiert. Neu erhalten die Netzbetreiber damit die Möglichkeit, in ihren Netzen – mit der Kenntnis der spezifischen Gegebenheiten ihres jeweiligen Netzgebietes – passgenau neue Technologien, Methoden und Anwendungen zu erproben, damit insbesondere auch die Digitalisierung voranzutreiben und notwendigerweise – in engem Rahmen – die daraus entstehenden Kosten in die Netzkosten einzurechnen. Diese praxisorientierte Erprobung bzw. Umsetzung soll im Rahmen von angewandter Forschung und Entwicklung namentlich mit den Eidgenössischen Technischen Hochschulen oder anderen Einrichtungen geschehen. Damit die Aufwendungen im volkswirtschaftlichen Sinne effizient eingesetzt, Lerneffekte eintreten und eine national möglichst homogene Weiterentwicklung der Netze stattfinden kann, sind die Netzbetreiber dazu verpflichtet, die Untersuchungen und Projekte zu veröffentlichen.

Schliesslich hat der Gesetzgeber auch die Artikel 17a und 17b StromVG geändert und den Begriff des Speichers neu explizit ins Gesetz aufgenommen. Dies dient der Klarstellung, da von den betreffenden Bestimmungen Speicher besonders oft betroffen sein können (Messung und Steuerung). Bislang tauchte der Begriff in den stromversorgungsrechtlichen Erlassen nirgends auf – dies schlicht deshalb, weil bei der Erarbeitung und der parlamentarischen Beratung des StromVG (2002 bis 2007) andere Speichertechnologien als Pumpspeicherkraftwerke noch nicht marktreif waren und deshalb vom Gesetzgeber nicht adressiert wurden. Da der Speicherbegriff nun Eingang ins Gesetz gefunden hat, muss diese Nennung auch in den zugehörigen Verordnungsbestimmungen nachvollzogen werden (vgl. Änderungen in den Art. 8a, 8c und 31j Absätze 4 und 5 StromVV). In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass die Vernehmlassungsvorlage noch eine Bestimmung enthielt, mit welcher der Endverbraucherbegriff unter Einbezug des Speichers konkretisiert werden sollte. Dieser Vorschlag wurde jedoch überwiegend abgelehnt, weshalb auf eine solche Verordnungsbestimmung einstweilen verzichtet wird. Die Frage ist stattdessen im Rahmen der laufenden Revision StromVG zu prüfen.

2.2. Umsetzung der Änderungen in Artikel 6 StromVG im Besonderen

Die Ergänzung von *Artikel 6 Absatz 5 StromVG*, wonach Preisvorteile, die ein Jahr betreffen, das mehr als fünf Jahre zurückliegt, nicht mehr über Tarifierpassungen in den Folgejahren weitergegeben werden müssen, bedarf keiner weiteren Konkretisierung auf Verordnungsstufe. Das Gesetz regelt alles Notwendige bereits hinreichend: Im Tarifjahr 2019 beispielsweise sind Preisvorteile aus den vergangenen fünf Tarifjahren weiterzugeben (2018, 2017, 2016, 2015 und 2014). Preisvorteile, die aus den Tarifjahren 2013 oder früher resultieren, müssen nicht berücksichtigt werden. Die Ergänzung von Artikel 6 Absatz 5 StromVG wird schwergewichtig bereits vergangene Tarifjahre betreffen, da die Handhabung inzwischen höchstrichterlich geklärt ist und für die Zukunft daher – jedenfalls im Grundsatz – klar ist, wie die Preisvorteile weiterzugeben sind.



Die Konkretisierungen und Ausnahmen des nur befristet geltenden *Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG* finden sich im ergänzten Artikel 4 StromVV und in den neuen Artikeln 4a und 4c StromVV sowie (betreffend zeitlicher Geltung) in Artikel 31k und Ziffer II Absatz 3. Geregelt wird vor allem, was bei Erzeugungsanlagen gilt, die bereits gewisse Unterstützungen erhalten haben. Geklärt wird einerseits, welche dieser Anlagen nicht von Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG profitieren dürfen, und andererseits, wie Unterstützungen bei den übrigen Anlagen berücksichtigt werden müssen.

Das Verhältnis zwischen Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG und dem *Marktprämienmodell* wird nicht durch Verordnungsbestimmungen konkretisiert. Das Zusammenspiel der beiden Instrumente ergibt sich bereits hinreichend aus dem geltenden Recht und dem Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG. Aus ablauftechnischen Gründen (die Marktprämie wird zeitlich erst *nach* der Anwendung von Art. 6 Abs. 5^{bis} StromVG beantragt und gesprochen, vgl. im Detail sogleich) kann zwar von vornherein nicht erreicht werden, dass Elektrizität, deren Gestehungskosten trotz Bezug einer Marktprämie noch nicht gedeckt sind, von Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG profitiert. Trotzdem können die beiden Instrumente gut nebeneinander existieren und einander gegenseitig ergänzen.

Das Marktprämienmodell umfasst einerseits das Recht von Grundversorgern, ihre defizitäre Eigenproduktion aus Grosswasserkraftanlagen zu Gestehungskosten in die Grundversorgungstarife einzurechnen (Art. 31 Abs. 3 EnG), und andererseits den Anspruch von Produzenten (oder eines anderen Akteurs, sofern dieser das Risiko trägt) auf die eigentliche Marktprämie für diejenige Elektrizitätsmenge, die am Markt unter Gestehungskosten verkauft werden musste. Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG umfasst das Recht des Grundversorgers, inländische erneuerbar produzierte Elektrizität, d.h. auch solche aus inländischen Grosswasserkraftanlagen und auch solche aus «fremden» Anlagen, zu Gestehungskosten (unter Berücksichtigung allfälliger Unterstützungen) in seiner Grundversorgung abzusetzen.

Nicht kombinierbar sind der Bezug der Marktprämie selbst, die immer erst im Folgejahr beantragt werden kann, und der Absatz in eine Grundversorgung nach Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG, der quasi in Echtzeit, während des laufenden Jahres erfolgt. Schon nur ablauftechnisch wird beim Absatz von Elektrizität nach Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG nie eine Marktprämie als Unterstützung von den Gestehungskosten abgezogen werden können, weil die Marktprämie in dem Zeitpunkt noch nicht einmal beantragt worden ist und jedes Jahr von Grund auf neu beurteilt wird. Umgekehrt kann für die gestützt auf Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG an einen Grundversorger verkaufte Elektrizität im Folgejahr keine Marktprämie bezogen werden und zwar selbst dann nicht, wenn unter Gestehungskosten verkauft worden ist: Gemäss Artikel 30 Absatz 1 EnG ist nämlich nur Elektrizität zur Marktprämie berechtigt, die *am Markt* unter Gestehungskosten verkauft werden muss. Bei einem Verkauf nach den Bedingungen von Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG in eine Grundversorgung liegt kein Verkaufenmüssen am Markt vor. Dies gilt im Falle von Weiterverkäufen der Elektrizität selbstredend auch für jeden Zwischenhändler, der die Elektrizität nach den Modalitäten von Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG in eine Grundversorgung verkauft.

Nebeneinander bestehen können hingegen die verschiedenen Möglichkeiten, Elektrizität aus Grosswasserkraft in eine Grundversorgung zu verkaufen. Das Statuieren einer Prioritätenordnung, wonach die Elektrizität von Grosswasserkraftproduzenten mit eigener Grundversorgung erst dann nach Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG in der Grundversorgung eines Dritten abgesetzt werden darf, wenn die Möglichkeiten des Absatzes in der *eigenen* Grundversorgung ausgeschöpft worden sind, scheint unnötig. Immerhin ist zu beachten, dass ein solcher Produzent, will er die Marktprämie beantragen, rein rechnerisch so gestellt wird, als hätte er die maximal mögliche Menge an Elektrizität in seine Grundversorgung eingebracht, weshalb es in der Regel von Vorteil sein wird, wenn er das auch tut.



Betreiber von Grosswasserkraftanlagen können also grundsätzlich von beiden Modellen parallel profitieren, allerdings mit gewissen Einschränkungen. Produzenten mit eigener Grundversorgung werden voraussichtlich zunächst die eigenen Grundversorgungskunden mit Elektrizität beliefern (Art. 31 Abs. 3 EnG). Dann werden sie (ebenso wie Produzenten ohne eigene Grundversorgung) entscheiden müssen: Entweder sie versuchen, die restliche Elektrizität oder Teile davon zu Gestehungskosten in die Grundversorgung eines Dritten abzusetzen (Art. 6 Abs. 5^{bis} StromVG), müssen dann aber für diesen Teil der Elektrizität auf eine Marktprämie verzichten. Oder aber sie verkaufen die restliche Elektrizität (z.B. weil sie keinen interessierten Grundversorger finden, der ihnen die Gestehungskosten zahlt) ganz oder teilweise am Markt und versuchen, im Falle eines Verkaufs unter Gestehungskosten, den Fehlbetrag mittels Marktprämie zu decken (Art. 30 Abs. 1 EnG).

2.3. Verordnungsänderung zur Klärung der Abgrenzung des Übertragungsnetzes

Weiter soll mit der vorliegenden Vorlage auch ein Thema angegangen werden, das nicht im Zusammenhang mit der Umsetzung der Strategie Stromnetze steht. In den Jahren nach der Inkraftsetzung des StromVG wurden die nach StromVG und StromVV zum Übertragungsnetz gehörenden Infrastrukturen der Swissgrid übereignet. Dabei hat sich gezeigt, dass die in Artikel 2 Absatz 2 StromVV vorgegebene Abgrenzung des Übertragungsnetzes in einem Punkt modifiziert werden muss.

Gemäss Artikel 2 Absatz 2 Buchstabe d StromVV gehören zum Übertragungsnetz auch Schaltfelder vor dem Transformator beim Übergang zu einer anderen Netzebene oder zu einem Kraftwerk. Bei Kernkraftwerken ist die Regelung, wonach auch das Schaltfeld zum Übertragungsnetz gehört – und demnach im Eigentum der Swissgrid stehen müsste – jedoch nicht ganz sachgerecht, da solche Eigentumsverhältnisse in einem gewissen Spannungsverhältnis zu den im Kernenergierecht verankerten Verantwortlichkeiten stünden. Die jederzeitige Verfügbarkeit und Funktionstüchtigkeit der Schaltfelder ist für die nukleare Sicherheit der Kernkraftwerke von zentraler Bedeutung. Zur Gewährleistung der nuklearen Sicherheit muss deshalb erstens die Schalthoheit und Zuständigkeit für die Betriebsführung bei Schaltfeldern alleine beim Kernkraftwerk liegen. Zweitens muss der Kernkraftwerksbetreiber auch über den Unterhalt des Schaltfeldes und allfällige Nachrüstungen bestimmen können. Nur wenn er tatsächlich das Eigentum (und nicht nur einzelne Mitbestimmungs- oder Zugriffsrechte) an jenen Anlagen hat, die für die nukleare Sicherheit bedeutsam sind, kann der Kernkraftwerksbetreiber seine Pflichten direkt und ohne zusätzliche Koordination mit einem allfälligen Dritten wahrnehmen. Die Wahrnehmung dieser Pflichten würde unnötig erschwert, wenn die Schaltfelder sich im Eigentum eines Dritten befänden. Die Eigentums- und Verantwortungsgrenzen sollten deswegen deckungsgleich sein. Die StromVV wird daher ergänzt mit der Vorgabe, dass Schaltfelder beim Übergang zu Kernkraftwerken nicht zum Übertragungsnetz gehören, soweit sie für die Sicherheit des Kraftwerksbetriebs von Bedeutung sind. Die Abgrenzung des Übertragungsnetzes bei Kernkraftwerken, die wegen Sicherheitsbedenken teils umstritten geblieben und bis heute nicht vollzogen worden ist, soll damit in den Grundzügen geklärt werden.

2.4. Anpassung der Vorgaben zur Festlegung der Netznutzungstarife

Bis anhin beurteilte sich die Zugehörigkeit zur Basiskundengruppe anhand der Netzanschlussleistung (bis zu 30 kVA). Weil diese bei gewissen Endverbrauchern nicht oder nur schwer ermittelbar ist, namentlich bei Mehrfamilienhäusern, war die Umsetzung dieser Vorgabe mitunter mit erheblichem Mehraufwand verbunden. Eine rechnerische Herleitung ist – solange die intelligenten Messsysteme noch nicht flächendeckend implementiert sind – komplex, kostenintensiv und nicht belastbar. Es ist daher einfacher, die Grenze fortan anhand des jährlichen Elektrizitätsverbrauchs zu ziehen. Die Zugehörigkeit zur Basiskundengruppe wird sich durch diese Umstellung nicht fundamental ändern; der Jahresverbrauch von Endverbrauchern mit einer Anschlussleistung von bis zu 30 kVA liegt in aller



Regel unter den nunmehr massgebenden 50 MWh. Umgekehrt verfügen Endverbraucher, deren jährlicher Elektrizitätsverbrauch 50 MWh übersteigt, zumeist auch über eine höhere Anschlussleistung als 30 kVA.

2.5. Anpassung der Übergangsbestimmung zur Einführung von intelligenten Messsystemen

Einige Verteilnetzbetreiber haben noch vor Inkrafttreten der Änderung des StromVG im Rahmen des neuen Energiegesetzes vom 30. September 2016 (AS 2017 6839, hier 6882) aus eigener Initiative mit der Einführung intelligenter Messsystemen und einer damit einhergehenden Digitalisierung begonnen. Viele dieser Messsysteme genügen den auf den 1. Januar 2018 in Kraft getretenen gesetzlichen Anforderungen (Art. 17a Abs. 1 StromVG sowie Art. 8a Abs. 1 und 2 und Art. 8b StromVV) aber nicht vollumfänglich, sei es hinsichtlich der technischen Eigenschaften oder punkto Datensicherheit. Die aktuelle Übergangsbestimmung (Art. 31e) erlaubt den Einsatz solcher Geräte nur begrenzt. Um hohe Abschreibungen zulasten der Endverbrauchergemeinschaft zu vermeiden und frühe Ansätze der Digitalisierung nicht zu pönalisieren, sollen die Investitionen dieser im Sinne der Digitalisierung progressiven Verteilnetzbetreiber aus Gründen der Kosteneffizienz geschützt werden. Unter der Voraussetzung, dass die beschafften Messsysteme gewissen technischen Mindestanforderungen genügen und ihre Beschaffung vor dem 1. Januar 2019 initiiert wurde, sollen sie weiterhin eingesetzt werden dürfen. Weil sich die Entwicklung der für die intelligenten Messsysteme erforderlichen Datensicherheitsprüfung (Art. 8b) verzögert, sieht die geänderte Übergangsbestimmung ausserdem einen Ausnahmetatbestand vor, der es den Verteilnetzbetreiber erlaubt, vorübergehend auf bestimmte Alternativen auszuweichen. Dies, um die durch die Einführung der intelligenten Messsysteme fortschreitende Digitalisierung der Energiewirtschaft zu unterstützen. Mittel- bis langfristig wird aber durch die Netzbetreiber darauf zu achten sein, dass mit den Datensicherheitsanforderungen konforme Geräte verwendet werden. Mit Softwareupdates lassen sich die nicht konformen intelligenten Messsysteme kostengünstig auf den nötigen Stand der Sicherheit zu bringen.

2.6. Geprüfte und verworfene Anpassung im Bereich des Messwesens

Es wurde im Rahmen der Vernehmlassung gefordert, Artikel 8 StromVV sowie weitere Artikel derart anzupassen, dass Grundeigentümer die Messung am Anschlusspunkt vornehmen können, sofern sie vom Netzbetreiber dazu berechtigt werden. Diese Forderungen sind eng mit den neuen Regelungen zum Zusammenschluss zum Eigenverbrauch verknüpft. Im Zusammenschluss wird die interne Messung bereits durch Grundeigentümer oder von ihm beauftragte Dritte organisiert. Das Anliegen, dass Grundeigentümer oder beauftragte Dritte die Messung am Anschlusspunkt anstatt des Netzbetreibers übernehmen können, ist einer möglichst homogenen Messinfrastruktur der Grundeigentümer oder beauftragter Dritter geschuldet. Es gilt insbesondere doppelte Messinfrastrukturen soweit möglich zu vermeiden.

Diese und damit zusammenhängende Änderungen wurden geprüft und verworfen. Dies weil diese Möglichkeit gemäss dem bereits bestehenden Artikel 8 StromVV grundsätzlich schon besteht. Es ist seitens Netzbetreiber bereits möglich, Dritte – und dies umfasst auch Grundeigentümer – mit der Messung des Endverbrauchers, Erzeugers oder Speichers zu betrauen. Der Netzbetreiber bleibt jedoch auch dann weiterhin verantwortlich für das Messwesen und die Informationsaustauschprozesse. Das heisst, der Netzbetreiber muss dann Sorge tragen, dass alle notwendigen Daten und Informationen ihn zeitgerecht und in der nötigen Qualität erreichen. Seine Verantwortung umfasst ferner, dass für das Messwesen und die Informationsaustauschprozesse intelligente Messsysteme nach Artikel 8a durch den vom Netzbetreiber beauftragten Dritten verwendet werden.



3. Finanzielle, personelle und weitere Auswirkungen auf Bund, Kantone und Gemeinden

Die Auswirkungen der Strategie Stromnetze ergeben sich im Wesentlichen aus den vom Parlament beschlossenen Änderungen auf Gesetzesstufe. Was die vom Bundesrat beantragten Massnahmen betrifft, sind die erwarteten Auswirkungen in der Botschaft zum Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze vom 13. April 2016 (BBl 2016 3865) beschrieben. Abweichend von der Botschaft hat das Parlament erstens nach Artikel 9e Absatz 1 StromVG das Bundesamt für Energie (BFE) verpflichtet, die Öffentlichkeit aktiv über die wichtigen Aspekte der Netzentwicklung und die Möglichkeiten zur Mitwirkung im Verfahren zu informieren. Zweitens erhöht sich der Vollzugsaufwand der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (EiCom) aufgrund des im Rahmen der parlamentarischen Beratung aufgenommenen Artikels 6 Absatz 5^{bis} StromVG. Der Mehraufwand beim BFE und bei der EiCom wird intern kompensiert. Die geplanten Verordnungsänderungen haben ansonsten keine weitergehenden Auswirkungen auf Bund, Kantone und Gemeinden.

4. Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft

Die Auswirkungen der Strategie Stromnetze ergeben sich im Wesentlichen aus den vom Parlament beschlossenen Änderungen auf Gesetzesstufe. Was die vom Bundesrat beantragten Massnahmen betrifft, sind die erwarteten Auswirkungen in der Botschaft zum Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze vom 13. April 2016 (BBl 2016 3865) beschrieben. Der vom Parlament zusätzlich beschlossene Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG führt im Weiteren zu Mehrbelastungen der Endverbraucher mit Grundversorgung. Diese Kostenauswirkungen sind allerdings sehr schwer zu erfassen, weil kaum abgeschätzt werden kann, wieviel Elektrizität aus erneuerbaren Energien neu zu Gestehungskosten (abzüglich allfälliger Unterstützungen) in die Grundversorgung geliefert werden wird.

Für innovative Massnahmen ist aufgrund der Vorgaben in der Verordnung (Obergrenze bei 1 Prozent der jährlichen Kapital- und Betriebskosten, insgesamt höchstens 500 000 Franken beziehungsweise 1 Million Franken für die Swissgrid) mit Kosten von bis zu 400 Millionen Franken bis 2050 zu rechnen. Dies verursacht einen Anstieg der Netztarife. In Abhängigkeit der Verbrauchsentwicklung auf den unterschiedlichen Netzebenen ergibt sich so und unter Annahme der bisherigen Netztarifierungsgrundsätze ein Anstieg der Netztarife auf Netzebene 7 zwischen 0,02 bis 0,03 Rappen pro Kilowattstunde (Rp./kWh)¹. Ein durchschnittlicher Haushalt auf der Netzebene 7 mit einem jährlichen Verbrauch von 3250 Kilowattstunden im Jahr 2050 wird also etwa bis zu 90 Rappen pro Jahr für die innovativen Massnahmen aufbringen. Die innovativen Massnahmen führen aber langfristig auch über eine zunehmende Digitalisierung zu Kosteneinsparungen im Netz selbst oder aber zu effizienteren Prozessen im Netzbetrieb. Das wiederum wird insgesamt zu einer Dämpfung der langfristig zu erwartenden Steigerung der Netztarife führen und somit Wirtschaft und Gesellschaft entlasten.

Die Kosten der Sensibilisierungsmassnahmen können auf Basis der Untersuchungen zu den innovativen Massnahmen abgeschätzt werden. Da diese Kosten durch eine Obergrenze von 0,5 Prozent der anrechenbaren Betriebskosten sowie einer absoluten Obergrenze von maximal 250 000 Franken jährlich limitiert sind, ist mit 100 Millionen Franken bis 2050 zu rechnen. Dementsprechend ist mit einer Erhöhung der Netztarife auf Netzebene 7 aufgrund dieser Massnahmen von etwa 0,005 bis 0,01 Rappen pro Kilowattstunde zu rechnen. Ein durchschnittlicher

¹ Vgl. Consentec 2015. Entwicklungen der Netzkosten in der Schweiz vor dem Hintergrund des derzeitigen Bedarfs, der Energiestrategie 2050 und der Strategie Stromnetze. Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie, abrufbar unter www.netzentwicklung.ch > Berichte und Studien.



Haushalt auf Netzebene 7 mit einem jährlichen Verbrauch von 3250 Kilowattstunden im Jahr 2050 wird also etwa bis zu 30 Rappen pro Jahr für die Sensibilisierungsmassnahmen aufbringen. Ein geringerer Stromverbrauch entlastet jedoch die Umwelt und trägt dazu bei, den Treibhausgasausstoss zu reduzieren. Darüber hinaus werden die Endverbraucher befähigt, ihren Stromverbrauch besser zu kontrollieren, bewusstere Entscheidungen zu treffen und darüber implizit angeregt, aktiver am Strommarkt teilzunehmen. Es ist mit einem sich selbst verstärkenden Effekt zu rechnen, der aufgrund von einem zunehmenden Bedarf der Endverbraucher an Dienstleistungsprodukten wiederum zu einer verstärkten Digitalisierung im Strommarkt und somit zu mehr Innovation und Wettbewerb im Markt führt.

5. Erläuterungen zu den einzelnen Bestimmungen

Art. 2 Abs. 2 Bst. d

Die Änderung der in Absatz 2 enthaltenen Definition des Übertragungsnetzes dient der Klärung einer Frage, die sich im Zuge der Übereignung von Übertragungsnetzanlagen an die Swissgrid gestellt hat (vgl. vorne Ziff. 2.3.). Das StromVG (Art. 4 Abs. 1 Bst. h) enthält nur eine rudimentäre Definition des Übertragungsnetzes. Der Begriff wird in der Verordnung weiter konkretisiert. Mit der bisherigen Verordnungsregelung wurden sämtliche Schaltfelder beim Übergang zu Kraftwerken dem Übertragungsnetz zugeordnet. Neu wird für die Schaltfelder bei Kernkraftwerken eine Ausnahme statuiert: Soweit solche Schaltfelder für die Sicherheit des Kernkraftwerksbetriebs von Bedeutung sind, gehören sie nicht zum Übertragungsnetz. Die daraus resultierende konkrete Abgrenzung des Übertragungsnetzes wird nicht bei allen Kernkraftwerken deckungsgleich sein, sondern ist bei jedem Kraftwerk einzeln und unter Berücksichtigung seiner jeweiligen technischen Eigenheiten zu ermitteln. Entscheidendes Kriterium ist stets der sichere Kraftwerksbetrieb. Allerdings wird ebenso darauf zu achten sein, dass auch der sichere Betrieb des Übertragungsnetzes gewährleistet bleiben muss. Allenfalls müssen dafür der Swissgrid bestimmte Mitsprache- oder Zugriffsrechte eingeräumt werden. Unter die neu geschaffene Ausnahme fallen ausschliesslich Schaltfelder resp. Teile von Schaltfeldern, die sicherheitsrelevant sind. Das heisst, auch unter neuem Recht gehören die nicht sicherheitsrelevanten Teile eines Schaltfeldes ebenso wie die übrigen Anlagen beim Übergang zu einem Kernkraftwerk (zum Beispiel Sticheleitungen) zum Übertragungsnetz. All diese zum Übertragungsnetz gehörenden Anlagen sind – soweit dies noch nicht geschehen ist – der Swissgrid zu übereignen, und zwar wie bis anhin nach den Regeln des Artikels 33 StromVG. Sind dagegen Anlagen bereits an die Swissgrid übertragen worden, die nach dem neuen Recht nicht mehr zum Übertragungsnetz gehören, so ist nach den Regeln des neuen Artikels 31i vorzugehen.

Art. 4 Lieferung von Elektrizität an Endverbraucher mit Grundversorgung

Der geltende Artikel 4 stellt Regeln in zwei Bereichen auf. Während sich Absatz 1 zur Bemessung des Tarifanteils für die Energielieferung an Endverbraucher mit Grundversorgung äussert, enthalten die Absätze 2 und 3 Bekanntgabepflichten der Verteilnetzbetreiber im Zusammenhang mit den Elektrizitätstarifen. Die geltenden Absätze 2 und 3 werden unverändert in den Artikel 4b verschoben und in Artikel 4 durch zwei neue Absätze ersetzt, die thematisch den ebenfalls unverändert beibehaltenen Absatz 1 ergänzen. Ebenfalls neu sind die Absätze 4 und 5.

Absatz 2 enthält eine Absatz 1 ergänzende Sonderregel bezüglich des Tarifanteils für die Energielieferung an Endverbraucher mit Grundversorgung. Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG bringt für die Lieferung resp. Verrechnung von Elektrizität aus inländischen Erzeugungsanlagen, die aus erneuerbaren Energien produzieren, zwei Neuerungen mit sich. Einerseits muss die Durchschnittspreismethode bei Kosteneinrechnungen nach Massgabe von Artikel 6 Absatz 5^{bis}



StromVG nicht angewendet werden. Dies ergibt sich bereits aus dem Gesetz und braucht nicht konkretisiert zu werden. Andererseits darf der Grundversorger die Gestehungskosten dieser Elektrizität abzüglich allfälliger Unterstützungen in seine Tarife einrechnen und zwar unabhängig davon, ob es sich um Eigenproduktion oder um Beschaffungen handelt. Diese generelle Massgeblichkeit der Gestehungskosten ist neu. Gemäss Artikel 4 Absatz 1 sind die Gestehungskosten zwar schon heute relevant für die Höhe des Tarifanteils für die Energielieferung an Endverbraucher mit Grundversorgung. Deren Relevanz beschränkt sich aber primär auf die Eigenproduktion, denn bei Beschaffungen orientiert sich der Kaufpreis grundsätzlich an den Marktpreisen. Der Grundversorger kennt folglich die Gestehungskosten der eingekauften Elektrizität in der Regel nicht, weshalb in diesen Fällen «lediglich» ein vereinbarter Energiepreis weiterverrechnet wird. Bei Zukäufen an der Börse weiss er sogar nicht einmal, wer der Erzeuger ist. Diese zweite Neuerung wird in Absatz 2 konkretisiert. In terminologischer Hinsicht folgt die Bestimmung der im Gesetz gewählten Formulierung und spricht von einem Einrechnen von Kosten in die Tarife. Damit wird keine inhaltliche Abweichung zum etablierten Begriff der Anrechenbarkeit geschaffen. Dürfen Kosten in den Tarifanteil für die Energielieferung eingerechnet werden, bedeutet dies folglich, dass es sich dabei um anrechenbare Kosten für die Energielieferung handelt. Kommt es zu Abweichungen zwischen geplanten Kosten und den effektiv anrechenbaren Kosten, ist daher die Differenz über entsprechende Tarifanpassungen in den Folgeperioden auszugleichen (sog. Deckungsdifferenzen). Dies gilt auch für die weiteren Verordnungsbestimmungen, die im Zusammenhang mit Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG stehen. In Satz 1 wird einerseits klargestellt, dass die Inanspruchnahme des Rechts gemäss Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG von den Grundversorgern kraftwerksscharf umzusetzen ist. Dies entspricht dem Willen des Gesetzgebers, der den Betreibern von inländischen Erzeugungsanlagen, die aus erneuerbaren Energien produzieren und die trotz allfälligen Unterstützungen ihre Gestehungskosten nicht gedeckt haben, eine Möglichkeit geben will, ihre Elektrizität doch noch zu Gestehungskosten absetzen zu können (vgl. AB 2017 N 2126). Daher soll der Grundversorger für jede einzelne Erzeugungsanlage in seinem Portfolio entscheiden können, ob er die Elektrizität nach Massgabe von Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG abnehmen und in die Grundversorgungstarife einrechnen will. Die kraftwerksscharfe Umsetzung ist auch deshalb sachgerecht, weil im Rahmen von Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG die Durchschnittspreismethode nicht mehr angewendet werden muss und das Gesetz folglich keine Regeln mehr für die Aufteilung des Energieportfolios, und in der Folge dessen Kosten, auf die grundversorgten Endverbraucher und die Endverbraucher im freien Markt aufstellt. Andererseits wird in Satz 1 klargestellt, dass es sich bei der massgeblichen Grösse «Gestehungskosten abzüglich allfällige Unterstützungen» um einen Höchstbetrag und nicht um einen Fixbetrag handelt. Es ist den Vertragsparteien selbstverständlich erlaubt, auch einen tieferen, noch immer über den Marktpreisen liegenden Preis zu vereinbaren, der vom Grundversorger in der Folge in den Tarifanteil für die Energielieferung an Endverbraucher mit Grundversorgung eingerechnet wird. Dass umgekehrt die Einrechnung höherer Preise als der bezahlten Preise unzulässig ist, ist eine Selbstverständlichkeit und daher weder in Gesetz noch in Verordnung erwähnenswert. Für langfristige Bezugsverträge mit einem fixen Abnahmepreis bedeutet ein Höchstbetrag, wie ihn Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG vorsieht, Folgendes: Stromversorgungsrechtlich massgeblicher Zeitraum ist das Tarifjahr. Die jährlichen Gestehungskosten in Rp./kWh können variieren. Sie ergeben sich daraus, dass das auf das Tarifjahr entfallende Total der Gestehungskosten (variable Kosten plus fixe Kosten) durch die während selbigem Jahr produzierten Kilowattstunden dividiert wird. So kann beispielsweise die Produktionsmenge bei einem Laufwasserkraftwerk je nach jährlicher Zuflussmenge stark variieren. Die genaue Höhe der Gestehungskosten in Rp./kWh kennt der Erzeuger erst nach Ablauf des Tarifjahrs. Liegt der vereinbarte fixe Abnahmepreis nicht über diesen Gestehungskosten, kann der Grundversorger den bezahlten Preis vollständig in seine Grundversorgungstarife einrechnen. Im anderen Fall muss er den überschüssenden Teil selbst tragen. Will der Grundversorger sicherstellen,



dass der von ihm bezahlte Preis auch bei langfristigen Verträgen nie über dem höchstens einrechenbaren Preis liegt, wird er diesen Aspekt bei seinem Bezugsvertrag berücksichtigen müssen, also z.B. eher einen Vertrag mit variablen Preisen abschliessen.

In *Satz 2* wird in Anlehnung an den unverändert weiterbestehenden Absatz 1 klargestellt, dass Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG nicht ein Freipass für jegliche Kostenverrechnungen ist, sondern dass das Kriterium der Effizienz auch hier einschränkend gilt. Diese Vorgabe wurde nicht nur anlässlich der parlamentarischen Beratung genannt (vgl. AB 2017 N 2127), sondern drängt sich auch angesichts der gesetzlichen Forderung nach angemessenen Grundversorgungstarifen auf (Art. 6 Abs. 1 StromVG). Weitergehende Regelungen zum Schutz der Endverbraucher mit Grundversorgung sind nicht angezeigt, da die Ausgestaltung des Systems, das auch Optimierungen durch die Grundversorger zu Lasten dieser Endverbraucher zulässt, dem Willen des Gesetzgebers entspricht. Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG ist bewusst als Recht und nicht als Pflicht der Grundversorger formuliert worden. Es ist demnach systemimmanent, dass der Grundversorger die Möglichkeit hat, je nach Interessenlage von dieser Optimierungsmöglichkeit Gebrauch zu machen oder nicht.

In *Absatz 3* wird schliesslich eine Vereinfachung für Klein- und Kleinstanlagen vorgenommen, da eine Gesteuerungskostenermittlung im Einzelfall für solche Anlagen zu einem unverhältnismässigen Mehraufwand führen könnte. Die relevanten Eckwerte (Leistung von höchstens 3 MW oder eine jährliche Produktion, abzüglich eines allfälligen Eigenverbrauchs, von höchstens 5'000 MWh) entsprechen denjenigen der Abnahme- und Vergütungspflicht gemäss Artikel 15 Absatz 2 EnG. Die Gleichschaltung mit der Abnahme- und Vergütungspflicht bedeutet indes keinesfalls, dass ein Grundversorger nur Elektrizität aus Erzeugungsanlagen in seinem eigenen Netzgebiet gemäss Artikel 6 Absatz 5^{bis} abnehmen dürfte. Die Bestimmung gilt ausschliesslich für Beschaffungen, zumal der Grundversorger seine Eigenproduktion bereits heute in der von Artikel 6 Absatz 4 StromVG verlangten Kostenträgerrechnung abbilden muss. Macht der Grundversorger von Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG Gebrauch und handelt es sich um Beschaffungen aus Klein- oder Kleinstanlagen, so gilt der Gesteuerungskostenansatz von Absatz 2 nicht. Der Grundversorger hat vielmehr die Beschaffungskosten für die Energie und die Herkunftsnachweise in die Grundversorgungstarife einzurechnen. Dieser Betrag darf den Vergütungssatz nicht übersteigen, der dem Anlagenbetreiber zustünde, würde er am Einspeisevergütungssystem teilnehmen. An Stelle einer Gesteuerungskostenermittlung im Einzelfall müssen folglich nur noch gewisse Eckwerte bekannt sein, insbesondere das Inbetriebnahmedatum und die Leistung. Dass die Kosten für Herkunftsnachweise bei den höchstens einrechenbaren Beschaffungskosten berücksichtigt werden müssen ist sachgerecht, zumal Herkunftsnachweise im Einspeisevergütungssystem der Vollzugsstelle übertragen werden müssen und nicht vermarktet werden können (Art. 12 der Energieförderungsverordnung vom 1. November 2017 [EnFV; SR 730.03]). Für vor dem 1. Januar 2013 in Betrieb genommene Erzeugungsanlagen gelten die Vergütungssätze per 1. Januar 2013 nicht nur aus Vereinfachungsüberlegungen, sondern auch, weil nur die Gesteuerungskosten einer effizienten Produktion eingerechnet werden sollen dürfen (vgl. Erläuterungen zu Abs. 2 Satz 2). Der Abzug von Unterstützungen richtet sich, wie sich aus Absatz 2 Satz 3 ergibt, nach Artikel 4a.

Mit Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG wird eine Möglichkeit geschaffen, dass Erzeuger ihre Elektrizität privilegiert zu Gesteuerungskosten absetzen können, da Grundversorger diese Kosten in die Grundversorgungstarife einrechnen können. Das Gesetz knüpft dieses Privileg an die Bedingung, dass die grundversorgten Endverbraucher mit solcher Elektrizität beliefert werden. Elektrizität fliesst gemäss physikalischen Gegebenheiten und nicht entlang vertraglicher Vereinbarungen. Stromversorgungsrechtlich gilt diejenige Elektrizität als an Endverbraucher geliefert, die bei der Stromkennzeichnung ausgewiesen wird. Die Stromkennzeichnung erfolgt jährlich mittels Herkunftsnachweisen für jede an Endverbraucher gelieferte Kilowattstunde (Art. 4 Abs. 1 der Energieverordnung vom 1. November 2017 [EnV; SR 730.01]). In *Absatz 4* werden die



Grundversorger daher verpflichtet, die Herkunftsnachweise für diejenige Elektrizität, die sie nach Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG in die Grundversorgungstarife einrechnen wollen, bei der Stromkennzeichnung zu verwenden. Bei Beschaffungen werden sich die Grundversorger die Mitlieferung der Herkunftsnachweise vertraglich zusichern lassen. Zu einer Mehrbelastung der grundversorgten Endverbraucher kommt es nicht, da der Wert von Herkunftsnachweisen an den höchstens einrechenbaren Gestehungskosten der Elektrizität, d. h. an den Kosten der Produktion, nichts ändert. Auch bei der Vereinfachung für Klein- und Kleinstanlagen gemäss Absatz 3 kommt es nicht zu Mehrbelastungen, da die Kosten für Herkunftsnachweise ausdrücklich Teil der höchstens einrechenbaren Beschaffungskosten sind. Indem die Herkunftsnachweise bei der Stromkennzeichnung verwendet werden müssen, kommt der ökologische Mehrwert auch denjenigen Endverbrauchern zugute, die mit den im Vergleich zu den Marktpreisen höheren Kosten belastet werden (u.U. nur teilweise, wenn sich der Grundversorger für den sog. Lieferantenmix gemäss Art. 4 Abs. 2 Bst. a EnV entscheidet und auch Endverbraucher ohne Grundversorgung beliefert).

In Absatz 5 macht der Bundesrat schliesslich von seiner Kompetenz zur Regelung von Ausnahmen Gebrauch. Ausdrücklich nicht nach Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG in die Tarife eingerechnet werden dürfen erstens die Kosten von Elektrizität aus Erzeugungsanlagen im Einspeisevergütungssystem, weil deren Betreiber zwar nicht in allen, aber doch in den meisten Fällen ohnehin schon die Gestehungskosten erhältlich machen können. Die Ausnahme gilt für alle Erzeugungsanlagen im Einspeisevergütungssystem gleichermassen, unabhängig davon, ob die Anlage bereits unter dem alten Energiegesetz aufgenommen worden ist oder nicht. Ebenfalls unbeachtlich sind Fälle, in denen die Elektrizität trotz Teilnahme am Einspeisevergütungssystem nicht zu Gestehungskosten abgesetzt werden kann. Gleich behandelt werden Erzeugungsanlagen, die von einer Mehrkostenfinanzierung profitieren. Für solche Elektrizität aus erneuerbaren Quellen wird ein Jahresmittelpreis von mindestens 15 Rp./kWh garantiert, d.h. ein Vielfaches der heutigen Marktpreise. Arbeitet eine Erzeugungsanlage trotz Mehrkostenfinanzierung mit Verlust, ist dies nicht auf die momentan tiefen Marktpreise zurückzuführen, sondern auf den Umstand, dass sie vergleichsweise ineffizient produziert. Ihre Teilnahme am System von Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG ist daher nicht möglich.

Art. 4a Abzug von Unterstützungen bei der Einrechnung von Beschaffungskosten in den Tarifanteil für die Energielieferung

Bei der Eigenproduktion sind, wie erwähnt, schon heute die Gestehungskosten einer effizienten Produktion massgebend und es müssen allfällige Unterstützungen berücksichtigt werden. Sowohl die Gestehungskosten wie auch allfällige Unterstützungen sind in der Kostenrechnung des Grundversorgers vorhanden. Dank dem Instrument der Deckungsdifferenzen werden namentlich auch nachträglich ausbezahlte und daher erst nachträglich kostenmindernd verbuchte Unterstützungen quasi automatisch berücksichtigt und über die Tarife künftiger Jahre ausgeglichen. Wird Elektrizität aus «eigenen Anlagen» des Verteilnetzbetreibers nach Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG geliefert, so können die einrechenbaren Kosten also nach diesem bewährten Mechanismus ermittelt werden. Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG bringt hier einzig die Neuerung, dass bei der Einrechnung der so ermittelten Kosten die Durchschnittspreismethode nicht angewendet werden muss. Als Erzeugungsanlagen des Verteilnetzbetreibers bzw. als «eigene Anlagen» sind nicht nur Anlagen zu verstehen, die alleine dem Grundversorger gehören, sondern insbesondere auch Anlagen, an denen er eine Beteiligung hält und bei denen er die erzeugte Elektrizität gemäss seinem Anteil übernimmt (sog. Partnerwerke).

Anders präsentiert sich die Lage bei Beschaffungen, d. h. wenn die Elektrizität nicht aus Erzeugungsanlagen des Verteilnetzbetreibers stammt. Hier muss ein Preis vereinbart und bezahlt werden. In die Tarife eingerechnet wird dann dieser Preis oder – wenn er zu hoch war – ein maximal zulässiger



Preis. Es gibt kein vorgeschriebenes Instrument, über das Unterstützungen, die erst *nach* einer bereits verbuchten Beschaffung definitiv festgelegt und dem Produzenten ausbezahlt werden, noch in der Buchhaltung des Grundversorgers berücksichtigt werden könnten. Bei Elektrizität aus solchen – aus Sicht des Grundversorgers – «fremden» Anlagen sind deshalb Regeln dazu nötig, wie mit bereits definitiv gesprochenen, vor allem aber mit sich bereits abzeichnenden, jedoch noch nicht definitiv festgesetzten Unterstützungen umgegangen werden soll. Ab welchem Zeitpunkt müssen Unterstützungen in welcher Höhe berücksichtigt werden bei der Festlegung des Preises, den der Grundversorger maximal in seine Tarife einrechnen darf?

Absatz 1 bestimmt die Höhe und den Zeitpunkt, ab welchem Einmalvergütungen und Investitionsbeiträge bei Beschaffungen zu berücksichtigen sind. Berücksichtigt werden sollen sie ab dem Zeitpunkt, in dem mit genügender Bestimmtheit davon ausgegangen werden kann, dass die Erzeugungsanlage tatsächlich eine Unterstützung erhalten wird und in dem die Höhe der Unterstützung genügend abschätzbar ist. Ein Abzug bereits vor definitiver Festsetzung und Auszahlung ist sachlich deshalb gerechtfertigt, weil Einmalvergütungen und Investitionsbeiträge zwar unter Umständen erst nach Inbetriebnahme der Anlage ausbezahlt werden, sich jedoch an den gesamten Investitionskosten orientieren. Diese Unterstützungen werden folglich mit Blick auf die gesamte Betriebsdauer und somit auch für die Betriebsdauer vor der Auszahlung entrichtet. Sofern eine Einmalvergütung nicht bereits vor der Beschaffung festgesetzt worden ist, ist der Abzug ab Aufnahme in die Warteliste vorzunehmen. Dies, weil bei Erzeugungsanlagen, die während der Geltungsdauer von Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG in die Warteliste aufgenommen werden, mit genügender Wahrscheinlichkeit davon ausgegangen werden kann, dass sie schlussendlich von einer Einmalvergütung profitieren werden. Das Gesuch um Einmalvergütung enthält bereits die relevanten Kennzahlen, um die voraussichtliche Höhe der Vergütung in Anwendung von Artikel 7 und 38 EnFV sowie insbesondere auch des Anhangs 2.1 der EnFV relativ einfach bestimmen zu können (Kategorie der Anlage, Leistung und Inbetriebnahmedatum). Eine Hilfe für die Bestimmung bzw. Kontrolle der Höhe der Vergütung kann der Rechner der Vollzugsstelle sein². Bei den Investitionsbeiträgen wird auf die Zusicherung dem Grundsatz nach abgestellt, sofern es nicht bereits vor der Beschaffung zu einer definitiven Festsetzung gekommen ist. In diesem Verfahrensstadium wurden die Anspruchsvoraussetzungen geprüft und es stehen Mittel zur Berücksichtigung des Gesuchs zur Verfügung. Wird in Bezug auf Photovoltaikanlagen von der Vereinfachung gemäss Artikel 4 Absatz 3 Gebrauch gemacht, so ist zwecks weiterer Vereinfachung ein Pauschalabzug vorzunehmen und zwar unabhängig davon, ob im Einzelfall tatsächlich von einer Einmalvergütung profitiert worden ist oder nicht. Der Wert von 20 Prozent ergibt sich daraus, dass Einmalvergütungen für Photovoltaikanlagen höchstens 30 Prozent der bei der Inbetriebnahme massgeblichen Investitionskosten von Referenzanlagen betragen (Art. 25 Abs. 1 EnG) und dass die Investitionskosten den bedeutendsten Teil der Gestehungskosten ausmachen. Bei den anderen Erzeugungstechnologien ist angesichts der vergleichsweise deutlich tieferen Anzahl von Fällen kein Pauschalabzug, sondern eine Berücksichtigung allfälliger Unterstützungen im Einzelfall angezeigt.

Absatz 2 ist relevant bei Verträgen mit längerfristigem Zeithorizont. Es wird festgehalten, dass ein bislang gemäss Absatz 1 vorgenommener Abzug während der Laufzeit des Vertrags mit Wirkung für die Zukunft angepasst werden kann. Die Beschränkung der Wirkung auf die Zukunft liegt darin begründet, dass die Regeln zu den Abzügen nicht zu kompliziert ausgestaltet werden sollen. Irgendwelche Kompensationsmechanismen, mit denen rückwirkend Ausgleich vorgenommen werden, sind daher nicht zulässig. Da Absatz 2 in Form einer Kann-Bestimmung formuliert ist, ist die Anpassung zudem nicht obligatorisch. Erfasst sind auch Fälle, in denen eine teilweise oder eine vollständige Rückforderung einer definitiv festgesetzten Unterstützung erfolgt (vgl. Art. 34 EnFV).

² abrufbar unter <https://www.guarantee-of-origin.ch/swissforms/TarifAuswahl.aspx?Language=DE>.



Um trotz klarem Gesetzeswortlaut falsche Umkehrschlüsse zu vermeiden, hält *Absatz 3* fest, dass mit Einmalvergütungen oder Investitionsbeiträgen vergleichbare Unterstützungen bei der Bestimmung der höchstens einrechenbaren Kosten ebenfalls zu berücksichtigen sind. Die EICom hat die Möglichkeit, zu dieser Frage eine Weisung zu erlassen, sollten sich weitere Konkretisierungen aufdrängen.

Art. 4b Mitteilung von Änderungen der Elektrizitätstarife

Diese Bestimmung enthält in unveränderter Form die bisherigen Absätze 2 und 3 von Artikel 4.

Art. 4c Nachweis- und Meldepflicht im Zusammenhang mit der Lieferung von Elektrizität nach Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG

In *Absatz 1* wird der Grundsatz festgehalten, dass der kraftwerksscharfe Nachweis gegenüber der EICom im Falle einer Tarifprüfung, dass das von Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG vorgegebene Kostendach nicht überschritten worden ist, ausschliesslich den Grundversorgern obliegt. Die Berechtigung der EICom, die dazu notwendigen Unterlagen beim Grundversorger erhältlich zu machen, ergibt sich aus Artikel 25 Absatz 1 StromVG. Der Nachweis muss mittels einschlägiger Unterlagen erbracht werden. Eine einfache Erklärung des veräussernden Erzeugers, dass es sich beim Kaufpreis höchstens um Gestehungskosten abzüglich allfälliger Unterstützungen handle, genügt nicht. Der Fokus auf den Grundversorger ist die logische Folge von Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG, da der Grundversorger über gewisse Informationen verfügen muss, damit er überhaupt weiss, welche Preise bzw. Kosten er in seine Tarife einrechnen darf. Folglich soll auch er – und nicht die einzelnen Produzenten – dies gegenüber der EICom nachweisen können müssen. Bezüglich Eigenproduktion dürfte es kaum zu Neuerungen für die Grundversorger kommen, weil dort schon heute die Gestehungskosten einer effizienten Produktion relevant sind und die Grundversorger naturgemäss über die notwendigen Informationen verfügen. Bei Beschaffungen, d.h. wenn die Elektrizität nicht aus Erzeugungsanlagen des Verteilnetzbetreibers stammt (zur Abgrenzung vgl. Erläuterungen zu Art. 4a), liegt die Sache hingegen anders, weil dort im Rahmen von Artikel 6 Absatz 5^{bis} neu auch die Gestehungskosten die relevante Grösse sind (vgl. Erläuterungen zu Art. 4 Abs. 2). Um das gesetzlich vorgegebene Kostendach einzuhalten, wird der Grundversorger vom Verkäufer gewisse Informationen benötigen. Weil die Belieferung von Endverbrauchern mit Grundversorgung gemäss Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG «nur» ein Recht des Grundversorgers ist, kann er die Überlassung dieser Informationen zur Bedingung der Abnahme zum Vorzugspreis machen. Sofern von der Vereinfachung gemäss Artikel 4 Absatz 3 Gebrauch gemacht wird, muss der Grundversorger nachweisen können, dass die Voraussetzungen für den angewandten Vergütungssatz (notwendige Eckwerte wie Leistung und das Inbetriebnahmedatum) erfüllt sind und – soweit es sich um Photovoltaikanlagen handelt – der Pauschalabzug von 20 Prozent erfolgt ist.

An diese Überlegungen knüpft *Absatz 2* an, der nur Beschaffungen erfasst. Der Grundversorger muss der EICom unaufgefordert gewisse Eckwerte melden. Über die zur Ermittlung dieser Werte notwendigen Informationen wird er zwecks Einhaltung des Kostendachs von Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG bereits verfügen. Mit diesen Informationen erhält die EICom eine Grundlage, um entscheiden zu können, wo sie vertieft prüfen und den Grundversorger in die Pflicht zum Nachweis gemäss Absatz 1 nehmen will. Der Wortlaut ist offen gehalten, um es der EICom zu überlassen, ob sie die geschuldeten Eckwerte im Rahmen der Kostenträgerrechnung für den Tarifbestandteil der Energielieferung (Art. 6 Abs. 4 StromVG) einverlangen will oder über ein anderes Gefäss.

Art. 5a Szenariorahmen

Mit dieser Bestimmung wird die periodische Überprüfung und Nachführung des Szenariorahmens geregelt (vgl. Art. 9a Abs. 5 StromVG). Bei der Festlegung der Periodizität der Überprüfung und Nachführung soll einerseits dem Bedürfnis nach einer gewissen Planungssicherheit Rechnung



getragen werden, andererseits sollten wesentliche Änderungen der Verhältnisse zeitnah in den Szenariorahmen einfließen können, damit dieser stets eine möglichst realitätsnahe Planungsgrundlage bildet. Um eine vereinfachte Abstimmung mit dem für die Netzentwicklung in der Schweiz bedeutsamen internationalen Umfeld, namentlich mit der Netzplanung des Verbandes europäischer Übertragungsnetzbetreiber (European Network of Transmission System Operators, ENTSO-E) (Erstellung Ten-Year-Network-Development-Plan alle zwei Jahre), zu ermöglichen, ist der Szenariorahmen alle vier Jahre zu überprüfen und gegebenenfalls nachzuführen.

Art. 5b Grundsätze der Netzplanung

Die Grundsätze der Netzplanung beschreiben die für die Bemessung der Stromnetze anzuwendende Methodik und die netztechnischen Beurteilungskriterien. Dabei muss die Methodik der Netzplanung sicherstellen, dass alle im zukünftigen Betrieb der Stromnetze auftretenden Fälle abgedeckt sind. Die Methodik beschreibt den Untersuchungsgegenstand und die Vorgehensweise. Die wesentlichen netztechnischen Beurteilungskriterien sind z. B. das (N-1)-Kriterium, thermische Belastungsgrenzen, Spannungsgrenzen, Spannungsqualität oder Kurzschlussbetrachtungen (Minimal- und Maximalwerte), wobei sich die Beurteilungskriterien pro Netzebene unterscheiden. Insbesondere berücksichtigen die Grundsätze der Netzplanung der Swissgrid die entsprechenden Vorgaben der ENTSO-E. Nach Artikel 9b Absatz 3 StromVG kann die EICom bezüglich dem Inhalt der Grundsätze der Netzplanung Minimalanforderungen festlegen.

Bekannte Netzplanungsgrundsätze bilden ein wichtiges Element, um die Netzplanung nachvollziehen zu können. Gemäss Artikel 9b Absatz 4 StromVG kann der Bundesrat die Netzbetreiber verpflichten, ihre Grundsätze für die Netzplanung zu veröffentlichen. Mit Rücksichtnahme auf den Aufwand der Netzbetreiber für die Bereitstellung nachvollziehbarer diesbezüglicher Informationen für die Öffentlichkeit wird von der Möglichkeit zur Verpflichtung derzeit abgesehen.

Art. 5c Koordination der Netzplanung

Mit dieser Bestimmung in der Verordnung wird die nach Artikel 9c Absatz 1 StromVG geregelte unentgeltliche gegenseitige Zurverfügungstellung von Informationen für die Netzplanung konkretisiert. Die Zurverfügungstellung betrifft Informationen über aktuelle oder prognostizierte Engpasssituationen sowie Prognosen über Produktion und Verbrauch wie etwa Daten zu geplanten Kraftwerksprojekten. Dabei sind (nach Möglichkeit netzknotenscharf) die prognostizierte Verbrauchszunahme sowie die aktuelle und zukünftige dezentral installierte Produktion nach Erzeugungstechnologie (u.a. Laufwasser, Photovoltaik, Wind und sonstige Kraftwerke) darzulegen. Der Datenaustausch hat grundsätzlich gegenseitig auf Anfrage zu erfolgen. Dabei ist zu beachten, dass handelsrelevante Produktionsdaten von der Swissgrid nicht an Verteilnetzbetreiber weitergegeben werden dürfen, welche nicht entflochten sind.

Art. 6 Sachüberschrift und Abs. 1

Die heute in Artikel 6 Absatz 1 Buchstabe a statuierte Befreiung der Verteilnetzbetreiber von der Pflicht zur Erstellung von Mehrjahresplänen für Netze mit einer Spannung von 36 kV und weniger kann gestrichen werden, weil der neue Artikel 9d StromVG explizit nur für Netze mit einer Spannung von über 36 kV eine Verpflichtung zur Erstellung von Mehrjahresplänen vorschreibt. Dementsprechend ist auch die Sachüberschrift anzupassen.

Art. 6a Mehrjahrespläne

Die Beschreibung der Netzprojekte der Netzebene 1 im Mehrjahresplan gemäss Absatz 1 ist Voraussetzung für die nachfolgende Überprüfung und Vorab-Bedarfsbestätigung durch die EICom. So soll die Swissgrid alle wesentlichen Informationen zum Netzvorhaben darlegen (*Buchstaben a–d*) und eine



nachvollziehbare Abschätzung der voraussichtlichen Projektkosten vornehmen (*Buchstabe e*). Gemäss *Buchstabe f* ist der Nachweis der wirtschaftlichen und technischen Wirksamkeit zu erbringen. Die Wirksamkeit eines Vorhabens soll für die Netzebene 1 mittels einer Kosten-Nutzen-Analyse nachgewiesen werden. Ein Projekt ist insbesondere dann wirtschaftlich wirksam, wenn es einen volkswirtschaftlichen Nutzen generiert. Ein Projekt ist insbesondere dann technisch wirksam, wenn es die (N-1)-Sicherheit des Netzes erhöht, Instabilitäten des Netzes beseitigt und Verletzungen von Spannungs- oder Kurzschlussgrenzwerten beseitigt. Bei der Darlegung der Kosten-Nutzen-Analyse sind Regelwerke, Normen und Empfehlungen von anerkannten Fachorganisationen, insbesondere der ENTSO-E, zu berücksichtigen.

Absatz 2 verpflichtet die Netzbetreiber der Netzebene 3, ihre Mehrjahrespläne innerhalb von neun Monaten nach Genehmigung des letzten Szenariorahmens zu erstellen. Diese Verpflichtung wird einerseits mit Bezug auf Artikel 9c StromVG eingeführt, welcher die Netzbetreiber ausdrücklich zur Koordination verpflichtet, sowie mit Bezug auf Artikel 9d StromVG, welcher die Swissgrid dazu verpflichtet, ihren Mehrjahresplan innerhalb von neun Monaten nach Genehmigung des letzten Szenariorahmens durch den Bundesrat der EICom zur Prüfung vorzulegen. Aufgrund der hohen physikalischen Vermaschung muss die Swissgrid die Netzentwicklung auf Netzebene 3 bei Erstellung ihres Mehrjahresplans berücksichtigen. Mit *Absatz 2* ist sichergestellt, dass die Mehrjahrespläne der Netzebene 3 hierzu rechtzeitig vorliegen. Auch bei der späteren Prüfung der Mehrjahrespläne der Netzebene 1 durch die EICom kann sich die Konsultation der Mehrjahrespläne der Netzebene 3 als notwendig erweisen. Dies bspw. bei Ausbauprojekten der Swissgrid, welche einen stark regionalen Bezug haben bezüglich Einbindung von Endverbrauchern oder neuer Produktionsanlagen.

Art. 6b Öffentlichkeitsarbeit der Kantone

In den einzelnen Phasen des Netzentwicklungsprozesses sind sowohl der Bund, die Kantone als auch die Netzbetreiber mit Öffentlichkeitsarbeit betraut. Der neue Artikel 9e Absatz 2 StromVG sieht vor, dass die Kantone über die wichtigen regionalen Aspekte der Netzentwicklung in ihrem Kantonsgebiet informieren. Leitungsvorhaben sind mit der kantonalen Richtplanung in Einklang zu bringen; unter Umständen ist eine Anpassung des kantonalen Richtplans nötig. Raumplanung ist grundsätzlich Sache der Kantone und im Rahmen dieses Grundauftrags obliegt es ihnen, die Öffentlichkeit zu informieren. Bei bedeutungsvollen Leitungsvorhaben kann es sich indes als sinnvoll erweisen, den Kanton mit weitergehenden Informationsaufgaben zu betrauen, die er dann im Rahmen seiner Informationstätigkeiten zum Richtplan ausübt. In solchen Fällen schliesst das BFE mit dem betroffenen Kanton eine Leistungsvereinbarung ab. Das BFE und der Kanton vereinbaren hierbei die Informationstätigkeiten des Kantons und legen die Höhe der Anteile fest, die dem Grundauftrag bzw. den weitergehenden Informationsaufgaben zuzuordnen sind. Gestützt hierauf wird in der Leistungsvereinbarung schliesslich die Entschädigung des Kantons festgelegt, wobei der Kanton für die Erfüllung seines Grundauftrages keine Entschädigung erhält.

Art. 7 Abs. 3 Bst. n und o

Nach den *Buchstaben n und o* müssen die Kapital- und Betriebskosten für innovative Massnahmen und für die Sensibilisierung im Bereich der Verbrauchsreduktion neu in der Kostenrechnung des Netzbetreibers separat ausgewiesen werden. Damit soll Transparenz über Art und Umfang dieser neu entstehenden Kosten geschaffen werden. Selbstverständlich fliessen auch die übrigen neu geregelten Kosten (z.B. Kosten für Informationsmassnahmen und Öffentlichkeitsarbeit nach Art. 13d) in die Kostenrechnung ein. Eine Pflicht zu separatem Ausweisen dieser Positionen schiene aber der Bedeutung dieser Kostenposten kaum angemessen.



Art. 8a Abs. 1 Einleitungsteil, Bst. a Einleitungssatz und Ziff. 3 sowie Abs. 2 Bst. c, 3, 3^{bis} und 3^{ter}

Die Änderungen in *Absatz 1* sind rein terminologischer Natur: Die präzisierende Ergänzung der Artikel 17a und 17b StromVG mit dem Begriff «Speicher» ist in den Ordnungsbestimmungen zu den intelligenten Mess-, Steuer- und Regelsystemen nachzuvollziehen, so auch hier in *den Absätzen 1 und 2*. Die Speicher bzw. Speicherbetreiber werden nun in gewissen Bestimmungen explizit genannt, weil der Verzicht auf ihre Nennung unter Umständen zu Missverständnissen führen könnte. Der Umstand, dass die Speicher nicht in genereller Weise in die Erlasstexte eingefügt werden, bedeutet nicht, dass sie an allen nicht ergänzten Stellen nicht betroffen wären. Wie bis anhin ist der Speicher respektive der Speicherbetreiber vielmehr ein Akteur, der im Stromversorgungsrecht in der Regel nicht gesondert geregelt wird, weshalb jeweils mittels Auslegung zu eruieren ist, ob er ebenfalls Adressat einer Bestimmung ist.

In *Absatz 1 Buchstabe a Ziffer 3* und *Absatz 2 Buchstabe c* werden sprachliche Optimierungen vorgenommen, die keine materielle Änderung bewirken.

Die neue Ausnahmeregelung von *Absatz 3 Buchstabe b* befreit die direkt am Übertragungsnetz angeschlossenen Endverbraucher und Erzeuger von der Pflicht zum Einsatz eines intelligenten Messsystems. Der Ausnahmetatbestand von *Buchstabe a* ist schon im geltenden Recht enthalten.

Der neue *Absatz 3^{bis}* verdeutlicht, dass die EICom ihre Kompetenz zur Gewährung von Ausnahmen von der Pflicht zum Einsatz von intelligenten Messsystemen – im geltenden Recht ist diese Kompetenz in Absatz 3 Satz 2 vorgesehen – nicht nur einzelfallweise einsetzen kann, sondern solche Ausnahmen, in einer konkreten Situation, auch in genereller Form auf eine bestimmte Gruppe von Messkunden beziehen kann; Rechtsetzungskompetenzen im Sinne der Befugnis zum Erlass generell-abstrakter Anordnungen kommen der EICom keine zu. Darüber hinaus wird diese Kompetenz insofern erweitert, als dass Ausnahmen nicht nur dann möglich sind, wenn der Einsatz eines intelligenten Messsystems mit unverhältnismässigem Aufwand verbunden wäre, sondern auch dann, wenn der Einsatz mit Blick auf die konkreten messtechnischen Anforderungen nicht zweckmässig erscheint. Zu denken ist insbesondere an die auf höheren Netzebenen angeschlossenen, grösseren Endverbraucher und Erzeuger. Diese weisen hinsichtlich der Messeinrichtungen mitunter besondere Anforderungen auf, welchen die vom Ordnungsgeber vorgegebenen (vgl. Art. 8a Abs. 1 und 2), herkömmlichen Standards nicht in jeder Hinsicht zu genügen vermögen (bspw. punkto Steuerung, Genauigkeitsklasse). Es ist darauf hinzuweisen, dass diese EICom-Kompetenzen Ausnahmecharakter haben. Die EICom wird bei ihrer Praxis insbesondere darauf achten müssen, dass die gewährten Ausnahmen der Erreichung der 80-Prozentmarke von Artikel 31e Absatz 1 nicht im Wege stehen.

Der neue *Absatz 3^{ter}* geht darauf zurück, dass sich im Rahmen der bisherigen Praxis gezeigt hat, dass einige wenige Endverbraucher den Einsatz eines intelligenten Messsystems entschieden ablehnen. Mit der neuen Bestimmung erhält der Netzbetreiber die Möglichkeit, die Mehrkosten, die ihm durch die Verweigerung entstehen, fortan individuell in Rechnung zu stellen (z.B. Kosten der Ablesung, der Rechnungsstellung oder der Datenverarbeitung). Dadurch soll die Bereitschaft zum Einsatz eines intelligenten Messsystems über finanzielle Anreize erhöht werden. Die Pflicht zur Erreichung der 80-Prozentmarke (Art. 31e Abs. 1) bleibt durch diese Änderung unberührt.

Art. 8c Abs. 1 Einleitungssatz, Abs. 4, 5 und 6

Der Ordnungstext wird durch die Begriffe «Speicher bzw. Speicherbetreiber» ergänzt (vgl. auch Art. 8a und Art. 31j Abs. 4 und 5). Dies ist auch hier für die *Absätze 1 (Einleitungssatz), 5 und 6* von Bedeutung..

Absatz 4 wird gestrichen, weil sich in der bisherigen Praxis gezeigt hat, dass er derzeit technisch als nur sehr schwer umsetzbar erscheint. So wird vor allem ins Feld geführt, dass ein Zugriff Dritter auf



die kritische Infrastruktur des Netzbetreibers über Systeme, welche beim Netzbetreiber eingesetzt werden, als ein nicht zu vernachlässigendes Risiko erscheint. Dieses könne beim jetzigen Kenntnisstand nicht ohne Weiteres reduziert werden. Im Rahmen der fortschreitenden Digitalisierung kann sich dies jedoch ändern. Eine entsprechende Regelung wäre in diesem Fall nochmals zu prüfen sein.

Art. 12 Abs. 1

Der Inhalt von Artikel 12 Absatz 1 wurde in Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe c StromVG überführt. Die Bestimmung kann folglich gestrichen werden.

Art. 13a Bst. b

Artikel 13a Buchstabe b wird umformuliert, damit Speicherbetreiber hier mitgenannt sind (siehe dazu auch die Erläuterungen zu Art. 8a Abs. 1 und Art. 8c Abs. 1, 5 und 6).

Art. 13b Anrechenbare Kosten von innovativen Massnahmen für intelligente Netze

Mit *Absatz 1* soll den Netzbetreibern finanzieller Spielraum gegeben werden, innovative Ansätze, Methoden und Lösungen für den Netzbereich zu erproben, Erfahrungen damit zu sammeln und sie schliesslich verlässlich zu nutzen. Es geht darum, den Stand der Technik im Netzbereich weiter zu entwickeln und neue Funktionalitäten der elektrischen Netze zu ermöglichen. Dies umfasst einerseits die Neuentwicklung oder Weiterentwicklung und Anwendung von Vorgehensweisen oder Methoden. Beispielhaft seien an dieser Stelle marktbasierende, systemdienliche Mechanismen oder für eine fortschreitende Digitalisierung und Automatisierung nützliche Datenbearbeitungen und –analysen genannt. Es umfasst andererseits auch den Einsatz und Betrieb neuer technischer Betriebsmittel namentlich in der Netzplanung, für die Planung des Netzbetriebs, den Betrieb selbst sowie die Abrechnungsprozesse im Rahmen der Netzwirtschaft.

Nicht jegliche Aufwendungen sollen anrechenbar sein, sondern nur diejenigen, die einen Nutzen hinsichtlich der Bewältigung künftiger Herausforderungen stiften und die Netze um zusätzliche Funktionalitäten erweitern bzw. vorhandene Funktionalitäten verbessern. Die Smart Grid Roadmap³ kann als Leitbild für wichtige Funktionalitäten herangezogen werden. So können etwa Massnahmen ergriffen werden, die dazu dienen, Informationen über aktive Netzelemente, wie z. B. regelbare Ortsnetzstationen oder Strangregler, bereitzustellen und diese Netzelemente effizient und verlässlich zu betreiben.

Als anrechenbare Netzkosten kommen von Grund auf nur Kosten in Frage, die einen klaren und zeitlich wie sachlich engen Konnex zur Netzplanung oder dem Netzbetrieb haben (angewandte Forschung), nicht aber die Kosten reiner Forschungs- oder Untersuchungsarbeit. Anrechenbar sind also vor allem die Kosten der aktiven Nutzung der neuartigen Möglichkeiten, welche aber bereits erforscht wurden und nun im Kleinen und unter den realen Umständen im jeweiligen Netzgebiet erstmals erprobt werden sollen. Soweit mit Blick auf eine konkrete innovative Massnahme noch gewisse Vorarbeiten oder Vorabklärungen nötig sind, so sind diese als Teil der Massnahme auch anrechenbar.

Die anrechenbaren Kosten von innovativen Massnahmen werden mit *Absatz 2* auf 1 Prozent der anrechenbaren Betriebs- und Kapitalkosten des Netzbetreibers beschränkt. Darüber hinaus gilt eine absolute jährliche Obergrenze von maximal einer Million Franken für Massnahmen der Swissgrid bzw. von 500 000 Franken für die übrigen Netzbetreiber. Die Verordnung macht hier keine speziellen

³ Vgl. Smart Grid Roadmap Schweiz. Wege in die Zukunft der Schweizer Elektrizitätsnetze, 2015, abrufbar unter www.bfe.admin.ch/smartgrids.



Vorschriften dazu, wann es sich bei den Kosten um Betriebs- oder Kapitalkosten handelt, dies wird jeweils für den konkreten Einzelfall nach den üblichen Regeln bestimmt werden müssen.

Letztlich liegt die Legitimation für die (beschränkte) Anrechenbarkeit der Kosten gewisser innovativer Massnahmen vor allem in der Überlegung, dass diese zwar kurzfristig teilweise ineffizient sind, dass aber langfristig nur mittels Innovation eine kontinuierliche Weiterentwicklung und Verbesserung der Netze erfolgen kann. Diesem Gedanken wird auch mit der Aufnahme einer Dokumentationspflicht Rechnung getragen: das durch innovative Massnahmen gewonnene Wissen soll zugänglich gemacht werden. Dieser Wissenstransfer dient seinerseits der Entwicklung des Netzes und verbessert darüber hinaus die Effizienz solcher Massnahmen, da nicht x identische Projekte durchgeführt werden müssen, um Erkenntnisse zu gewinnen. *Absatz 3* gibt dementsprechend vor, dass die Netzbetreiber die Ergebnisse der von ihnen durchgeführten innovativen Massnahmen auf einheitliche und damit vergleichbare Art und Weise dokumentieren. Die Dokumentation dient dazu, eine möglichst präzise Vorstellung von der Funktionsweise, der Einsatzmöglichkeit wie auch dem Nutzen der betreffenden innovativen Massnahme zu geben. Darüber hinaus sollen auch Umsetzungsschwierigkeiten, Hemmnisse sowie die dazu gefundenen Lösungsansätze aufgezeichnet werden. Der Verordnungsgeber selbst gibt bereits gewisse Inhalte vor, mittels derer die von den Netzbetreibern durchgeführten innovativen Massnahmen und die erzielten Ergebnisse zu dokumentieren sind. Im Interesse der Transparenz und damit eine Vergleichbarkeit gewährleistet ist, legt die ECom weitere Mindestanforderungen an die Dokumentationen in Form von Richtlinien oder ähnlichem fest. Sie kann dabei auch vorgeben, an welcher Stelle die Verteilnetzbetreiber ihre Dokumente veröffentlichen müssen. Eine sinnvolle Lösung könnte eine zentrale Stelle, z. B. eine Website, sein, um die Transaktionskosten der Informationssuche interessierter Stellen so gering wie möglich zu halten. Es liegt in der Natur der Sache, dass eine vollständige Dokumentation erst mit der Beendigung des Projektes erstellt und eingereicht werden kann. Dies kann allenfalls zu einer nachträglichen Korrektur von bereits eingerechneten Kostenposten führen und würde dann wie üblich in den Tarifen der Folgejahre berücksichtigt.

Art. 13c Anrechenbare Kosten von Massnahmen zur Sensibilisierung im Bereich der Verbrauchsreduktion

Absatz 1 erlaubt explizit die Anrechenbarkeit der Kosten, die dem Netzbetreiber entstehen, wenn er die vom Bundesrat umschriebenen Sensibilisierungsmassnahmen bezüglich der Verbrauchsreduktion umsetzt. Anrechenbar ist demnach die Aufbereitung der Verbrauchsdaten eines Endverbrauchers in einer Weise, die den Endverbraucher mindestens dazu befähigt, seinen Verbrauch zeitnah einzusehen und über verschiedene Zeithorizonte zu vergleichen. Wichtig ist, den Endverbrauchern ihren Mehr- oder Minderverbrauch gegenüber ähnlichen Endverbrauchergruppen zeitnah aufzuzeigen. Forschungs- und Pilotprojekte haben nachweislich gezeigt, dass Endverbraucher ihren Verbrauch durch kompetitive oder kollaborative, spielerische Ansätze dauerhaft reduzieren können. Anrechenbar sind namentlich Aufwendungen seitens des Netzbetreibers im Bereich der Datenbearbeitung und der Datenbekanntgabe an den Endverbraucher selbst. Der in der Verordnung verwendete Begriff «Bearbeitung» ist mithin in einem umfassenden Sinne zu verstehen. Er umfasst also das Erfassen, Aufbereiten, Darstellen und Bekanntgeben der zur Sensibilisierung notwendigen Daten. Die Umschreibung der anrechenbaren Massnahmen ist bewusst sehr restriktiv gehalten: Bei Sensibilisierungsmassnahmen über die Reduktion des Energieverbrauchs handelt es sich zweifelsohne um eine Handlung im Grenzbereich zwischen dem Netz als natürlichem und reguliertem Monopol und dem Energiemarkt bzw. dem Energiedienstleistungsmarkt. Soweit das Messwesen als Teil des Netzbetriebs vom Verteilnetzbetreiber betreut wird, ist es naheliegend und sinnvoll, wenn auch er derjenige ist, der diese Daten aufbereitet und zur Verfügung stellt und auf diese Weise eine gewisse grundlegende Aufklärungsarbeit betreibt. Angesichts dieses Umstandes kann jedoch bloss in sehr



engem Rahmen eine in die Netzkosten anrechenbare Tätigkeit angenommen werden. Macht der Netzbetreiber mehr als die hier explizit genannte Art der Datenaufbereitung, so bewegt er sich damit zunehmend in den Dienstleistungsmarkt hinein. Er bewegt sich dann in einem Tätigkeitsbereich, der vom Netzbetrieb zu entflechten ist (Art. 10 StromVG) und dessen Kosten keinesfalls in die Netzkosten eingerechnet werden dürfen.

In diesem Lichte ist auch *Absatz 2* zu sehen, seinerseits ebenfalls restriktiv, der den Umfang der anrechenbaren Kosten für Sensibilisierungsmassnahmen beschränkt: *Absatz 2* sieht eine relative wie auch eine absolute Beschränkung vor. Ein pragmatischer Ansatz ist, hier diese Kosten auf 0,5 Prozent der bisherigen Betriebskosten des Netzbetreibers zu deckeln bzw. ein Maximum von 250'000 Franken jährlich vorzusehen. Kleinere Netzbetreiber haben weniger Aufwand als grössere Netzbetreiber, um die geringere Anzahl an Endverbrauchern zu sensibilisieren. Bei grösseren Verteilnetzbetreibern würden diese 0,5% der übrigen Betriebskosten aber bereits einen beachtlichen Kostenposten ausmachen. Das würde sich schwer mit dem Anliegen, die Anrechenbarkeit der Sensibilisierungsmassnahmen restriktiv zu halten und nicht in den Energiedienstleistungsmarkt einzugreifen, vertragen. Daher wird zusätzlich eine absolute Grenze der jährlich anrechenbaren Aufwendungen festgelegt. Es versteht sich im Übrigen von selbst, dass Netzbetreiber vor dem Hintergrund des Artikels 15 StromVG weiterhin diese Aufwendungen so effizient wie möglich halten sollten und, sofern die Prozesse und notwendigen Systeme etabliert sind, nicht die maximalen Beträge ausschöpfen sollten, sofern nicht notwendig. Sollten die Kosten diese Grenze überschreiten, sind geeignete Verteilschlüssel zu verwenden.

Art. 13d Anrechenbare Kosten von Informationsmassnahmen und von Öffentlichkeitsarbeit
Artikel 15 Absatz 3^{bis} Buchstabe b StromVG beauftragt den Bundesrat, in der Verordnung die Bedingungen und den Umfang der Anrechenbarkeit von notwendigen, projektspezifischen Informationsmassnahmen zu bestimmen. Solche Informationsmassnahmen können sich in Projekten sämtlicher Netzebenen als notwendig erweisen (vgl. Botschaft, BBl 2016 3865, hier 3889). Darüber hinaus wird mit Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe g StromVG die Swissgrid, deren Projekte für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit besonders wichtig, aber dennoch oftmals umstritten sind, gesetzlich verpflichtet, die Öffentlichkeit weitergehend über ihre Projekte und deren Bedeutung für die Schweizer Stromversorgung zu informieren. Diese Verpflichtung der Swissgrid geht über die projektspezifischen Informationsmassnahmen hinaus und bildet nicht Gegenstand der vorliegenden Verordnungsbestimmung. Es hat sich gezeigt, dass Projekte insbesondere hinsichtlich Kapitalaufwand und Öffentlichkeitswirksamkeit äusserst unterschiedlich sind und sich zwischen diesen beiden Grössen keine allgemeingültige Korrelation herstellen lässt. Daher ist es nicht möglich, den Umfang der Anrechenbarkeit über eine Regelung der Kostenobergrenzen zu bestimmen, wie dies bspw. bei den Sensibilisierungsmassnahmen vorgesehen ist. Im Zusammenhang mit den Informationsmassnahmen arbeitet die Verordnung daher stärker mit materiellen Bedingungen. Im Rahmen der so statuierten Schranken gelten die bei Erbringung der Leistungen entstehenden Kosten als anrechenbare Betriebskosten.

Ziel der Informationsmassnahmen ist die Ermöglichung einer sachgerechten Mitwirkung der von einem Vorhaben Betroffenen. Diese – und weitere Kreise, die für die Meinungsbildung der Betroffenen wichtig sind (Medien, Politik etc.) – müssen folglich rechtzeitig die erforderlichen Informationen erhalten, um sich eine Meinung bilden zu können sich in geeigneter Weise und möglichst konstruktiv beteiligen zu können. Die Verordnung statuiert deshalb den Grundsatz, dass die Kosten derjenigen Informationsmassnahmen anrechenbar sind, die zur Meinungsbildung und allfälligen Mitwirkung am Verfahren notwendig sind. Die Nennung der Inhalte der Informationsmassnahmen in *Absatz 1* ist nicht abschliessend und orientiert sich an Artikel 16 Absatz 3 EleG, welcher impliziert, dass im



Plangenehmigungsverfahren zu prüfen ist, ob das Projekt den Vorschriften des Elektrizitätsrechts, der Raumplanung, des Umweltschutzes sowie des Natur- und Heimatschutzes entspricht. Dementsprechend sieht Absatz 1 insbesondere die Anrechenbarkeit der Kosten der Bereitstellung von Informationen über die voraussichtlichen Auswirkungen des Projekts auf Umwelt, Raum und Betroffene vor. Hierunter fallen auch Informationen über allfällige Massnahmen, die diese Auswirkungen kompensieren (Ersatzmassnahmen etc.). Da erfahrungsgemäss häufig bereits die Notwendigkeit eines Vorhabens (Bedarf) bestritten wird, sollen auch diesbezügliche Informationen bereitgestellt werden. Solche Massnahmen können massgeblich zur Akzeptanz eines Projekts beitragen. Informationen über den zeitlichen Ablauf des Vorhabens sind schliesslich notwendig, um die rechtzeitige und damit sachgerechte Mitwirkung zu gewährleisten. Für sämtliche Informationsmassnahmen gilt der Grundsatz, dass sie einen unmittelbaren Konnex zu einem konkreten Vorhaben aufweisen müssen. Es ist den Netzbetreibern überlassen, wie sie die Informationen bereitstellen wollen (schriftlich, mündlich, Internetauftritt etc.); wichtig ist, dass sie für die Betroffenen verständlich sind. «Bereitstellung» im Sinne der Verordnungsbestimmung umfasst selbstverständlich auch die Verbreitung der Informationen.

Nach Artikel 9e Absatz 2 StromVG werden erhebliche Leistungen eines Kantons im Rahmen seiner Öffentlichkeitsarbeit mittels Leistungsvereinbarungen abgegolten. In Ausführung von Artikel 3a Absatz 2 EleG sieht sodann der neue Artikel 13 der Verordnung vom 22. November 2006 über Gebühren und Aufsichtsabgaben im Energiebereich (SR 730.05) vor, dass das BFE für die Deckung der Entschädigungen, die es gemäss den Leistungsvereinbarungen den Kantonen für ihre Öffentlichkeitsarbeit ausrichtet, bei den Betreiberinnen von Stark- und Schwachstromanlagen Gebühren erhebt. Schliesslich beauftragt Artikel 15 Absatz 3^{bis} Buchstabe b StromVG den Bundesrat, die Einzelheiten der Anrechenbarkeit dieser Gebühren zu regeln. *Absatz 2* statuiert die vollumfängliche Anrechenbarkeit dieser beim Netzbetreiber erhobenen Gebühren.

Art. 18 Netznutzungstarife

Die umformulierten *Absätze 2 bis 4* halten an der Vorgabe zur Bildung einer Basiskundengruppe fest. Aus Gründen der Praktikabilität knüpft die Zugehörigkeit zur Kundengruppe aber nicht mehr an der Anschlussleistung (bis 30 kVA), sondern am jährlichen Elektrizitätsverbrauch an (bis zu 50 MWh). Die weiteren Änderungen in diesen Absätzen sind redaktioneller Natur, bringen also keine Änderung der materiellen Rechtslage mit sich.

Art. 24, Abs. 2 erster Satz

Der *erste Satz von Absatz 2* wird aus redaktionellen Gründen angepasst.

Art. 31e Abs. 3 und 4

Die Bestimmungen der Absätze 3 und 4 werden in leicht modifizierter Form in den neuen Artikel 31j verschoben.

Art. 31i Übertragung von Schaltfeldern

Die Schaltfelder beim Übergang zu Kernkraftwerken, die aufgrund der bisherigen stromversorgungsrechtlichen Regeln bereits der Swissgrid übertragen worden sind, die aber nach dem neuen Artikel 2 Absatz 2 Buchstabe d nicht zum Übertragungsnetz gehören, müssen nach der Regel in *Absatz 1* der Übergangsbestimmung innerhalb von zwei Jahren ab Inkrafttreten der vorliegenden Änderung von der Swissgrid an den Eigentümer des jeweiligen Kernkraftwerks übertragen werden. Die Übertragung erfolgt gegen volle Entschädigung. Die Swissgrid hat also Anlagen wieder zu verkaufen, die ihr aufgrund stromversorgungsrechtlicher Vorgaben nach den Regeln von Artikel 33 StromVG übertragen worden sind. Es ist daher angezeigt, soweit möglich auch auf diese (Rück-) Übertragung sinngemäss



die Regeln des Artikels 33 StromVG anzuwenden. Bei den Übertragungen steht wie schon bei der Übereignung des Übertragungsnetzes an die Swissgrid die vertragliche Einigung im Vordergrund. Die Betroffenen sollen gemeinsam die detaillierten Abgrenzungen für jedes einzelne Kraftwerk vornehmen und vertraglich festlegen. In dieser vertraglichen Regelung muss auch allfälligen Bedürfnissen der Swissgrid Rechnung getragen werden. Je nach Ausgangslage geht mit der Abgrenzung auch eine (bislang noch ausstehende) Übertragung von Übertragungsnetzanlagen an die Swissgrid einher, welche sich direkt nach Artikel 33 StromVG richtet. Nur wenn die vertragliche Einigung bei der Übertragung der Schaltfelder nicht gelingt, soll die EICOM eine entsprechende Verfügung erlassen (vgl. Art. 33 Abs. 5 StromVG). Die EICOM hört vor Erlass einer solchen Verfügung das Eidgenössische Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSI) an und verfügt auch die für den sicheren Betrieb des Kernkraftwerks und des Übertragungsnetzes notwendigen Massnahmen (z.B. auf die Bedürfnisse der Swissgrid abgestimmte Schaltungen und Zugangsrechte).

Fraglich kann sein, ob ein Schaltfeld bei einem Kraftwerk, das den Leistungsbetrieb endgültig eingestellt hat, noch als sicherheitsrelevant im Sinne des Artikels 2 Absatz 2 Buchstabe d gilt oder nicht und ob es demzufolge an das Kraftwerk übereignet werden muss oder nicht. Die Verordnung klärt deswegen in *Absatz 2*, dass eine Übertragung des Schaltfeldes an den Kernkraftwerkseigentümer nicht mehr erfolgen muss, wenn der Leistungsbetrieb vor Ende der Frist für die Übertragung eingestellt worden ist. Relevant ist die Bestimmung für die BKW AG, die die endgültige Einstellung des Leistungsbetriebs des Kernkraftwerks Mühleberg per Ende 2019 beschlossen hat, weshalb Schaltfelder beim Übergang zum Kernkraftwerk Mühleberg voraussichtlich unter diese Bestimmung fallen werden.

Art. 31j Intelligente Mess-, Steuer- und Regelsysteme

Absatz 1 entspricht dem bisherigen Artikel 31e Absatz 3. Die Voraussetzungen, unter denen Messsysteme, welche die gesetzlichen Anforderungen (Art. 17a Abs. 1 und 3 StromVG sowie Art. 8a Abs. 1 und 2 und Art. 8b) weitgehend, aber nicht vollständig erfüllen, weiterhin eingesetzt werden dürfen und den intelligenten Messsystemen gleichgestellt sind, werden indes etwas grosszügiger gehandhabt. Entweder müssen die Messsysteme vor dem 1. Januar 2018 installiert worden sein (Bst. a) – das ist nicht neu – oder deren Beschaffung muss vor dem 1. Januar 2019 initiiert worden sein (Bst. b). Das letztere Stichdatum stellt für die Netzbetreiber eine gewisse Erleichterung dar; es wurde so gewählt, dass durch die Änderung keinem Netzbetreiber ein Nachteil entsteht.

Absatz 2 hat keine Entsprechung im bisherigen Recht. Die Schaffung dieses neuen Ausnahmetatbestands begründet sich mit der Verzögerung bei der Entwicklung der für die intelligenten Messsysteme verlangten Datensicherheitsprüfung (vgl. Art. 8b). Auf diesen Ausnahmetatbestand können sich die Netzbetreiber indes nur dann stützen, wenn der Einsatz eines intelligenten Messgeräts an sich unausweichlich wäre, so etwa in den Fällen von Artikel 31e Absatz 2 Satz 2, beim Austausch eines defekten Geräts oder bei Neuanschlüssen. Der Ausnahmecharakter der Bestimmung («nötigenfalls») bringt zudem mit sich, dass der Netzbetreiber, das eingesetzte Gerät so bald wie möglich auf den Stand der Anforderungen von Artikel 8a Absatz 1 und 2 sowie auf einen sicherheitstechnischen Stand gemäss Artikel 8b bringen sollte (z.B. mittels Aktualisierung der Software).

Absatz 3 entspricht dem bisherigen Artikel 31e Absatz 4 Satz 1. Der Regelungsgehalt dieser Bestimmung wurde auf den neuen Ausnahmetatbestand von *Absatz 2* ausgedehnt. Die Bestimmung des bisherigen Artikel 31e Absatz 4 Satz 2, nach welcher sich die Kostentragung bei Lastgangmessungen, die vor dem Inkrafttreten der Änderung vom 1. November 2017 eingesetzt wurden, nach Artikel 8 Absatz 5 des früheren Rechts richtet, wird ersatzlos gestrichen. Zuzufolge dieser



Änderung sind dem Netzbetreiber fortan auch diese Kosten anrechenbar, womit sie vom Messkunden nicht mehr individuell zu tragen sind.

Die neuen Bestimmungen der Absätze 4 und 5 gehen auf die Einführung des Begriffs «Speicher» in den Artikel 17a und 17b StromVG zurück.

Art. 31k

Diese Bestimmung regelt, wann erst- und letztmals vom Recht nach Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG Gebrauch gemacht werden darf. Indem nicht auf ein spezifisches Kalenderdatum abgestellt wird, kann jeder Grundversorger unabhängig von der Einteilung des Geschäfts- und Tarifjahrs während vier Jahren von dieser Bestimmung profitieren (beim hydrologischen Jahr beispielsweise von Oktober 2018 bis und mit September 2022, beim Kalenderjahr von Januar 2019 bis und mit Dezember 2022).

Ziff. II

Die neuen Gesetzesbestimmungen im StromVG etablieren den Szenariorahmen als Grundlage der Mehrjahrespläne. Die erstmalige Ausarbeitung des Szenariorahmens durch das BFE wird rund zwei Jahre in Anspruch nehmen. Mit dem um zwei Jahre verzögerten Inkrafttreten der Artikel 6 Absatz 1 und 6a betreffend Mehrjahrespläne wird diesem Umstand Rechnung getragen und sichergestellt, dass die neuen Bestimmungen zu den Mehrjahresplänen erst wirksam werden, wenn der Szenariorahmen vom Bundesrat genehmigt wurde. Bis zu diesem Zeitpunkt sollen die heute bestehenden Bestimmungen zu den Mehrjahresplänen weiter gelten. Dementsprechend wird auch ein um zwei Jahre versetztes Inkrafttreten der Artikel 8 Absätze 2 und 4, Artikel 9d, 20 Absatz 2 Buchstaben f und g sowie Artikel 22 Absatz 2^{bis} StromVG vorzusehen sein.

Gemäss Absatz 3 treten die Änderungen im Zusammenhang mit Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG per 1. Januar 2023 automatisch ausser Kraft. Da diesbezüglich der vorherige Zustand wiederhergestellt wird, bedeutet dies für Artikel 4, dass die geltenden Absätze 2 und 3, die unverändert in Artikel 4b verschoben worden sind, zurück in den Artikel 4 springen.