



Februar 2017

---

# **Erstes Massnahmenpaket zur Energierstrategie 2050**

## **Teilrevision der Stromversorgungsverordnung**

Erläuternder Bericht

---



## Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitende Bemerkungen .....	1
2.	Grundzüge der Vorlage .....	1
2.1	Regelungen bezüglich der Netznutzungsentgeltssystematik (Kundengruppen und effiziente Netzinfrastruktur) .....	1
2.2	Einführung von intelligenten Messsystemen .....	2
2.3	Intelligente Steuer- und Regelsysteme bei Endverbrauchern und Produzenten .....	2
2.4	Datenschutz für intelligente Mess-, Steuer- und Regelsysteme .....	3
3.	Finanzielle, personelle und weitere Auswirkungen auf Bund, Kantone und Gemeinden .....	4
4.	Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft .....	4
5.	Erläuterungen zu den einzelnen Bestimmungen .....	6



## 1. Einleitende Bemerkungen

Am 30. September 2016 hat das Parlament das erste Massnahmenpaket zur Energiestrategie 2050 verabschiedet (BBl 2016 7683). Dieses beinhaltet eine Totalrevision des Energiegesetzes vom 26. Juni 1998 (EnG; SR 730.0) sowie Anpassungen in weiteren Bundesgesetzen. Die Änderungen auf Gesetzesstufe haben Auswirkungen auf verschiedene Verordnungen.<sup>1</sup> Dazu gehört auch die Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008 (StromVV; SR 734.71). Damit ist diese Revision Bestandteil der aufgrund des ersten Massnahmenpakets zur Energiestrategie 2050 notwendigen Anpassungen auf Verordnungsstufe.

## 2. Grundzüge der Vorlage

### 2.1 Regelungen bezüglich der Netznutzungsentgeltssystematik (Kundengruppen und effiziente Netzinfrastruktur)

Aufgrund neuer gesetzlicher Regelungen betreffend Bezugsprofilen (Art. 14 Abs. 3 Bst. c StromVG), der Einführung von intelligenten Messsystemen beim Endverbraucher (Art. 15 und 17a StromVG) sowie des Einsatzes von intelligenten Steuer- und Regelsystemen, die auch Speicher abdecken (Art. 17b StromVG), müssen die Grundsätze zur Bildung der Netznutzungsentgelte angepasst werden.

Mit intelligenten Messsystemen beim Endverbraucher wird die Leistungsmessung mittelfristig überall verfügbar. Es soll jedoch gleichzeitig an der Vorgabe eines zu 70 Prozent nicht-degressiven Arbeitstarifes festgehalten werden. Für kleine Endverbraucher mit einer Anschlussleistung von bis zu 15 kVA soll es in Zukunft nur eine Kundengruppe geben. Das gilt unabhängig davon, ob ein Endverbraucher eine Produktionsanlage installiert hat oder nicht. Das reduziert die Tarifvielfalt und vereinfacht die Tarifierung. Für Endverbraucher mit einer höheren Anschlussleistung, wie z.B. Wärmepumpenbesitzer oder Endverbraucher mit Produktionsanlagen von mehr als 15 kVA, können andere Kundengruppen geschaffen werden. Dabei gilt jedoch weiterhin die Vorgabe des zu 70 Prozent nicht-degressiven Arbeitstarifes, sofern diese Endverbraucher auf der Spannungsebene unter 1 kV angeschlossen werden. Das unterstützt die Energieeffizienz: Der Strom wird zunehmend dort verbraucht, wo er produziert wird. Auch die technischen Möglichkeiten der intelligenten Messsysteme sollen in der Tarifbildung eingesetzt werden können. So kann der Netzbetreiber allen Endverbrauchern auf der Spannungsebene unter 1kV unabhängig davon, ob sie Produktionsanlagen vor Ort nutzen oder nicht, neue Tarife anbieten, die vom Grundsatz des minimalen Arbeitstarifes abweichen. Hier sind einfache Leistungstarife und andere, dynamische bzw. innovative Lösungen vorstellbar. Der Endverbraucher kann dann jederzeit zwischen den neuen Netzprodukten und der Basisoption eines nicht-degressiven Arbeitstarifes von 70% wählen. Wann ein Übergang zwischen dem Basisprodukt und den möglichen innovativen Netzprodukten stattfindet, ist vertraglich zu lösen.

Auch der Eigenverbrauch wird durch den Einsatz von intelligenten Steuer- und Regelsystemen von dieser neuen Regelung profitieren. Endverbraucher können unter Verwendung dieser intelligenten Steuer- und Regelsysteme, die auch Speicher umfassen, ihren Verbrauch und den Bezug von Elektrizität aus dem Netz flexibler gestalten. Durch die zeitliche und mengenmässige Anpassung ihres Verbrauchs kann der produzierte Strom so vermehrt vor Ort genutzt und der Bezug aus dem Netz reduziert werden. Die Offenheit der Neuregelung ermöglicht dabei Lösungen, die der Effizienz und Sicherheit des Gesamtsystems zuträglich sind, indem z. B. ein Mehrbezug aus dem Netz bei Überproduktion im Gesamtsystem beanreizt werden kann. Um die Verbreitung solcher Lösungen und

<sup>1</sup> Vgl. dazu die ausführlichen Informationen zur Ausgangslage im erläuternden Bericht zur Totalrevision der Energieverordnung (EnV) vom Februar 2017.



die zunehmende Nutzung von Flexibilität (vgl. dazu Kapitel 2.3) im System nicht über die Einordnung in andere Kundengruppen zu verlangsamen oder eine Möglichkeit für unüberblickbare Tarifvielfalt zu schaffen, soll der Einsatz intelligenter Steuerungen per se kein ausreichender Grund für eine Einordnung in eine separate Kundengruppe sein. Lediglich ein im erheblichen Masse unterschiedliches Bezugsprofil der Elektrizität vom Netz ist massgebend, jedoch nur für grössere Endverbraucher mit einer Anschlussleistung von 15kVA. Das erleichtert die Tarifgestaltung und gewährleistet eine einfache Struktur der Tarife.

## 2.2 Einführung von intelligenten Messsystemen

Mit dem neuen Artikel 17a StromVG erhält der Bundesrat die Kompetenz, Vorgaben zur Einführung intelligenter Messsysteme zu machen. Gemäss Smart-Grid-Roadmap<sup>2</sup> sind intelligente Messsysteme, sogenannte Smart-Metering-Systeme, eine zentrale Komponente zukünftiger intelligenter Netze. Ihre Einführung wird als ein erster wichtiger Schritt in Richtung Smart-Grids betrachtet. Auf Verordnungsstufe werden die technischen Mindestanforderungen, welche die intelligenten Messsysteme zu erfüllen haben, konkretisiert. Das schafft Rechts- und Investitionssicherheit für Netzbetreiber und gewährleistet, dass der durch intelligente Messsysteme entstehende Nutzen auch wirklich realisiert und damit ein volkswirtschaftlich positives Kosten-Nutzen-Verhältnis sichergestellt wird.<sup>3</sup>

Neben den technischen Mindestanforderungen werden im Zusammenhang mit der Einführung der Messsysteme die Übergangsregelungen derart gestaltet, dass den Betreibern genügend Zeit verbleibt, die komplexen Messsysteme umzustellen. Darüber hinaus werden Lastgangmessgeräte mit automatischer Datenübermittlung schrittweise auf Basis der Lebensdauer dieser Geräte abgelöst, um mittelfristig eine möglichst homogene Messinfrastruktur sicherzustellen. Nicht zuletzt werden notwendige Datenschutzbestimmungen zur Handhabung der schützenswerten Daten erlassen (vgl. Kapitel 2.4).

## 2.3 Intelligente Steuer- und Regelsysteme bei Endverbrauchern und Produzenten

Mit dem neuen Artikel 17b StromVG erhält der Bundesrat die Kompetenz, Vorgaben zum Einsatz von Steuer- und Regelsystemen zu machen. Der Einsatz von Steuer- und Regelsystemen, wozu auch der Einsatz von dezentralen Speichern zählt, ist neben der Verwendung von intelligenten Messsystemen gemäss der Smart Grid Roadmap ein weiteres zentrales Merkmal von intelligenten Netzen. Dem Markt oder dem Netz wird sogenannte Flexibilität zugeführt, die zum Ausgleich der Fluktuationen der neuen, erneuerbaren Energien notwendig ist. Unter Flexibilität wird die direkte oder indirekte Beeinflussung der Produktion von Erzeugern oder des Verbrauchs von Endverbrauchern durch Netzbetreiber oder andere Akteure verstanden. Als Folge kann die Einspeisung in das Netz oder Entnahmen aus dem Netz moduliert werden. Jegliche Steuer- und Regeleinriffe seitens Marktakteuren haben aber aufgrund systemischer Vernetzungen im Stromversorgungssystem unvermeidlich auch Auswirkungen auf die elektrischen Netze. Eine Häufung marktgetriebener Eingriffe könnte unter Umständen im Verteilnetz zu technischen Problemen führen. Auch Eingriffe des Netzbetreibers können zu einer Nichtverfügbarkeit der gesteuerten Einrichtung für den marktdienlichen Einsatz führen. Damit kann sich die Interessenlage für einen Einsatz der Flexibilität am Markt und zur Einhaltung eines sicheren und effizienten Netzes in gewissen Situationen widersprechen.

<sup>2</sup> „Smart Grid Roadmap Schweiz – Wege in die Zukunft der Schweizer Elektrizitätsnetze“, Bundesamt für Energie, 2015 (<http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/38814.pdf>).

<sup>3</sup> Vgl. hierzu „Grundlagen der Ausgestaltung einer Einführung intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher in der Schweiz – Technische Mindestanforderungen und Einführungsmodalitäten“, Bundesamt für Energie 2014 (<http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/37458.pdf>).



Auf Verordnungsebene sollen der nötige Rahmen für eine effiziente Koordination zwischen Netzbetreibern und Marktakteuren gesetzt und ein diskriminierungsfreier Zugang zu Flexibilitätpotenzialen ermöglicht werden. Unterschiedliche Modelle wurden hierzu auf ihre Tauglichkeit hin untersucht<sup>4</sup>. Die in der Verordnung umgesetzte Lösung umfasst dabei die Gemeinsamkeiten der verschiedenen Lösungsansätze und setzt die wesentlichen Erkenntnisse um. Der vorliegende Regulierungsansatz umfasst eine gewisse Robustheit und bildet das nach derzeitigem Kenntnisstand notwendige Minimum der Regulierung einer Koordination von Markt und Netz ab. Darauf basierend können sich intelligente Netze und Nutzungsmodelle der Flexibilität entwickeln. Es wird dem fundamentalen Grundsatz gefolgt, dass dem Besitzer bzw. Anbieter der Flexibilität freisteht, wie er seine Flexibilität nutzt bzw. wem er sie anbietet. Es ist im Gesetz verankert, dass die Zustimmung seitens des Flexibilitätsbesitzers erfolgen muss. Ein Vorrecht auf die Nutzung durch einen Akteur existiert durch die Neuregelungen also nicht. Der Netzbetreiber kann sich den Zugriff darauf sichern, wenn dies für den effizienten Betrieb des Netzes nötig ist, da z.B. eine netzdienliche Steuerung erheblich für eine Entlastung der Infrastruktur sorgen und zu einer Reduktion des konventionellen Netzausbaus führen kann. Er muss die Zugriffsmöglichkeit jedoch angemessen und sachgerecht vergüten. Dabei wird der Wert für den möglichen Einsatz marktbasiert ermittelt. Die Bedingungen für den Einsatz der Steuer- und Regelsysteme fassen so grundsätzlich ein gesamtwirtschaftliches Kalkül ins Auge. Die Vergütungen, die Netzbetreiber anbieten, sollen daher transparent und für Marktakteure, die damit konkurrieren, zugänglich sein. Oberste Priorität haben die Netz- resp. die Versorgungssicherheit. Der Netzbetreiber soll ohne weitere Voraussetzung eingreifen können, wenn dies nötig ist, um den stabilen und sicheren Netzbetrieb aufrecht zu erhalten. Die für den Netzbetreiber in diesem Zusammenhang anfallenden Kapital- und Betriebskosten können den Netzkosten angerechnet werden, falls die Zugriffe und Steuerungen eine effiziente Lösung im Netz darstellen, also im Vergleich tiefer ausfallen als ein konventioneller Netzausbau.

## 2.4 Datenschutz für intelligente Mess-, Steuer- und Regelsysteme

Das Datenschutzrecht schützt die Privatsphäre, die Persönlichkeit und die Grundrechte von Personen im Zusammenhang mit der Bearbeitung von Daten. Die durch intelligente Messsysteme erhobenen Daten, d.h. Lastgänge mit einer Periode von 15 Minuten, sind Daten, die sich auf eine bestimmte oder bestimmbare Person beziehen. Gleiches gilt für Daten, die höher aufgelöst und kontinuierlich durch Steuer- und Regelsysteme aufgenommen werden. Es handelt sich somit um Personendaten, deren Bearbeitung nur unter Einhaltung des Datenschutzrechts zulässig ist.

Die Rahmenbedingungen zur Erhebung und Bearbeitung der Daten intelligenter Mess-, Steuer- und Regelsysteme sind aufgrund der teilweise hohen Sensibilität der Daten derart vorzusehen, dass die Mess-, Steuer- und Regelsysteme den Schutz der Privatsphäre ermöglichen. Die Gratwanderung führt also zwischen dem Nichtausschöpfen der technischen Möglichkeiten einerseits und Einbussen in der Privatsphäre andererseits hindurch. Die getroffenen Regelungen gehen den Mittelweg. Die Erhebung und die Bearbeitung der im Minimum notwendigen Daten in der entsprechenden Auflösung und Periodizität wird grundsätzlich zugelassen. Eine automatische Weitergabe dieser detaillierten Informationen an unbeteiligte Dritte ist nicht notwendig. Sie wird mit der vorgesehenen Regelung ausgeschlossen. Bedarfsprognosen können auf der Basis von anonymisierten Daten erstellt werden, die über mehrere Endverbraucher zusammengefasst werden. Das wird durch die Regelung gewährleistet.

<sup>4</sup> Vgl. hierzu insbesondere „Koordination von Markt und Netz – Ausgestaltung der Schnittstelle“, consentec, 2015, sowie „Praktische Aspekte bei der Ausgestaltung der Schnittstelle Markt – Netz im Verteilnetz“, Frontier Economics, 2016 ([http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/00613/04787/index.html?lang=de&dossier\\_id=06327](http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/00613/04787/index.html?lang=de&dossier_id=06327)).



Die Regelung achtet auf die Verhältnismässigkeit, die Datensicherheit und die Zwecke der Bearbeitung. Es werden nicht mehr Personendaten erhoben als für den Bearbeitungszweck notwendig sind. Der Bearbeitungszweck wird bei der Beschaffung der Daten präzise angegeben. Die Datensicherheit, die vor allem auch in den technischen Mindestanforderungen abgedeckt wird, umfasst den Datenlebenszyklus von der Generierung bis zur Löschung. Dabei werden nicht nur die ordentliche Erhebung der verbrauchten Energie und die Datenspeicherung tangiert, sondern auch die verschiedenen Übertragungsmöglichkeiten. Umfassende und verständliche Information der betroffenen Personen über die Datenbearbeitung werden gefordert. Der Zugriff auf Echtzeitdaten durch den Netzbetreiber wird limitiert auf die für einen sicheren Netzbetrieb notwendigen Bearbeitungen. Zugriffskontrollen, Protokollierungen sowie verschlüsselte Übertragung sind ebenso vorgesehen wie Schutz vor Verlust, Diebstahl, unerlaubtem Zugriff, Bekanntgabe, Verwendung oder Modifizierung der Daten. Die Daten sind Eigentum der betroffenen Personen, weshalb diesen mit Bezug auf ihre Daten Informationsrechte zustehen.

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

Die veränderte Regelung zum Datenschutz hat insofern Auswirkungen auf die Kantone, als dass klare und einheitliche Vorgaben hinsichtlich Erhebung und Bearbeitung von Daten durch intelligente Mess-, Steuer- und Regelsysteme erfolgen. Kantone und Gemeinden erhalten eine gemeinsame und einheitliche Grundlage. Energieversorgungsunternehmen der Kantone und Gemeinden können so die Infrastrukturen erweitern und die Energieeffizienz sowie die Handhabung und Abrechnung ihrer Endverbraucher vereinfachen. In Kantonen und Gemeinden, die vorgängig schon Regelungen zum Datenschutz getroffen haben, müssen unter Umständen Anpassungen erfolgen. Diese sollten marginaler Art sein, da sich die bundesrechtlichen Regelungen an diesen kantonalen Regelungen orientieren. Auf Bundesebene ist für die Umsetzung der vorgesehenen Regelungen mit einem höheren finanziellen und personellen Aufwand zu rechnen. Die finanziellen Mehrbelastungen können durch die zur Verfügung stehenden Sachmittel aufgefangen werden. Anders sieht es jedoch bei den personellen Ressourcen aus. Gerade die Thematik rund um den Eigenverbrauch ist hochkomplex. Bei der Weiterentwicklung sind verschiedene Themen wie z.B. Mieterschutz, Datenschutz, Messtechnik oder dezentrale Speicherung zu berücksichtigen. Nicht zu vernachlässigen sind auch die technologischen Entwicklungen, die sich auf die Planung und den Betrieb der Netze auswirken sowie die gesamte IT-Sicherheitsthematik. Für die Bewältigung dieser Aufgaben werden zusätzliche personelle Ressourcen von insgesamt 200 Stellenprozenten benötigt.

### **4. Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft**

Die Investitionskosten einer landesweiten Einführung intelligenter Messsysteme betragen unter Einbezug etwaiger direkter Nutzen in Geschäftsprozessen (Reduktionen bei Ablesekosten, Umzugsprozesskosten u. w.) rund 0,9 Milliarden Franken bis 2035<sup>5</sup>. Der Nettobarwert der direkten Kosten und Nutzen beträgt ca. 0,8 Milliarden Franken bis 2035 aufgrund des Zinseffektes<sup>6</sup>. Neben den direkten Nutzen intelligenter Messsysteme entstehen weitere, indirekte Nutzen, welche von den Effizienzgewinnen beim Stromverbrauch dominiert werden. Diesen hinzuzurechnen ist noch die Stimulierung des Wettbewerbes. Der Barwert der bis 2035 insgesamt anfallenden weiteren Nutzen beläuft sich so auf

<sup>5</sup> Vgl. hierzu „Entwicklung der Netzkosten in der Schweiz vor dem Hintergrund des derzeitigen Bedarfs, der ES2050 und der Strategie Stromnetze“, consentec, 2015 ([http://www.bfe.admin.ch/smartgrids/index.html?lang=de&dossier\\_id=06730](http://www.bfe.admin.ch/smartgrids/index.html?lang=de&dossier_id=06730)).

<sup>6</sup> Vgl. hierzu „Smart Metering Roll Out – Kosten und Nutzen. Aktualisierung des Smart Metering Impact Assessments 2012“, Ecoplan, 2015 ([http://www.bfe.admin.ch/smartgrids/index.html?lang=de&dossier\\_id=06728](http://www.bfe.admin.ch/smartgrids/index.html?lang=de&dossier_id=06728)).



zwischen 1,7 und 1,3 Milliarden Franken<sup>7</sup>. Damit ergibt sich eine positive volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Bilanz zwischen +900 Millionen und +500 Millionen Franken. Sollten intelligente Steuer- und Regelsysteme, z.B. über den Ersatz der Rundsteuerung, aufgrund entsprechend positiver Kosten-Nutzen-Analysen durch die Netzbetreiber ebenfalls in die intelligenten Messsysteme integriert werden, reduziert sich die positive Bilanz zunächst bis auf +260 Millionen Franken. Die Kosten solcher Steuer- und Regelsysteme sind gemäss den Mindestanforderungen zwar nicht grundsätzlich anrechenbar. Die Steuer- und Regelsysteme generieren jedoch einen Nutzen für das elektrische Netz. Dieser Nutzen konnte allerdings nicht quantifiziert werden, weshalb er hier nur qualitativ erwähnt wird. Alles in allem ergibt sich also in jedem Fall ein leicht positives Kosten-Nutzen-Verhältnis.

Die Vorgaben zu den technischen Mindestanforderungen für intelligente Messsysteme stellen die Realisierung der Nutzen dieser neuen Technologie sicher. Zu diesen Nutzen zählen u.a. eine Reduktion der Kosten für Ablesung, für Umzugsprozesse und insbesondere zur Reduktion des Stromverbrauchs. Die intelligenten Messsysteme bringen noch weitere, nicht quantifizierte Nutzen mit sich, wie z. B. die Unterstützung des Eigenverbrauchs oder eine Überwachung der unteren Netzebenen, die wiederum einen effizienteren Netzbetrieb ermöglicht. Die Datenlage bzgl. Einspeisung und Ausspeisung sowie Prognosen können verbessert werden und damit Kosten für die Erhaltung der Netzstabilität gespart werden. Langfristig wird zudem der Wettbewerb in einem vollständig liberalisierten Strommarkt gefördert, denn wichtige Informationen stehen bereit und technische Barrieren für Lieferantenwechsel werden reduziert.

Die Regelungen zum Einsatz intelligenter Steuer- und Regelsysteme schaffen neu die im Mindesten notwendige gesetzliche Grundlage für eine sichere und effektive Koordination zwischen Markt und Netzbelangen. Flexibilität auf Seiten Endverbraucher oder Erzeuger, welche zunehmend im Stromversorgungssystem benötigt wird, kann so unter fairen und weitgehend marktlichen Regeln kontrahiert und eingesetzt werden. Zentraler Grundsatz ist, dass die Flexibilität seinem Besitzer gehört und er sie an Dritte oder den hiesigen Netzbetreiber vermarkten kann. Die Regelungen zu Anrechenbarkeit von Kosten der dazu notwendigen intelligenten Steuer- und Regelsysteme im Netz und deren Vorgaben für einen netzdienlichen Einsatz lassen dem Markt wichtigen Spielraum. Quersubventionierungen sind verboten und der Netzbetreiber muss Kostenvorteile aus der Anrechenbarkeit an Dritte weitergeben. Der Einsatz zur Erhaltung des stabilen Netzbetriebs wird vorrangig behandelt. Markteintrittsbarrieren werden durch die Neuregelungen reduziert, Mehrwerte geschaffen und innovative Produkte für Endverbraucher und Erzeuger entwickelt. Nicht zuletzt sind hier neue Produkte im Bereich der Eigenverbrauchsoptimierung, der Flexibilitätsnutzung auf den Systemdienstleistungsmärkten und für effizientere Netze zu erwarten. Damit sind durchaus positive Effekte für den Wirtschaftsstandort Schweiz zu erwarten.

Die einheitliche Unterstellung unter eine bundesweite Regelung zum Datenschutz im Bereich von intelligenten Mess-, Steuer- und Regelsystemen ermöglicht eine Verminderung des Aufwands auf Anbieterseite im Bereich der Sicherstellung der datenschutzrechtlich technisch notwendigen Anforderungen. Damit kann eine grössere Skalierung der technischen Gerätschaften in der Beschaffung erfolgen, Das senkt die Kosten der Einführung und untermauert das bisher als leicht positiv eingeschätzte Kosten-Nutzen-Verhältnis. Zudem weisen die einheitlichen, bundesweiten datenschutzrechtlichen Standards wettbewerbsfördernde Wirkungen auf: Bessere und innovativere Produkte oder Dienstleistungen für Endverbraucher können in allen Netzgebieten in gleicher Form angeboten werden. Bei kantonalen oder noch feingranulareren Differenzierungen datenschutzrechtlicher Rahmenbedingungen wären auch entsprechende Produktdifferenzierungen notwendig.

<sup>7</sup> Vgl. hierzu „Smart Metering Roll Out – Kosten und Nutzen. Aktualisierung des Smart Metering Impact Assessments 2012“, EcoPlan, 2015 ([http://www.bfe.admin.ch/smartgrids/index.html?lang=de&dossier\\_id=06728](http://www.bfe.admin.ch/smartgrids/index.html?lang=de&dossier_id=06728)).



Dies könnte, gerade auch bei kleineren Gebieten, ein Markthemmnis darstellen, da allfällige Produktdifferenzierungen aufwendig sein und sich daher nicht lohnen könnten. Insgesamt ist also eine Steigerung der Effizienz des gesamten Stromversorgungssystems zu erwarten.

Die Vorgaben zum Datenschutz bei intelligenten Mess-, Steuer- und Regelsystemen gewährleisten eine verhältnis- und zweckmässige Weitergabe von Daten. Sie ermöglichen es, Endverbraucher und Produzenten aktiver in die Stromversorgung einzubinden. Endverbraucher können bewusster Energie nutzen und Strom einsparen. Dadurch stellen sich Effizienzgewinne ein, die Kosteneinsparungen ermöglichen und zu einem schonenderen Ressourcenbedarf führen. Eine Verschiebung des Verbrauchs in Zeiten, in denen er gesamtwirtschaftlich sinnvoller ist, z.B. wenn der Energiepreis tief oder die Netzbelastung gering ist, wird durch die Messsysteme technisch ermöglicht. Es bleibt jedoch der Elektrizitätswirtschaft sowie anderen Marktakteuren überlassen, dieses technische Potenzial zu nutzen. Insbesondere ist dabei auf innovative Netznutzungsprodukte, mit z. B. dynamischen Preissignalen, hinzuweisen. Solche Ansätze werden neu auf Basis der Regelung in Artikel 18 StromVV ermöglicht. Durch die Regelungen zu intelligenten Mess-, Steuer- und Regelsystemen wird die Basis für neue Geschäftsfelder im Energiedienstleistungsbereich gelegt. Das schafft Mehrwerte für einzelne Endverbraucher, aber auch für die Gesellschaft als Ganzes, so z.B. bei der Nutzung und Abgeltung von Flexibilität auf Verbrauchsseite, die die Versorgungssicherheit erhöht.

## 5. Erläuterungen zu den einzelnen Bestimmungen

### 2. Kapitel: Versorgungssicherheit

#### Art. 3a Netzanschluss bei Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch

Grundsätzlich trifft den Netzbetreiber auch bei Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch die Netzanschlusspflicht. Der Netzbetreiber kann einem Zusammenschluss zum Eigenverbrauch den Netzanschluss daher nur dann verweigern, wenn er aufgrund des Anschlusses Massnahmen treffen müsste, die nicht mehr verhältnismässig sind (beispielsweise denkbar bei sehr grossen Zusammenschlüssen). Da der Netzbetreiber einspringen muss, wenn innerhalb eines Zusammenschlusses die Versorgung mit Elektrizität nicht mehr funktioniert (Art. 19 Abs. 4 EnV), kann er den Anschluss zudem auch dann verweigern, wenn die Grundeigentümerin oder der Grundeigentümer keine Gewähr für einen funktionierenden Betrieb innerhalb des Zusammenschlusses geben kann (Abs. 1).

Wenn aufgrund eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch bestehende Anschlussanlagen nicht mehr oder nur noch teilweise genutzt werden, so stellt sich die Frage, wer die noch nicht amortisierten (und sozialisierten) Kosten dieser Anschlüsse trägt. Artikel 5 Absatz 5 StromVG räumt dem Bundesrat explizit die Möglichkeit ein, bei Anschlusswechseln die Kapitalkosten solcher Anlagen anteilmässig den betreffenden Endverbrauchern aufzuerlegen. Bislang hat es der Bundesrat der Branche überlassen, diesbezüglich Richtlinien zu erlassen (Art. 3 Abs. 2 StromVV). Da der Zusammenschluss zum Eigenverbrauch aber häufig mit Anschlusswechseln einhergehen dürfte, ist es angezeigt für diesen Fall eine Regelung zu erlassen. Bei Anschlussanlagen, die gar nicht mehr genutzt werden, soll der Endverbraucher jenen Teil der Kapitalkosten, der noch nicht amortisiert ist, vollumfänglich übernehmen müssen. Wird der Anschluss immerhin teilweise weitergenutzt, so hat der Endverbraucher bloss einen angemessenen Anteil zu tragen (Abs. 2).



### 3. Kapitel: Netznutzung

#### 1. Abschnitt: Jahres- und Kostenrechnung, Messwesen und Information

*Art. 7 Abs. 3 Bst. f<sup>bis</sup>, h und m* Jahres- und Kostenrechnung

Absatz 3 Buchstabe f<sup>bis</sup> ist die Grundlage dafür, dass die Kosten der Einführung von intelligenten Messsystemen und der damit einhergehenden Massnahmen zur Gewährleistung des Datenschutzes und der Datensicherheit beziffert und separat ausgewiesen werden. Insbesondere sind auch die Kosten für den Aufbau und den Betrieb des Kundenportals nach Artikel 8a Absatz 2 Buchstabe c Ziffer 3 gesondert auszuweisen. Ohne diesen separaten Buchstaben würden die Kosten für die Einführung in den allgemeinen Kosten für das Mess- und Informationswesen untergehen und mit den Messkosten für andere Messsysteme vermischt. Die Kosten für Messeinrichtungen, die nicht den intelligenten Messsystemen nach Artikel 8a entsprechen, werden wie bisher in den Kosten des übrigen Messwesens nach Buchstabe f erfasst.

In Buchstabe h wird der Verweis auf das neue Energiegesetz angepasst.

Nach Absatz 3 Buchstabe m müssen die Kapital- und Betriebskosten für die Steuerung und Regelung sowie die Vergütung nach Artikel 8c neu in der Kostenrechnung des Netzbetreibers separat ausgewiesen werden. Damit soll Transparenz über Art und Umfang der Kosten im Zusammenhang mit Steuerung und Regelung geschaffen werden. Zusätzlich weist der Netzbetreiber die Summe der Vergütungen, die er gestützt auf ein Vertragsverhältnis an Endverbraucher und Erzeuger ausrichtet, separat aus.

*Art. 8 Abs. 3, 3<sup>bis</sup> und 5* Messwesen und Informationsprozesse

In Absatz 3 wird der Verweis auf das neue Energiegesetz und die neue Energieverordnung angepasst. Zudem wird Absatz 3 redaktionell umgestaltet und mit Absatz 3<sup>bis</sup> ergänzt.

Absatz 5 wird aufgehoben, da bei allen Endverbrauchern und Erzeugern intelligente Messsysteme eingeführt werden sollen, also auch bei Endverbrauchern, die von ihrem Anspruch auf Netzzugang Gebrauch machen sowie bei Erzeugern, die neue Erzeugungsanlagen an das Elektrizitätsnetz anschliessen (vgl. dazu die Übergangsbestimmung).

*Art. 8a* Intelligente Messsysteme

Absatz 1 schreibt vor, dass nur noch intelligente Messsysteme eingesetzt werden dürfen. Diese müssen den Anforderungen nach Absatz 2 und 3 entsprechen. Die Einführung der intelligenten Messsysteme soll möglichst flächendeckend erfolgen. Die zeitliche Abfolge der Einführung wird in der Übergangsbestimmung geregelt.

An den Elektrizitätszähler eines intelligenten Messsystems werden grundsätzlich die spezifischen Anforderungen gemäss der Verordnung des EJPD vom 26. August 2015 über Messmittel für elektrische Energie und Leistung (EMmV; SR 941.251) gestellt. Zusätzlich werden nach Artikel 8a Absatz 2 Buchstabe a weitere Anforderungen aufgelistet, die über die EMmV hinausgehen. Es wird noch geprüft, ob zur Konkretisierung der Anforderungen von Artikel 8a StromVV eine Ergänzung der EMmV angebracht ist. So sind Wirk- und Blindenergie zu messen und aus den Messungen Lastgänge zu ermitteln. Der Elektrizitätszähler soll die Werte mindestens über 30 Tage speichern können, selbst wenn die Stromversorgung des Elektrizitätszählers vorübergehend unterbrochen ist. Diese Speicherung stellt sicher, dass die originalen Werte verfügbar bleiben, falls diese im Datenverarbeitungssystem abhandenkommen oder mit Fehlern in der Verarbeitung behaftet werden sollten. Ziffer 3 fordert, dass die Elektrizitätszähler über Schnittstellen verfügen. Eine davon muss zur Anbindung an das Datenverarbeitungssystem genutzt werden und die bidirektionale Kommunikation ermöglichen. Zudem soll über eine weitere Schnittstelle der Endverbraucher oder der Erzeuger ein Gerät direkt an den Elektrizitätszähler anschliessen können, mit dem Messdaten ausgelesen, selber genutzt und weitergegeben werden können. Ihnen ist jederzeit Zugang zu dieser Schnittstelle zu gewähren. Für die Schnittstellen



sind anerkannte Standards zu verwenden, um die Entwicklung von Energiedienstleistungen nicht zu behindern. An den Messwandler eines intelligenten Messsystems werden durch die StromVV keine zusätzlichen Anforderungen gestellt.

Nach Artikel 8a Absatz 2 Buchstabe b bildet das Kommunikationssystem ein Element des intelligenten Messsystems. Der Netzbetreiber bestimmt das digitale Kommunikationssystem. Es steht ihm dabei frei zu wählen, wie die Datenübermittlung erfolgt: ob über Stromkabel, Glasfaserkabel, Funk etc. Das Kommunikationssystem ist in der Lage, die Netzzustandsdaten nach Absatz 3 Buchstabe c zeitgerecht bereitzustellen. Für das Kommunikationssystem ist die Zuständigkeit des Bundesamts für Kommunikation (BAKOM) zu beachten. Insbesondere sind die sogenannten technischen und administrativen Vorschriften des BAKOM zu berücksichtigen. Sofern über das Kommunikationssystem weitere Fernmeldedienste erbracht werden, sind die entsprechenden Kostenanteile nicht anrechenbar und von den Netzkosten eindeutig und nachvollziehbar abzugrenzen.

Durch den Einsatz eines intelligenten Elektrizitätszählers werden zahlreiche Daten generiert. Diese können durch ein Datenverarbeitungssystem unterschiedlichen Umfangs verwaltet werden. Pro Netzbetreiber soll in der Regel ein Datenverarbeitungssystem eingesetzt werden. Mit Artikel 8a Absatz 2 Buchstabe c wird ein Datenverarbeitungssystem verlangt, das mindestens den Anforderungen nach Ziffer 1 bis 3 entspricht.

Über das Datenverarbeitungssystem soll den Endverbrauchern und Erzeugern ein Kundenportal mit einem Login zur Verfügung stehen. Dort können sie eine Auswahl von sie betreffenden Daten während eines bestimmten Zeitraums einsehen. Insbesondere soll damit die Möglichkeit bestehen, Lastgänge zu visualisieren und damit z.B. Stromeinsparpotenziale zu erkennen. Das betrifft die Wirk- und die Blindenergie über die abrechnungsrelevanten Tarifzeiten, Lastgänge und z.B. historische tages-, wochen-, monats- und jahresbezogene Werte des Energieverbrauchs. Das Kundenportal steht im Internet zur Verfügung und es soll z.B. mit verschiedenen Endgeräten darauf zugegriffen werden können.

Im Zusammenspiel der Elemente eines intelligenten Messsystems (Elektrizitätszähler, Kommunikationssystem, Datenverarbeitungssystem mit Kundenportal) werden in Artikel 8a Absatz 3 Anforderungen aufgestellt. Um die Interoperabilität von verschiedenen intelligenten Elektrizitätszählern unterschiedlicher Hersteller gewährleisten zu können, müssen diese nach Buchstabe a identifiziert werden können. Damit sollen Abhängigkeiten von Herstellern reduziert und die Investitionssicherheit für die Netzbetreiber erhöht werden. Die international anerkannten Standards wie z.B. ISO/IEC 62056 (DLMS/COSEM) sind zu beachten.

Die Software der Elektrizitätszähler soll nach Artikel 8a Absatz 3 Buchstabe b aus der Ferne aktualisiert werden können, ohne dass dies einen Einfluss auf die Eichung des Zählers hat.

Netzzustandsdaten nach Artikel 8a Absatz 3 Buchstabe c sind geeignet, dem Netzbetreiber Informationen zum Netzzustand zu liefern. Solche Daten umfassen namentlich Strom- und Spannungsmesswerte sowie Phasenwinkel. Auch unterbrochene Energieflüsse sollen erkannt und dem Netzbetreiber zeitnah gemeldet werden. Das bedeutet, dass die entsprechenden Daten zeitlich so bereitgestellt werden müssen, dass sie den Netzbetreiber im sicheren und effizienten Netzbetrieb unterstützen. Intelligente Messsysteme sind in der Lage, solche Netzzustandsdaten an jedem angebundenen Messpunkt zu erfassen. Jedoch ist es nicht im Sinne eines effizienten Netzbetriebs, an jedem Messpunkt Netzzustandsdaten zu erfassen, sondern nur an vom Netzbetreiber ausgewählten Punkten. Artikel 8a Absatz 3 Buchstabe d gibt vor, dass intelligente Messsysteme die Voraussetzungen aufweisen müssen, um digitale Messmittel anderer Medien wie z.B. Gas, Wasser, Fernwärme einzubinden. So wird ermöglicht, dass auch stromfremde Messdaten über das intelligente Messsystem abgerufen und verwaltet werden können. Die entsprechenden Kosten einer solchen



Messdatenverwaltung für andere Medien sind nicht an die Netzkosten des Netzbetreibers anrechenbar und daher von seinen Netzkosten eindeutig und nachvollziehbar abzugrenzen.

Zu intelligenten Steuer- und Regelsystemen, die der Netzbetreiber verwendet, soll ebenfalls eine Schnittstelle bestehen. Diese ermöglicht es dem Netzbetreiber, über das intelligente Messsystem die intelligenten Steuer- und Regelsysteme nach Artikel 8c StromVV einzubinden und mit ihnen zu kommunizieren. Beispielhaft sind hier die Rundsteuerungen genannt, die unter den Voraussetzungen des Artikels 8c StromVV über das intelligente Messsystem betrieben werden können.

Manipulationen (wie z.B. Ein- oder Ausschalten) und andere, insbesondere digitale Fremdeinwirkungen (wie z.B. Schadprogramme) sollen nach Artikel 8a Absatz 3 Buchstabe e erkannt, protokolliert und gemeldet werden.

#### *Art. 8b* Konformitätsprüfung

Die Datensicherheit ist ein wesentlicher Teil eines intelligenten Messsystems. Deshalb sieht dieser Artikel vor, dass nur intelligente Messsysteme eingesetzt werden dürfen, die einer Konformitätsprüfung unterzogen wurden. Auf Basis einer Schutzbedarfsanalyse des Bundesamts für Energie (BFE) ist durch Netzbetreiber und Hersteller ein Schutzprofil zu entwickeln, um die identifizierten Bedrohungen und Risiken zu reduzieren. Es umfasst die Gesamtheit der Elemente eines intelligenten Messsystems nach Artikel 8a, deren sicherheitstechnische Anforderungen sowie Schemata zu deren Umsetzung und zur Prüfung deren Wirksamkeit. Die Netzbetreiber und die Hersteller sind daher aufgefordert, die dafür notwendigen Richtlinien und Umsetzungsleitfäden zu erarbeiten. Aufgrund dieser Richtlinien soll die Konformitätsprüfung erfolgen.

Die Konformitätsprüfung wird zurzeit nur bei intelligenten Messsystemen vorausgesetzt, nicht auch bei intelligenten Steuer- und Regelsystemen, da sich hier noch die technischen Entwicklungen im Fluss befinden.

#### *Art. 8c* Intelligente Steuer- und Regelsysteme

Der in Artikel 17b StromVG verankerte Grundsatz beinhaltet, dass intelligente Steuer- und Regelsysteme (wie z.B. die historischen Rundsteuerungen) nur mit dem Einverständnis von Endverbrauchern und Erzeugern verwendet bzw. eingesetzt werden dürfen. Begrifflich sind hier Verwendung und Einsatz gleichbedeutend. Dagegen ist der Einbau, das Ausstatten, Einsetzen oder Anschrauben solcher Systeme davon abzugrenzen: Es ist zwar zulässig, dass der Netzbetreiber ohne Zustimmung ein Steuer- und Regelsystem einbaut, doch ist für deren Einsatz bzw. Verwendung grundsätzlich die Zustimmung notwendig. Auch wenn bei einem Endverbraucher oder Erzeuger bereits ein intelligentes Steuer- und Regelsystem eingebaut, aber noch nicht verwendet worden ist, braucht der Netzbetreiber nun für den Einsatz die Zustimmung. Liegt keine Zustimmung vor, sind die Kosten für Beschaffung und Einbau des Steuer- und Regelsystems auch nicht anrechenbar, ausser die Verwendung diene der Erhaltung des stabilen Netzbetriebs (vgl. Absatz 2). Verweigert oder entzieht der Endverbraucher oder Erzeuger die Zustimmung, hat er keinen Anspruch darauf, dass der Netzbetreiber das intelligente Steuer- und Regelsystem entfernt, sondern nur deaktiviert.

Der Zweck zur vertraglichen Verwendung von intelligenten Steuer- und Regelsystemen durch den Netzbetreiber ist der effiziente Netzbetrieb. Je nach Umfang der kontrahierten Leistung kann die Effizienzwirkung darin liegen, dass das Verteilnetz nicht verstärkt oder ausgebaut werden muss. Die Idee ist, dass es kostengünstiger ist, wenn der Netzbetreiber auf Flexibilität zugreifen kann, als wenn er sein Netz ausbaut. Erteilt der Endverbraucher oder Erzeuger dem Netzbetreiber seine Zustimmung nach Absatz 1, regeln die Parteien vertraglich die Bedingungen, unter denen der Zugriff des Netzbetreibers erfolgen darf. Es sind die Anlagen und der Leistungsumfang zu bezeichnen, die zeitliche Verfügbarkeit zu definieren und die Zugriffsvergütung, die der Netzbetreiber dem Endverbraucher oder Erzeuger für seine Flexibilität bezahlt, zu bestimmen. Es ist den Parteien vorbehalten, weitere



Vertragselemente zur Interessenwahrung zu vereinbaren (z.B. Dauer, Kündigungs- und Zahlungsmodalitäten, weitere Leistungen und Sorgfaltspflichten). Hierzu zählen zum Beispiel Bedingungen darüber, ob und wie der Endverbraucher oder Erzeuger seine Flexibilität mehrfach vermarkten darf und wie eine notwendige Abstimmung zwischen den Parteien zu erfolgen hat. Denkbar ist, dass der Endverbraucher oder Erzeuger dem Netzbetreiber die Zustimmung gibt für bestimmte netzdienliche Steuerungen und daher für bestimmte Flexibilitätsverwendungen. Darüber hinaus ist es möglich, dass der Endverbraucher oder Erzeuger weitere Steuerungen zu gleichen Zeiten, jedoch für gesonderte Formen der Flexibilitätsverwendungen an Dritte erlaubt. Denn netzdienliche Nutzungen haben andere Anforderungen als marktliche. Es ist den technischen Möglichkeiten des Marktes überlassen, Mehrwertdienste und Lösungen zu entwickeln, die auf den kontrahierten Flexibilitätsnutzungen von Netzbetreibern aufsetzen. Die Zustimmung eines Endverbrauchers und Erzeugers muss freiwillig erfolgen. Die Vergütung soll angemessen und sachgerecht sein und auf nachvollziehbaren Kriterien beruhen. Die Ansätze für die Vergütung dürfen zudem nicht diskriminierend sein. Sachgerecht ist es z.B., dass die Vergütung einen Bezug zur zeitlichen Verfügbarkeit hat. So soll ein möglicher Zugriff über fünf Stunden anders vergütet werden als ein möglicher Zugriff über eine Stunde.

Dem Netzbetreiber steht es überdies frei, Endverbrauchern und Erzeugern mithilfe von Steuer- und Regelsystemen weitere Dienstleistungen anzubieten, die nicht den effizienten Netzbetrieb bezwecken, sondern andere Interessen verfolgen, z.B. die Optimierung des Eigenverbrauchs. Die Kapital- und Betriebskosten von solchen Dienstleistungen, die auch von Dritten angeboten werden können, sind nicht anrechenbar und deshalb von den Netzkosten klar und nachvollziehbar abzugrenzen. Quersubventionierungen zwischen dem (effizienten) Netzbetrieb und solchen Dienstleistungen sind nicht erlaubt, was sich bereits aus Artikel 10 Absatz 1 StromVG ergibt.

Die Ausnahme zum Grundsatz der Zustimmung ist die Sicherstellung des stabilen Netzbetriebs nach Absatz 2. Unter der Sicherstellung des stabilen Netzbetriebs sind Zugriffe bei einem gefährdeten oder gestörten Betriebszustand im Sinne der Branchenrichtlinien zu verstehen. Zu diesem Zweck darf der Netzbetreiber jederzeit und ohne Zustimmung von Endverbrauchern oder Erzeugern auf die Steuer- und Regelsysteme (wie z.B. auf bereits eingebaute Rundsteuerungen) zugreifen. Dies trifft in der Regel dort zu, wo Netzknoten als neuralgische Punkte identifiziert werden. Der Zugriff im Ausnahmefall geht den vertraglich vereinbarten Steuerungen und Regelungen vor, und zwar sowohl jenen aufgrund eines zwischen dem Netzbetreiber und dem Endverbraucher oder Erzeuger abgeschlossen Vertrags als auch jenen aufgrund eines Vertrags zwischen Dritten und dem Endverbraucher oder Erzeuger. Die Endverbraucher und Erzeuger sind über einen solchen Ausnahmefall zu informieren. Die Information basiert auf einer Dokumentation des Netzbetreibers, die den Grund, den Umfang und die Art und Weise dieser Schaltungen ausweist.

Die Informationen in Absatz 3 sollen vom Netzbetreiber im Internet aufgeschaltet werden. Dies fördert die Transparenz über die Zugriffsbedingungen des Netzbetreibers. Die Informationen umfassen auch die Ansätze für Vergütungen, z.B. im Sinne von vergünstigten Tarifen oder Direktzahlungen.

Personenrelevante Daten sind nicht zu publizieren. Gestützt auf diese Information soll der Endverbraucher und der Erzeuger besser Vergleiche mit Drittanbietern ziehen und entscheiden können, welchem Anbieter er seine Flexibilität zur Verfügung stellt.

Absatz 4 stellt sicher, dass Dritte den diskriminierungsfreien Zugang zu intelligenten Steuer- und Regelsystemen erhalten, sofern diese vom Netzbetreiber über die Netzkosten finanziert wurden. Damit sollen Dritte keinen Wettbewerbsnachteil erleiden. Voraussetzung ist, dass die vom Netzbetreiber eingesetzten Steuer- und Regelsysteme technisch in der Lage sind, den Dienst eines Dritten sicherzustellen. Zudem darf eine solche Drittnutzung nicht den sicheren und effizienten Netzbetrieb gefährden. Der Netzbetreiber hat die allgemeinen Preise und Bedingungen für Drittnutzer zu veröffentlichen. Bezieht der Netzbetreiber vom Drittnutzer eine Entschädigung, muss er diese als Ertrag den anrechenbaren Betriebskosten zuführen.



#### Art. 8d Umgang mit Daten aus intelligenten Mess-, Steuer- und Regelsystemen

In diesem Artikel geht es darum, als Ergänzung zur Datenschutzgesetzgebung zusätzliche Anforderungen an Personendaten zu definieren. Lastgangwerte können geeignet sein, als Personendaten zu gelten und um ein Persönlichkeitsprofil zu erstellen. Mit Absatz 1 wird die rechtliche Grundlage dafür geliefert, dass der Netzbetreiber Lastgangwerte mit einer Periodizität von 15 Minuten und mehr bearbeiten kann. Zur Bearbeitung von Lastgangwerten mit einer Periodizität von weniger als 15 Minuten braucht der Netzbetreiber die ausdrückliche Zustimmung des Endverbrauchers.

Absatz 1 bestimmt weiter, zu welchem Zweck der Netzbetreiber Personendaten und Persönlichkeitsprofile bearbeiten kann. Ferner wird vorgegeben, dass solche Daten nur pseudonymisiert bearbeitet werden dürfen. Das heisst, dass alle Daten, die Rückschlüsse auf eine konkrete Person zulassen, durch neutrale Angaben (Pseudonym) ersetzt werden müssen. Dabei müssen nicht-sprechende Identifikatoren verwendet werden. Das Pseudonym steht dann stellvertretend für die betroffene Person. Auch indirekt identifizierende Informationen, also wenn verschiedene Informationen zusammen Aufschluss über die Identität einer Person geben, dürfen nicht verwendet werden. Mitarbeitende des Netzbetreibers können somit die Personendaten nicht direkt einer Person zuordnen. Im Unterschied zur Anonymisierung verfügt der Netzbetreiber bei der Pseudonymisierung über eine Konkordanztabelle, mit der er die Pseudonyme den Personen zuordnen kann.<sup>8</sup> Diese Zuordnung wird bei der Rechnungsstellung der Netznutzungs- und Energieentgelte zwingend notwendig sein. Der Netzbetreiber hat sich so zu organisieren, dass nur ein kleiner Kreis von Mitarbeitenden Zugang zu den Personendaten, den Persönlichkeitsprofilen und der Konkordanztabelle der Pseudonyme hat. Betraut der Netzbetreiber einen Dritten mit Messdienstleistungen (Art. 8 Abs. 3), ist er dafür verantwortlich, dass er dem Dritten die Rechte und Pflichten aus der vorliegenden Bestimmung über den Umgang mit Daten entsprechend überträgt.

Personendaten und Persönlichkeitsprofile dürfen nach Absatz 2 grundsätzlich nur pseudonymisiert an Beteiligte im Sinn von Artikel 8 Absatz 3 StromVV weitergegeben werden. Der Schlüssel bzw. die Konkordanztabelle zu den Pseudonymen verbleibt beim Netzbetreiber. Je nach Empfänger und dessen Verwendungszweck aggregiert der Netzbetreiber die pseudonymisierten Personendaten entsprechend und zeitlich sobald als möglich. Wenn beispielsweise ein Lieferant einen Hoch- und einen Niedertarif anbietet, erhält er die Energieverbrauchswerte aggregiert zu den entsprechenden Tarifzeiten. Für die Abrechnung verfügt der Energielieferant über die notwendigen Angaben, um die pseudonymisierten Daten dem richtigen Endverbraucher und Kunden zuzuweisen. Für den Fall, dass der Energielieferant Bezugsprofile zu Prognosezwecken benötigt, erhält er die historischen 15-Minuten-Lastgangwerte. Diese müssen jedoch aggregiert auf eine Kundengruppe sein, ausser der Liefervertrag sehe etwas anderes vor. Weist der Beteiligte im Sinn von Artikel 8 Absatz 3 StromVV gestützt auf einen Vertrag die ausdrückliche Einwilligung des Endverbrauchers oder Erzeugers vor, kann die Weitergabe der Personendaten und Persönlichkeitsprofile vom Netzbetreiber an diesen Beteiligten ohne Pseudonymisierung erfolgen.

Im Übrigen gilt, dass die Bearbeitung und Weitergabe weiterer Personendaten immer dann zulässig ist, wenn die betroffene Person zustimmt.

Der Netzbetreiber bestimmt gemäss Absatz 4 grundsätzlich selber, wie oft er die Daten des intelligenten Messsystems abrufen. Die Auslesefrequenz soll dabei maximal fünfzehn Minuten betragen. Für den sicheren und effizienten Netzbetrieb muss jedoch eine höhere Auslesefrequenz möglich sein, sofern dies in entsprechenden Situationen zwingend nötig ist.

Der Datenschutz und die Datensicherheit haben beim Einsatz intelligenter Mess-, Steuer- und Regelsysteme einen hohen Stellenwert. Deswegen hat der Netzbetreiber gestützt auf Absatz 4 allgemeine und besondere Massnahmen zu treffen, welche die Datensicherheit gewährleisten. Massnahmen aufgrund der Verordnung zum Bundesgesetz über den Datenschutz (VDSG; SR 235.11) sollen unter

<sup>8</sup> Vgl. auch „Leitfaden zu den technischen und organisatorischen Massnahmen des Datenschutzes des EDÖB, August 2015 ([www.edoeb.admin.ch/datenschutz](http://www.edoeb.admin.ch/datenschutz), Register Dokumentation).



Beachtung internationaler Normen umgesetzt werden. Darunter fallen insbesondere ISO/IEC 27001, 27002, 27019 oder NISTR 7628.

## **2. Abschnitt: Netzzugang und Netznutzungsentgelt**

### *Art. 13a* Anrechenbare Kosten von Mess-, Steuer- und Regelsystemen

Die Kapital- und Betriebskosten von Messsystemen nach dieser Verordnung gelten als anrechenbare Kosten. Auch die Kosten für das Kommunikationssystem sind grundsätzlich anrechenbar, wenn es die technischen und systemischen Mindestanforderungen erfüllt. Moderne Kommunikationssysteme, z. B. Glasfasersysteme, verfügen häufig über sehr hohe Kapazitäten, die zudem an Dritte weitervermietet werden können. Die effektiven Kosten für das Kommunikationssystem im Sinn dieser Verordnung sind über einen sachgerechten Kostenschlüssel zu ermitteln und für die Anrechenbarkeit auszuweisen.

Wird das in Artikel 8a geforderte Datenverarbeitungssystem durch ein Energiedatenmanagementsystem umgesetzt, das im Vergleich zum Zählendatenmanagementsystem zusätzlich zu den von der Verordnung vorausgesetzten Funktionalitäten weitere Funktionen aufweist, sind die entsprechenden Kosten nicht anrechenbar und gesondert aufzuführen. Die Kosten für die Etablierung und den Betrieb eines Kundenportals sind ebenfalls anrechenbar.

Unter Kapital- und Betriebskosten zur Erhaltung der Netzstabilität sind zum Beispiel Massnahmen zu verstehen, die der Verhinderung von thermischen Betriebsmittelüberlastungen oder von Verletzungen der Spannungsbandgrenzen dienen.

Unter Kapital- und Betriebskosten, die der Netzeffizienz dienen, sind zum Beispiel Einsparungen oder Minderdimensionierungen von Netzbetriebsmitteln zu verstehen.

Entzieht ein Endverbraucher oder Erzeuger dem Netzbetreiber die Zustimmung zur Verwendung der Steuer- und Regelsysteme, so bleiben die Kapital- und Betriebskosten der bereits installierten Gerätschaften weiterhin anrechenbar, da das Gerät nicht entfernt werden muss und gegebenenfalls zur Erhaltung der Netzstabilität eingesetzt werden kann.

Auch die Vergütungen, die der Netzbetreiber aufgrund von Artikel 8c Absatz 1 ausrichtet, stellen anrechenbare Kosten dar. Dagegen sind die Aufwände für vertragliche Dienstleistungen des Netzbetreibers gegenüber Dritten, die zum Beispiel der Optimierung des Eigenverbrauches dienen oder Mehrwerte auf den Primär-, Sekundär- und Tertiärregelenergiemärkten erwirtschaften, nicht anrechenbar. Sie sind nachvollziehbar abzugrenzen. Baut ein Dritter beim Endverbraucher oder Erzeuger Steuer- und Regelsysteme ein, und entstehen dem Netzbetreiber dadurch Kosten, ist die Kostentragung vertraglich zu regeln. Solche Kosten umfassen zum Beispiel die Beeinträchtigung der durch den Netzbetreiber bereits installierten Infrastruktur. Sollte ein Netzbetreiber über ein intelligentes Steuersystem zu einem anderen Zweck als der Netzstabilität oder Netzeffizienz eine Dienstleistung erbringen, und entstehen einem Dritten dadurch Kosten, ist die Kostentragung ebenfalls vertraglich zwischen den Beteiligten zu regeln.

### *Art. 15 Abs. 2 Bst. b*

Der Verweis auf das Energiegesetz wird angepasst.

### *Art. 18 Abs. 1<sup>bis</sup> und 2* Netznutzungstarife

Nach Absatz 1<sup>bis</sup> ist ein vergleichbares Bezugsprofil der Endverbraucher massgebend, um innerhalb einer Spannungsebene eine Kundengruppe zu bilden. Während die Verbrauchscharakteristik den zeitlichen Verlauf der von Endverbrauchern verbrauchten Energie ausweist, zeigt das Bezugsprofil den zeitlichen Verlauf der aus dem Netz bezogenen Energie auf. Artikel 14 Absatz 3 Buchstabe c StromVG bestimmt, dass die Netznutzungstarife sich am Bezugsprofil orientieren und im Netz eines Netzbetreibers pro Spannungsebene und Kundengruppe einheitlich sein müssen. In welcher Abstufung der Netzbetreiber die Kundengruppen aufgrund des Bezugsprofils bildet, wird im Gesetz nicht



vorgegeben. Es ist dennoch sinnvoll, für die kleineren Endverbraucher und Eigenverbraucher die Erheblichkeit als Abgrenzungskriterium beizuziehen, wie dies die Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 zu Art. 14 Absatz 3 Buchstabe c StromVG vorsieht. Aus dieser Überlegung wird bei einer Anschlussleistung bis 15 kVA davon ausgegangen, dass diese vergleichbar erheblich sind. Deshalb ist bei Endverbrauchern mit einer Anschlussleistung bis 15 kVA von einem vergleichbaren Bezugsprofil auszugehen. Bis zu einer Anschlussleistung von 15 kVA ist also nur eine Kundengruppe erlaubt. Dabei spielt es keine Rolle, ob ein solcher Endverbraucher gleichzeitig Eigenverbraucher ist, einen Speicher verwendet, bereits mit einem intelligenten Messsystem ausgerüstet ist und zudem intelligente Steuer- und Regelsysteme einsetzen lässt.

Grundsätzlich besteht der Netznutzungstarif nach Absatz 2 für Endverbraucher (in ganzjährig genutzten Liegenschaften) in der Spannungsebene unter 1 kV zu mindestens 70 Prozent aus einem nicht degressiven Arbeitstarif. Bisher war bei solchen Endverbrauchern in der Regel keine Leistungsmessung installiert. Die restlichen 30 Prozent des Netznutzungstarifs wurden mit einem Standardlastprofil oder Grundtarif bestimmt. Mit der flächendeckenden Einführung intelligenter Messsysteme nach Artikel 8a erhalten alle Endverbraucher eine Leistungsmessung. Deshalb gilt neu der Grundsatz auch für diese Endverbraucher, die eine Leistungsmessung haben. Allerdings können der Netzbetreiber und der leistungsgemessene Endverbraucher einen Netznutzungstarif vereinbaren, dessen Arbeitstarif-Anteil weniger als 70 Prozent beträgt. Der Netzbetreiber muss allen Endverbrauchern in der gleichen Kundengruppe mit Leistungsmessung das gleiche Angebot machen. Der Zugang zu den Angeboten darf nicht davon abhängen, ob der Endverbraucher über eine Produktionsanlage verfügt oder nicht. Der leistungsgemessene Endverbraucher entscheidet somit darüber, ob er das Angebot des Netzanbieters annehmen möchte oder nicht.

#### **4. Kapitel: Systemdienstleistungen und Bilanzgruppen**

*Art. 22 Abs. 3*

Der Verweis auf das Energiegesetz wird angepasst.

*Art. 23 Abs. 5* Bilanzgruppen

Absatz 5 wird aufgehoben, da im Rahmen des ersten Massnahmenpakets zur Energiestrategie 2050 die Bilanzgruppe für erneuerbare Energie aufgelöst wird.

*Art. 24* Bilanzgruppe für erneuerbare Energie

Dieser Artikel wird aufgehoben (auch in der Fassung, die am 1. Januar 2017 in Kraft tritt). Im Rahmen des ersten Massnahmenpakets zur Energiestrategie 2050 wird die Bilanzgruppe für erneuerbare Energie aufgelöst.

*Art. 24a* Vergütung an die nationale Netzgesellschaft

Dieser Artikel wird aufgrund einer Teilrevision der StromVV am 1. Januar 2017 in Kraft treten, jedoch im Rahmen des ersten Massnahmenpakets zu Energiestrategie 2050 aufgehoben. Das neue Einspeisevergütungssystem wird vollständig durch das EnG und die EnV geregelt.

*Art. 24b* Verweigerung der Vergütung

Dieser Artikel wird aufgrund einer Teilrevision der StromVV am 1. Januar 2017 in Kraft treten, jedoch im Rahmen des ersten Massnahmenpakets zu Energiestrategie 2050 aufgehoben. Das neue Einspeisevergütungssystem wird vollständig durch das EnG und die EnV geregelt.



#### *Art. 25* Zuordnung der Einspeisepunkte

Dieser Artikel wird aufgehoben, da die Zuordnung zur Bilanzgruppe im Rahmen des neuen Einspeisevergütungssystems im EnG und in der EnV (Direktvermarktung oder Einspeisung zum Referenzmarktpreis) des ersten Massnahmenpakets zur Energiestrategie 2050 gelöst und zudem die Bilanzgruppe für erneuerbare Energie aufgehoben wird.

#### *Art. 26 Abs. 3* Regel- und Ausgleichsenergie

In Absatz 3 wird der Begriff Produzent mit dem synonymen Begriff Erzeuger ersetzt. Im StromVG und in der StromVV werden einheitlich der Begriff Erzeuger verwendet, im EnG und EnV dagegen Produzent. Zudem wird der Verweis auf das Energiegesetz angepasst.

## **5. Kapitel: Schlussbestimmungen**

### **1. Abschnitt: Vollzug**

#### *Art. 27 Abs. 4 und 5*

Durch den neuen Artikel 8b sind die Netzbetreiber und Hersteller verpflichtet, eine Richtlinie zu erstellen. Deshalb wird in der Aufzählung in Absatz 4 Artikel 8b neu aufgenommen. In Absatz 5 wird der Verweis auf das Energiegesetz angepasst.

### **3. Abschnitt: Übergangsbestimmungen**

#### *Art. 29* Lastgangmessung mit automatischer Datenübermittlung

Nach bisherigem Recht waren die Erzeuger mit Anschlussbedingungen nach Artikel 28a EnG vom 26. Juni 1998 von der Pflicht zur Installation einer Lastgangmessung befreit. Diese Bestimmung wird nun aufgehoben. Die darin erwähnten Erzeuger werden neu ebenfalls mit intelligenten Messsystemen ausgestattet. Die Einführung der intelligenten Messsysteme soll möglichst flächendeckend erfolgen. Die entsprechenden Kosten sind anrechenbar.

#### **4a. Abschnitt: Übergangsbestimmung zur vorliegenden Änderung**

#### *Art. 31e* Übergangsbestimmung zur vorliegenden Änderung

Die Einführungsfrist für intelligente Messsysteme nach Artikel 8a wird in Absatz 1 auf sieben Jahre festgelegt. Grundsätzlich bestimmt der Netzbetreiber innerhalb dieser Übergangsfrist den konkreten Zeitpunkt des Einbaus bei in seinem Netzgebiet angeschlossenen Endverbrauchern und Erzeugern. Sobald aber ein Endverbraucher den freien Netzzugang wählt oder ein Erzeuger eine Neuanlage an das Elektrizitätsnetz anschliessen lässt, muss der Netzbetreiber ein intelligentes Messsystem nach Artikel 8a einbauen. Sofern bereits eine Lastgangmessung vorhanden ist, kommt Absatz 2 zum Zug. Unter Messeinrichtung in Absatz 1 fallen sowohl mechanische oder elektronische Zähler als auch intelligente Messsysteme, die den Anforderungen von Artikel 8a noch nicht entsprechen. Im Sinne eines effizienten Netzbetriebs ersetzt ein Netzbetreiber in erster Linie bisherige Messeinrichtungen, die nicht mehr funktionieren bzw. deren Lebensdauer am Ende ist und die abgeschrieben sind. Dadurch sollen so wenige Restwerte wie möglich verloren gehen. Die Lebensdauer einer bisherigen Messeinrichtung darf aber nicht durch den Austausch von Kernkomponenten verlängert werden. Werden Messstellen neu eingerichtet (z.B. bei Neubau, Sanierung), sind auch dort solche intelligenten Messsysteme einzubauen. Sofern dies technisch möglich und den Anforderungen von Artikel 8a entsprochen wird, ist der Netzbetreiber im Sinne der Effizienz zudem gehalten, eine bestehende Lastgangmessung in sein intelligentes Messsystem zu integrieren. Der Netzbetreiber hat im Übrigen



keine Wahl der einzusetzenden Messtechnologie. Die Übergangsbestimmung betrifft somit sämtliche Messeinrichtungen, auch wenn diese bereits intelligent sind, aber noch nicht sämtlichen Anforderungen von Artikel 8a entsprechen. Das Ziel ist, dass nach sieben Jahren jede Messeinrichtung den Anforderungen von Artikel 8a entspricht.

Absatz 2 sieht vor, dass bestehende Lastgangmessungen mit automatischer Datenübermittlung, die bei Endverbrauchern oder Erzeugern im Einsatz sind, bis zum Ende ihrer Lebensdauer eingesetzt werden können. Auch hier gilt, dass die Lebensdauer nicht durch den Austausch von Kernkomponenten verlängert werden darf. Da im bisherigen Artikel 8 Absatz 5 die Endverbraucher mit Netzzugang und Erzeuger mit einer Anschlussleistung von über 30 kVA die wiederkehrenden Kosten zu tragen hatten, soll dies auch weiterhin gelten. Entschliessen sich solche Endverbraucher und Erzeuger zu einem Wechsel vor Ablauf der Lebensdauer, werden ihnen keine allfälligen Restwerte ersetzt.

Während der Übergangsfrist sind die Betriebskosten von Messeinrichtungen, die Artikel 8a noch nicht entsprechen, im bisherigen Umfang anrechenbar (Absatz 3). Müssen durch die Einführung innerhalb der Übergangsfrist Messeinrichtungen des Netzbetreibers ersetzt werden, die noch nicht vollständig abgeschrieben sind, sind die Restwerte anrechenbare Kosten.

Absatz 4 regelt einen weiteren Ausnahmefall nach Artikel 17b Absatz 3 StromVG, zusätzlich zum Ausnahmefall in Artikel 8c Absatz 2. Danach kann der Netzbetreiber bisher verwendete intelligente Steuer- und Regelsysteme (insbesondere Rundsteuerungen) weiterhin einsetzen und zwar solange, bis der Endverbraucher diese Verwendung ausdrücklich untersagt. Es liegt somit in Fällen, in denen der Endverbraucher Zugriffe durch den Netzbetreiber kennt und toleriert (z.B. bei flächendeckenden Sperrzeiten), an ihm, aktiv auf den Netzbetreiber zuzugehen, wenn er den Zugriff durch den Netzbetreiber neu regeln möchte. Andernfalls erfolgt die Steuerung und Regelung wie bisher, das bedeutet nach den bisherigen Bedingungen (z.B. ohne Zugriffsvergütung).

Absatz 5 führt aus, nach welchem Recht die Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom hängige Gesuche um Vergütungen für notwendige Netzverstärkungen nach Artikel 22 Absatz 4 bewilligt.

## **5. Abschnitt: Inkrafttreten**

*Art. 32 Abs. 4*

Mit der neuen Energieverordnung wird das Inkrafttreten neu geregelt und die bisherige Energieverordnung aufgehoben.