

Bundesamt für Energie
Sektion Marktregulierung
3003 Bern

Elektronisch an: stromvg@bfe.admin.ch

23. Januar 2019

Nadine Brauchli, Direktwahl +41 62 825 25 10, nadine.brauchli@strom.ch

Stellungnahme zur Revision des Stromversorgungsgesetzes (volle Strommarktöffnung, Speicherreserve und Modernisierung der Netzregulierung)

Sehr geehrte Damen und Herren

Der Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) dankt Ihnen für die Möglichkeit, zu den im Rahmen der Revision StromVG vorgeschlagenen Änderungen und Neuerungen Stellung nehmen zu können. Er nimmt diese Gelegenheit gerne wahr und äussert sich wie folgt:

Die wichtigsten Forderungen des VSE in Kürze

Der VSE nimmt die Vorschläge des Bundesrates zur Kenntnis und äussert dazu gewichtige Vorbehalte. Im europäischen Umfeld ist innerhalb von wenigen Jahren ein massiver Abbau an gesicherter Kapazität absehbar, welcher sich negativ auf die Importfähigkeit der Schweiz auswirken wird. Um die langfristige Versorgungssicherheit in allen Jahreszeiten sicherstellen zu können, braucht es Investitionen in die bestehende und in neue einheimische Produktion. Die Revision des StromVG gibt auf diese Herausforderungen keine befriedigenden Antworten. Der VSE teilt grundsätzlich die Ziele des Bundesrates, erachtet jedoch die Schlussfolgerungen zur Versorgungssicherheit und die darauf aufbauend vorgeschlagenen Massnahmen (Speicherreserve und Qualitätsvorgaben für das Standard-Produkt in der Grundversorgung) als ungenügend. Daher ist die zugrundeliegende System-Adequacy-Analyse hinsichtlich der Entwicklungen im europäischen Umfeld aufzudatieren und sind daraus die für die Versorgungssicherheit relevanten Schlüsse zu ziehen.

Im Bereich der Netzregulierung besteht kein grundlegender gesetzgeberischer Handlungsbedarf. Das StromVG hat sich grundsätzlich bewährt. Staatseingriffe und Anpassungen des regulatorischen Rahmens sind nur vorzunehmen, wenn nachweislich eine Notwendigkeit besteht. Im Übrigen sind das Subsidiaritätsprinzip und das Verhältnismässigkeitsprinzip zu achten. Im Interesse der Rechtssicherheit ist die Stabilität des Rechtsrahmens zu beachten.

Sollte der Bundesrat die Revision des StromVG in der unterbreiteten Form weiterverfolgen, sind umfangreiche Anpassungen an der Vorlage notwendig:

- Ein wirksames **Marktdesign** muss effiziente Märkte und verlässliche Rahmenbedingungen schaffen, damit die Richtwerte der Energiestrategie 2050 und die Klimaziele der Schweiz erreicht und die Versorgungssicherheit gewährleistet werden können. Die vorgeschlagenen marktbasierenden Instrumente alleine werden dazu nicht ausreichen. Nebst Instrumenten für die kurzfristige Versorgungssicherheit, braucht es langfristige Anreize für Investitionen in bestehende und neue Produktionsanlagen sowie Massnahmen, welche bei langanhaltend tiefen Marktpreisen wirksam werden. Bestandteil des Marktdesigns ist zudem eine Flexibilisierung des Wasserzinses, welche bei einer allfälligen vollständigen Marktöffnung umso dringlicher wird.
- Eine **Speicherreserve** dient der kurz- bis mittelfristigen Versorgungssicherheit. Sie bewirkt jedoch keine zusätzlichen Investitionen und leistet somit keinen Beitrag, um langfristig der Wahrscheinlichkeit des Eintretens von Knappheitssituationen entgegenzuwirken. Die Ausgestaltung der Speicherreserve muss möglichst offen sein, so dass insbesondere auch Verbraucher daran teilnehmen können. Eine Angebotsverpflichtung für Verbraucher, Speicherkraftwerksbetreiber und Speicherebetreiber lehnt der VSE ab. Die Entschädigung für den Abruf muss sich nach dem Marktpreis richten.
- Die **vollständige Strommarktöffnung** muss im Gesamtkontext beurteilt werden. Sollte diese durch den Gesetzgeber beschlossen werden, braucht es im Prinzip keine Grundversorgung (s.a. nachfolgenden Punkt). Im Fall einer vollständigen Marktöffnung ist eine Übergangszeit von mindestens zwei Jahren nötig, um den Aufbau der nötigen Prozesse und IT-Systeme zu gewährleisten. Die Abnahme- und Vergütungspflicht ist aufzuheben.
- Wird im Fall einer vollständigen Marktöffnung an einer **Grundversorgung** festgehalten, ist sowohl auf eine Preis- wie auch auf eine Produktregulierung zu verzichten, da genügend Substitutionsmöglichkeiten bestehen und keine Marktmacht vorhanden ist. Die Endkunden haben jedes Jahr die Möglichkeit, aus der und in die Grundversorgung zu wechseln. Die Grundversorgung unterliegt damit den Marktkräften. Eine Preisregulierung ist unnötig. Eine Produktvorgabe ihrerseits greift in die unternehmerische Freiheit einzelner Marktakteure ein und stellt in Kombination mit einer Preisvorgabe ein unzumutbares Risiko für die Verteilnetzbetreiber dar. Der Absatz in die Grundversorgung wird zudem zu klein und zu unsicher sein, um die erhofften Signale für Investitionen in heimische, erneuerbare Energien zu bewirken.
- Der VSE lehnt eine **Liberalisierung im Bereich des Messwesens** ab. Sie bringt einen erheblichen Mehraufwand, der in keinem Verhältnis zum vergleichsweise geringen Marktvolumen steht. Die volkswirtschaftlichen Kosten wären grösser als das Ertragspotenzial. Dies bestätigen auch internationale Erfahrungen. Das bestehende, systemzentrisch ausgerichtete Messwesen ist in sich kongruent, effizient und regulatorisch überschaubar. Das Ausmass der staatlichen Intervention bei einer Teilliberalisierung ist zudem unverhältnismässig in Anbetracht des geringen Nutzens.
- Damit die aus gesamtwirtschaftlicher Sicht zentrale Netzstabilität gewährleistet werden kann, braucht es die Beteiligung aller Akteure und Netznutzer. In Situationen mit hoher Netzbelastung kommt der Verfügbarkeit von netzdienlichen **Flexibilitäten** eine prioritäre Bedeutung gegenüber anderen Nutzungszwecken zu, welche gesetzlich sicherzustellen ist. Dazu gehört die Möglichkeit, in einem eng definierten Rahmen eine Reduktion von Einspeisespitzen vornehmen zu können.
- Die aus alter Zeit stammende **Netztarifierung** behindert die politisch gewünschte Entwicklung zu mehr Dezentralität. Sie muss an die heutige Realität angepasst werden, um eine verursachergerechte Netzkostentragung sicher zu stellen. Der Leistungsbedarf muss stärker gewichtet werden. Die heutigen gesetzlichen Grundlagen sind dazu grundsätzlich ausreichend, jedoch braucht es eine

Anpassung auf Verordnungsstufe. Die vorgeschlagenen rigiden Vorgaben auf Gesetzesstufe sind abzulehnen, da sie der Dynamik und Komplexität des Elektrizitätsmarktes und der Netztarifierung nicht gerecht werden. Dezentrale Märkte und Produkte benötigen dynamische und flexible Tarife.

- Die Ergänzung des bestehenden Regulierungsmodells durch die **Sunshine-Regulierung** zur Erhöhung der Transparenz ist grundsätzlich positiv zu werten. Voraussetzung ist jedoch, dass der Aufwand für die Verteilnetzbetreiber verhältnismässig ist, die spezifischen strukturellen Verhältnisse der Unternehmen berücksichtigt werden und die Veröffentlichungen einen Mehrwert darstellen.
- Der VSE lehnt die Ausweitung der **Auskunftspflicht** gegenüber den Behörden und die **Datenweitergabe** zwischen Behörden und gegenüber Swissgrid als Marktakteurin ab. Die gesetzliche Auskunftspflicht hat sich auf den Vollzug des Gesetzes zu beschränken. Auf Datenerhebungen ohne konkreten Nutzen für den verfolgten Zweck ist zu verzichten. Die Datenweitergabe im Fall einer Gefährdung des sicheren Übertragungsnetzbetriebs ist bereits sichergestellt.
- Initiativen der Branche für einen **Datenhub** sind bereits im Gang. Subsidiären Lösungen ist gegenüber staatlichen Vorgaben und Vorschriften der Vorzug zu geben.

1 Einleitende Bemerkungen

1.1 Angemessenes Stromversorgungssystem

Aufgrund der Ziele der Energiestrategie 2050, der Ratifizierung des Klimaabkommens von Paris und damit verbunden der Dekarbonisierung und Elektrifizierung wird sich die Energieversorgung der Schweiz stark verändern. Bereits heute weist die Schweiz im Strombereich im Winter ein strukturell bedingtes Produktionsdefizit auf. Dieses wird sich aufgrund des schrittweisen Verzichts auf Kernenergie verstärken. Durch die Vorgaben des neuen Energiegesetzes und die technische und gesellschaftliche Realität wird primär Photovoltaik zugebaut. Diese trägt allerdings hauptsächlich zur Produktion in den Sommermonaten bei. Für die Versorgung in den Wintermonaten mit dem höchsten Importbedarf leistet die Photovoltaik einen ungenügenden Beitrag. Vor diesem Hintergrund muss die Schweiz ihre Versorgung verstärkt auf Importe abstützen. Die Herausforderung, die Versorgung unter diesen Bedingungen jederzeit sicherzustellen, wird dadurch ungleich grösser, denn die Versorgungssicherheit hängt bei Importen letztlich von der Exportbereitschaft und vom Exportvermögen der angrenzenden Staaten ab. Eine verstärkte Importabhängigkeit ist deshalb mit erheblichen Risiken verbunden. Die EICom empfiehlt deshalb, dass «ein substantieller Teil der wegfallenden Winterproduktion der Kernkraftwerke weiterhin im Inland produziert wird».¹ Der VSE teilt diese Meinung.

Auch in den umliegenden Ländern sieht die Energielandschaft grossen Veränderungen entgegen: In ganz Europa soll der Ausbau an erneuerbaren Energien fortschreiten. Die erneuerbaren Energien sollen die künftige Stromversorgung zu einem grossen Teil sicherstellen. Dies ist nur unter günstigen Wetterbedingungen möglich. Gleichzeitig steht der Abbau von gesicherter, wetterunabhängiger Leistung an: In Deutschland wird der Kernenergieausstieg bis 2022 für weitere Ausserbetriebnahmen grosser Kraftwerkskapazitäten (minus 9,5 GW, davon 5,4 GW im süddeutschen Raum) sorgen. Hinzu kommt der in Diskussion befindliche «Kohle-

¹ Stromversorgungssicherheit der Schweiz 2018, EICom, Mai 2018; <https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2018/Stromversorgungssicherheit%20der%20Schweiz%202018.pdf>

ausstieg». Auch Frankreich verfolgt das Ziel, bis 2035 seinen Nuklearpark von aktuell 75% der Nachfrage auf 50% abzubauen (minus 20 GW) und bis 2022 aus der Kohleverstromung auszusteigen (minus 3 GW).² Das Joint Research Centre (JRC), der wissenschaftliche Dienst der Europäischen Kommission, erwartet in der gesamten EU einen massiven Abbau der installierten Leistung von Kohlekraftwerken. Diese soll insgesamt um 63% reduziert werden, von 150 GW (2016) auf 105 GW bis 2025 und weiter auf 55 GW bis 2030.³

Im europäischen Umfeld ist also innerhalb von wenigen Jahren ein massiver Abbau an gesicherter Kapazität absehbar (insgesamt über 124 GW), welcher sich negativ auf die Importfähigkeit der Schweiz in kritischen Wettersituationen auswirken wird. Daher haben 10 Stromverbände aus ganz Europa, darunter der VSE, eine gemeinsame Erklärung zur Versorgungssicherheit unterzeichnet.⁴ Die Verbände warnen darin, dass die heutigen Marktbedingungen die notwendigen Investitionen in Kraftwerke und Netze nicht gewährleisten können.

Aufgrund dieser Feststellungen ist der VSE der Ansicht, dass die vorgeschlagene Revision StromVG keine befriedigenden Antworten auf die sich stellenden Herausforderungen bezüglich langfristiger Versorgungssicherheit in allen Jahreszeiten gibt. Auch die EICom teilt diese Meinung und fordert «neben der strategischen Reserve weitere Massnahmen, um auch in Zukunft eine substantielle Energieproduktion in der Schweiz im Winterhalbjahr aufrecht zu erhalten».⁵

Der Bundesrat hingegen ist der Meinung, «dass die Versorgungssicherheit als unkritisch einzustufen ist, solange die Schweiz im europäischen Strommarkt integriert ist» und dass es «bis zum Jahr 2035 (...) kein signifikantes Versorgungssicherheitsproblem in der Schweiz» gibt (Erläuternder Bericht, S. 7).

Diesen Aussagen liegt die System-Adequacy-Studie des Bundesamts für Energie zugrunde.⁶ Aus Sicht des VSE berücksichtigt diese die geschilderten Herausforderungen zu wenig. Die Studie geht im Basisszenario von viel zu optimistischen Annahmen aus, so zum Beispiel:

- Die System-Adequacy-Studie nimmt den Ausbau der erneuerbaren Energien in der Schweiz gemäss der Energiestrategie 2050 als gegeben an und rechnet damit, dass die Bestandsanlagen Wasserkraft weiterhin im Markt bleiben. Vergessen wird dabei nicht nur, dass die von der Energiestrategie 2050 eingeführten Instrumente zeitlich befristet sind, sondern auch, dass bei der Wasserkraft aufgrund der gesetzlich vorgeschriebenen ökologischen Sanierungen mit Produktionseinbussen von rund 6% der heutigen Wasserkraftproduktion zu rechnen ist.⁷
- Des Weiteren verwendet die System-Adequacy-Studie Kraftwerksverfügbarkeiten (EU Referenz Szenario 2016), welche die Massnahmen Europas, basierend auf ihrer Klima- und Energiepolitik 2030 und auch die Massnahmen, welche auf das Pariser Abkommen folgen werden, noch nicht berücksichtigen.
- Die System-Adequacy-Studie unterschätzt im Zusammenhang mit der Dekarbonisierung die zunehmende Elektrifizierung. Sie geht für die Schweiz von einer sinkenden bis nur leicht steigenden und für die Nachbarländer von einer gleichbleibenden Nachfrage aus. Eurelectric beispielsweise rechnet mit

² Rede des französischen Staatspräsidenten Emmanuel Macron «Transition énergétique: changeons ensemble», 27. November 2018; <https://www.elysee.fr/emmanuel-macron/2018/11/28/transition-energetique-changeons-ensemble>

³ EU coal regions: opportunities and challenges ahead, JRC, 2018; <http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC112593/kjna29292enn.pdf>

⁴ Joint appeal from energy industry and industry associations to secure the electricity supply in Europe, 10. Oktober 2018;

https://www.strom.ch/system/files/media/documents/Joint_appeal_energy_industry_europe_0.pdf

⁵ EICom fordert Anreize für Winterproduktion, Medienmitteilung der EICom, 29. November 2018;

<https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-73132.html>

⁶ Modellierung der System Adequacy in der Schweiz im Bereich Strom. Schlussbericht, ETHZ und Universität Basel im Auftrag des BFE, Februar 2018;

http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_124393280.pdf

⁷ Energieeinbussen aus Restwasserbestimmungen – Stand und Ausblick, publiziert in «Wasser Energie Luft», Fachzeitschrift des SWV, Heft 4/2018, Seiten 233-245; https://issuu.com/swv_wel/docs/wel_4_2018/6

- einem Nachfrageanstieg in Europa um einen Faktor 1,4 bis 2035 unter der Einhaltung des Pariser Abkommens.⁸
- Auch bei den Netzausbauprojekten der Nachbarländer ist die System-Adequacy-Studie zuversichtlich und geht von einer maximalen Verzögerung von 5 Jahren aus; dies obwohl insbesondere in Deutschland der Nord-Süd-Netzausbau schon seit Jahren kaum voranschreitet. Dieser sollte Windenergie (43 GW, resp. ca. 65 bis 70 TWh pro Jahr) aus dem Norden Deutschlands nach Süden bringen.
 - Zudem geht die System-Adequacy-Studie von einer vollständigen Integration der Schweiz in den europäischen Strommarkt aus. Physisch und technisch sind die Voraussetzungen für eine Teilnahme der Schweiz am europäischen Strommarkt zwar gegeben. Politisch fehlt jedoch ein entsprechendes Abkommen. Mit der fehlenden Einbindung in den EU-Binnenmarkt fehlen jedoch stabile Grundlagen für den länderübergreifenden Stromhandel. Insbesondere in Notsituationen wird die Schweiz als Drittstaat aussen vor bleiben.

Die in der System-Adequacy-Studie ebenfalls gerechneten EU Szenarien (beschleunigte Transformation) und Extremszenarien kommen den eingangs geschilderten Herausforderungen der Energiewirtschaft weit näher. Die Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke sowie der Kohlekapazitäten in Deutschland werden deutlich reduziert, auch wird mit Ausfällen der Schweizer Wasserkraft gerechnet. Diese EU Szenarien und Extremszenarien, welche durchaus wahrscheinlich sind, gilt es auszubauen und ins Zentrum zu rücken. Auch müssen die Entwicklungen von ganz Europa berücksichtigt werden und nicht nur die der vier direkten Nachbarländer der Schweiz, insbesondere im Hinblick auf den eingangs erwähnten, europaweiten Abbau der installierten Leistung von Kohlekraftwerken.

Die EU Szenarien (beschleunigte Transformation) und die Extremszenarien zeigen zudem, wie wichtig eine gute Verfügbarkeit der Schweizer Wasserkraft für die Versorgungssicherheit ist. Ab 2035 laufen die Konzessionen von dutzenden Schweizer Wasserkraftwerken aus. Die Verhandlungen dazu beginnen bereits 10 bis 15 Jahre davor. In Anbetracht dieser bevorstehenden Rekonzessionierungswelle in der Schweiz und der damit einhergehenden, sehr langfristigen Investitionen ist es unerlässlich, bereits heute die notwendigen Investitionsanreize zu schaffen und nicht erst dann, wenn sich kritische Situationen anbahnen.

Der VSE fordert, dass bei der Überarbeitung der System-Adequacy-Studie im 2019 die oben geschilderten Entwicklungen im Basisszenario angemessen berücksichtigt werden. Erst auf Basis einer Auslegeordnung, welche alle kritischen Elemente aufzeigt, kann in der politischen Diskussion eine robuste Einschätzung der möglichen Versorgungsrisiken und darauf aufbauend eine Abwägung zwischen möglichen Massnahmen und allenfalls zu tragenden Risiken vorgenommen werden.

Davon abgeleitet braucht es ein Marktdesign, welches die Finanzierung der bestehenden und neuen einheimischen Produktion und die Versorgungssicherheit in allen Jahreszeiten sicherstellt.

Für die Versorgung erschwerend kommt hinzu, dass wesentliche Parameter künftig Einfluss auf die System-sicherheit haben werden. Dazu zählen beispielsweise die Vervielfachung der Akteure im Energiemarkt oder regulatorische Eingriffe, welche den Schutz kritischer Infrastruktur tangieren (so z.B. die Verpflichtung, Geodaten zu veröffentlichen, oder Zugriffsrechte Dritter auf die Steuersysteme).

⁸ Decarbonisation pathways, eurelectric, November 2018, (jährliches Wachstum von 2.1% während 16 Jahren); <https://cdn.eurelectric.org/media/3457/decarbonisation-pathways-h-5A25D8D1.pdf>

Antrag:

- System-Adequacy-Analyse aufdatieren und die für die Versorgungssicherheit relevanten Schlüsse ziehen.
- Massnahmen an die Erkenntnisse anpassen durch ein Marktdesign, welches die Finanzierung der bestehenden und neuen einheimischen Produktion und die Versorgungssicherheit in allen Jahreszeiten sicherstellt.
- Systemsicherheit berücksichtigen (Vervielfachung der Akteure, Schutz kritischer Infrastruktur).

1.2 Angemessener Rechtsrahmen

Der VSE hat sich seit Wiederaufnahme der Arbeiten an der Revision des StromVG im Jahr 2014 kritisch gegenüber dem Vorhaben geäussert. Bereits im Rahmen der Stakeholder-Treffen des BFE und in mehreren Stellungnahmen hat der VSE betont, dass sich das StromVG grundsätzlich bewährt hat.

Die Schwierigkeiten der Startphase des StromVG sind überwunden. Die Wechselmöglichkeiten in den freien Markt werden rege genutzt, die EICom nimmt ihre Aufsichtsfunktion wirksam wahr und zahlreiche Rechtsfragen wurden durch höchstrichterliche Entscheide geklärt. Die Ziele gemäss Art. 1 StromVG werden erreicht, soweit dem nicht externe Einflussfaktoren entgegenstehen. Der VSE steht der Revision des StromVG bezüglich der Netzregulierungs-Aspekte deshalb weiterhin kritisch gegenüber.

Die Energiegesetzgebung und insbesondere die Netzregulierung hat in den vergangenen Jahren wiederholte und massive Eingriffe erfahren. Mit der Energiestrategie 2050 gehen grundlegende Neuerungen einher, welche in der Praxis noch auf Jahre hinaus Umstellungen und Anpassungen erfordern werden. Zu nennen sind insbesondere die Regelungen im Bereich des Eigenverbrauchs, des Smart Meter Rollouts und des Einsatzes von intelligenten Steuer- und Regelsystemen. Hinzu kommt, dass in diesen Bereichen mit der Strategie Stromnetze bereits wieder Änderungen beschlossen wurden, welche im Verlauf des Jahres 2019 in Kraft treten werden, und dass regelmässig Anpassungen auf Verordnungsstufe zur Diskussion gestellt werden. Die hohe Kadenz von Regulierungsänderungen untergräbt die Rechtsstabilität, verursacht hohen Aufwand und ist investitionshemmend. Dies ist nicht im Interesse der politischen Zielsetzungen und erschwert die angestrebte Transformation, welche langfristige Investitionen und eine Neuausrichtung von Geschäftsmodellen erfordert und dazu eine Kontinuität des Regulierungsrahmens voraussetzt.

Der VSE fordert deshalb, dass auf immer stärkere Detailregulierungen, wie sie in den vergangenen Jahren gerade im Netzbereich erfolgt sind, verzichtet wird. Diese Regulierungen sind mit Folgekosten verbunden und schränken den unternehmerischen Handlungsspielraum ein. Staatliche Massnahmen sind nur vorzunehmen, wenn die Notwendigkeit eines hoheitlichen Eingriffs aufgezeigt werden kann. Zudem ist das Verhältnismässigkeitsprinzip zu wahren und Massnahmen sind auf den geringstmöglichen Eingriff zu beschränken. Wo immer möglich ist auf subsidiäre Lösungen zu setzen, da die Marktakteure aufgrund ihrer Praxiskenntnisse am besten in der Lage sind, sachgerechte Lösungen zu erarbeiten. In diesem Sinn sollte auch das Ziel eines Regulierungsabbaus verfolgt werden.

Bezogen auf die konkreten, in der Revisionsvorlage unterbreiteten Themen der Netzregulierung, besteht aus Sicht des VSE kaum gesetzgeberischer Handlungsbedarf:

- Der VSE lehnt eine (Teil-)Liberalisierung im Bereich des Messwesens ab. Das heutige, systemzentrisch organisierte Messwesen ist in sich kongruent, effizient und regulatorisch überschaubar. Eine Teilliberalisierung dagegen hätte erhebliche Nachteile und ist bezüglich ihrer Eingriffstiefe und Auswirkung unverhältnismässig (s. Kapitel 2.5).
- Der VSE stimmt der gesetzlichen Regelung der Sunshine-Regulierung zu, sofern diese fair ausgestaltet wird, nur Aspekte enthält, die auch aussagekräftig und erhebbar sind und die Netzbetreiber nicht mit Reporting-Pflichten belegt werden, welche über das heutige Ausmass hinaus gehen (s. Kapitel 2.8).
- Im Rahmen der Energiestrategie 2050 wurde auf Gesetzesstufe bereits die Voraussetzung für verursachergerechtere Netztarife geschaffen. Diese sind primär auf Verordnungsstufe umzusetzen. Allfällige weitere Änderungen auf Gesetzesstufe müssen den Handlungsspielraum bei der Netztarifierung vergrössern (s. Kapitel 2.7).
- Zur Regelung der Flexibilität sind schlanke gesetzliche Regeln zu finden und im Übrigen subsidiäre Lösungen anzustreben, wobei die Gewährleistung eines sicheren und effizienten Netzbetriebs ausschlaggebend ist. Einseitige Regelungen zu Lasten der Verteilnetzbetreiber lehnt der VSE ab (s. Kapitel 2.6).

Bezüglich der Themen im Bereich des Marktdesigns unterstützt der VSE zwar die Ziele des Bundesrates, erachtet aber deren Umsetzung, insbesondere vor dem Hintergrund der eingangs erläuterten Entwicklungen (s. Kapitel 1.1), nicht als ausreichend. Die beiden vorgeschlagenen Massnahmen sind nicht geeignet, angesichts eines sich verändernden Marktumfelds den Erhalt der bestehenden inländischen erneuerbaren Produktion und deren Ausbau gemäss den Zielen der Energiestrategie 2050 sicherzustellen.

- Eine Speicherreserve wirkt kurz- und mittelfristig zur Behebung konkreter Knappheitssituationen. Sie löst jedoch weder Ersatzinvestitionen in die bestehenden Kapazitäten noch Investitionen in den Ausbau von Kapazitäten aus (s. Kapitel 2.1 und 2.2).
- Die Wirksamkeit von Qualitätsvorgaben für das Standard-Produkt in der Grundversorgung für die Zielerreichung der Energiestrategie 2050 ist in einem geöffneten Markt stark begrenzt. Sie werden aufgrund der fehlenden Absatzsicherheit ebenfalls nicht genügend Signale für Investitionen generieren (s. Kapitel 2.1 und 2.4).

Aufgrund dieser Feststellungen nimmt der VSE die unterbreitete Revision des StromVG zur Kenntnis, äussert jedoch gewichtige Vorbehalte. Im nachfolgenden Kapitel 2 nimmt der VSE zu den bereits zitierten Themen ausführlich Stellung. Sollte der Bundesrat die Revision des StromVG entgegen der Kritik des VSE in der unterbreiteten Form weiterverfolgen, formuliert der VSE ausführliche Änderungsanträge, welche abschliessend in der Synopse in der Beilage aufgelistet sind. Die Synopse ist integraler Bestandteil der vorliegenden Stellungnahme.

Antrag:

- Der VSE nimmt die Vorschläge des Bundesrates zur Kenntnis und äussert dazu gewichtige Vorbehalte.
- Im Bereich der Netzregulierung besteht kein grundlegender gesetzgeberischer Handlungsbedarf. Staatseingriffe und Anpassungen des regulatorischen Rahmens sind nur vorzunehmen, wenn nachweislich eine Notwendigkeit besteht. Im Übrigen sind das Subsidiaritätsprinzip und das Verhältnismässigkeitsprinzip zu achten. Im Interesse der Rechtssicherheit ist die Stabilität des Rechtsrahmens zu beachten.

- Bei den Themen im Bereich des Marktdesigns teilt der VSE grundsätzlich die Ziele des Bundesrates, erachtet jedoch die Massnahmen (Speicherreserve und Qualitätsvorgaben für das Standard-Produkt in der Grundversorgung) als ungenügend.

2 Bemerkungen und Anträge zu den wichtigsten Themen

2.1 Anforderungen an das Marktdesign

Die vom Bundesrat vorgeschlagenen Massnahmen einer Speicherreserve und von Qualitätsvorgaben für das Standard-Produkt in der Grundversorgung werden weder der prioritären Notwendigkeit einer langfristig sicheren Versorgung gerecht, noch bieten sie eine valable zweite Phase der Energiestrategie 2050 an, welche deren Zielerreichung sicherstellen würde. Zudem ist festzustellen, dass der gesetzliche Auftrag von Art. 30. Abs. 5 des Energiegesetzes, welcher insbesondere für die Wasserkraft die Einführung eines marktnahen Modells zur Ablösung der Marktprämie fordert, nicht erfüllt wird. Ebenso wenig trägt der Vorschlag des Bundesrates der vom Parlament überwiesenen Motion 18.3000 «Investitionsanreize für den langfristigen Erhalt der Schweizer Stromproduktionsanlagen» Rechnung, welche die Schaffung von Investitions- oder Reinvestitionsanreizen für den langfristigen Erhalt der Schweizer Stromproduktionsanlagen, insbesondere der Wasserkraft, verlangt.

Der Absatz in die Grundversorgung wird bei vollständiger Marktöffnung für die Betreiber wohl zu klein und erst recht zu unsicher sein, um genügend Signale für Investitionen in heimische, erneuerbare Energien zu bewirken. Der heutige Verbrauch in der Grundversorgung beträgt rund 32 TWh Strom. Mit der vollständigen Marktöffnung müssen alle Verbraucher über 100 MWh aus der Grundversorgung raus. Weitere werden freiwillig in den Markt wechseln. Ein Angebot von 36 TWh Wasserkraft zuzüglich 11 TWh aus anderen erneuerbaren Energien gemäss Energiestrategie 2050 steht somit den verbleibenden Kunden mit Wahlrecht (Stromverbrauch Haushalte: ~ 20 TWh) gegenüber. Eine Knappheit fehlt somit und es wird kaum ein preistreibender Effekt auf den ökologischen Mehrwert, das heisst auf die Marktpreise der Schweizer Herkunftsnachweise aus erneuerbaren Energien erzeugt. Ein nachhaltiger Effekt für die heimische Produktion bleibt aus. Der ökologische Mehrwert (Jahresbetrachtung) der erneuerbaren Energien wird zudem künftig weitgehend in der Schweiz erwirtschaftet werden müssen, da Schweizer Herkunftsnachweise in der Europäischen Union aufgrund des Clean Energy Packages ohne Stromabkommen nicht mehr anerkannt werden.

Ein wirksames Marktdesign muss effiziente Märkte und verlässliche Rahmenbedingungen schaffen, damit die Richtwerte der Energiestrategie 2050 und die Klimaziele der Schweiz erreicht und die Versorgungssicherheit gewährleistet werden können. Der VSE teilt die Ansicht des Bundesrates, dass der Energy-only-Markt (EOM) die Basis des Strommarktdesigns bildet, kombiniert mit einem wirksamen CO₂-Markt. Dazu braucht es eine konsequente, wirksame und europäisch abgestimmte Klimapolitik. Ein hoher CO₂-Preis trägt zum Erhalt der bestehenden Wasserkraft wie auch zum Ausbau der erneuerbaren Energien in der Schweiz bei. So wird ein wesentlicher Beitrag zur Erreichung der Vorgaben und Richtwerte der Energiestrategie 2050 und der Klimaziele geleistet.

Diese marktbasierenden Instrumente alleine werden jedoch nicht zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ausreichen. Es braucht deshalb ergänzende Ansätze:

- **Speicherreserve**
Die vorgeschlagene Speicherreserve trägt, in Abhängigkeit der Kontrahierungsdauer, zur kurz- und mittelfristigen Versorgungssicherheit bei. Die Speicherreserve stellt in Situationen, in denen der Markt die Nachfrage nicht decken kann, Energiereserven für eine im Voraus definierte Zeitspanne zur Verfügung. Sie bewirkt jedoch keine zusätzlichen Investitionsanreize über den Kontrahierungszeitraum hinaus, welche die Wahrscheinlichkeit des Eintretens von Knappheitssituationen verringern würden.
- **Mechanismen mit Investitionsanreizen für bestehende und neue Produktionsanlagen**
Für die langfristige Versorgungssicherheit in allen Jahreszeiten sollen gezielte Anreize für Investitionen in Produktionsanlagen gesetzt werden (wie zum Beispiel durch einen Zentralen oder Dezentralen Kapazitätsmarkt, einen Differenzkostenvertrag (CFD-Modell) oder ein Quotenmodell).
- **Demand Side Management**
Mit Demand Side Management können die Lastspitzen verringert und die vorhandenen Flexibilitäten effizient genutzt werden. Flexibilitäten auf Nachfrage- und Angebotsseite sowie Speicher sind basierend auf den Marktgegebenheiten auf verschiedenen Märkten einzusetzen (Energemarkt, SDL-Markt etc.). Dazu braucht es auch zukunftsfähige Netztarife.

Der Erhalt der bestehenden Produktion aus Wasserkraft wie auch der Ausbau der heimischen erneuerbaren Energien (Wasser, Wind und Photovoltaik) sind Voraussetzung für die Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele sowie der Sicherstellung der Versorgung. Sollte der Bestandserhalt und der Ausbau der erneuerbaren Energien aufgrund langanhaltend tiefer Marktpreise oder Preiserwartungen gefährdet sein und stehen keine alternativen Instrumente zur Verfügung, sollen folgende Modellansätze Abhilfe schaffen:

- **Marktprämie für die Grosswasserkraft**
Unter anhaltend tiefen Marktpreisen braucht es Massnahmen für die Kostendeckung. Die mit der Energiestrategie 2050 eingeführte Marktprämie ist abhängig von der Strommarktsituation weiterzuführen und zu optimieren. Sie wird in Abhängigkeit der Marktpreise ausbezahlt. Steigen die Marktpreise über die Gestehungskosten, erfolgt keine Auszahlung. Im umgekehrten Fall erhalten die Wasserkraftwerke einen Deckungsbeitrag.
- **Investitionsbeiträge**
Die mit der Energiestrategie 2050 eingeführten Investitionsbeiträge für die Grosswasserkraft (für Erweiterungen und Ausbau, und müssten auch für Erneuerungen gelten) sollen auf die Windenergie und gegebenenfalls auf die Photovoltaik ausgeweitet und weitergeführt werden. Sie setzen Investitionsanreize, welche sich aufgrund von langfristig tiefen Preiserwartungen nicht rechnen. Anlagen mit negativem Net Present Value (NPV) erhalten einen Beitrag zur Deckung der nichtamortisierbaren Investitionskosten. Steigen die jährlich gerechneten Preiserwartungen, so dass von einem positiven NPV auszugehen ist, entfallen die Beiträge.

Ferner ist hervorzuheben, dass die Wasserkraft mit einer hohen Abgabebelastung konfrontiert ist. Der Wasserzins allein macht im Durchschnitt fast ein Viertel der Gestehungskosten der Wasserkraft aus. Die hohe Abgabebelastung untergräbt die Wettbewerbsfähigkeit unserer mit Abstand wichtigsten einheimischen und erneuerbaren Stromproduktionsressource gegenüber der ausländischen Konkurrenz, welche keine vergleichbaren Abgaben kennt, und damit mittelbar die Versorgungssicherheit. Die Entlastung der Produktion von Abgaben fehlt jedoch in der unterbreiteten Vorlage, ebenso wie die Flexibilisierung des Wasserzinses, obwohl diese vom Bundesrat wie auch vom VSE als unumgänglich erachtet wird und vom Bundesrat im

Zusammenhang mit dem neuen Marktdesign bereits mehrfach in Aussicht gestellt wurde. Der VSE erwartet, dass die Einführung des flexiblen Wasserzinses spätestens im Zusammenhang mit der Revision StromVG umgesetzt wird.

Antrag:

- Der VSE fordert die Einführung eines Marktdesigns, welches der Versorgungssicherheit und den energie- und klimapolitischen Zielen gerecht wird.
- Nebst Instrumenten für die kurzfristige Versorgungssicherheit braucht es langfristige Anreize für Investitionen in bestehende und neue Produktionsanlagen sowie Massnahmen, welche bei langanhaltend tiefen Marktpreisen wirksam werden.
- Bestandteil des Marktdesigns muss zudem eine Flexibilisierung des Wasserzinses sein.

2.2 Speicherreserve

Aus Sicht des VSE ist die Speicherreserve ein Instrument, um in Situationen, in denen der Markt die Nachfrage nicht decken kann, Energiereserven zur Verfügung zu stellen. In Abhängigkeit der Kontrahierungsdauer dient eine Speicherreserve der kurz- bis mittelfristigen Versorgungssicherheit. Sie wirkt dann, wenn im definierten Betrachtungs- und Kontrahierungszeitraum eine Knappheit auftritt. Sie bewirkt jedoch keine zusätzlichen Investitionen über den Kontrahierungszeitraum hinaus und leistet somit keinen Beitrag, um die Wahrscheinlichkeit des Eintretens der Knappheitssituation zu verringern. Der VSE erachtet deshalb die Einrichtung einer Speicherreserve nicht als ausreichend, um die Versorgungssicherheit langfristig sicherstellen zu können.

In der konkreten Ausgestaltung ist die vorgeschlagene Regelung in verschiedenen Punkten materiell anzupassen:

- **Die Speicherreserve ist möglichst offen auszugestalten, damit sie auch künftigen Anforderungen genügt.**
Insbesondere ist sicherzustellen, dass die Reserve technologieneutral ausgestaltet wird. Zur Teilnahme an der Reserve berechtigt sein sollen nebst Speicherkraftwerks- und Speicherbetreibern auch Verbraucher.
- **Die Speicherreserve ist marktbasierend zu beschaffen.**
Verbraucher, Speicherkraftwerksbetreiber und Speicherbetreiber sollen berechtigt, aber nicht verpflichtet sein, an der Reserve teilzunehmen. Eine Angebotsverpflichtung und ein Kontrahierungszwang werden abgelehnt.
- **Die Entschädigung für den Abruf der Reserve muss marktnah sein.**
Um den Eingriff in die Märkte möglichst gering zu halten, ist die Entschädigung bei einem Abruf möglichst marktnah zu gestalten. Der im Erläuternden Bericht beschriebene Fall, wonach Unternehmen «einen Abruf der Reserve durch spezielles Verhalten auf dem Strommarkt» herbeiführen könnten (Erläuternder Bericht, S. 59), wird in der Realität mit rational agierenden Akteuren nicht eintreten, solange die Entschädigung nicht über dem letzten möglichen Marktpreis liegt. Die Festlegung der Entschä-

digung im Falle eines Abrufs muss den potentiellen Anbietern im Vorfeld der Auktion bekannt sein. Die Entschädigung bei einem Abruf ist so festzulegen, dass der Bezug aus der Reserve ähnlich teuer ist wie der Bezug am Markt und damit deutlich höher, als der Wert des Wassers bei Auflösen der Reserve im Frühjahr. Bei einer zu tiefen Entschädigung könnte bei Swissgrid der Fehlanreiz entstehen, deutlich weniger Regelenergie zu beschaffen, und die Reserve für weitere, nicht definierte Zwecke zu verwenden. Weiter sollen alle Reservekraftwerke gleich behandelt werden, unabhängig davon, ob sie abgerufen werden oder nicht. Dies ist zudem in einer Verordnung zu regeln und nicht durch die ECom.

– **Die Rollen der Akteure sind zu klären.**

Es besteht die Gefahr, dass Funktionen und Aufgaben der Akteure (Übertragungsnetzbetreiber, Verteilnetzbetreiber, Grundversorger, ECom, Bund) vermischt werden. Insbesondere ist zu berücksichtigen, dass es sich bei der ECom um einen neutralen Akteur handelt, bei Swissgrid jedoch um einen Marktakteur. Diesen unterschiedlichen Rollen muss Rechnung getragen werden. So muss es beispielsweise in der Kompetenz der ECom liegen, die Eckwerte der Reserve (Grundzüge der Ausschreibung, der Entschädigung und der Strafzahlungen) im Rahmen der bundesrätlichen Vorgaben festzulegen. Diese Aufgabe wie auch die Überwachung der Einhaltung der Vorhaltepfllichten liegen im originären Aufgabenbereich einer Regulierungsbehörde und dürfen nicht der Übertragungsnetzbetreiberin zugewiesen werden. Es läge dann im Ermessen der ECom zu entscheiden, inwieweit sie die Übertragungsnetzbetreiberin einbeziehen will. Beispielsweise bei der Berechnung der effektiv vorzuhaltenden Energiemenge wäre dies naheliegend, da Swissgrid in ihrer Rolle als Führerin der Regelzone Schweiz am besten dazu geeignet ist. Würden die genannten Aufgaben hingegen Swissgrid zugewiesen, wären damit Ansprüche an Datenaustausch verbunden. Dadurch erhielte Swissgrid als alleinige Nachfragerin (Monopsonistin) verschiedener Systemdienstleistungen (z.B. Regelenergie, Redispatch, Speicherreserve) und damit als Marktteilnehmerin einen Wettbewerbsvorteil, den sie gegenüber den Anbietern ausspielen könnte.

– **Die Datenlieferungen sind auf ein vernünftiges Mass zu begrenzen und auf die Datenweitergabe ist zu verzichten.**

Die für die Überwachung der Einhaltung der Vorhaltepfllichten geforderten Datenlieferungen erachtet der VSE als unverhältnismässig. Viele Daten werden aktuell bereits an die Behörden geliefert und sollten für den neuen Zweck ausreichend sein. Die entsprechende Vereinbarung reicht aus und muss nicht zusätzlich im Gesetz verankert werden. Auf die Erhebung von Daten, welche keinen konkreten Nutzen schaffen, ist zu verzichten. Zudem dürfen die für die Überwachung notwendigen Daten nur an die ECom, nicht aber an Swissgrid gehen, da diese als Marktteilnehmerin daraus einen Wettbewerbsvorteil erhielte (s. Kapitel 2.9).

Antrag:

Art. 8a

1 Zur Absicherung gegen ausserordentliche Situationen wie kritische Versorgungsengpässe oder -ausfälle wird jährlich eine Speicherreserve gebildet. In dieser Reserve halten die Anbietenden nach Zuschlag daran teilnehmenden Betreiber während einer bestimmten Zeit gegen Entgelt Energie so vor, dass diese im Bedarfsfall als vermiedener Verbrauch oder als Elektrizität abrufbar ist.

2 Zur Teilnahme an der Reserve berechtigt aber nicht verpflichtet sind Verbraucher sowie Speicherkraftwerks- und Speicherbetreiber mit ans Schweizer Elektrizitätsnetz Netz angeschlossenen Speicherkraftwerken und Speichern, bei denen Energie in der Schweiz gespeichert und in Elektrizität umge-

wandelt werden kann. Für Speicherkraftwerke an der Grenze kann der Bundesrat Ausnahmen vorsehen. Die teilnehmenden Betreiber werden jährlich mittels Ausschreibung ermittelt.

3 Die ECom legt in ~~Abprache mit der nationalen Netzgesellschaft~~ jährlich die Eckwerte für die Reserve fest, insbesondere:

b. die Grundzüge:

1. der Ausschreibung, ~~einschliesslich allfälliger Entgeltobergrenzen,~~
2. *Streichen*

c. die Überwachung der Einhaltung der Vorhaltepfllichten.

4 Die nationale Netzgesellschaft nimmt die ~~jährliche~~ operative Abwicklung der Reserve vor. Sie hat insbesondere folgende wiederkehrenden Aufgaben:

b. Sie führt die Ausschreibung durch und ermittelt so die teilnehmenden Betreiber, ~~soweit sinnvoll auch für mehr als ein Jahr,~~ und schliesst mit ihnen eine Vereinbarung.

c. *Streichen*

5 Zeichnet sich eine kritische Versorgungssituation ab, so gibt die ECom die Reserve auf Antrag der Netzgesellschaft zum Abruf frei. Kann die nötige Energie weder an den Märkten beschafft noch über die am Markt erhältliche Regelernergie gedeckt werden ~~Macht der Markt die nötige Energie nicht verfügbar oder tritt der Bedarfsfall anderswie ein,~~ ruft die Netzgesellschaft die nötige Energie aus der Reserve zur Deckung der unausgeglichenen Bilanzgruppen oder als letzte Massnahme i.S.v. Art. 20a StromVG ab. Sie leistet zu deren Lasten eine Entschädigung an die Betreiber, bei denen der Abruf stattfindet.

6 Der Bundesrat regelt die Einzelheiten, insbesondere:

b. den Reserveabruf, wobei Störungen der Energie- und Systemdienstleistungsmärkte möglichst zu vermeiden sind, sowie die Kriterien für eine ausnahmsweise Möglichkeit einer vorzeitigen Reserveauflösung;

d. *Streichen*

e. Kriterien zur Bestimmung des Ausgleichsenergiepreises im Falle eines Abrufs der Energie aus der Speicherreserve für einen Preisaufschlag analog zur Ausgleichsenergie;

g. Entschädigung der Energie bei einem Abruf.

Weitere Anträge s. beiliegende Synopse.

2.3 Vollständige Strommarktöffnung

Die Beurteilung einer vollständigen Strommarktöffnung ist abhängig vom Gesamtkontext, in welchem sie stattfindet, und welcher in die Umsetzung einbezogen werden muss. Daher gibt es gute Gründe für, wie auch gute Gründe gegen eine vollständige Strommarktöffnung.

Soweit der Gesetzgeber die vollständige Marktöffnung beschliesst, so beantragt der VSE:

– **Eine der neuen Situation angepasste Grundversorgung.**

Im Fall einer vollständigen Marktöffnung ist eine Grundversorgung im Prinzip nicht notwendig. Wird an einer Grundversorgung festgehalten, ist sowohl auf eine Preis- wie auch auf eine Produktregulierung zu verzichten (s. Kapitel 2.4).

- **Eine Übergangszeit von mindestens zwei Jahren.**
 Durch die vollständige Marktöffnung wird eine erheblich grössere Zahl von Kunden ihren Anbieter wechseln als heute. Um die damit verbundenen Lieferantenwechsel-, Datenaustausch- und Verrechnungsprozesse weiterhin korrekt und fristgerecht abwickeln zu können, wird es zu Standardisierungen und Automatisierungen kommen. Hierfür sind IT-Lösungen zu entwickeln, zu implementieren sowie deren Anwender zu schulen – mit entsprechendem Zeitbedarf und unter entsprechenden Kostenfolgen seitens Netz und Energielieferanten.
 Zur zweijährigen Übergangszeit besteht eine Alternative. In dieser Alternativlösung wird frühzeitig vor Inkrafttreten der vollständigen Marktöffnung eine Anpassung auf Verordnungsstufe vorgenommen, welche die Anrechenbarkeit der Kosten im Bereich Netz für die Entwicklung und Implementierung der notwendigen Prozesse und IT-Systeme gewährleistet.

- **Die Aufhebung der Abnahme- und Vergütungspflicht.**
 Bei einer vollständigen Strommarktöffnung kann die Abnahme- und Vergütungspflicht gemäss Art. 15 des Energiegesetzes und Art. 11 der Energieverordnung nicht mehr Aufgabe des Netzbetreibers bleiben. Dieser ist in seiner Rolle als Grundversorger in einem geöffneten Markt einem Preisdruck ausgesetzt. Die Abnahme- und Vergütungspflicht kann den Netzbetreiber daran hindern, sowohl im Markt wie in der Grundversorgung wettbewerbsfähige Preise anzubieten. Zusätzlich kann der Fall eintreten, dass der Netzbetreiber aufgrund der Abnahme- und Vergütungspflicht Energie kaufen muss, die er mangels Grundversorgungskunden nicht mehr verkaufen kann. Die Abnahme- und Vergütungspflicht greift somit in die unternehmerische Freiheit einzelner Marktakteure ein und stellt je nach Marktlage einen staatlichen Zwang zu Verlustgeschäften dar.
 Sofern weiterhin eine Abnahme- und Vergütungspflicht für Elektrizität bestehen soll, ist diese durch eine unabhängige zentrale Stelle zu übernehmen.

- **Praktikable Lösung zum Umgang mit Deckungsdifferenzen.**
 Der VSE unterstützt die Vorgabe des Erläuternden Berichts grundsätzlich, dass bestehende Deckungsdifferenzen möglichst bis zur Marktöffnung abzubauen sind (Erläuternder Bericht, S. 33). Es wird jedoch keinem Verteilnetzbetreiber möglich sein, seine Deckungsdifferenzen vollständig abzubauen, da auch im letzten Jahr im Minimum noch Mengenunsicherheiten bestehen. Es ist deshalb die Möglichkeit einer Schlussabrechnung vorzusehen. Daneben können aufgrund von Energietarifverfahren noch kurz vor der Marktöffnung hohe Deckungsdifferenzen bestehen. Damit dies die Tarife der Verteilnetzbetreiber kurz vor der Marktöffnung nicht verzerrt und damit einen Wettbewerbsnachteil bei der Marktöffnung bewirkt, sind praktikable Lösungen nötig.
 Gemäss dem Erläuternden Bericht soll das System der Deckungsdifferenzen auch nach der vollständigen Strommarktöffnung im Falle von Tarifreduktionen durch die EICom weitergeführt werden (Erläuternder Bericht, S. 55). Dies ist jedoch nicht möglich in einem System von marktbasierenden Tarifen. Sinken Grundversorgungstarife aufgrund des Abbaus von Deckungsdifferenzen deutlich unter Marktpreise, so wäre dies schnell das beste Angebot für Verbraucher unter 100 MWh. Der Markt würde verzerrt und beim Grundversorger würden massive Mengenrisiken entstehen.

- **Die dringliche Flexibilisierung des Wasserzinses.**
 Die vollständige Strommarktöffnung erhöht den Druck auf eine marktkonforme Neuregelung des Wasserzinses. Bereits in der heutigen Teilmarktöffnung tragen die Endverbraucher den Wasserzins nicht mehr als Teil der Gestehungskosten der Wasserkraft solidarisch. Bei nicht kostendeckenden Marktpreisen bleibt der Wasserzins an den im Markt stehenden Produzenten hängen, was bei einer vollständigen Marktöffnung alle Produzenten betrifft. Es braucht deshalb bei einer vollständigen Marktöff-

nung die bereits überfällige Flexibilisierung umso dringlicher. Die Einführung des flexiblen Wasserzinses mit einem fixen und einem variablen, marktabhängigen Teil muss daher spätestens mit der Revision des StromVG einhergehen.

Antrag:

- Die vollständige Strommarktöffnung muss im Gesamtkontext beurteilt werden.
- Wird im Fall einer vollständigen Marktöffnung an einer Grundversorgung festgehalten, ist sowohl auf eine Preis- wie auch auf eine Produktregulierung zu verzichten.
- Im Fall einer vollständigen Strommarktöffnung sind eine Übergangszeit von mindestens zwei Jahren, die Aufhebung oder Anpassung der Abnahme- und Vergütungspflicht sowie eine praktikable Lösung zum Umgang mit Deckungsdifferenzen notwendig.
- Eine umgehende Flexibilisierung des Wasserzinses ist unumgänglich.

2.4 Ausgestaltung der Grundversorgung

Aus regulatorischer Sicht wäre ein vollständiger Verzicht auf eine Grundversorgung möglich. Die Verteilnetzbetreiber werden von sich aus marktkonforme, d.h. kundenbedürfnisorientierte Angebote machen, um die Kunden halten zu können. Der Markt führt zu angemessenen Angeboten und gibt dem Kunden die Möglichkeit, jederzeit seinen Anbieter zu wählen. Dies hat eine disziplinierende Wirkung auf die Anbieter. Mit einem Verzicht auf eine Grundversorgung würde für die Verteilnetzbetreiber ein echter Regulierungsabbau erfolgen.

Der VSE anerkennt, dass es ein politisches Bedürfnis für eine Grundversorgung gibt, soweit die nach der Ablehnung des Elektrizitätsmarktgesetzes in der Volksabstimmung 2002 erfolgte Lagebeurteilung nach wie vor Gültigkeit hat. In diesem Fall ist in der Grundversorgung sowohl auf eine Preisregulierung wie auch auf eine Produktregulierung zu verzichten: Dem grundversorgten Kunden steht ein jährliches Wahlrecht zwischen der Belieferung in der Grundversorgung oder einer Belieferung auf dem freien Markt zu. Der Grundversorger verpflichtet sich im Gegenzug jährlich, den Kunden zu einem fixen und vorgängig publizierten Preis zu beliefern (s. nachfolgende Erläuterungen). Der Absatz in die Standard-Grundversorgung wird bei vollständiger Marktöffnung zu klein und zu unsicher sein, um die erhofften Signale für Investitionen in heimische, erneuerbare Energien zu bewirken. Zudem greift eine Produktvorgabe in die unternehmerische Freiheit einzelner Marktakteure ein und stellt in Kombination mit einer allfälligen Preisvorgabe ein unzumutbares Risiko für die Verteilnetzbetreiber dar (s. Kapitel 2.1). Sollte an einer Preisregulierung festgehalten werden, ist die Branche bei der konkreten Ausgestaltung einzubeziehen.

Da die Grundversorgung den Marktkräften unterliegt, ist in diesem Zusammenhang künftig von einem Elektrizitätspreis und nicht mehr von einem Elektrizitätstarif zu sprechen. Auch das Fernmeldegesetz beispielsweise spricht in Zusammenhang mit der Grundversorgung von Preisen und nicht von Tarifen (Art. 17 FMG).

Soweit der Gesetzgeber eine vollständige Marktöffnung mit einer Grundversorgung beschliesst, so beantragt der VSE, diese wie folgt auszugestalten:

- **Verzicht auf eine Preisregulierung und Beschränkung auf eine Missbrauchsaufsicht.**
 Eine Preisregulierung in der Grundversorgung ist bei einer vollständigen Marktöffnung obsolet, da die Endverbraucher auf alternative Marktprodukte ausweichen können. Das Funktionieren dieser Marktkräfte wird sichergestellt, indem die Endverbraucher keine Kosten für den Lieferantenwechsel tragen müssen (keine Hürden), sie frühzeitig und einfach Angebotsvergleiche machen können (Information), der Wechsel in den Markt keine langfristigen Konsequenzen hat (Rückkehrmöglichkeit, Ersatzversorgung) und eine Vielzahl von Anbietern zur Verfügung steht. In der Grundversorgung profitieren sie jedoch weiterhin von einem Preis, der für ein Jahr fix ist, und der für alle Endverbraucher mit gleichartiger Bezugscharakteristik gleich ist. Indem alle Grundversorger zum gleichen Zeitpunkt ihre Preise veröffentlichen, entsteht Transparenz und allfällig überhöhte Preise werden schon vor dem Vergleich mit Marktprodukten ersichtlich. Schon die Wettbewerbskommission hielt Anfang 2016 in ihrer Stellungnahme zur vollständigen Marktöffnung fest, dass die Begründung der Notwendigkeit einer Angemessenheitsprüfung durch die ECom aus wettbewerblicher Sicht nicht ganz korrekt ist, da der Grundversorger im geöffneten Markt aufgrund der Wechselmöglichkeit nur bedingt Marktmacht hat. Vor diesem Hintergrund bedarf es gemäss der Wettbewerbskommission theoretisch keines Schutzes der Endverbraucher anhand einer Preisregulierung in der Grundversorgung. Der VSE teilt diese Einschätzung. Anbieter können überhöhte Preise im offenen Markt nicht durchsetzen. Die heutige Kompetenz der ECom ist daher bei einer Marktöffnung nicht mehr sachgerecht und würde eine Überregulierung darstellen. Sie soll nur noch im Streitfall die Missbräuchlichkeit der Preise überprüfen können.

- **Fristenkongruenz zwischen festen Preisen und fester Abnahme.**
 Da die Preise in der Grundversorgung für ein Jahr im Voraus festzulegen sind, ist der Endverbraucher für ein Jahr gegen unvorhersehbare Preisschwankungen geschützt. Im Gegenzug hat sich der Endverbraucher für ein Jahr zu verpflichten, damit der Grundversorger für ein Jahr den erwarteten abgesicherten Stromabsatz kalkulieren kann. Andernfalls müsste der Grundversorger ein unverhältnismässiges Risiko tragen. Die Regelung, dass die Preise für ein Jahr fest sind, wird auf Gesetzesstufe verankert. Entsprechend ist auch die Bestimmung, dass sich der Endverbraucher für diese Dauer verpflichtet, auf Gesetzesstufe zu verankern.

- **Kein Anspruch auf ein störungsfreies Netz.**
 Gemäss Art. 6 Abs. 1 StromVG soll der grundversorgte Endverbraucher einen Anspruch haben, vom Netzbetreiber jederzeit zu angemessenen Elektrizitätspreisen mit der gewünschten Menge an Elektrizität versorgt zu werden. Der Verteilnetzbetreiber kann einen solchen Anspruch nicht erfüllen, da Faktoren ausserhalb seines Einflussbereiches eine Versorgung verunmöglichen können. Dies bestätigt auch der Erläuternde Bericht (Erläuternder Bericht, S. 78). Aus diesen Gründen und im Interesse der Rechtsstabilität ist die Formulierung gemäss geltendem Recht beizubehalten, wonach der Verteilnetzbetreiber die «erforderlichen Massnahmen» trifft.
 Heute können die Verteilnetzbetreiber diese Aufgabe auch an Dritte delegieren oder sich zu deren Erbringung mit anderen Verteilnetzbetreibern zusammenschliessen. Die Verantwortung bleibt dabei unverändert beim Netzbetreiber. Dies soll auch weiterhin so sein.

- **Einheitliche Elektrizitätspreise bei gleichem Bezugsprofil.**
 Massgebend für die Kosten der Belieferung in der Grundversorgung ist nicht die Verbrauchscharakteristik des Endverbrauchers, sondern dessen Bezugscharakteristik. Entsprechend sind die Preise bei gleichartiger Bezugscharakteristik gleich auszugestalten. Zum Zeitpunkt der Gesetzgebung des geltenden StromVG war diese Unterscheidung noch nicht bedeutsam. Infolge der Verbreitung von Eigenverbrauch und lokaler Speicherung ist heute eine entsprechende Anpassung angezeigt.

– **Eine erhöhte Kadenz des Qualitätsnachweises ist nicht praktikabel.**

Der Bundesrat schlägt im Erläuternden Bericht vor, dass anstelle der jährlichen auch eine quartalsweise oder monatliche Hinterlegung der Herkunftsnachweise denkbar wäre und kündigt an, dass er auf Verordnungsstufe eine entsprechende Änderung beabsichtigt (Erläuternder Bericht, S. 29). Der VSE weist darauf hin, dass durch eine häufigere Information kein Mehrwert für die Endkunden entstehen würde oder ein solches Produkt auf Nachfrage marktbasiert angeboten werden kann. Für die Verteilnetzbetreiber dagegen würde eine häufigere Hinterlegung einen erheblichen Mehraufwand bedeuten und entsprechend kostentreibend wirken. Zudem erlaubt die verfügbare Menge an Herkunftsnachweisen keine höhere Kadenz des Qualitätsnachweises. Im Fall einer Grundversorgung mit einem gesetzlich definierten Standard-Produkt mit Qualitätsvorgabe spricht sich der VSE gegen die beabsichtigte Einführung einer quartalsweisen Hinterlegung aus.

Spricht sich der Gesetzgeber gegen eine vollständige Marktöffnung aus, so beantragt der VSE, dass betreffend Grundversorgung keine Anpassungen im Gesetz vorgenommen werden.

Antrag:

Art. 6

1 *Gemäss geltendem Recht, sowie:*

Die Betreiber der Verteilnetze treffen die erforderlichen Massnahmen, damit sie in ihrem Netzgebiet Endverbrauchern mit einem Jahresverbrauch von weniger als 100 MWh pro Verbrauchsstätte, die von ihrem Netzzugang nicht oder nicht mehr Gebrauch machen ~~den festen Endverbrauchern und den Endverbrauchern, die auf den Netzzugang verzichten,~~ jederzeit die gewünschte Menge an Elektrizität mit der erforderlichen Qualität ~~und zu angemessenen Tarifen~~ liefern können (Grundversorgung).

2 *Streichen*

3 Die Elektrizitätspreise ~~Elektrizitätstarife~~ der Grundversorgung müssen für ein Jahr fest sein, die Endverbraucher nach Absatz 1 verpflichten sich für die gleiche Dauer. Für ~~und für~~ Endverbraucher mit gleichartiger Bezugscharakteristik ~~Verbrauchscharakteristik~~ müssen die Elektrizitätspreise ~~Elektrizitätstarife~~ einheitlich sein. ~~Sie gelten als angemessen, wenn sie sich im Rahmen der Marktpreise vergleichbarer Elektrizitätsprodukte des betreffenden Jahres (Vergleichsmarktpreise) bewegen.~~

4 *Streichen*

Art. 34

3 Artikel 6 der Änderung vom tritt frühestens zwei Jahre nach dem rechtskräftigen Beschluss über diese Gesetzesänderung in Kraft.

Weitere Anträge s. beiliegende Synopse.

2.5 Liberalisierung des Messwesens

Der VSE lehnt die vorgeschlagene Teilliberalisierung wie auch eine weitergehende Liberalisierung des Messwesens ab. Sie bringt einen erheblichen Mehraufwand und führt zu keiner Übereinstimmung bei den Rechten und Pflichten der beteiligten Akteure. Das bestehende, systemzentrisch ausgerichtete Messwesen, bei dem die Netzbetreiber die Verantwortung tragen, dieses auch weitgehend operativ selbst ausführen oder Dritte damit beauftragen, ist in sich kongruent, effizient und regulatorisch überschaubar. Der VSE weist

darauf hin, dass ein grossmehrheitlicher Teil der Netzbetreiber die ihnen übertragene Verantwortung im Mess- und Informationswesen erfolgreich wahrnehmen und kontinuierlich Qualitäts- und Prozessverbesserungen vornehmen. Deshalb soll an der bewährten Regelung des Messwesens festgehalten werden.

Die vorgeschlagene Teilliberalisierung zeigt erhebliche Nachteile auf, wie:

- **Die Prozessabgrenzungen bei der Messdienstleistung führen zu Redundanzen.**
Auch wenn ein Dritter die Erfassung der Daten, eine erste Qualitätssicherung der Messdaten bezüglich Vollständigkeit und Plausibilität vornimmt und die Rohdaten sichert, ändern die Aufgaben des Netzbetreibers gegenüber heute wenig. Dieser muss ebenfalls eine Qualitätssicherung vornehmen sowie Ersatzwerte bilden.
- **Eine Teilliberalisierung erfordert neue Prozesse und Abläufe.**
Bei einer Liberalisierung des Messwesens müssen die Abgrenzungen entlang der Prozesskette sehr fein detailliert festgelegt werden. Es ist weiter ein Messzugangsmanagement zu etablieren, zu dem die Ausarbeitung und Verwaltung von Verträgen gehört, und die Organisation und Abwicklung der Wechselprozesse im Messwesen ist wahrzunehmen.
- **Den Kosten steht kein allgemeiner Nutzen gegenüber.**
Als Folge der entstehenden Prozess- und Systembrüche bei der Trennung der Messprozesse, der Implementierung der neu erforderlichen Prozesse und der vorzunehmenden Sonderabschreibungen aus demontierten Messeinrichtungen, steigen die Messkosten der Netzbetreiber an. Bereits realisierte Effizienzvorteile und Skaleneffekte gehen verloren. Letztlich tragen diejenigen Kunden, welche ihren Messdienstleister nicht wählen können, diese Kostenzunahme. Demgegenüber scheint in einem Markt mit hohen Fixkosten und einem potentiellen Marktvolumen von ca. 33 Mio. CHF und 55'000 Messstellen⁹ eine Nutzung von Skalenerträgen nur für bereits heute am Markt agierende Anbieter möglich. Wobei für dritte Messdienstleister auch nur solche Netznutzer attraktiv sind, die mit wenig Kostenaufwand eingebunden werden können (Gefahr des Rosinenpickens). Die Standardisierungsnotwendigkeit von Schnittstellen und Datenübermittlungsprotokollen wirkt – zumindest temporär – reduzierend auf die Wettbewerbsintensität. Entgegen der Meinung des Bundesrates scheint es aus Sicht des VSE höchst fraglich, ob im teilliberalisierten Bereich des Messwesens genügend Wettbewerb und ein liquider Markt entstehen kann. Des Weiteren steht der mit der Liberalisierung verbundene erhebliche Mehraufwand in keinem Verhältnis zum vergleichsweise geringen Marktvolumen von 33 Mio. CHF: Die volkswirtschaftlichen Kosten wären grösser als das Ertragspotential. Zudem ist ein solcher grosser Eingriff angesichts des geringen Nutzens unverhältnismässig.
- **Hoher Regulierungsaufwand zur Aufteilung der Kosten und Geschäftsprozesse.**
Eine Aufteilung des heute integrierten Messwesens beim Netzbetreiber setzt eine umfassend ausgestaltete und kostspielige Regulierung voraus, obschon der Median aus dem Anteil der gesamten Kosten des Mess- und Informationswesens im Vergleich zu den beeinflussbaren Kosten eines Netzbetreibers bei lediglich 6 Prozent liegt. Der Bundesrat schlägt dazu eine eigene Deckungsdifferenzrechnung und die separate Bestimmung der Höhe der Eigenkapitalrendite (WACC) im Messwesen vor. Dies bedarf seitens der Netzbetreiber umfangreicher Kostenschlüsselungen und der Kalkulation und Bewirtschaftung zahlreicher Messstarife, differenziert nach Messmittel und Art der Messdienstleistung.

⁹ Volumen teilliberalisierter Markt, gemäss Erläuterndem Bericht (S. 37): 55'000 Messstellen; multipliziert mit Kosten von (max.) 600 CHF (Aufgreifkriterium EICom) entspricht einem Markt von knapp 33 Mio. CHF.

- **Problematische Rollenaufteilung in Bezug auf die Datensicherheit.**
Bei einer Teilliberalisierung des Messwesens sollte auf eine Trennung der Rollen Messstellenbetreiber (MSB) und Messdienstleister (MDL) bei intelligenten Messsystemen verzichtet werden. Beide Rollen bedingen eine bidirektionale Kommunikationsverbindung zum intelligenten Messsystem für Wartung (MSB: z.B. für Firmwareupdates und Schlüsselübertragung) und Datenabfrage und -empfang (MDL). Dies macht die Verrechnungsmessung von freien Kunden und Erzeugern kompliziert und teuer. In Bezug auf die Datensicherheit ist eine Rollenaufteilung aufwendig (z.B. Verschlüsselung) und ist mit unnötigen Risiken verbunden.
- **Eine Liberalisierung verstösst gegen das Prinzip der Rechtssicherheit und des Investitionsschutzes.**
Die Energiestrategie 2050 verpflichtet die Netzbetreiber, den Rollout intelligenter Messsysteme umzusetzen. Gleichzeitig wurden durch Gesetz und Verordnung die entsprechenden Kosten den Netzkosten und somit dem Monopol zugeordnet. Netzbetreiber, die diesen gesetzlichen Auftrag nach Treu und Glauben umsetzen, laufen Gefahr, bei einer Liberalisierung mit nicht-amortisierbaren Kosten konfrontiert zu werden. Auch für die Stromproduzenten wird mit der Liberalisierung gegen das Prinzip der Rechtssicherheit verstossen. So wurden mit der Energiestrategie 2050 zubauende Stromproduzenten von Messkosten befreit, neu sollen sie wieder belastet werden. Das kann die Rentabilität von Investitionen massiv beeinträchtigen und kann letztlich den Zubau der erneuerbaren Energien hemmen.
- **Internationale Erfahrungen sind nicht überzeugend.**
Das u.a. erwähnte Beispiel Deutschland – mit einem ungleich grösseren Marktvolumen als demjenigen der Schweiz – hat als einziges Land vor über 10 Jahren eine vollständige Liberalisierung vollzogen. Die Anzahl der durch Dritte betriebenen Messstellen bewegt sich heute noch im Promillebereich und bei Betrachtung der Preisentwicklung sind keine nennenswerten Niveauänderungen festzustellen.

Abschliessend weist der VSE darauf hin, dass die Überwachung von Preis und Qualität durch die EICom bereits heute möglich ist und die Notwendigkeit einer Teilliberalisierung und Ausweitung der Regulierung dadurch nicht begründet werden kann. Die EICom kann bei Netzbetreibern, welche nicht in der Lage sind, die Messdaten in geforderter Qualität und Verfügbarkeit sowie zu angemessenen Kosten bereitzustellen, mit korrigierenden Massnahmen eingreifen. Der VSE fordert deshalb, an den heute geltenden gesetzlichen Bestimmungen festzuhalten.

Antrag:

Art. 17a

Streichen

Art. 17a^{bis}

Streichen

Weitere Anträge s. beiliegende Synopse.

2.6 Flexibilitäten

Der Netzbetreiber ist gesetzlich verpflichtet, ein sicheres, leistungsfähiges und effizientes Netz zu gewährleisten (Art. 8 Abs. 1 StromVG) und nur entsprechende Kosten sind anrechenbar (Art. 15 Abs. 1 StromVG). Ein bedarfsgerechter, wirtschaftlich zumutbarer und damit effizienter Netzausbau muss die Auslastung der Kapazität in den Vordergrund stellen. Wird Kapazität nur sehr sporadisch benötigt, ist es ineffizient, das Netz auszubauen und diese Kosten den Endverbrauchern aufzubürden. Die Netzbetreiber setzen deshalb beispielsweise mit der Rundsteuerung bereits seit Langem erfolgreich auf die Nutzung von Flexibilität. Mit dem Umbau der Stromversorgung hin zu dezentraleren Strukturen und verstärkt fluktuierender Einspeisung nimmt die Bedeutung der Flexibilitätsnutzung stark zu. Zudem hat der Netzbetreiber ab Inkrafttreten der Strategie Stromnetze das NOVA-Prinzip zu beachten, welches vorschreibt, dass das Netz zunächst zu optimieren ist, bevor es verstärkt oder ausgebaut wird.

Flexibilität kann für marktdienliche, systemdienliche oder netzdienliche Zwecke genutzt werden, welche allerdings zueinander in einem Konkurrenzverhältnis stehen können. Kann der Netzbetreiber nicht genügend Flexibilität für den netzdienlichen Einsatz kontrahieren, muss er in seinem Netz Kapazität zubauen, was einen Anstieg der Netzkosten und damit der Netznutzungstarife bedeutet. Der netzdienlichen Flexibilitätsnutzung kommt daher eine zentrale Bedeutung zu, damit der Netzbetreiber sowohl den oben erwähnten gesetzlichen Vorgaben entsprechen, als auch die gesamtwirtschaftlich zentrale Netzstabilität gewährleisten kann. Zur Gewährleistung eines sicheren und effizienten Netzbetriebs braucht es die Beteiligung aller Akteure und Netznutzer. Insbesondere in Situationen mit hoher Netzbelastung kommt der Verfügbarkeit von netzdienlichen Flexibilitäten eine prioritäre Bedeutung zu, welche gesetzlich sicherzustellen ist. Dazu gehört die Möglichkeit, in einem eng definierten Rahmen eine Reduktion von Einspeisespitzen (Peak Shaving) vornehmen zu können. Das Einspeisemanagement erwähnt der Bundesrat selbst im Erläuternden Bericht als besonders attraktive Lösung (Erläuternder Bericht, S. 23 und 26). Davon ist entsprechend Gebrauch zu machen. Zudem muss die Flexibilitätsnutzung kombiniert werden mit einer der heutigen Realität angemessenen und verursachergerechten Netztarifierung (s. Kapitel 2.7).

In diesem Sinn ist die vorgeschlagene Flexibilitätsregelung wie folgt zu ändern:

- **Bessere Kapazitätsauslastung durch eine moderate Leistungsregelung der Einspeisung.**
 Durch eine Reduktion der Leistungsspitzen von Photovoltaikanlagen kann im gesamtwirtschaftlichen Interesse ein hoher Effizienzsteigerungsgrad zugunsten der die Netzentgelte entrichtenden Endverbraucher erreicht werden.
 Die Verteilnetzbetreiber haben eine Abnahmepflicht. Das Verteilnetz muss auf die Maximalleistung der Einspeisung ausgebaut werden, um sicherzustellen, dass jederzeit die gesamte produzierte Energiemenge in das Netz abgegeben werden kann. Viele dezentrale Erzeugungsanlagen (insbesondere Photovoltaik) erreichen jedoch nur an wenigen Tagen im Jahr die maximale Einspeiseleistung. Hinzu kommt, dass diese Leistung im Gegensatz zu den meisten Verbrauchsanwendungen kaum verschachtelt auftritt. Für das Verteilnetz bedeutet das sehr hohe Kosten, um verhältnismässig wenig Energie abnehmen zu können. Es ist daher vorzusehen, dass die Einspeiseleistung bei Bedarf auf 70% der installierten Photovoltaik-Leistung reduziert werden kann. Für den Produzenten bedeutet dies einen geringfügigen Energieverlust von maximal 3%. Die Produktionsverluste fallen zudem zu einem Zeitpunkt an, wo typischerweise keine Stromknappheit herrscht. Dem stehen massive Minderkosten beim Netzausbau gegenüber: Gemäss Zahlen des BFE könnten rund zwei Drittel der Netzausbaukosten

vermieden werden (zwischen 5,8 und 8,1 Mrd. CHF bis 2035).¹⁰ Diese Massnahme trägt somit auch zu einer effizienten Umsetzung der Ziele der Energiestrategie 2050 bei.

Der Einbezug der Erzeugerseite hat sich international bewährt: Auch internationale Studien zeigen, dass massiv Netzkosten eingespart bzw. eine Erhöhung der Netztarife vermieden werden können.¹¹ Daneben kann der Verteilnetzbetreiber weitere Massnahmen für den sicheren Netzbetrieb wie Unterstützung bei der Spannungs- und Frequenzhaltung vorsehen.

– **Es besteht kein Regelungsbedarf für die vertraglichen Beziehungen.**

Im Rahmen der oben geschilderten Notwendigkeit zur Nutzung netzdienlicher Flexibilitäten und solange der sichere Netzbetrieb nicht in Frage gestellt wird, teilt der VSE die Ansicht, dass die Rechte an Flexibilität dem jeweiligen Netznutzer zuzuordnen sind und ihm der Entscheid über den Einsatz der Flexibilität grundsätzlich zu überlassen ist. Wird ein Flexibilitätsmarkt eingeführt, kann der Netznutzer seine Flexibilität für die Optimierung seiner eigenen Strombeschaffung einsetzen, Dritten für den Ausgleich innerhalb von Bilanzgruppen zur Verfügung stellen oder dem Netzbetreiber für den netzdienlichen Einsatz gegen Entgelt überlassen. Aufgrund dieser vielfältigen Verwendungsmöglichkeiten besteht grundsätzlich kein Bedarf für die staatliche Regelung der Vertragsbeziehungen. Im Übrigen bestehen bereits kartellgesetzliche Bestimmungen (insb. Art. 5 Kartellgesetz betreffend unzulässigen Abreden und Art. 7 betreffend Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung). Zudem besitzen netzdienliche Flexibilitäten je nach Standort, Fristigkeit und Zeitpunkt des Zugriffs und der Netzsituation einen unterschiedlichen Wert. Die Vorgabe einheitlicher Vertragsbedingungen würde einen effizienten Flexibilitätseinsatz im Netzbereich verhindern. Zudem muss es auch zulässig sein, dass sich der Verteilnetzbetreiber Flexibilitäten langfristig sichert.

– **Auf einseitige Vorschriften zulasten der Verteilnetzbetreiber ist zu verzichten.**

Werden den Verteilnetzbetreibern einseitig Vorschriften gemacht, während die konkurrierenden Marktteilnehmer keiner Regelung unterliegen, schafft dies Wettbewerbsverzerrungen. Zudem wird erschwert, dass die Flexibilität dort eingesetzt werden kann, wo sie den grössten Nutzen stiftet. Kostenseitig besteht bereits ein Korrektiv gegen überhöhte Vergütungen, was zusätzliche Regelungen und Kontrollen überflüssig macht. Die Vergütungen für Zugriffe auf intelligente Steuer- und Regelsysteme müssen gegenüber der EICom separat ausgewiesen werden. Zu hohe Vergütungen wird die EICom somit nicht als anrechenbare Kosten anerkennen. Es sind daher keine gesetzlichen Vorgaben über die Vergütungen oder Vertragsbedingungen nötig.

– **Rechtssicherheit für bestehende Systeme gewährleisten.**

Die geltende Übergangsregelung für bestehende intelligente Steuer- und Regelsysteme muss beibehalten werden, um die Rechtssicherheit für diese Systeme aufrecht zu erhalten. Wie bis anhin sollen diese Systeme weiterbetrieben werden dürfen, so lange deren Einsatz durch die betroffenen Endverbraucher, Speicherbetreiber oder Erzeuger nicht untersagt wird (opt out).

¹⁰ Entwicklung der Netzkosten in der Schweiz vor dem Hintergrund des derzeitigen Bedarfs, der ES2050 und der Strategie Stromnetze. Aktualisierung 2017, Consentec im Auftrag des BFE, März 2017; http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_680490960.pdf

¹¹ «Moderne Verteilernetze für Deutschland» (Verteilernetzstudie), Institut und Lehrstuhl für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen, Oldenburger Institut für Informatik (OFFIS) und E-Bridge Consulting GmbH im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), September 2014; https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie.pdf?__blob=publicationFile&v=5

Antrag:

Art. 8

1^{bis} Die Elektrizitätserzeuger, die Endverbraucher und die sonstigen direkt oder indirekt an das Netz Angeschlossenen unterstützen ihren Netzbetreiber bei Massnahmen zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs. Der Bundesrat kann zudem Bestimmungen erlassen, um die Elektrizitätserzeuger, die Endverbraucher und die sonstigen direkt oder indirekt an das Netz Angeschlossenen zu verpflichten, auch den effizienten Netzbetrieb zu unterstützen.

Art. 17b^{bis}

1 Die jeweiligen Endverbraucher, Speicherbetreiber und Erzeuger sind die Inhaber der Flexibilität, die mit der Steuerbarkeit des Bezugs, der Speicherung oder der Einspeisung von Elektrizität verbunden ist und insbesondere mittels intelligenter Steuer- und Regelsysteme genutzt wird. Die Nutzung durch Dritte untersteht der Regelung durch Vertrag. Führt die vertragliche Nutzung der Flexibilität beim Verteilnetzbetreiber, beim Betreiber vorgelagerter Netze oder beim Bilanzgruppenverantwortlichen zu Mehrkosten, so darf er diese sach- und verursachergerecht an den Inhaber der Flexibilität weitergeben.

2 Den Verteilnetzbetreibern steht im Rahmen ihres Netzbetriebs und innerhalb ihres Netzgebiets die netzdienliche Nutzung von Flexibilität offen. Sie schliessen zu diesem Zweck diskriminierungsfrei Verträge mit den Inhabern der Flexibilität ab. (Rest streichen)

3 *Streichen und neu formulieren:*

Die Einspeisung in das Netz von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie aus Solarenergie kann durch den Netzbetreiber unentgeltlich um maximal 3 Prozent der jährlichen Produktionsmenge reduziert werden. Hierzu rüsten Betreiber von Anlagen grösser 30 kVA ihren Anschlusspunkt an das Verteilnetz mit technischen Einrichtungen aus, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann. Die maximale Wirkleistungseinspeisung von Anlagen bis und mit 30 kVA ist auf 70 Prozent der installierten Leistung zu begrenzen.

4 Sie können in ihrem Netzgebiet ...

- a. zur Abregelung oder zu einer anderen Steuerung eines bestimmten Anteils der Einspeisung über Absatz 3 hinaus;
- b. ohne Vergütung zur Überbrückung, wenn andere, bereits eingeleitete netzseitige Massnahmen noch nicht greifen;

5 Der Bundesrat regelt die Einzelheiten in Bezug auf die Absätze 3 und 4. (Rest streichen)

Weitere Anträge s. beiliegende Synopse.

2.7 Netztarifierung

Der heutige Rahmen der Netztarifierung wird den realen Gegebenheiten und Entwicklungen schon seit Langem nicht mehr gerecht. Das Tarifmodell muss die Marktteilnehmer in die Verantwortung für einen stabilen und sicheren Netzbetrieb nehmen. Endverbraucher mit eigener Produktionsanlage beispielsweise verursachen trotz Eigenverbrauch nicht unbedingt geringere Netzkosten als die übrigen Endverbraucher. Das Netz muss nämlich so dimensioniert sein, dass auch sie ihren gesamten Strombedarf jederzeit aus dem Netz beziehen können. Die heutigen, stark auf Arbeitstarifen basierenden Vorgaben führen somit zu

einer volkswirtschaftlich und sozial unerwünschten Umverteilung der Kosten zulasten der übrigen Endverbraucher.

Eine verursachergerechte Kostentragung über die Netznutzungstarife muss bei der Kapazitätsnachfrage und nicht an der durchgeleiteten Energiemenge ansetzen. Die wachsende Anzahl an Endverbrauchern mit hohen Leistungsbezügen und wenig Verbrauch (z.B. auch Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität) macht eine Tarifierung der bezogenen Leistung immer unausweichlicher, um die gemäss StromVG vorgeschriebene effiziente Netznutzung (Art. 8 Abs. 1 StromVG) und Verursachergerechtigkeit bei den Netznutzungstarifen (Art. 14 Abs. 3 StromVG) sicherzustellen und die politisch gewünschte Entwicklung hin zu dezentralen Strukturen und Eigenverbrauchslösungen abzubilden. Es braucht deshalb in der Netztarifierung dringend mehr Handlungsfreiheit für die Netzbetreiber, damit die Finanzierung der Netzkosten an die realen Gegebenheiten angepasst werden kann.

Mit der Energiestrategie 2050 wurden auf gesetzlicher Ebene bereits wesentliche Verbesserungen erreicht, welchen jedoch auf Verordnungsstufe nicht Rechnung getragen wurde. Dementsprechend ist grundsätzlich keine Gesetzesänderung notwendig, um eine angemessene Netztarifierung zu ermöglichen. Die vorgeschlagenen konkreten Tariffberechnungsvorgaben auf Gesetzesstufe sind zudem zu starr und werden der Dynamik und Komplexität des Elektrizitätsmarktes und der Netztarifierung nicht gerecht. Sie verhindern im Hinblick auf das voraussichtliche Inkrafttreten des revidierten StromVG insbesondere mögliche Entwicklungen in Richtung dynamischer Tarife. Dies ist insbesondere im Zusammenhang mit dem Zusammenwachsen der Infrastrukturen (Sektorkopplung) bedeutsam, da dieses andernfalls verhindert wird.

Sollen im StromVG gleichwohl Änderungen vorgenommen werden, müssen die folgenden Aspekte berücksichtigt werden:

- **Eine stärkere Gewichtung des Leistungsbedarfs und ein grösserer Handlungsspielraum sind nötig.**
Die Netzkosten entstehen zu einem grossen Teil durch den Bau der Netze. Die Kosten des gebundenen Kapitals stellen daher den bedeutendsten Kostenblock von Stromnetzen dar. Ein grosser Kostentreiber bei den Investitionskosten ist die bestellte Leistung, da diese die Dimensionierung des Netzes bestimmt. Der VSE begrüsst deshalb die Möglichkeit einer stärkeren Berücksichtigung der Leistung bei der Tarifierung. Der Vernehmlassungsentwurf geht diesbezüglich jedoch zu wenig weit und wirkt unnötig einschränkend auf eine sachgerechte Tarifierung. Zudem sind entsprechende Regelungen nicht auf Gesetzes- sondern auf Verordnungsstufe zu treffen. Konkrete Tariffberechnungsvorgaben auf Gesetzesstufe, wie im vorgeschlagenen neuen Abs. 3^{bis} von Art. 14 StromVG vorgesehen, sind zu starr und werden weder der Dynamik und Komplexität des Elektrizitätsmarktes und der Netztarifierung noch den mit der Energiestrategie 2050 angestrebten Veränderungen gerecht.
- **Keine Anpassung der Wälzformel.**
Aus Sicht des VSE stellt die aktuelle Wälzformel ein austariertes und bewährtes System dar. In diesem Zusammenhang wird im Erläuternden Bericht das Betragsnettoprinzip erwähnt, welches in der StromVV eingeführt werden soll (Erläuternder Bericht, S. 33). Der VSE spricht sich gegen dieses Prinzip aus. Es hätte zur Folge, dass die Akzeptanz der Energiestrategie 2050 in Regionen mit viel neuer Produktion verringert würde. Die Endverbraucher in den entsprechenden Netzgebieten würden stärker mit Netztarifen belastet, da der Aufwand, der den höheren Netzebenen durch Energierückspeisungen entsteht, den tieferen Netzebenen – und damit deren Endverbrauchern – in der Wälzung entsprechend angelastet würde. Mit der geplanten Anpassung auf 90% Leistung würden insbesondere In-

dustriekunden der Netzebene 3, aber auch der Netzebene 5 zusätzlich stark belastet. Dies würde den Wirtschaftsstandort Schweiz unnötig schwächen.

– **Keine Anpassung der Betriebskostenrechnung.**

Der VSE teilt die Aussage des Erläuternden Berichts zu Art. 15 StromVG betreffend Gewinn insoweit, dass Betriebskosten im engeren Sinne keine Gewinnkomponente enthalten (Erläuternder Bericht, S. 62). Allerdings sehen sowohl die Branchenrichtlinie als auch die EICom in ihrer heutigen Praxis vor, dass die im EICom-Reporting ausgewiesenen Betriebskosten nicht nur Betriebskosten im betriebswirtschaftlichen Sinne, sondern auch Kapitalkosten enthalten können. Dies ist dann der Fall, wenn der Netzbetrieb Assets nutzt, die nicht zum Anlagevermögen des Netzbetriebs gehören. Typische Beispiele sind IT-Infrastruktur und Verwaltungsgebäude. Da gemäss Erläuterndem Bericht an der bisherigen Praxis nichts geändert werden soll (Erläuternder Bericht, S. 63), ist auf die vorgeschlagene Gesetzesänderung zu verzichten.

Auf die im Erläuternden Bericht bei Art. 15 StromVG angesprochene Anpassung der Regelung betreffend Anrechenbarkeit von Leistungen von anderen Unternehmens- oder Konzerneinheiten in der StromVV ist zu verzichten (Erläuternder Bericht, S. 63). Es ist bereits heute Praxis und in den Branchendokumenten so vorgesehen, dass Leistungen, die von anderen Unternehmens- oder Konzerneinheiten erbracht werden, höchstens zu den Kosten anrechenbar sind, wie wenn die Leistungen vom Netzbetrieb selbst erbracht worden wären. Hingegen widerspricht eine zusätzliche Limitierung auf Marktpreise der heute geltenden Organisationsfreiheit der Netzbetreiber. Offensichtlich problematisch ist die Regelung bei der Verrechnung von Gebäude- und IT-Kosten, die auch Kapitalkosten enthalten. So befinden sich beispielsweise Verwaltungsgebäude häufig zusammengefasst im Besitz einer anderen Konzerngesellschaft. Die Kostenverrechnung in die Netzgesellschaft erfolgt nach regulatorischen Grundsätzen (Anschaffungs- und Herstellungskosten, WACC, regulatorische Nutzungsdauern). Ein Vergleich mit Marktmieten wäre erstens aufwendig und würde in der Konsequenz je nach Standort zu unnötigen und ineffizienten Vermögensverschiebungen zwischen Konzerngesellschaften führen.

Schliesslich weist der VSE darauf hin, dass zunehmend netzfremde Kosten in die Netzkosten eingerechnet oder auf diese aufgeschlagen werden müssen. Dies trifft zum Beispiel auf den Netzzuschlag zu oder auf die Kosten für Systemdienstleistungen sowie künftig auch die Kosten für die Vorhaltung der Speicherreserve. Die Verrechnung solcher netzfremden Kosten über die Netzkosten ist sachlich falsch und verteuert die Netzkosten. Sie schafft somit eine versteckte Subvention, welche die Anreize für Eigenverbrauchslösungen erhöht, und führt indirekt zu einer immer grösser werdenden Entsolidarisierung bei der Finanzierung der Netzkosten, der Systemkosten (Systemdienstleistungen), der Konzessionen (Gemeinden, Wasserzins) oder von Förderinstrumenten (Netzzuschlag gemäss Energiegesetz), solange die eingangs geforderte Gestaltungsfreiheit bei der Netztarifierung nicht besteht. Sachlich richtig wäre zudem eine verursachergerechte Finanzierung, welche idealerweise auf dem Bruttoenergieverbrauch basieren müsste.

Antrag:

Art. 14

2 Das Netznutzungsentgelt wird auf der Basis von Netznutzungstarifen erhoben und ist von den Endverbrauchern je Ausspeisepunkt zu entrichten. ~~Diese sind für ein Jahr fest und von den Netzbetreibern gemäss den folgenden Grundsätzen festzulegen:~~

2^{bis} Der Netzbetreiber kann seine Endverbraucher pro Spannungsebene in Kundengruppen unterteilen. Dabei muss sich die Zuteilung eines Endverbrauchers zu einer Kundengruppe an seinem Verhalten am Ausspeisepunkt orientieren.

3 Gemäss geltendem Recht, sowie:

Für die Festlegung der Netznutzungstarife gilt:

- c. Sie müssen ~~sich am Bezugsprofil orientieren~~ und im Netz eines Netzbetreibers pro Spannungsebene und Kundengruppe einheitlich sein.
- e. Sie müssen den Zielen einer effizienten Netzinfrastruktur ~~und Elektrizitätsverwendung~~ Rechnung tragen und Anreize für einen stabilen und sicheren Netzbetrieb setzen.

3^{bis} *Streichen*

Weitere Anträge s. beiliegende Synopse.

2.8 Sunshine-Regulierung

Die Ergänzung des bestehenden Regulierungsmodells durch die Sunshine-Regulierung zur Erhöhung der Transparenz ist grundsätzlich positiv zu werten, sofern der Aufwand für die Verteilnetzbetreiber verhältnismässig ist, die spezifischen strukturellen Verhältnisse der Unternehmen berücksichtigt werden, die Veröffentlichungen einen Mehrwert darstellen und die Gefahr für ungerechtfertigte Anschuldigungen minimiert wird.

An der vorgeschlagenen Regelung sind verschiedene Anpassungen notwendig, insbesondere:

- **Weiterführung des Austauschs zwischen Behörde und Branche.**
Bei der Entwicklung der Sunshine-Regulierung hat die ECom erfolgreich mit der Branche zusammengearbeitet. Dadurch konnten gute Ergebnisse erzielt werden. Dieser bewährte Austausch ist beizubehalten.
- **Aussagekräftige und erhebbare Kriterien sowie wissenschaftlich fundierte Vergleiche.**
Die Netzbetreiber haben einen Anspruch darauf, dass die veröffentlichten Vergleichszahlen mit grösster Sorgfalt erstellt werden und keine Ungleichbehandlung zur Folge haben. Werden Vergleiche ange stellt, die wissenschaftlich nicht haltbar sind (z.B. bei Anwendung ungewichteter Mediane und Mittelwerte, wo eine Gewichtung angebracht wäre), so kann dies zu einer verzerrten Darstellung führen. Die Vergleiche müssen daher auf wissenschaftlich fundierten Methoden basieren.
- **Transparenz der Herleitung.**
Es muss volle Transparenz gelten. Die Verteilnetzbetreiber müssen vor Veröffentlichung genügend Zeit zur Einsicht in die Ergebnisse erhalten, um mögliche Fehler und Missinterpretationsmöglichkeiten zu vermeiden. Zudem hat die Berechnung der Kennzahlen auf eine transparente Art und Weise zu erfolgen, damit diese auch von den Verteilnetzbetreibern nachvollzogen werden kann. Dazu ist zu jeder Kennzahl die detaillierte Herleitung gegenüber den Verteilnetzbetreibern offenzulegen. Auch die Herleitung der Vergleichsgruppen und der Einteilung in die Vergleichsgruppe ist transparent auszuweisen.

Das heutige Regulierungssystem funktioniert. Die bestehende Regulierung setzt Anreize zur Kosteneffizienz, indem jederzeit mit einer Kostenprüfung bzw. einer nachträglichen Kostenkürzung der ECom gerech-

net werden muss. Anrechenbar sind dabei nur die Kosten eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes. Seit Inkrafttreten der geltenden Regulierung weist die Schweizer Stromversorgung eine unvermindert hohe Versorgungsqualität auf und werden erhebliche Investitionen vorgenommen – und dies bei weitgehend stabilen Netztarifen und gesunkenen Betriebskosten der Netze. Der VSE erachtet deshalb die Aussage des Erläuternden Berichts, wonach im derzeitigen kostenbasierten System «grundlegende Anreizdefizite» bestünden (Erläuternder Bericht, S. 22), als haltlos. Die Weiterentwicklung des heutigen Systems durch die Sunshine-Regulierung ist praktikabel und angemessen, soweit die eingangs erwähnten Kriterien erfüllt sind. Die Überprüfung der Effizienz der Netzbetreiber muss dabei alleinige Aufgabe der ElCom bleiben, welche dafür aufgrund ihres Vollzugauftrags des StromVG zuständig ist. Eine Zuordnung an das BFE dagegen, wie dies in Art. 22 Abs. 3 StromVG und im Erläuternden Bericht stipuliert wird (Erläuternder Bericht, S. 51), wäre nicht sachgerecht. Der VSE lehnt zudem die gesetzliche Ankündigung einer Anreizregulierung klar ab. Nicht nur bleibt im Dunkeln, nach welchen Kriterien die zu erzielenden Effizienzsteigerungen als genügend oder ungenügend beurteilt würden, sondern es wird auch ausser Acht gelassen, dass mit dem angepassten Regulierungssystem zunächst auch im Kontext des NOVA-Prinzips (neuer Art. 9b Abs. 2 StromVG gemäss Strategie Stromnetze) Erfahrungen zu sammeln sind. Anschliessend steht es dem Bundesrat frei, gegebenenfalls die Umsetzung weiterer Massnahmen auf Gesetzesstufe zu unterbreiten.

Zur Begründung des Handlungsbedarfs im Netzregulierungsbereich argumentiert der Bundesrat, dass die Netznutzungsentgelte in der Schweiz im internationalen Vergleich hoch seien. Er stützt sich dazu auf einen Bericht von BET.¹² Die in diesem Bericht ausgewiesenen Vergleiche unterlassen es jedoch, die Kosten unter anderem um die Kaufkraftparität (KKP BIP und KKP Individualverbrauch gemäss BFS) zu bereinigen. Die höheren Kosten in der Schweiz sind vor allem Folge des höheren Preis- und Lohnniveaus. Auch werden unterschiedliche Topographien und Versorgungsqualitäten in den verglichenen Ländern nicht berücksichtigt. So sei beispielsweise darauf hingewiesen, dass die Schweiz in dieser Hinsicht seit Jahren unverändert einen Spitzenplatz einnimmt und sich ihre Kennwerte bezüglich der geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrüche (SAIDI und SAIFI) in den vergangenen Jahren sogar weiter verbessert haben.¹³ Eine solch hohe Versorgungsqualität ist mit höheren Kosten verbunden. Ebenfalls ungenügend berücksichtigt der Bericht die Entwicklung des Wechselkurses, welcher mit 1 EUR = 1.20 CHF unterstellt wurde. Dies mag für die Betriebskosten angemessen sein, nicht jedoch für die bestehenden Anlagen. Diese wurden in den letzten 40 Jahren und mehr gebaut. In dieser Zeit lag der durchschnittliche Wechselkurs eher höher. Auch dadurch wird das Schweizer Stromnetz teurer dargestellt, als es tatsächlich ist.

Alleine die um die Kaufkraftparität bereinigten Netzkosten der Schweizer Stromversorger liegen verglichen mit den Kosten europäischer Verteilnetzbetreiber im Mittelfeld. Sie sind mit den Kosten in Deutschland oder Österreich vergleichbar. Die Schweizer Verteilnetzbetreiber haben also ihre Netzkosten entgegen den Aussagen des Bundesrates im Griff. Dieses gute Resultat wird bereits im aktuellen Regulierungsregime erzielt und stellt eher das Kosten-/Nutzen-Verhältnis aufwändiger Anreizregulierungsregime in Frage. Zudem ist darauf hinzuweisen, dass die Entwicklung der Netznutzungsentgelte kein Massstab ist für die Effizienzsteigerung. Letztere ist beispielsweise auch abhängig vom Verbrauch.

¹² Markt- und Wettbewerbsanalyse. Grundlagenpapier für den erläuternden Bericht zur Vernehmlassungsvorlage Revision StromVG vom Oktober 2018, BET Suisse AG im Auftrag des BFE, Oktober 2018; http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_824626892.pdf

¹³ Stromversorgungsqualität 2017, ElCom, Mai 2018; <https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2018/Stromversorgungsqualität%C3%A4t%202017.pdf>

Antrag:

Art. 22a

1 Die ECom vergleicht in ihrem Regulierungsbereich (Art. 22 Abs. 1 und 2) die Verteilnetzbetreiber mit dem Ziel, die Transparenz für die Endverbraucher zu verbessern und zu angemessener Qualität und erhöhter Effizienz der Leistungen beizutragen. Dabei arbeitet sie mit den betroffenen Kreisen zusammen. Sie veröffentlicht die Ergebnisse, bezogen auf einzelne Verteilnetzbetreiber oder Gruppen von Verteilnetzbetreibern, mittels einer vergleichenden Darstellung. Dabei bedient sie sich wissenschaftlich fundierter Methoden.

2 Die ECom stellt insbesondere in den folgenden Bereichen Vergleiche an:

- c. *Streichen*
- d. *Streichen*
- e. *Streichen*
- f. *Streichen*

^{2bis} Die ECom stellt den Verteilnetzbetreibern die Vergleiche vor Veröffentlichung zur Konsultation zur Verfügung. Die Herleitung der Ergebnisse erfolgt transparent und wird gegenüber den Verteilnetzbetreibern offengelegt. Ebenso wird offengelegt, welche Verteilnetzbetreiber miteinander verglichen werden.

3 *Streichen*

Weitere Anträge s. beiliegende Synopse.

2.9 Auskunftspflicht und Datenweitergabe

Der VSE lehnt die Ausweitung der Auskunftspflicht gegenüber den Behörden dezidiert ab, dies insbesondere auch mit Blick auf die geplanten Ausweitungen zur Datenweitergabe. Bereits heute ist der Aufwand für die vielfältigen Reporting-Pflichten, Monitorings und spezifischen Datenerhebungen für die EVU enorm. Gerade bei den Monitorings und einmaligen Datenerhebungen stehen Zweck, Aussagekraft und Aufwand der Abfragen häufig in einem krassen Missverhältnis. Auch im Rahmen der Speicherreserve sind problematische Erhebungen und Datenweitergaben vorgesehen (s. Kapitel 2.2).

Folgende Änderungen an den Vorgaben sind notwendig:

- **Die gesetzliche Auskunftspflicht hat sich auf den Vollzug des Gesetzes zu beschränken.**
Die Auskunftspflicht darf nicht Tür und Tor für die Abfrage jeglichen Dateninteresses öffnen. Einer derart ausufernden Auskunftspflicht steht insbesondere auch das verfassungsmässige Recht der Wirtschaftsfreiheit entgegen. Darüber hinaus steht eine solche Auskunftspflicht mit dem Erfordernis des gesetzmässigen Handelns, insbesondere dem Aspekt der genügenden Bestimmtheit, im Widerspruch.
- **Die Datenerhebung ist auf das notwendige Minimum zu beschränken.**
Datenlieferungen generieren immense Aufwände bei den betroffenen Unternehmen. Auf Datenerhebungen, welche keinen konkreten Nutzen für den verfolgten Zweck schaffen, ist deshalb zu verzichten und die Vorgaben sind auf das Minimum zu beschränken.

- **Keine uneingeschränkte Datenweitergabe zwischen Behörden.**
 Der VSE lehnt die in Art. 27 StromVG vorgesehene, beinahe uneingeschränkte Datenweitergabe zwischen der EICom und dem BFE ab. Der Vorschlag ist insbesondere auch in Zusammenhang mit der Anpassung von Art. 25 Abs. 1 StromVG stossend, die es den beiden Behörden erlaubt, quasi uneingeschränkte Auskunftspflichten geltend zu machen. Auch wenn von der Anpassung in Art. 25 Abs. 1 StromVG abgesehen wird, so kann allein das Beschaffungsrecht der anderen Behörde für die Datenweitergabe nicht ausreichen. Im Minimum müsste eine klare, konkrete gesetzliche Grundlage für die Weitergabe der entsprechenden Daten bestehen, wie auch im Einzelfall ein relevantes Beschaffungsinteresse vorgewiesen werden können muss, und die Betroffenen müssten über die Datenweitergabe informiert werden. Insbesondere weist der VSE darauf hin, dass die Evaluation der Entwicklung der Effizienz und Kosten im Netzbereich unter der Sunshine-Regulierung ausschliesslich der EICom zu obliegen hat und dies entgegen des Wunschs im Erläuternden Bericht nicht Aufgabe des BFE ist (Erläuternder Bericht, S. 51). Das BFE hat keinen Bedarf an diesen Daten (s. Kapitel 2.8).

- **Verhältnismässigkeit bei der Datenerhebung für den sicheren Übertragungsnetzbetrieb.**
 Für den tatsächlichen Fall der Gefährdung des sicheren Übertragungsnetzbetriebs haben die Kraftwerksbetreiber mit der EICom bereits heute eine Vereinbarung abgeschlossen, welche die Datenweitergabe durch die EICom im Gefährdungsfall sicherstellt. Dementsprechend besteht keine Notwendigkeit für eine weitergehende gesetzliche Regelung. Zu berücksichtigen ist in diesem Zusammenhang, dass mit einer Datenweitergabe an die nationale Netzgesellschaft diese als alleinige Nachfragerin (Monopsonistin) verschiedener Systemdienstleistungen (wie z.B. Regelenergie, Redispatch, Speicherreserve etc.) und somit als Marktteilnehmerin einen unzulässigen Wettbewerbsvorteil erhält, den sie gegenüber den Anbietern ausspielen könnte. Aus kartellrechtlicher Sicht ist daher eine Datenweitergabe äusserst problematisch und darum auf das absolute Minimum zu beschränken.

Antrag:

Art. 25

1 *Gemäss geltendem Recht, sowie:*

Die Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft sind verpflichtet, den zuständigen Behörden die für den Vollzug ~~und für andere Aufgaben~~ im Zusammenhang mit diesem Gesetz erforderlichen Auskünfte zu erteilen und die notwendigen Unterlagen zur Verfügung zu stellen.

Art. 27

3 *Streichen*

4 Bei einer Gefährdung des sicheren Betriebs des Übertragungsnetzes kann die EICom der nationalen Netzgesellschaft die notwendigen Daten weitergeben; ~~sie kann bei ihr noch nicht vorhandene Daten eigens zu diesem Zweck beschaffen~~. Sie informiert die Betroffenen vorgängig über die Datenweitergabe.

Weitere Anträge s. beiliegende Synopse.

2.10 Datenhub

Im Hinblick auf eine vollständige Marktöffnung unterstützt der VSE den Aufbau eines zentralen Messpunktregisters. Es sind bereits Initiativen der Branche am Laufen, Datenhubs zu realisieren. Der VSE steht der Aussage im Erläuternden Bericht, wonach der Bundesrat allenfalls einen zentralen Datenhub anstrebt (Erläuternder Bericht, S. 41), kritisch gegenüber. Subsidiären Lösungen ist der Vorzug gegenüber staatlichen Vorgaben und Vorschriften zu geben. Der VSE lehnt deshalb auch die folgende Empfehlung der entsprechenden, vom BFE in Auftrag gegebenen Studie ab: «Wir empfehlen daher eine Anerkennung der noch nicht amortisierten Kosten und eine Abschreibung der bestehenden Initiativen.»¹⁴ Solche Absichtserklärungen torpedieren die Branchenaktivitäten, da kaum ein verantwortungsbewusstes EVU in Initiativen investieren wird, deren Einstellung im Raum steht.

Antrag:

- Initiativen der Branche für einen **Datenhub** sind bereits im Gang. Subsidiären Lösungen ist gegenüber staatlichen Vorgaben und Vorschriften der Vorzug zu geben.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme. Für allfällige Rückfragen oder zur Diskussion stehen wir gern zur Verfügung.

VSE



Michael Frank
Direktor



Nadine Brauchli
Leiterin Wirtschaft und Regulierung

Beilage:

- Synopse mit Anträgen und Begründungen

¹⁴ Datahub Schweiz: Kosten-Nutzen-Analyse und regulatorischer Handlungsbedarf, THEMA Consulting Group im Auftrag des BFE, Oktober 2018, Seite 103; http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_238067292.pdf