

Roadmap Energiespeicher

11. Juli 2019

Vorbemerkung

Die Speicherung von Wärme, Kälte und Strom ist ein Schlüssel für die Umsetzung der Energiestrategie 2050. Im Zusammenspiel mit anderen Technologien machen Speicher *das Energiesystem wirtschaftlicher und zuverlässiger, die Energieversorgung breiter und die Energieverwendung flexibler und komfortabler.*

Mit geeigneten politischen Rahmenbedingungen entfalten Energiespeicher ihr volles Potenzial im Zieldreieck einer sicheren, wirtschaftlichen und umweltverträglichen Energieversorgung. So ermöglichen system-, netz- und klimadientlich eingesetzte Speicher für Wärme und Strom auf Produktions-, Netz- und Konsumseite den zeitlichen Ausgleich zwischen Produktion und Verbrauch sowie die Kopplung der Sektoren Wärme, Strom und Mobilität.

Die Stromversorgung wird in der Zukunft zunehmend von Flexibilität in der Erzeugung und der Stromnachfrage und somit von unterschiedlichsten Speicherlösungen abhängig sein. Zugleich werden saisonale Wärmespeicher für die Dekarbonisierung des Wärmesektors an Bedeutung gewinnen. Der Nutzen von Speichern sollten daher nicht isoliert, sondern danach bewertet werden, ob diese einen sinnvollen Beitrag zu einer erneuerbaren, stabilen und wirtschaftlichen Gesamtenergieversorgung leisten können.

Im Stromsektor spricht man davon, dass Speicher netz- und systemdienliche Funktionen haben können und/oder sich am Markt optimieren. Diese Funktionen können, müssen sich aber nicht widersprechen. In der Praxis ist es zudem schwierig, diese Funktionen zu trennen, da ein Speicher bei jeder Transaktion mehrere Funktionen erfüllen kann.¹

Zudem stellt sich die Frage, ob hinsichtlich des Ziels der Dekarbonisierung des Gesamtenergiesystems das Kriterium der «Klimadientlichkeit» angelegt werden sollte: Ein Speicher würde sich dann klimadientlich verhalten, wenn er zur Reduktion der CO₂-Emissionen im Gesamtenergiesystem beiträgt.

¹ Walther, S. (2018): Gutachten zum regulierungsrechtlichen Umgang mit Energiespeichern in der Schweiz, S. 17 ff.

3 konkrete Empfehlungen für regulatorische Massnahmen

Warum eine Roadmap Energiespeicher?

Um die oben genannten Ziele zu erreichen, ist eine regulatorische Gesamtsicht auf die verschiedenen Sektoren Strom, Wärme, Mobilität erforderlich. Dafür braucht es eine netzübergreifende, technologieneutrale Regulierung verschiedener Energienetze und Speicherlösungen. Im Folgenden schlagen wir vor, wie die Regulierung schrittweise in diese Richtung ausgestaltet und harmonisiert werden kann. Es handelt sich um drei unabhängig voneinander und zeitlich gestaffelt umsetzbare Massnahmen sowie drei Vorschläge für ergänzende Rahmenbedingungen.

Die ersten beiden Massnahmen wären relativ schnell umsetzbar. Für die dritte Massnahme braucht es entsprechende Voraussetzungen hinsichtlich intelligenter Netze und den Roll-out von Smart Metern.

(1) Bestehende Diskriminierung aufheben und gemäss Branchenkonsens umsetzen

Sämtliche elektrischen Speicher, die nicht direkt an einen Endverbraucher angeschlossen sind, und somit die gespeicherte Energie wieder in das Stromnetz zurückspeisen, sollen *nur für den Nettobezug aus dem Stromnetz (Verluste im Speicher) mit Netzentgelt belastet* werden.

Daraus resultiert eine Gleichbehandlung von reinen netzseitigen Speichern mit Pumpspeicherkraftwerken, die heute schon vom Netzentgelt befreit sind bzw. nur für den Nettobezug (Verluste) Netzentgelte bezahlen müssen. Diese Auslegung des bestehenden Rechts entspricht auch der subsidiären Regelung des VSE Handbuchs Speicher.

Eine explizite Ausnahme nur für Pumpspeicherwerke, so wie sie heute in Gesetz und Verordnung verankert ist, entspricht einer ungerechtfertigten Ungleichbehandlung und somit einer Diskriminierung.²

Dieser erste Schritt ist einfach umsetzbar und nimmt lediglich die subsidiäre Branchenempfehlung des VSE auf.

(2) Sektorübergreifende Speicher integrieren

In einem zweiten Schritt sollten ausser elektrischen Speichern auch Speicher einbezogen werden, die ebenfalls einen sinnvollen Beitrag an die Reduktion der CO₂-Emissionen im Gesamtsystem leisten. So ist etwa die Umwandlung von überschüssigem erneuerbarem Strom in synthetisches erneuerbares Gas ein Beitrag zur Dekarbonisierung des Gasnetzes.

Speicher, die Energie aus dem Stromnetz beziehen, in einen anderen Energieträger umwandeln und wieder in ein öffentliches Netz einspeisen, sind bezüglich Netzentgelt gleich zu behandeln wie Pumpspeicherkraftwerke bzw. reine elektrische Speicher gemäss Punkt 1.

So könnten beispielsweise Power-to-Gas-Anlagen vom Netzentgelt befreit werden für den Teil der Energie, den sie wieder in das Gasnetz einspeisen (abzüglich der Verluste). Damit werden

² Walther, S. (2018): Gutachten zum regulierungsrechtlichen Umgang mit Energiespeichern in der Schweiz, S. 29 ff.

neue Speichertechnologien, die ebenfalls zur Dekarbonisierung des Gesamtsystems beitragen, schneller wirtschaftlich.

Allenfalls könnte eine solche Regelung (analog z.B. zu Österreich) auch zeitlich befristet in Kraft treten, um einerseits einen Innovations- und Investitionsschub auszulösen und andererseits eine verlässliche Übergangsregelung bilden, bis eine umfassende Regelung gemäss Punkt 3 in Kraft ist. In dieser Zeit könnten die Auswirkungen dieser Regulierung getestet werden sowohl in Bezug auf das Netz als auch auf die Kosten für Netz und Energie sowie auf die Dekarbonisierung des Gesamtsystems.

Mittel- bis langfristig wäre eine technologieneutrale, netzübergreifende Netztarifierung wünschenswert, bei der die Kosten der Nutzung für die vorgelagerten Netze auch bei einer Umwandlung in einen anderen Energieträger «mitgegeben» bzw. gewälzt werden.

(3) Dynamische, engpassorientierte Netztarifierung

Um das netzdienliche Verhalten von Speichern sicherzustellen und Flexibilitäten einen adäquaten Wert zu geben, braucht es dynamische, engpassorientierte (Strom-)Netztarife. Die heutigen statischen, mehrheitlich arbeitsbasierten Netztarife³ bilden lokale Netzengpässe nicht ab. Mit engpassorientierten dynamischen Netztarifen würden Engpässe im Netz lokal und zeitlich besser abgebildet. Damit erhielte Flexibilität einerseits einen adäquaten Wert und andererseits gäbe es entsprechende Anreize für netzdienliches Verhalten von existierenden Speichersystemen sowie Anreize für Investitionen in neue Speicherlösungen (wie auch anderen Flexibilitätslösungen). Dynamische Netztarife wären zudem ein grosser Schritt in Richtung Kostenwahrheit.

Eine dynamische Netztarifierung setzt jedoch den flächendeckenden Einsatz von Smart Meters voraus.

Ergänzende Rahmenbedingungen

(a) Netzebenen-spezifische verursachergerechte Netzentgelte ermöglichen

Eine Möglichkeit, um die dezentrale Stromversorgung und damit auch die dezentrale Speicherung zu fördern, ist eine Zulassung von günstigeren Netzentgelten für Energie, die messtechnisch nachweislich nur die unteren Netzebenen (5 und 7) in Anspruch nimmt. (Die Entgelte der Systemdienstleistungen bleiben dabei unangetastet.)

(b) Virtuelle Speicher ermöglichen

Volkswirtschaftlich (und auch ökologisch) kann es sinnvoller sein, Stromüberschüsse in einem virtuellen Speicher zu verwalten anstatt sehr viele dezentrale Speicher zu installieren und zu betreiben. Einem Aggregator, Energielieferanten oder Netzbetreiber steht es dann jederzeit frei, den virtuellen Speicher bei entsprechender Nachfrage auch mit einem physikalischen Speicher zu hinterlegen.

³ In diesem Rahmen soll keine Diskussion der überholten Terminologie «Netztarif», die der Nomenklatur monopolistisch agierender Organisationen entspricht, geführt werden; ohne Zweifel wäre ein Begriff wie «Netzdienstleistungspreis» jedoch einer künftig höheren Serviceorientierung angemessener.

Die EICom ist der Auffassung, dass gesonderte Tarife für virtuelle Speichermodelle nicht zulässig sind. Hier sollten Gesetz und Verordnung so angepasst werden, dass Sondertarife für virtuelle Speicher zulässig sind.

(c) Rechtssicherheit für den Betrieb von Speichern durch Netzbetreiber gewährleisten

(Strom-)Speicher können volkswirtschaftlich und ökologisch sinnvolle Alternativen zum (Strom-)Netzausbau sein. Entsprechend sollte ein Netzbetreiber diese wirtschaftlich betreiben können. Gleichzeitig ist ein Speicher häufig erst dann wirtschaftlich, wenn er auch Markttransaktionen tätigen kann. Damit stellt sich die Frage nach der sauberen Abgrenzung von Speichern im Netz zwischen dem Monopolbereich (Netzbetrieb) und Markt (Energie, Flexibilität).

Das Forum Energiespeicher Schweiz

Das Forum Energiespeicher Schweiz, eine Initiative der AEE SUISSE, und dessen Partner aus Wirtschaft und Wissenschaft unterstützen die Umsetzung der klimapolitischen Ziele der Schweiz und der Energiestrategie 2050 und damit ein kosteneffizientes, CO₂-freies und erneuerbares Gesamtenergiesystem.

Das Forum Energiespeicher Schweiz fungiert als Think Tank und Dialogplattform der Wirtschaft, der Wissenschaft und der Politik.

Aufgabe des Forums Energiespeicher Schweiz ist es, fundiertes Wissen

- zur Vielfalt der Speicheroptionen und Einsatzmöglichkeiten
- zum system- und klimadienlichen Einsatz von Energiespeichern
- zu Rahmenbedingungen und Geschäftsmodellen, die einen solchen Speichereinsatz ermöglichen, aufzubereiten und zu verbreiten.

Das Forum Energiespeicher Schweiz versteht Speicher nicht als Selbstzweck. Es ist sektorübergreifend – Wärme, Strom, Mobilität – und technologieneutral organisiert und tauscht sich offen mit anderen

Anhang: Regulierungsbeispiele aus dem Ausland

Deutschland

Netzgekoppelter Speicher

Ein netzgekoppelter Speicher ist ein Speicher, der Strom ausschliesslich aus dem öffentlichen Netz bezieht und den Strom vollständig wieder in das öffentliche Netz rückspeist – abzüglich der Speicherverluste. Für die Netzentgelte besteht eine Sonderregelung für solche Speicher: Sie sind von den Netzentgelten für die Einspeicherung für 20 Jahre ab Inbetriebnahme freigestellt. Diese Regelung gilt für alle Anlagen, die bis zum 4. August 2026 angeschlossen werden (EnWG § 118 Absatz 6).⁴

https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_118.html

https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/_19.html

Speicher in reinen Eigenversorgungskonstellationen

Eine reine Eigenversorgungskonstellation liegt dann vor, wenn sowohl der Speicher als auch die Erzeugungsanlage zur selben natürlichen oder juristischen Person gehören und beide im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit dem Stromletzterverbrauch betrieben werden. Da kein Netz genutzt werden darf, entfallen Netzentgelte.

Einsatz in E-Fahrzeugen

Anders als stationäre Stromspeicher fallen Speicher in Elektrofahrzeugen aufgrund ihrer Mobilität nicht unter die Sonderregelung des § 118 Absatz 6 EnWG. Sie müssen daher die vollen Netzentgelte bezahlen. Das Strommarktgesetz, das im Sommer 2016 verabschiedet wurde, bringt einen weiteren Schritt zur Klärung der Einordnung mobiler Speicher. Es stellt klar, dass sämtliche Umlagen und Netzentgelte am Ladepunkt anfallen. Der Stromverbrauch im Fahrzeug selbst wird nicht belastet. Stromspeicher in Elektromobilen sind nach § 14 a Satz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes *unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen*. Unterbrechbare Verbrauchseinrichtung bedeutet: Der Netzbetreiber kann die Einrichtung zum Zweck der Netzentlastung steuern. E-Fahrzeuge stehen wie andere Fahrzeuge auch in der Regel die überwiegende Zeit des Tages still und können daher über zeitgesteuertes Laden zur Netzentlastung beitragen. Im Gegenzug würden sie ein reduziertes Netzentgelt bekommen. Ob dies in der Umsetzung tatsächlich so sein wird, ist noch nicht abschliessend festgelegt, weil es bisher für die Praxis keine Relevanz hatte.

https://www.bves.de/wp-content/uploads/2017/05/Faktenpapier_2017.pdf

⁴ Mit dem Strommarktgesetz wurde zudem eine Spezialregelung für individuelle Netzentgelte für Stromspeicher geschaffen (§ 19 Abs. 4 StromNEV): Wird der Strom aus dem öffentlichen Netz entnommen und anschließend wieder eingespeist, muss der Netzbetreiber ein individuelles Netzentgelt anbieten, das aus einem reinen Jahresleistungspreis besteht, der sich nur auf die Speicherverluste bezieht.

Frankreich

Si l'article 1er de la loi n° 2015- 992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance mentionne le stockage comme un moyen nécessaire pour atteindre les objectifs de la politique environnementale définie à l'article L. 100-1 du code de l'énergie, **le cadre juridique du stockage de l'électricité reste encore peu défini.**

<https://capitalfinance.lesechos.fr/partenaires/orrick/le-stockage-de-lelectricite-un-instrument-davenir-au-service-de-la-transition-energetique-127601>

Netzgekoppelter Speicher

« De nombreux obstacles subsistent pour le développement du stockage. Ainsi, la tarification de l'usage des réseaux peut-elle conduire, pour les unités de stockage indépendantes des unités de production, à une double tarification au titre du TURPE, étant cependant souligné que les **électrointensifs disposant d'unités de stockage bénéficient toutefois d'une tarification réduite.** »

L'article L. 341-4-2 du Code de l'énergie, créé par l'article 157 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la loi de transition énergétique prévoit une disposition qui prévoit que le **Tarif d'utilisation du réseau public de transport d'électricité (TURPE) sera réduit d'un pourcentage fixé par décret « pour les installations permettant le stockage de l'énergie** en vue de sa restitution ultérieure au réseau, en fonction de l'efficacité énergétique de l'installation de stockage et sans excéder 50 % »

Reduzierung der Netznutzungskosten für Speicher, die den Strom in das öffentliche Netz rückspeisen

Stabiles Profil	Antizyklisches Profil	Reduzierungsrate ⁵
Elektrizitätsbezug pro Jahr > 10 GWh Nutzungsdauer des Netzes ≥ 7000 Std	Elektrizitätsbezug pro Jahr > 20 GWh Netzauslastungsrate in den Perioden mit niedrigem Stromverbrauch ≥ 0.44	30 %
Elektrizitätsbezug pro Jahr > 10 GWh Nutzungsdauer des Netzes ≥ 7500 Std	Elektrizitätsbezug pro Jahr > 20 GWh Netzauslastungsrate in den Perioden mit niedrigem Stromverbrauch ≥ 0.48	40 %
Elektrizitätsbezug pro Jahr > 10 GWh	Elektrizitätsbezug pro Jahr > 20 GWh	50 %

⁵ Pour les sites permettant le stockage de l'énergie en vue de sa restitution ultérieure au réseau, si, au cours de la période considérée pour le calcul des critères susmentionnés, la moyenne sur trois ans du rapport entre la quantité d'énergie injectée par le site et celle de l'énergie soutirée par lui sur le réseau de transport d'électricité est inférieure à 70 %, le taux de réduction dont il bénéficie est diminué de 10 points de pourcentage.

Nutzungsdauer des Netzes ≥ 8000 Std	Netzauslastungsrate in den Perioden mit niedrigem Stromverbrauch ≥ 0.53	
--	---	--

<https://www.legifrance.gouv.fr/affichCodeArticle.do?cidTexte=LEGITEXT000023983208&idArticle=LEGIARTI000032045485>

<https://www.hauts-de-france.developpement-durable.gouv.fr/?Reduction-TURPE-pour-les-electro-intensifs-15849>

Speicher in Eigenversorgungskonstellation

Une opération d'autoconsommation est le fait pour un producteur, dit auto-producteur, de consommer lui-même tout ou partie de l'électricité produite par son installation.

La Commission de régulation de l'énergie établit des **tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité spécifiques pour les consommateurs participants à des opérations d'autoconsommation, lorsque la puissance installée de l'installation de production qui les alimente est inférieure à 100 kilowatts**... On entend par " installation de production " l'ensemble des installations appartenant à un même producteur participant à l'opération d'autoconsommation collective ».

https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do ;jsessionid=D2BF78553F299739ED492D630A3C4BD8.tplgfr22s_1 ?cidTexte=JORFTEXT000032938257&categorieLien=id

A partir du 1^{er} août 2018 (pour 3 ans) nouveau tarif : TURPE 5 bis HTA-BT propose une option tarifaire à pointe mobile dans le domaine de tension HTA (Le niveau de prix du poste pointe mobile vous incite à ne pas consommer et à mettre en œuvre vos capacités d'effacement : modification de vos plannings de production, arrêt ou ralentissement de certains processus, **capacités de stockage**, déclenchement de groupes électrogènes) **et une option tarifaire à quatre plages temporelles pour les utilisateurs en BT équipés d'un compteur le permettant**. Ces options favoriseront les actions de maîtrise de la consommation, ainsi que le développement de la production renouvelable décentralisée et de **l'autoconsommation associées au stockage d'électricité**.

<https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/Tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-HTA-et-BT>

Grossbritannien

Definition of electricity storage

Storage was not defined in primary legislation. Its regulatory status within the electricity system and planning regimes was unclear (issue of "[Smart Systems and Flexibility Plan](#)" in 2016).

In 2017 according to "[Clarifying the regulatory framework for electricity storage: licensing](#)"

- “Electricity Storage” in the electricity system is the conversion of electrical energy into a form of energy which can be stored, the storing of that energy, and the subsequent reconversion of that energy back into electrical energy.
- “Electricity Storage Facility” in the electricity system means a facility where Electricity Storage occurs.
- Key principles
 - The definition is not intended to capture network equipment whose primary function is not energy storage on the power system.
 - Lists A and B below are not exhaustive, but intended to serve as indicative of the storage technologies that should and should not be considered to be captured by the definition.

(A) Technologies that should be considered as electricity storage

• *Electro-chemical batteries, such as:*

o *Flow batteries*

o *Solid state batteries*

• *Gravity energy storage systems such as:*

o *Pumped hydro*

o *Weights being moved up inclines*

• *Air based storage systems, such as:*

o *Compressed air energy storage*

o *Liquid air energy storage*

• *Kinetic energy storage systems, such as:*

o *Flywheels*

o *Advanced rail energy storage*

• *Thermal storage where the heat stored is re-converted to electricity, such as:*

o *Molten Salt*

o *Phase-change energy storage systems*

o *Pumped heat*

• *Chemical storage where the stored chemical energy is then converted back into electricity, such as:*

o *Synthetic gases*

o *Synthetic liquid or solid state fuels*

• *Electromagnetic storage such as:*

o *Superconducting magnetic energy storage*

o Supercapacitors when used to store electrical charge

Clarifying the regulatory framework for electricity storage: licensing

(B) Technologies that should not be considered as electricity storage

- Capacitors and supercapacitors when used as circuit impedance components*
- Transformers*
- Inductors*
- Thermal energy storage when the stored energy is used directly as heat and not re-converted to electricity before being used*

NOTE: Treatment of power-gas-power systems

Power-gas-power systems, such as those based on electrolysis to create hydrogen, would not be captured by the definition as, in practice, they would entail the export of hydrogen to a wider gas network and import of gas at certain times to generate electricity.

Thus, it would not be the 'same' energy being stored and converted back into electricity, which is specified by the definition.

If there were a system which involved the creation of gas from electricity, and the subsequent storing and reconversion of that energy to electricity on-site, this would fall within the definition.

According to ["Smart Systems and Flexibility Plan"](#)

- **Issue:** Network charges can, in some scenarios, put storage at a relative disadvantage to other network users, preventing a level playing field.*
->Action: *Ofgem published a consultation on a Targeted Charging Review (TCR) on 13 March 2017, setting out Ofgem's views on network charges for storage to guide industry. These views are that storage should not face demand residual charges at transmission and distribution level, and should not face two sets of balancing system charges. Ofgem will announce details shortly on the scope of the TCR, which is now going ahead, and its views on these issues."*

Ofgem expects industry to provide guidance on the treatment of storage as intermittent or non-intermittent in the distribution charging methodologies by the end of 2017. This will provide more transparency and information for connecting customers about **network charges, and reduce the risk that some storage facilities may be over-charged**. Ofgem will consult on a modified generation licence for storage with the aim of it being introduced by Summer 2018.

Changes proposed by Ofgem would only levy charges on energy storage as generation for the purpose of network residual charges (charges incurred that are intended to recover the cost of running the grid and distributing power), while also removing transmission and distribution residual demand charges for standalone energy storage or storage co-located with generation assets. On the other hand, energy storage co-located with demand, for instance

behind-the-meter projects on the premises of large commercial and industrial users of energy, “would have to pay to charge up their storage systems under the existing demand residual tariff structure,”

Charge element	Current indicative value (Based on 2017/18 tariffs)	Proposed change for storage
Transmission network demand charges	£40 to £52/kW Dependant on location <i>(charge also based on average kW demand across 3 'TRIAD' winter peaks)</i>	Remove completely
Balancing system demand charges	-£0.23 to £47.78/MWh Significant variation depending on settlement period	Options proposed: i) Define storage as import/export Balancing Mechanism Unit (BMU) and net off opposite flows ii) Charge balancing system use of system based on gross import or gross export
Distribution residual demand charges	c.£0.11 to £140/MWh Significant variation depending on location and time of day	Remove completely

Table summarising changes to network charging for storage proposed by Ofgem.

Quelle: <https://www.energy-storage.news/news/energy-storages-double-charging-issue-for-use-of-grid-could-be-resolved-by>
<https://beta.parliament.uk/questions/gGYaZIUU>

Österreich

Keine allgemeine Definition des Begriffs «Speicher» in den Bereichen Elektrizität und Wärme

Anders als im Bereich Erdgas, für den das GWG 2011 die Begriffe „Speicheranlage“, „Speicherunternehmen“ definiert (vgl. § 7 Abs. 1 Z 57 bis 59 GWG 2011). In der GSNE-VO wird zwischen „Netznutzungsentgelt für Einspeiser und Entnehmer“ §3 GSNE-VO und „Netznutzungsentgelt für Speicherunternehmen“ §4 GSNE-VO unterschieden.

Elektrische Energiespeicher in einer funktionsbezogenen Rolle in den Rechtsgrundlagen

Beim Einspeichern als Endverbraucher/Entnehmer (§ 7 Abs. 1 Z 12 und 14 EIWOG 2010)

Beim Ausspeichern als Erzeuger/Einspeiser (§ 7 Abs.1 Z 10 und 17 EIWOG 2010)

-> Speicherbetreiber als Netzbenutzer wird zur Entrichtung von Systemnutzungsentgelte verpflichtet

Bestehende Ausnahmeregelungen bzw. begünstigende Regelungen

§ 111 Abs. 3 EIWOG 2010 „Pumpspeicherkraftwerke und Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Erdgas, die erstmals nach Inkrafttreten dieser Bestimmung bis Ende 2020 in Betrieb genommen werden, haben keine der für den Bezug elektrischer Energie bis Ende 2020 verordneten Netznutzungsentgelte und Netzverlustentgelte zu entrichten.“

§ 4 Z 8 SNE-VO 2012 idgF: für Pumpspeicherkraftwerke gibt es eine begünstigende Regelung in Form eines niedrigeren Entgeltes bei der Entnahme von Elektrizität.

Für die Erbringer von Regelreserve sieht § 4 Abs. 1 Z 9 SNE-VO 2012 idgF ein günstigeres Entgelt vor. Für Arbeit und zusätzliche Leistung gem. § 52 Abs. 1 EIWOG 2010, die durch die Aktivierung der Regelenergieserven verursacht werden, wird für die Netzebenen 1 bis 6 ein günstigeres **Entgelt** verordnet. Sollten Speicherbetreiber Regelreserve erbringen, käme ihnen diese Begünstigung ebenfalls zugute.

Empfehlungen Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie und Klima- und Energiefonds (08/2018)

Innovationsfördernde Rahmenbedingungen schaffen

Da neue Speichertechnologien einen wesentlichen Beitrag zur Transformation des Energiesystems leisten, soll deren Flexibilität bei der Gestaltung der Netztarife honoriert werden. Speicher sollen von **Endverbrauchergebühren befreit werden** sowie von der Ökostromförderung profitieren.»

Prosumer stärken und Akzeptanz fördern

Verstärktes flexibles gebäudeseitiges Lastmanagement von Gebäuden als thermische Speicher und zur Verschiebung elektrischer Lasten soll ermöglicht werden. Haushalte und Betriebe mit unterbrechbaren Geräten, wie beispielsweise Wärmepumpen, Photovoltaikanlagen, Stromspeichern und Elektrofahrzeugen, profitieren so mit innovativen Geschäftsmodellen von günstigen „**Prosumer-Netztarifen**“.

https://www.klimafonds.gv.at/wp-content/uploads/sites/6/Empfehlungen_Energiespeichersysteme_2018.pdf