



Bern, 12 Mai 2021

Stromverbrauch. Wie hoch ist der jährliche Stromverbrauch für von Elektrizitätswerken gesteuerte Verbraucher wie Elektroboiler, Speicherheizungen, Wärmepumpen, Pumpspeicher usw. in der Schweiz?

Bericht des Bundesrates
in Erfüllung des Postulates 16.3890 Grossen
vom 30. September 2016

Aktenzeichen: BFE-471.3-19/22/16



Aktenzeichen: BFE-471.3-19/22/16

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	3
Tabellenverzeichnis.....	3
Zusammenfassung	4
1 Einleitung	4
1.1 Ausgangslage und Zielsetzung	5
1.2 Übersicht des Berichts.....	5
1.3 Das Postulat 16.3890	5
1.3.1 Inhalt des Postulats	5
1.3.2 Antwort des Bundesrats.....	6
1.3.3 Behandlung im Rat.....	7
2 Demand Side Management.....	7
2.1 Aktuell genutzte verbrauchsseitige Flexibilität.....	8
2.1.1 Nutzung durch Energieversorgungsunternehmen.....	8
2.1.2 Nutzung durch weitere Akteure	9
2.2 Potenzial für Demand Side Management.....	9
2.2.1 Potenzialerhebung.....	9
2.2.2 Zeitliche Verteilung des Potenzials.....	11
2.2.3 Zukünftige Entwicklung.....	12
2.3 Digitalisierung und Dateninfrastruktur (Datahub)	12
2.4 Hemmnisse.....	13
2.5 Lösungsansätze und regulatorischer Handlungsbedarf.....	14
3 Weitere Massnahmen.....	17
3.1 Sektorkopplung.....	17
3.2 Eigenverbrauch und Peer-to-Peer-Handel	18
3.3 Speicher.....	18
3.4 Wärme-Kraft-Kopplung.....	19
3.5 Energieeffizienz	20
4 Energieperspektiven 2050+	22
5 Fazit.....	23
6 Quellenverzeichnis.....	25

Aktenzeichen: BFE-471.3-19/22/16

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Minimales und Maximales DSM-Potenzial aller Sektoren [in GW] (BET, 2019)	10
Abbildung 2: Entwicklung der Bruttostromerzeugung im Winter- und Sommerhalbjahr im Szenario ZERO Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», in TWh (Prognos/TEP Energy/Infras, 2020)	22

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Netzdienliche Steuerungsanlagen (BFE, 2020)	8
--	---

Aktenzeichen: BFE-471.3-19/22/16

Zusammenfassung

Das am 30. September 2016 von Nationalrat Jürg Grossen (GLP) eingereichte Postulat 16.3890 mit dem Titel «Stromverbrauch. Wie hoch ist der jährliche Stromverbrauch für von Elektrizitätswerken gesteuerte Verbraucher wie Elektroboiler, Speicherheizungen, Wärmepumpen, Pumpspeicher usw. in der Schweiz?» verlangt vom Bundesrat, in einem Bericht aufzuzeigen, wie hoch der heutige natürliche, ungesteuerte Strombedarf in der Schweiz für typische Zeitperioden aussieht. Basierend auf diesen Erkenntnissen sollen Aussagen zu den Chancen und Risiken von weniger Bandstrom im Schweizer Stromnetz gemacht werden. Zudem soll er aufzeigen, welche allfälligen Massnahmen mittel- und langfristig ohne Schweizer Kernkraft im Bandenergiebereich sinnvoll oder notwendig werden.

In der Schweiz besteht heute noch eine grosse Unsicherheit über die genauen nutzbaren und genutzten Demand Side Management (DSM)-Mengen. Die Höhe der heutigen Lastverschiebung sollte im Rahmen einer vom Bundesamt für Energie (BFE) in Auftrag gegebene Studie erhoben werden (BET, 2019). Wie sich im Rahmen dieser Studie und bei Umfragen bei den Energieversorgungsunternehmen gezeigt hat, ist die Datengrundlage hierzu nur unzureichend vorhanden, weshalb keine vollständige Quantifizierung gemacht werden konnte. Das Anliegen des Postulats, die Höhe des von Konsumenten heute absichtlich verschobenen Stromverbrauchs aufzuzeigen, kann somit nicht erfüllt werden. Stattdessen wurde das heute vorhandene DSM-Potenzial der Schweiz anhand von Statistiken und Berichten analysiert. DSM umfasst dabei Massnahmen, welche durch Dritte zur Optimierung eines energie-wirtschaftlichen Systems direkt oder indirekt herbeigeführt werden, wobei die Last durch die Massnahmen sowohl gesenkt, erhöht als auch verschoben werden kann. Die Ergebnisse zeigen ein soziotechnisches DSM-Potenzial von rund 530 bis 870 MW für das Abschalten und rund 590 MW bis 960 MW für das Zuschalten von Verbrauchsanwendungen. In Zukunft werden hier noch weitere Flexibilitätsanbieter wie bspw. die Elektromobilität oder Wärmepumpen hinzukommen. Wie aus der DSM-Studie zu schliessen ist, wird das DSM-Potenzial in der Schweiz heute nur teilweise genutzt. Dies ist unter anderem darauf zurückzuführen, dass die Schweiz mit dem heutigen Produktionsportfolio über ein genügend flexibles System verfügt und dadurch die Nachfrage nach DSM noch wenig vorhanden ist. Eine Folge dieses relativen Preisnachteiles ist, dass sich kein funktionierender DSM-Markt entwickelt hat und dadurch kaum Anreize für den Abbau allfälliger Informationsdefizite besteht. Daneben gibt es weitere Hemmnisse, welche den Marktzugang von DSM erschweren. Diese reichen von der geringen Flexibilität bei der Definition der Netznutzungstarife oder der fehlenden Marktöffnung. Im Rahmen der Arbeiten zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (Änderungen Stromversorgungsgesetz (StromVG) und Energiegesetz (EnG)) sowie weiteren Tätigkeiten des BFE sind bereits verschiedene Arbeiten im Gange, welche zum Abbau dieser Hemmnisse beitragen.

Um das Energiesystem an den Wegfall der Bandenergie aus Kernkraftwerken anzupassen und die neuen erneuerbaren Energien besser zu integrieren, stehen neben DSM noch weitere Möglichkeiten zur Verfügung. Der Sektorkopplung wird in Zukunft eine wichtige Rolle zukommen. Durch die Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Mobilität können diese aus Sicht des Gesamtsystems intelligent gesteuert werden. Weiter kann die Erhöhung des Eigenverbrauchs bei Photovoltaikproduzenten mittels intelligenter Energiemanager, steuerbaren Verbrauchern und dezentralen Heimspeichern helfen, Erzeugung und Verbrauch aufeinander abzustimmen. Zudem können in Zukunft Grossspeicher und ergänzend Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen (WKK) beitragen, die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Eine zentrale Rolle wird auch der Nutzung von Effizienzpotenzialen zukommen. Aufgrund verschiedener Hemmnisse werden diese heute noch unzureichend ausgeschöpft. Nebst den bereits bestehenden Instrumenten sind im Rahmen des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien sowie im totalrevidierten CO₂-Gesetz weitere Massnahmen vorgesehen.

Die Szenarien der am 26. November 2020 publizierten Energieperspektiven 2050+ zeigen, dass die Schweiz ihre Energieversorgung bis 2050 klimaneutral umbauen kann und gleichzeitig eine sichere Energieversorgung gewährleistet. Ein effizientes und flexibles Energiesystem ist hierzu eine wichtige Voraussetzung. In den Energieperspektiven 2050+ werden mögliche technologische Entwicklungspfade zur Erreichung des Netto-Null-Ziels skizziert. Damit schaffen sie Grundlagen, um über künftige Massnahmen und Ziele zu entscheiden. **Einleitung**

Aktenzeichen: BFE-471.3-19/22/16

1.1 Ausgangslage und Zielsetzung

Am 21. Mai 2017 wurde das revidierte Energiegesetz durch die Schweizer Stimmbürgerinnen und Stimmbürger angenommen. Damit wurde auch der schrittweise Ausstieg der Schweiz aus der Kernenergie beschlossen; unter dem gleichzeitig revidierten Kernenergierecht werden der Bau neuer Kernkraftwerke sowie grundlegende Änderungen an bestehenden Kernkraftwerken seit dem 1. Januar 2018 nicht mehr bewilligt. Die bestehenden Kernkraftwerke dürfen noch solange weiterbetrieben werden, wie sie als sicher gelten. Am 20. Dezember 2019 wurde mit dem Kernkraftwerk Mühleberg das erste Schweizer Kernkraftwerk vom Netz genommen, womit noch vier Kernkraftwerke am Laufen sind. Geht man von einer Laufzeit von 50 Jahren aus, wird das letzte Kernkraftwerk 2034, bei einer Laufzeit von 60 Jahren 2044 abgeschaltet. Neben der Energiestrategie beeinflusst auch die Klimastrategie die künftige Ausgestaltung des Energiesystems. Der Bundesrat hat am 28. August 2019 entschieden, dass die Schweiz bis 2050 nicht mehr Treibhausgase ausstossen soll, als natürliche und technische Speicher aufnehmen können (Bundesrat, 2019). Mit dem Ausstieg aus der Kernenergie, der Stärkung der Energieeffizienz, dem Ausbau der erneuerbaren Energien und dem Netto-Null Ziel in der Klimapolitik muss das Energiesystem an die neuen Bedingungen angepasst werden. Die Energieproduktion wird in Zukunft dezentraler und fluktuierender anfallen als dies heute mit den grossen zentralen Kraftwerken der Fall ist. Zudem muss das Energiesystem bis 2050 dekarbonisiert werden, was eine weitgehende Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätsbereich bedeutet.

Bei der zukünftigen Ausgestaltung des Energiesystems wird die Flexibilität eine wichtige Rolle spielen. Der vorliegende Bericht untersucht, welche Möglichkeiten zur Flexibilisierung des Stromverbrauchs sowie der Erhöhung der Energieeffizienz bestehen und welche Hindernisse diesen entgegenstehen. Weiter werden mögliche Lösungsansätze sowie regulatorischer Handlungsbedarf aufgezeigt.

1.2 Übersicht des Berichts

Im ersten Kapitel werden die Inhalte und Beweggründe des Postulats 16.3890 wiedergegeben. Der Stand des politischen Prozesses wird erklärt und verwandte Geschäfte werden aufgeführt. Im zweiten Kapitel wird das Potenzial von Demand Side Management (DSM) in der Schweiz abgeschätzt und aufgezeigt, welche Hindernisse der Nutzung dieses Potenzials entgegenstehen und was mögliche Lösungsansätze sind. Im dritten Kapitel werden weitere Faktoren aufgezeigt, welche für das zukünftige Energiesystem relevant sein werden. Im vierten Kapitel wird anhand der Ergebnisse der Energieperspektiven 2050+ ein Ausblick auf das Energiesystem 2050 gemacht. Im fünften Kapitel werden schliesslich die wichtigsten Erkenntnisse des Berichts zusammengefasst.

1.3 Das Postulat 16.3890

1.3.1 Inhalt des Postulats

Nationalrat Jürg Grossen (GLP) reichte das Postulat 16.3890 mit dem Titel «Stromverbrauch. Wie hoch ist der jährliche Stromverbrauch für von Elektrizitätswerken gesteuerte Verbraucher wie Elektroboiler, Speicherheizungen, Wärmepumpen, Pumpspeicher usw. in der Schweiz?» am 30. September 2016 zusammen mit 15 Mitunterzeichnenden im Nationalrat ein.

Der Inhalt des Postulats lautet wie folgt:

Eingereichter Text

Der Bundesrat wird beauftragt, in einem Bericht aufzuzeigen, wie hoch der jährliche Stromverbrauch für von Elektrizitätswerken gesteuerte Verbraucher wie Elektroboiler, Speicherheizungen, Wärmepumpen, Pumpspeicher usw. in der Schweiz ist. Im Bericht ist aufzuzeigen oder abzuschätzen, wie viel jährlicher Stromverbrauch von den Konsumenten absichtlich auf Niedertarifzeiten geschoben wird (z. B. zeitlich programmierbare Waschmaschinen, Geschirrspüler, Industriemaschinen usw.). Es soll dargestellt werden, zu welchen Tages-, Nacht- und Jahreszeiten diese steuerbaren Verbraucher heute betrieben werden. Daraus soll der natürliche, ungesteuerte Strombedarf in der Schweiz für

Aktenzeichen: BFE-471.3-19/22/16

typische Tage/Nächte/Wochen pro Jahreszeit abgeleitet und grafisch einfach verständlich dargestellt werden.

Der Bericht soll aufgrund dieser Erkenntnisse zuverlässige Aussagen zu den Chancen und Risiken von weniger Bandstrom im Schweizer Stromnetz machen und aufzeigen, welche allfälligen Massnahmen mittel- und langfristig ohne Schweizer Atomkraft im Bandenergiebereich sinnvoll oder notwendig werden.

Begründung

Im Zusammenhang mit der Energiestrategie 2050, der Atomausstiegs-Initiative und der Diskussion über die Versorgungssicherheit wird immer wieder auf hohe notwendige Bandstrommengen hingewiesen. Dabei wird meistens ausgeblendet, dass seit Jahren aufgrund der hohen Bandstrommenge im Netz zahlreiche grosse Stromverbraucher zu Schwachlastzeiten gezielt entweder von den Elektrizitätswerken oder aufgrund der Tarifierungen von den Konsumenten zugeschaltet werden. Das Schweizer Stromsystem wird aktuell auf mehr dezentrale Produktionsanlagen mit unregelmässig anfallender Produktion (PV, Wind, Wasser) umgebaut. Das heute vorhandene Steuersystem (Rundsteuerung) wurde vor vielen Jahren aufgrund von zu viel Bandstrom im Netz gebaut und über die Stromkosten von den Konsumentinnen und Konsumenten bezahlt. Dieses Steuersystem kann in Zukunft dazu verwendet werden, um die steuerbaren Verbraucher optimal mit den neuen Produktionsanlagen in Einklang zu bringen. Der Bericht soll eine belastbare Grundlage für diesen Systemumbau darstellen.

1.3.2 Antwort des Bundesrats

Der Bundesrat beantragte am 16. November 2016 die Ablehnung des Antrags mit folgender Begründung:

Energieversorgungsunternehmen (EVU) können heute über Rundsteuerungen teilweise den Stromverbrauch für elektrische Speicherheizungen, Elektroboiler und Wärmepumpen in Wohngebäuden sowie für Anwendungsprozesse in Industrie- und Dienstleistungsunternehmen steuern. Zudem gibt die Tarifgestaltung in Hoch- und Niedertarif in vielen Verteilnetzen den Konsumenten Anreize, beispielsweise Geschirrspüler und Waschmaschinen in Niedertarifzeiten laufen zu lassen.

Im Rahmen der Elektrizitätsstatistik erhebt das Bundesamt für Energie (BFE) die Produktion und den Verbrauch von Strom auf monatlicher Basis sowie wöchentlich für jeden Mittwoch bei den EVU. Jeweils am dritten Mittwoch im Monat wird zudem der Belastungsverlauf für Produktion und Verbrauch im Tagesgang erfasst. Der Verbrauch der Speicherpumpen wird dabei separat ausgewiesen. Auch der jährliche Stromverbrauch für Elektrowärmepumpen wird in der Elektrizitätsstatistik publiziert. Es sind keine statistischen Grundlagen verfügbar, um den Verbrauch nach «gesteuert» und «nicht gesteuert» zu unterscheiden.

Zukünftig werden Lastverschiebungen, auch Demand Side Managements (DSM) genannt, über neue technologische Entwicklungen zunehmen. Intelligente Zähler, sogenannte Smart Meter, unterstützen Geschäftsmodelle auf Basis von Lastverschiebungen und sollen im Rahmen der Energiestrategie 2050 eingeführt werden. Die durch DSM so bereitgestellte Flexibilität für die Netze ist ein zentrales Element von intelligenten Netzen, sogenannten Smart Grids. Das BFE hat in den Untersuchungen zur Einführung von Smart Metering in der Schweiz erste Analysen zu Lastverschiebungspotenzialen in den Sektoren Haushalte, Industrie und Dienstleistungen durchgeführt (Bericht «Folgeabschätzung einer Einführung von 'Smart Metering' im Zusammenhang mit 'Smart Grids' in der Schweiz», abrufbar unter www.news.admin.ch/news/message/attachments/27519.pdf). In weiteren Studien des BFE wurde das Thema ebenfalls bereits aufgegriffen (z. B. Trilaterale Studie Pumpspeicherkraftwerke 2014, vgl. Medienmitteilung des BFE vom 18. August 2014: www.bfe.admin.ch > Do-

Aktenzeichen: BFE-471.3-19/22/16

kumentation > Medieninformationen). Das DSM kann einen wichtigen Beitrag im zukünftigen Strommarkt liefern. Es liegen jedoch keine belastbaren Daten zu den heute mittels Steuerung verschobenen Lasten vor.

Das Postulat Nordmann 15.3583, «Ursachen des leicht rückläufigen Stromverbrauchs in den letzten Jahren», welches der Nationalrat angenommen hat, beauftragt den Bundesrat, einen Bericht über die Entwicklung der massgeblichen Faktoren des Stromverbrauchs zu erstellen. Es werden die Verwendungszwecke wie beispielsweise Raumwärme (Elektroheizungen, Wärmepumpen), Warmwasser (u. a. Elektroboiler), Elektrogeräte oder industrielle Antriebe und Prozesse seit 2000 dargelegt. Die quantitative Bedeutung potenziell steuerbarer Verbraucher kann zwar aufgezeigt werden, aufgrund fehlender Datengrundlagen können jedoch keine Aussagen zu den Tageslastgängen dieser Verbraucher gemacht werden. Die verfügbaren Grundlagen der Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs werden bis Ende 2017 in diesem Bericht dargestellt. Zusätzliche Informationen, wie im Postulat gefordert, bedingten eine erhebliche Erweiterung der statistischen Grundlagen, die zu einem erheblichen zusätzlichen Aufwand für die Stromwirtschaft führen würde. Je nach Ausgestaltung der Darstellung verfügt die Stromwirtschaft nicht über alle statistischen Grundlagen, womit diese bei der Wirtschaft und den Haushalten direkt erhoben werden müssten, was auch für diese Stellen (und für die Verwaltung) einen grossen Mehraufwand bedeuten würde.

1.3.3 Behandlung im Rat

Der Nationalrat nahm das Postulat 13.890 am 8. März 2018 an.

2 Demand Side Management

Demand Side Management (DSM) kann wie folgt definiert werden:

«Demand Side Management umfasst Massnahmen, welche durch Dritte zur Optimierung eines energiewirtschaftlichen Systems direkt oder indirekt herbeigeführt werden und das übliche, unbeeinflusste Stromverbrauchsmuster von Endkunden beeinflussen»

Bei DSM kann die Last sowohl gesenkt, erhöht oder verschoben werden. Damit kann DSM in einem zukünftigen System mit vermehrter volatiler Produktion eine zunehmend wichtige Rolle spielen. Für eine Quantifizierung dieses Beitrags sind das heute vorhandene (und zum Teil schon genutzte) sowie auch das zukünftige Potenzial relevant.

Wie in den folgenden Abschnitten dargestellt, besteht in der Schweiz heute noch eine grosse Unsicherheit über die genauen nutzbaren und genutzten DSM-Mengen. Dies ist unter anderem darauf zurückzuführen, dass die Schweiz mit dem heutigen Produktionsportfolio und Verbrauch über ein flexibles System verfügt. Damit werden die finanziellen Anreize für die Verbraucher, die eigenen DSM-Potenziale auszuloten, sowie für Dienstleister, einen entsprechenden Service zur Nutzung dieses Potenzials anzubieten, reduziert. In Folge ist die Datengrundlage, wie sich im Rahmen einer Studie zur Erhebung des Potenzials von DSM in der Schweiz (BET, 2019) und Umfragen bei den Energieversorgungsunternehmen gezeigt haben, schwierig.

Dies wird sich in Zukunft mit dem Fortschreiten der Energiewende jedoch ändern. Neben sich künftig ergebenden finanziellen Opportunitäten durch verbesserte Rahmenbedingungen für einen Flexibilitätsmarkt (siehe Kapitel 2.5 Abschnitt «Wirtschaftliche Anreize» sowie «Nova Prinzip» gemäss Art. 9b StromVG) setzt das BFE auch darauf, die diesbezügliche Datenerhebung, den Zugang und die Koordination der Akteure zu forcieren (siehe Kapitel 2.1.1 für Netzbetreiber und Kapitel 2.5 Abschnitt «Datahub und mögliches Flexibilitätsregister» für Flexibilitätsinhaber) und das Bewusstsein bezüglich den DSM-Möglichkeiten zu stärken (Kapitel 2.5 Abschnitt «Informationskampagnen»).

Aktenzeichen: BFE-471.3-19/22/16

2.1 Aktuell genutzte verbrauchsseitige Flexibilität

2.1.1 Nutzung durch Energieversorgungsunternehmen

Um Lastspitzen zu reduzieren oder flexible Lasten in die Nacht zu verschieben, betreiben bereits heute viele Energieversorgungsunternehmen ein netzdienliches Lastmanagement. Dabei können sie über die Rundsteuerung den Stromverbrauch für elektrische Speicherheizungen, Elektroboiler und Wärmepumpen in Wohngebäuden sowie für Anwendungsprozesse in Industrie- und Dienstleistungsunternehmen teilweise steuern. Mit dem Umbau der Netze in Richtung Smart Grid - intelligente Netze - und dem Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologien entstehen Elektrizitätsnetze, welche zusätzliche Möglichkeiten zur Erschliessung von Flexibilität (z. B. Lastmanagement) bieten. So können intelligente Steuerungen die fluktuierende Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien sowie den Stromverbrauch ausbalancieren und zu einem effizienten und zuverlässigen System- und Netzbetrieb beitragen. Im Rahmen des Monitorings der Energiestrategie 2050 hat das BFE bei den Verteilnetzbetreibern eine Datenerhebung zum Eigenverbrauch sowie zur Verbreitung intelligenter Messsysteme (Smart Meters) und intelligenter Steuer- und Regelsysteme gestartet. Diese Datenerhebung pro Netzgebiet erfolgte erstmals 2019 für das Lieferjahr 2018 und wird seitdem jährlich durchgeführt.

Wie Tabelle 1 zeigt, wurden in der Schweiz in Bezug auf das Lieferjahr 2019 bei den Endverbrauchern ca. 1'500'000 Steuer- und Regelsysteme eingesetzt. Ca. 100'000 oder 6.7 % dieser Steuerungsanlagen bei Stromverbrauchern waren neue Steuerungsanlagen. Bei den übrigen Steuerungsanlagen handelt es sich um bestehende Rundsteuerungen. Ebenso wurden ca. 3'300 Steuerungsanlagen bei Stromerzeugern gezählt.

Tabelle 1: Netzdienliche Steuerungsanlagen (BFE, 2020)

Anlagen	Anzahl
Netzdienliche Steuerungsanlagen Stromverbraucher (Netzebene 7)	1'396'404
Neue Netzdienliche Steuerungsanlagen Stromverbraucher (Netzebene 7)	100'904
Neue netzdienlich eingesetzte Steuerungsanlagen bei Stromerzeugern (Netzebene 7)	3'308

Somit kann die Verbreitung von Steuerungsmöglichkeiten beim Stromverbraucher in der Schweiz verfolgt werden. Schwieriger ist jedoch die Erhebung des effektiv gesteuerten Volumens und des konkreten Einflusses auf die Verbrauchskurven. Die durch die Netzbetreiber gesteuerte Leistung wird von diesen nicht einheitlich gemessen, so dass sie nicht genau erhoben werden kann. Steuerungssysteme sind sehr unterschiedlich aufgebaut, z. B. durch viele kleine Steuerungsgruppen, welche sich automatisch sperren, falls eine Leistungsgrenze erreicht wird. Das Ziel der Steuerungsanlage ist nicht, möglichst viel Leistung zu steuern, sondern individuelle Leistungsspitzen zu brechen und damit die Netzkomponenten zu schonen. Deshalb können diese Werte und deren Verfügbarkeit je nach Netzbetreiber sehr unterschiedlich sein und sind schwierig in einer schweizweiten Statistik darzustellen.

Ergänzende qualitative Informationen zum gesteuerten Stromverbrauch in der Schweiz konnten im Rahmen einer Studie zur Erhebung des Schweizer Demand Side Management (DSM) Potenzials gewonnen werden (BET, 2019). In der Studie wurde eine Umfrage bei 26 repräsentativen Energieversorgungsunternehmen verschiedener Grösse in den sieben Grossregionen (Genferseeregion, Espace Mittelland, Nordwestschweiz, Zürich, Ostschweiz, Zentralschweiz, Tessin) durchgeführt. Aufgrund der tiefen Rücklaufquote von 23 % (6 Unternehmen) sind die folgenden Aussagen nur exemplarisch zu verstehen.

Aktenzeichen: BFE-471.3-19/22/16

Auf die Frage nach der heutigen Nutzung von Flexibilität bei Grossverbrauchern gab ein Unternehmen an, dass Flexibilität vor allem am Markt für Sekundär- und Tertiärregelleistung angeboten wird, wobei es zu wenigen Abrufen von kurzer Dauer (5-60 min) komme. Ein weiteres Energieversorgungsunternehmen erläuterte, dass tägliche Ausschaltungen während den Spitzenlastzeiten im Netz vorkämen, damit eine Verteilung der Einschaltzeiten für eine ausgeglichene Lastverteilung im Netz Sorge.

Weiter wird die Flexibilität von Gewerbebetrieben und Dienstleistungsunternehmen (<100'000 kWh) zur Reduzierung der Spitzenlast und zum Ausgleich der Lastverteilung von den Energieversorgungsunternehmen in der Regel täglich geschaltet. Vornehmlich sind dies Boilerheizungen, Wärmepumpen, elektrische Heizungen und Kälteanlagen. Je nach Netzbetreiber und Anwendung handelt es sich um Minuten- bis hin zu Stundenblöcken, die verschoben werden. Der grösste Teil der von den Energieversorgungsunternehmen gesteuerten Flexibilität befindet sich bei den privaten Haushalten, wobei hier ebenfalls Heizungs- und Warmwassertechnologien gesteuert werden. Von den Energieversorgungsunternehmen nutzt keines die Flexibilität stationärer Batterien. Andererseits steuern einzelne Energieversorgungsunternehmen Ladestationen, wobei jedoch nur kleine Energiemengen verschoben werden. Die Möglichkeit des Lastmanagements und der Notfallsteuerung bei kritischen Netzsituationen sind bei den Ladestationen für die Netzbetreiber von besonderem Interesse.

2.1.2 Nutzung durch weitere Akteure

Flexible Haushaltsanwendungen können auch Bestandteil von Eigenverbrauchsgemeinschaften, insbesondere bei Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch (ZEV) gemäss Art. 16ff EnG sein (vgl. auch Kapitel 3.2). Im Rahmen des Monitorings der Energiestrategie wird die Anzahl der ZEV erhoben, es bestehen allerdings keine Informationen zu bestehender Flexibilität im Rahmen der ZEV.

2.2 Potenzial für Demand Side Management

2.2.1 Potenzialerhebung

Im Rahmen einer durch das BFE in Auftrag gegebenen Studie wurde das heutige Potenzial für DSM im Sinne der Möglichkeit von Lastverschiebung und Lastreduktion (BET, 2019) untersucht.

Für die Abschätzung des Potenzials wurden Statistiken und Berichte analysiert sowie Befragungen bei Energieversorgern und Industrieunternehmen durchgeführt. Dabei wurden die Bereiche

- private Haushalte
- Landwirtschaft, Gartenbau und Dienstleistungen
- Industrie und verarbeitendes Gewerbe sowie
- Verkehr

betrachtet, da überall Potenzial für DSM vorhanden ist. Je nachdem für welchen Zweck die Flexibilität eingesetzt werden soll, kann sich das verfügbare Potenzial verändern. Die Erhebung gestaltete sich schwierig, da die befragten Unternehmen in der Regel ihr Lastverschiebungsmöglichkeiten nicht untersucht hatten und die Statistiken nicht über die nötige Granularität verfügten (Verbrauchsinformationen in Bezug auf einzelne Prozesse), so dass die Abschätzungen auf eine Reihe von Annahmen und Informationen aus dem Ausland abstützen.

Um ein Mengengerüst für das DSM-Potenzial zu erhalten, muss jeweils unterschieden werden zwischen dem Potenzial, welches technisch verfügbar wäre und dem Anteil dieses Potenzials, der sich auch als wirtschaftlich erweist bzw. der auch soziale Faktoren wie organisatorische Aspekte und Akzeptanz mitberücksichtigt. Wenn man davon ausgeht, dass für die Nutzung von Flexibilität das DSM-Potenzial kontinuierlich und zuverlässig verfügbar sein muss, ergibt sich auf Basis der heutigen Datengrundlagen über alle Sektoren hinweg ein theoretisches Potenzial von rund 31 -47 GW (vgl. Abbildung

Aktenzeichen: BFE-471.3-19/22/16

1). Die Spannbreite zwischen den beiden Werten ergibt sich aufgrund der Unsicherheit in der bestehenden Datengrundlage. Diese weist die für die Potenzialanalyse erforderliche Granularität (z. B. spezifischer Stromverbrauch oder zeitabhängige Betriebsstunden für Teilprozesse) nicht auf.

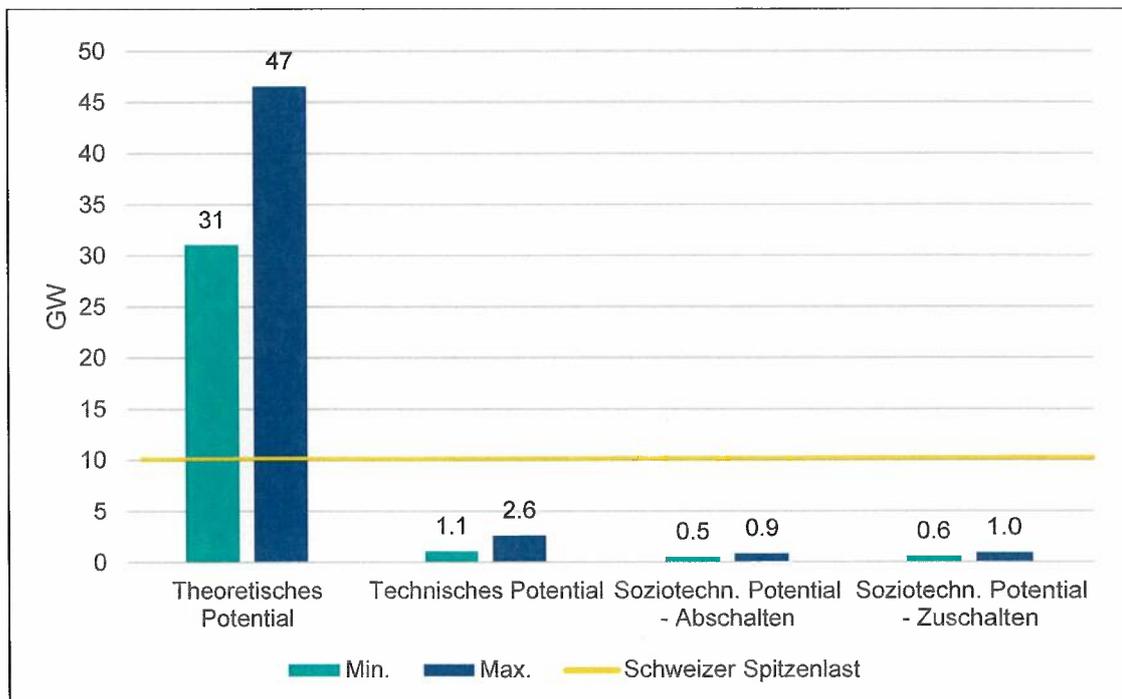


Abbildung 1: Minimales und Maximales DSM-Potenzial aller Sektoren [in GW] (BET, 2019)

Mit einem theoretischen Potenzial zwischen 31 und 47 GW (aufaddierte elektrische Leistungen der Anwendungen) übersteigt dieses die Schweizer Spitzenlast (ca. 10 GW). Der Grund für die hohen Werte ist, dass in der Schweiz insgesamt eine hohe installierte Leistung der elektrischen Verbraucher vorhanden ist. Für die Erhebung des theoretischen Potenzials, welches als Hilfsgrösse für die Berechnung des technischen Potenzials dient, wird die gesamte installierte Leistung zeitgleich aufsummiert.

Das technische, für die Nutzung verlässliche (kontinuierlich vorhandene) Potenzial, beträgt 1 bis 3 GW und damit nur ein Bruchteil des theoretischen Potenzials. Dieser grosse Unterschied lässt sich dadurch erklären, dass die verschiedenen Verbrauchsanwendungen nicht gleichzeitig genutzt werden. So werden beispielsweise Haushaltsgeräte in der Schweiz nicht alle zur selben Zeit betrieben, sondern über den Tag verteilt genutzt. Zudem sind die Betriebszeiten der Anwendungen häufig nur kurz. Neben den Schwankungen im Tagesverlauf gibt es auch saisonale Unterschiede. Daneben sind beim technischen Potenzial definitionsgemäss bestimmte technische Restriktionen und Auslastungen zu berücksichtigen.

Die in der Studie erhobenen Potenziale wurden Vertretern des Sektors gezeigt, um eine praxisnahe Einschätzung zu erhalten. Dies führte zu unterschiedlichen Resultaten. So wurde das abgeschätzte technische Potenzial von einigen Vertretern als tendenziell zu tief, von anderen dagegen als tendenziell zu hoch eingeschätzt.

Viele Anwendungszwecke, beispielsweise die Teilnahme am SDL-Markt der Swissgrid oder Flexibilitätsprodukte für das Verteilnetz verlangen, dass das DSM-Potenzial in hohem Masse gesichert zur Verfügung steht. Aus diesem Grunde wurde beim technischen Potenzial ein Mittelwert berechnet, welcher in jeder Stunde in den verschiedenen Zeitperioden zur Verfügung stehen würde. Sofern das DSM-Potenzial nur während eines definierten Zeitfensters (z. B. tagsüber im Winter) und nicht durchgehend bereitstehen muss, kann das technische Potenzial somit auch höher ausfallen.

Das technische Potenzial kann durch weitere, nicht technische Faktoren nochmals reduziert werden. Diese Teilmenge aus dem (mittleren) technischen Potenzial bildet das soziotechnische Potenzial. Ein-

Aktenzeichen: BFE-471.3-19/22/16

schränkende Faktoren können rechtliche Restriktionen oder eine fehlende Akzeptanz, Anwendungen für DSM-Zwecke zur Verfügung zu stellen, sein. So können der DSM-Nutzung beispielsweise in Haushalten bestimmte familiäre Gepflogenheiten oder im verarbeitenden Gewerbe Pflichten zur Einhaltung von Regularien der guten Herstellungspraxis oder Hygiene- und Umweltrichtlinien entgegenstehen. Unter Berücksichtigung dieser Aspekte verbleibt schweizweit ein soziotechnisches Potenzial von rund 530 bis 870 MW für das Abschalten und rund 590 MW bis 960 MW für das Zuschalten von Verbrauchsanwendungen.

Das verbleibende DSM-Potenzial kann für verschiedene Anwendungszwecke (z. B. Regelenergiemarkt, Redispatch Übertragungsnetz, Netzentgeltminimierung, Integration der Produktion Erneuerbarer Energie) genutzt und entweder dem lokalen Verteilnetzbetreiber, der Swissgrid oder einem Aggregator angeboten oder für die Optimierung des Eigenverbrauchs eingesetzt werden.

2.2.2 Zeitliche Verteilung des Potenzials

Das Potenzial für DSM unterliegt sowohl im Tagesverlauf als auch saisonal Schwankungen. Eine Abschätzung der zeitlichen Verteilung des Potenzials wurde im Rahmen der Potenzial-Studie ebenfalls durchgeführt (BET, 2019). Die Daten basieren auf einer Abschätzung der jeweiligen zeitbezogenen Benutzungsstunden für die verschiedenen Verbrauchsanwendungen und Prozesse.

Haushalte

Das grösste technische Potenzial bei Haushalten liegt insbesondere bei Wärmeanwendungen (Raumwärme, Warmwasser sowie Kälte- und Gefrieranwendungen). Grosse Unterschiede zeigen sich sowohl im Saison- als auch im Tagesablauf. Grund dafür ist insbesondere die Raumwärme, welche vor allem im Winter und hier vornehmlich tagsüber anfällt. Ein Teil dieses Potenzials wird bereits heute, beispielsweise mittels Rundsteuerung, genutzt.

Landwirtschaft, Gartenbau und Dienstleistungen

Der Sektor Landwirtschaft und Gartenbau wird in der Schweiz hinsichtlich Stromverbrauch überwiegend von der Landwirtschaft geprägt. Die landwirtschaftlichen Betriebe sind sehr heterogen, sowohl was die Grösse als auch ihre Spezialisierung angeht. Der Verbrauch für Raumwärme und Klimatisierung ist saisonal unterschiedlich, Prozesse und Anwendungen schwanken stark im Tagesablauf.

Auch im Dienstleistungsbereich ist DSM-Potenzial vorhanden. Allerdings sind hier die Besonderheiten der Leistungserstellung zu berücksichtigen, insbesondere die überwiegende Nutzung von Power-on-Demand-Anwendungen und eine nur in Spezialfällen mögliche Speicherfähigkeit von Dienstleistungsangeboten. Das Potenzial ist vor allem bei unterstützenden Prozessen wie Raumwärme, Warmwasserbereitung und Klima, Lüftung und Haustechnik zu suchen. Das technische Potenzial ist zeitlich strukturiert, in vielen Fällen mit Schwerpunkten tagsüber. Aufgrund der Beiträge von Warmwassererzeugung und Raumwärme sind die Werte im Winter höher. Das Flexibilitätspotenzial im Dienstleistungsbereich wurde von den befragten Energieversorgungsunternehmen bisher weder systematisch erhoben noch genutzt.

Industrie und verarbeitendes Gewerbe

Die höchsten Stromverbräuche pro Abnahmestelle sind in der Zement-, Beton-, Metall-, Eisen-, Chemie- und Pharmabranche zu finden. Die absolut höchsten Verbräuche finden sich in der Chemie- und Pharmabranche, in der Metall- und Gerätebranche und in der Nahrungsmittelbranche.

Das technische Potenzial bei Industrie und verarbeitendem Gewerbe ist vor allem untertags vorhanden und eher saisonunabhängig. Eine Verschiebung der Last bzw. die Vermeidung von Lastspitzen wird vereinzelt heute bereits vorgenommen, wie ein Vertreter der Papierindustrie im Rahmen der Studienumfrage bestätigt hat.

Aktenzeichen: BFE-471.3-19/22/16

Für die Industrie spielt die Frage der jeweiligen Betriebsorganisation und die Produktqualität eine stärkere Rolle als für andere Bereiche. In der Studienumfrage wurde erwähnt, dass grundsätzlich die Lagerfähigkeit, beispielsweise von Zwischenprodukten, eine Voraussetzung für Lastverschiebungen ist. Sowohl die Lagerhaltung als auch Einbussen bei der Produktion aufgrund von Lastverschiebungen im Mehrschichtbetrieb stellen Kostentreiber dar und stehen allfälligen Erträgen aus dem DSM entgegen.

Gestützt auf die Aussagen der Befragung der Branchenverbände wird die Akzeptanz, Anwendungen für DSM-Zwecke zur Verfügung zu stellen, bis auf Weiteres eher als gering eingeschätzt. Dies ist unter anderem auf fehlende wirtschaftliche Anreize und auf Informationsdefizite zurückzuführen.

Verkehr

Das technische und soziotechnische Potenzial im Verkehr ist derzeit vernachlässigbar, wird aber mit der Verbreitung der E-Mobilität steigen. In Zukunft wird hier ein deutlich höheres Potenzial erwartet.

2.2.3 Zukünftige Entwicklung

Es wird erwartet, dass in Zukunft weitere potenzielle Flexibilitätsanbieter hinzukommen wie beispielsweise Datacenter, Wärmepumpen oder die Elektromobilität und dass eine Erschliessung der potenziellen Anbieter durch die Verbreitung von Smartmetern und intelligenten Regel- und Steuersystemen unterstützt wird. Die verschiedenen Entwicklungen (siehe auch Kapitel 3) beeinflussen auch die Höhe und das zeitliche Profil der Verbrauchskurven.

Weitere Analysen zu dem zeitbezogenen Abgleich von Angebot und Nachfrage der Flexibilität, insbesondere der verbraucherseitigen Flexibilität, sind notwendig, um den Einfluss dieser auf das zukünftige Energiesystem weiter spezifizieren zu können.

2.3 Digitalisierung und Dateninfrastruktur (Datahub)

Das zukünftige Energiesystem wird zunehmend digital funktionieren. Eine performante Dateninfrastruktur und ein effizienter Datenaustausch unterstützen eine verbesserte Planung und einen effizienteren Betrieb des Gesamtsystems, in dem Strommarkt, Smart Grids und Sektorkopplungstechnologien zusammenspielen. Smart Grids sind elektrische Netze, welche unter Nutzung von Informations- und Kommunikationstechnologien, auf eine einheitliche Dateninfrastruktur angewiesen sind, um Informationen dem Strommarkt bereitzustellen und aus diesem zu erhalten.

Die Digitalisierung spielt eine wichtige Rolle für die zunehmende Erschliessung der Flexibilität von vielen, auch sehr kleinen, dezentralen Erzeugungseinheiten, Speichern und Verbrauchern und ihren Einsatz zu wettbewerblichen Zwecken oder im Bereich der Netze. Digitalisierung kann zunächst grundsätzlich in drei Bereiche unterteilt werden:

- a) Physische Messgeräte, z. B. Sensoren oder Smart Meter;
- b) Dateninfrastruktur mit Datahub, welche die Erhebung und den Austausch von Daten ermöglicht, diese zugänglich macht und verschiedene Datenquellen miteinander vernetzt; sowie
- c) Marktapplikationen, die Transaktionen auf Basis der Daten ermöglichen.

Die Digitalisierung und die zugehörige Infrastruktur sind von der eigentlichen Stromnetzinfrastuktur abzugrenzen und differenziert zu betrachten; als Schnittstelle fungieren physische Messgeräte, die digitale Informationen liefern. Die Energiestrategie 2050 unterstützt die Digitalisierung im Stromsektor bereits durch die Vorgabe zur flächendeckenden Einführung von Smart Metern in der Schweiz.

Eine Dateninfrastruktur mit einem Datahub als zentralem Baustein unterstützt die Nutzung von Daten. Sie erhöht grundsätzlich die Verfügbarkeit der Daten von Produktion, Verbrauch und Aggregaten davon für die Bedürfnisse des Strommarktes und insbesondere von Dienstleistungsunternehmen. Die Dateninfrastruktur mit Datahub verbessert zudem den Austausch der Daten und die Koordination zwischen den Akteuren im Markt. Der Datahub forciert die Digitalisierung und kann zudem durch gezielte

Aktenzeichen: BFE-471.3-19/22/16

Massnahmen die Qualität der Daten im Austauschprozess verbessern und Fristen zur Informationsbereitstellung verkürzen, was ebenfalls die Strom- und Flexibilitätsmärkte unterstützt.

2.4 Hemmnisse

Einer verstärkten Nutzung von DSM in der Schweiz stehen verschiedene Hemmnisse entgegen. Diese sind sehr vielschichtig und teilweise auch additiv, d. h. selbst bei der Beseitigung einzelner Hemmnisse, wird die DSM-Nutzung durch weitere Hemmnisse erschwert (BET, 2019). In diesem Kapitel werden die Hemmnisse aufgelistet, obwohl deren Behebung teilweise schon eingeleitet wurde. Diese schon geplanten Massnahmen werden im Kapitel 2.5 aufgeführt.

Fehlende wirtschaftliche Anreize und Finanzierungshemmnisse

Die Informationsdefizite hängen auch mit dem Fehlen von wirtschaftlichen Anreizen zusammen. Die Erlöse für die Akteure fallen heute oft noch zu niedrig aus. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Schweizer Verteilnetze aufgrund der Cost-plus-Regulierung teilweise sehr umfangreich ausgebaut sind, da es zu geringe Effizianzanreize gibt. Im Vergleich zu Anreizsystemen lohnt sich keine Nutzung von Flexibilität sowie von DSM. Anzutreffen sind häufig Hochtarif-Niedertarif-Preissysteme. Diese werden aber bei sehr umfangreich geplanten Netzen überflüssig. Auch die Flexibilitätsnutzung hat einen eingeschränkten Wert. Weiter fehlt bislang eine explizite Regulierung von Flexibilitäten. Durch die Rundsteuerungsmöglichkeiten der Netzbetreiber werden diese quasi kostenfrei abgegriffen, auch wenn sie einen wirtschaftlichen Wert haben. Es rentiert sich nicht, Stromverbrauchsanwendungen für DSM zur Verfügung zu stellen, da zu geringe Erlöse erzielt werden. Dies führt dazu, dass insbesondere Industrieunternehmen kaum Anstrengungen unternehmen, sich im Bereich DSM zu engagieren. Die wirtschaftlichen Anreize können durch die Marktpreise von Energie und Regelenergie sowie im Rahmen geeigneter Tarifstrukturen oder vertraglichen Vereinbarungen mit dem Verteilnetzbetreiber entstehen. Mit dem Umbau des Energiesystems und der Zunahme volatiler Produktionsquellen wird der Bedarf an Flexibilität im System steigen. Der Umbau bildet sich massgeblich in den Verteilnetzen ab, so dass DSM in diesen eine Rolle einnehmen kann, um die Netzausbaukosten zu verringern und das Netz flexibler aufzustellen.

Unkenntnis und Unsicherheit über Vorteile und Rahmenbedingungen bei Verbrauchern, Energieversorgungsunternehmen und anderen Akteuren

Als Folge der fehlenden wirtschaftlichen Anreize resultiert auch ein geringer Informationsstand der beteiligten Akteure. Viele Endverbraucher und potenzielle Anbieter von Flexibilität wissen oft nicht, über welche DSM-fähigen Verbrauchsanwendungen sie verfügen, von welchem Nutzen sie sind und wie die eigenen (Produktions-)Prozesse durch deren Nutzung beeinflusst würden. Es rentiert sich für sie nicht über DSM nachzudenken oder entsprechenden Aufwand zu betreiben.

Des Weiteren ist das Zusammenspiel zwischen Effizienz und Flexibilität zu betrachten, da Effizienzsteigerungen das Flexibilitätspotenzial reduzieren können. Informationsdefizite gibt es auch bei den Unternehmen, welche diese Flexibilität bewirtschaften würden (z. B. Verteilnetzbetreiber). Die Defizite müssten bei allen involvierten Akteuren überwunden werden, damit die Akzeptanz für DSM verbessert wird und neue Geschäftsmodelle entstehen können. Die Verbesserung der Kenntnisse über technische Parameter der einzelnen Verbraucher und Prozesse wird längere Zeit in Anspruch nehmen. Auch öffentliche Statistiken, Datenquellen und Studien sind heute nicht ausreichend vorhanden, um den Informationsbedarf bei den genannten Akteuren zu decken. In Ergänzung zum reinen Informationsdefizit sind auch Akzeptanzfragen zu berücksichtigen. Viele Endverbraucher haben Hemmungen, Strom- oder Wärmeanwendungen automatisiert durch einen Dritten steuern zu lassen. Eine Arbeitsgruppe der IEA («[User TCP Social license to automate](#)») sammelt derzeit internationale Erkenntnisse zu dieser Problematik mit einem Schwerpunkt auf Haushaltskunden.

Begrenzte Flexibilität bei der Definition der Netznutzungstarife

Für die Festlegung der Netznutzungstarife gilt grundsätzlich nach Art. 14 StromVG, dass sie einfache Strukturen aufweisen und die von den Endverbrauchern verursachten Kosten widerspiegeln. Sie

Aktenzeichen: BFE-471.3-19/22/16

sollen unabhängig von der Distanz zwischen Ein- und Ausspeisepunkt sein und sich am Bezugsprofil orientieren. Sie müssen im Netz eines Netzbetreibers pro Spannungsebene und Kundengruppe einheitlich sein und sollen den Zielen einer effizienten Netzinfrastruktur und Elektrizitätsverwendung Rechnung tragen. Art. 18 Abs. 3 Stromversorgungsverordnung (StromVV) regelt zudem die Bemessungsgrundlage für die Netznutzungstarife. Es wird dabei eine Verteilung zwischen Arbeits-, Grund- und Leistungstarif vorgesehen. Diese Regelungen geben den Verteilnetzbetreibern einen klar definierten, jedoch teils begrenzten Spielraum, die Netznutzungstarife so zu definieren, damit netzdienliche Lastverschiebungen beanreizt werden. Soweit die Netznutzungstarife kostenorientiert sind, sind Umgestaltungen möglich. Hinderlich kann jedoch die geforderte Einfachheit sein. Zudem wird seitens diverser Stakeholder im Rahmen der Vernehmlassung der Revision StromVG diskutiert, dass die Distanz zwischen dem Ein- und Ausspeisepunkt eine Kostenrelevanz hat (UVEK, 2020). Ergebnisse in Studien deuten auf recht eingeschränkte Kosteneinsparungen durch eine lokale Erzeugung hin (siehe v.a. Consentec, Polynomics, Universität Basel, ZHAW, 2021 (noch nicht veröffentlicht)). Solche Kosteneinsparungen treten zudem nur dann auf, wenn durch die lokale Erzeugung tatsächlich ein langfristiger Netzausbau vermieden werden kann. Grundsätzlich besteht in der längeren Frist auch die Möglichkeit, dass durch die dezentrale Erzeugung die Netzkosten steigen, falls aufgrund erheblich erhöhter Einspeisungen ein zusätzlicher Netzausbau nötig wird.

Weniger Vermarktungsmöglichkeiten aufgrund fehlender vollständiger Marktöffnung

Feste Endverbraucher haben zur Zeit keinen Anspruch auf Netzzugang und können daher ihre Flexibilität zwar dem Verteilnetzbetreiber oder Aggregatoren anbieten, nicht aber diese mit einer Energielieferung kombinieren. Neue Produkte, welche die Erreichung der Ziele der Energiestrategie 2050 unterstützen, können so weniger leicht entstehen. In Folge ist es für den Endverbraucher schwieriger, seine Flexibilität zu vermarkten.

Fehlende Kommunikationsstandards (Datenaustausch und Interoperabilität) und fehlende Normierung der technischen Infrastruktur für den Abruf

Um Flexibilität einzuplanen und über Laststeuerungen einzusetzen, braucht es eine Anzahl an Komponenten (z. B. Messsysteme, Sensoren, Steuerungssoftware, Kommunikationstechnologie), verfügbare Informationen und einen standardisierten und automatisierten Datenaustausch zwischen den Akteuren des Strommarkts. So ist ein einfacher Zugang zu Verbrauchs- und Produktionsdaten, zu Informationen zur Flexibilität pro Messpunkt sowie statische Daten zur Anschlussleistung bis dato für die Mehrzahl an Akteuren nur eingeschränkt verfügbar. Standardisierte und maschinenlesbare Kommunikationsschnittstellen der Systeme, einheitliche Datenformate und Datendefinitionen, gepaart mit einem Zugangsmangement, fehlen. So können Flexibilitätsprodukte nur schwer entwickelt werden. Fehlende Normierung oder fehlende Kommunikationsstandards zwischen Endgeräten und Systemen, aber auch zwischen den Akteuren, erschweren die Integration steuerbarer Endgeräte in Aggregate und dann eine erfolgreiche Nutzung der Flexibilität im grösserem Stile, insbesondere wenn es sich bei den Komponenten um Produkte verschiedener Hersteller handelt. Sodann fehlen Datendefinitionen (Inhalte), Schnittstellen, Standards und Prozesse der Informationsbereitstellung und ein effizienter Datenaustausch zwischen den beteiligten Akteuren für die Planung und Koordination des Flexibilitätseinsatzes.

Dieses Fehlen der Standards ist zum Teil auf die tiefe Relevanz von Flexibilität im aktuellen (Markt- und Regulierungs-) Umfeld zurückzuführen ist.

2.5 Lösungsansätze und regulatorischer Handlungsbedarf

Nachfolgend werden Möglichkeiten zur Beseitigung der in Kapitel 2.4 aufgeführten Hemmnisse aufgezeigt. Im Rahmen der Arbeiten zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien werden diese zum Teil bereits adressiert und beseitigt.

Aktenzeichen: BFE-471.3-19/22/16

Verbesserung der wirtschaftlichen Anreize und Reduzierung der Finanzierungshemmnisse

Die Vorlage des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien sieht die Festlegung von Grundsätzen der Flexibilitätsnutzung vor. Inhaber der Flexibilität sind die jeweiligen Erzeuger, Speicherbetreiber oder Endverbraucher. Wenn Dritte (Netzbetreiber, Aggregatoren) die Flexibilität nutzen wollen, müssen sie sich die Berechtigung dazu vertraglich einräumen lassen. Ziel ist es, die Rahmenbedingungen für eine wirtschaftliche Nutzung der Flexibilitäten, auch auf Seite der Stromkonsumenten, zu schaffen.

Unkenntnis und Unsicherheit über Vorteile und Rahmenbedingungen bei Verbrauchern, Energieversorgungsunternehmen und anderen Akteuren reduzieren und abbauen

Informationskampagnen

Zur Förderung von DSM sollten die Endverbraucher über die Nutzungsbedingungen und Möglichkeiten für die Bewirtschaftung der Flexibilitäten sowie über deren Bedeutung für das zukünftige Energiesystem informiert werden. Hierfür wurde in der Vergangenheit im Rahmen des Forschungsprojektes «Teilnahme industrieller Regelleistungs-Anbieter am Schweizer SDL-Markt» durch die Hochschule Luzern, Technik & Architektur eine Informationswebseite eingerichtet (www.control-reserves.ch). Auch die Plattform von EnergieSchweiz kann für Informationskampagnen genutzt werden.

In Bezug auf Haushalte werden die Ergebnisse der Arbeiten der IEA («[User TCP Social license to automate](#)»- s. o.) offengelegt werden, um potenzielle Ansätze für eine erfolgreiche Einbindung der Haushalte zu verbreiten. Dies erfolgt im Rahmen der Erstellung eines Country-Profiles für die Schweiz, sowie mit Hilfe von Schweiz spezifischen Workshops mit Vertretern aus Industrie und Forschung.

In der Industrie und im Gewerbe wird in vielen Bereichen die Energieeffizienz optimiert. Hierbei werden die Industrieprozesse auf den optimalen Arbeitspunkt untersucht. Ausgangspunkt für die Definition der Effizienzmassnahmen sind Analysen der Produktionsprozesse und die Erarbeitung von Flussdiagrammen, welche die Zusammenhänge der Prozesse aufzeigen.

In diesem Zusammenhang können auch Energiemanagementsysteme (EMS) genannt werden, welche heute in der Schweiz allerdings nicht sehr weit verbreitet sind. Weiter können die Durchführung von Energieberatungen in Unternehmen auf eine kontinuierliche Verbesserung des Energieeinsatzes hinwirken. Das Vorhandensein dieser ist für die Lastmanagement-Vermarktung keine zwingende Voraussetzung, vereinfacht aber die Potenzialerhebung und Vermarktung von Flexibilität. Mithilfe des EMS kann eine fortlaufende Auswertung der Prozessdaten erfolgen, dies ermöglicht den Unternehmen eine schnellere und fundiertere Abschätzung ihres Lastmanagement-Potenzials.

In der Schweiz sind die Zielvereinbarungen relevant, da die grossen Unternehmen im Rahmen der CO₂-Abgabebefreiung und der Rückerstattung der Netzabgabe zu energetischen Zielvereinbarungen mit dem Bund verpflichtet sind. Die Zielvereinbarungen zielen auf Effizienzverbesserungen im Wärme- und Strombereich ab und könnten als Basis für die Flexibilisierung der Lasten genutzt werden. Regulatorisch besteht jedoch keine Pflicht dazu, weswegen die nötigen Anreize bestehen müssten, um die Unternehmen zu motivieren.

Die Unternehmen erheben mit den oben genannten Analysen einerseits Energiedaten und streben andererseits ein kontinuierliche Energieeffizienzverbesserungen an. Beide Prozesse und das daraus entstehende Wissen sind grundsätzlich auch für die Erschliessung von Flexibilitätpotenzialen hilfreich und können mit einfließen, auch wenn die beiden Ziele Effizienz und Flexibilität auf zwei unterschiedliche Aspekte abstellen - den optimalen Arbeitspunkt einerseits und der Fähigkeit mit Variationen umzugehen (Resilienz) andererseits. Diese Fähigkeit ist nicht immer gegeben, kann aber insbesondere bei diskontinuierlichen Prozessen und Querschnittsfunktionen vorhanden sein.

Aktenzeichen: BFE-471.3-19/22/16

Da es bei Lastmanagement meist um die Schaltung einzelner Prozesse geht, ist es sehr wichtig, dass die Unterlastgänge einzelner Prozesse aufgenommen werden. Hier besteht noch grösserer Nachholbedarf, da oft nur Prozessgruppen oder der Gesamtlastgang des Unternehmens erfasst werden. Des Weiteren wird bei den Analysen heute in der Regel auf Energieeinsparmassnahmen abgestellt ohne darauf basierend auch etwaige temporelle Verschiebungsmöglichkeiten zu betrachten.

Betriebliche Massnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und Erschliessung von Lastmanagementpotenzialen können sich gegenseitig beeinflussen. Ziel sollte daher sein, erstmals wirtschaftliche Energieeffizienzmassnahmen auszuschöpfen (optimaler Arbeitspunkt) und darüber hinaus bestehende, wirtschaftliche Potenziale zur Flexibilisierung der Last zu nutzen. Dieser Umgang mit Veränderungen oder Störungen im Produktionsprozess kann mit der Integration erneuerbarer Produktionsquellen zunehmend an Bedeutung gewinnen. Eine integrale Sicht im Rahmen der Energiemanagementsysteme wäre daher wünschenswert.

Für Energiemanagementsysteme gibt es die internationale Norm DIN EN ISO 50001, welche heute jedoch auf Effizienzmassnahmen und nicht auf Lastmanagementprozesse ausgerichtet ist. Unternehmen können ihr Energiemanagementsystem nach dieser Norm zertifizieren lassen, wobei in der Schweiz nur vereinzelte Unternehmen diesen Standard verwenden.

Energieversorgungsunternehmen: Benchmarking und Netzmonitoring

Die Energieversorgungsunternehmen sollten für dieses Thema sensibilisiert werden. Während heute das System noch nicht auf die lastseitige Nachfrage angewiesen ist, wird sich die Wichtigkeit mit der Zunahme volatiler Energieproduktion steigern. Einige Energieversorgungsunternehmen setzen sich heute schon intensiv mit dem Thema auseinander, während andere sich nur wenig damit beschäftigen. Um eine flächendeckende Sensibilisierung zu fördern, wurde die Thematik der lastseitigen Flexibilität in das freiwillige Energieversorgungsunternehmen Benchmarking aufgenommen. Des Weiteren sind Fragen zu bestehenden und neuen, intelligenten Regel- und Steuerungssystemen Teil der Umfrage zum Netzmonitoring im Rahmen des Monitorings zur Energiestrategie 2050.

Erhöhung der Flexibilität bei der Definition der Netznutzungstarife

Des Weiteren sieht das Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien eine Lockerung der Regelung zur Bemessungsgrundlage für die Netznutzungstarife (Art. 18 Abs. 3 StromVV) vor. Dadurch soll bei den Verteilnetzbetreibern ein grösserer Spielraum für die Netztarifierung geschaffen werden. Zunächst sollen in der Revision StromVG die Möglichkeiten der dynamischen Tarifierung verbessert werden (geringere regulatorische Anforderungen an dynamische Arbeits- oder Leistungspreise). Zudem sollen zukünftig die Netznutzungstarife der Netzebene 7 eine höhere Grund- und/oder Leistungskomponente aufweisen dürfen (dabei muss eine Leistungsmessung möglich sein). Eine Leistungskomponente kann im Netznutzungstarif somit zukünftig umfassender und dynamischer ausgestaltet werden. Durch die verbesserte dynamische Bepreisung können insgesamt bessere Netznutzungsanreize gesetzt werden, um die zeitgleiche Höchstlast der Endverbraucher zu verringern. Dies hat eine positive Auswirkung auf die Dimensionierung der Netzkapazitäten. Zudem ist vorgesehen, dass Kosten, die beim Verteilnetzbetreiber durch die netzdienliche Nutzung von Flexibilitäten anfallen, grundsätzlich anrechenbar sein sollen. Diese Massnahmen sollten dazu beitragen, die Flexibilität aufzuwerten und damit deren umfänglichere Nutzung zu beanreizen. Die Flexibilitätsregulierung und die dynamischere Bepreisung der Netznutzung ergänzen sich dabei. Dies gilt vor allem wenn die dynamischen Netzentgelte kostenorientiert sind und es somit nicht möglich ist, das Flexibilitätspotenzial durch besonders günstige Tarifkonditionen übermässig zu beschränken. Dazu bedarf es einer ausreichenden Kontrolle durch die ElCom. Zudem würde eine zukünftige finanzielle Beanreizung der anrechenbaren Netzkosten (sog. Anreizregulierung) die Wirkung der eingeführten Flexibilitätsregulierung relevant stärken.

Aktenzeichen: BFE-471.3-19/22/16

Grössere Vermarktungsmöglichkeiten durch vollständige Marktöffnung

Die im Rahmen des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien vorgesehene vollständige Marktöffnung unterstützt die Entstehung neuer Produkte und die Innovationskraft der Akteure. Mit der vollständigen Marktöffnung erhält jeder Endverbraucher das Recht auf freie Wahl seines Lieferanten. In Folge können die angebotenen Elektrizitätstarife im geöffneten Markt frei definiert werden und Dienstleistungsinnovationen entstehen. Diese Dienstleistungen schliessen auch die Flexibilität und Angebote im Effizienzbereich mit ein.

Eine Energie-Dateninfrastruktur mit einem Datahub

Die im Rahmen der Arbeiten zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien vorgesehene Dateninfrastruktur mit dem Datahub als zentralem Baustein wird die Verfügbarkeit der Daten, deren Austausch und Zugang für alle Akteure aber insbesondere innovative Energiedienstleistungsunternehmen stark verbessert. Vorgesehen ist, dass aggregierte bzw. anonymisierte Daten einfach für den Markt verfügbar sind. Durch diese bessere Verfügbarkeit können Innovationspotentiale einfacher erschlossen werden. Digitalisierung und Prozessautomatisierungen beim Anbieterwechsel von Strom, Messung und Flexibilitätsdienstleistung unterstützen den Markt zusätzlich. Akteure bekommen einfach und digital Informationen, die sie benötigen, um verlässliche Prognosen und Abrechnungen zu erstellen. Darüber hinaus soll Datenportabilität ermöglicht werden: Endverbraucher sollen ihre Daten zu Verbrauch und Produktion an Dritte weiterleiten können. So können passgenaue Flexibilitätsdienstleistungen entwickelt werden. Es besteht die Möglichkeit, die Funktionalitäten des Datahubs zu erweitern. Informationen zu verfügbarer Flexibilität könnten für den Markt ergänzt werden, welches einen verlässlichen Überblick über die Potenziale ermöglichen würde. Längerfristig könnte so ein Flexibilitätsregister entstehen, das die derzeit fehlenden Informationen einfach bereitstellt und Planung, Flexibilitätseinsatz sowie nötige Koordination unterstützt.

3 Weitere Massnahmen

Neben dem Demand Side Management (gemäss Definition in Kapitel 2), stehen noch weitere Möglichkeiten zur Verfügung, um das Energiesystem an den Wegfall der Kernkraftwerke anzupassen und die neuen erneuerbaren Energien besser zu integrieren.

3.1 Sektorkopplung

Sektorkopplung zielt darauf ab, die Sektoren Strom, Wärme, Mobilität und Chemie miteinander zu koppeln und aus Sicht des Energiesystems intelligent zu steuern. Dabei wird Energie aus einem Sektor bedarfsgerecht umgewandelt und in einen anderen Sektor überführt, dort gespeichert, transportiert und genutzt oder soweit sinnvoll zu einem späteren Zeitpunkt oder an einem anderen Ort in den ursprünglichen Energiesektor zurückgeführt. Mit Blick auf die langfristigen Klimaziele werden fossile Energien in den genannten Sektoren zunehmend direkt oder über synthetische Energieträger indirekt mit Strom aus erneuerbaren Energien substituiert. Die Kopplungs- und Umwandlungstechnologien, die dabei zum Einsatz kommen, erhöhen gleichzeitig die Flexibilität im Energiesystem. Werden sie systemdienlich eingesetzt, tragen sie dazu bei, Angebot und Nachfrage auszugleichen und das Stromnetz stabil zu halten.

Die Flexibilisierung des Stromverbrauchs wird durch die direkte Elektrifizierung der Sektoren Wärme (Wärmepumpen) und Mobilität (Elektromobilität) ermöglicht. Diese steigern zwar den Stromverbrauch und teilweise auch die Verbrauchsspitzen, liefern dafür aber eine gewisse Flexibilität. Weiter bietet die Power-to-Gas-Technologie grosses Flexibilisierungspotenzial. Hierbei wird Wasser mittels Elektrolyse unter Einsatz von Strom in Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten. Der Wasserstoff kann beispielsweise in der Industrie oder im Schwerverkehr direkt genutzt, für die spätere Nutzung zwischengespeichert oder durch zusätzliche Schritte in andere gasförmige (z. B. Methan oder Ammoniak) oder flüssige Energieträger (z. B. Methanol oder Diesel) weiterverarbeitet oder erneut verstromt werden. Allerdings ist die Produktion mit erheblichen Energieverlusten verbunden, welche mit jedem zusätzlichen Umwandlungsschritt grösser werden. Um grössere Mengen an Wasserstoff über ein Gasnetz zu transpor-

Aktenzeichen: BFE-471.3-19/22/16

tieren, braucht es zudem Anpassungen an der Infrastruktur, was sich ebenfalls auf die Kosten auswirkt. Die energieintensive und teure Umwandlung von erneuerbarem Strom in synthetische Gase und deren anschliessende Nutzung kommt daher primär dort in Betracht, wo es volkswirtschaftlich keine sinnvollere Alternative gibt oder zur Deckung des Bedarfs nicht ausreichend andere erneuerbare Energien zur Verfügung stehen. Trotz der in den nächsten Jahren erwarteten Kostendegression wird die fehlende Wirtschaftlichkeit voraussichtlich noch für längere Zeit ein wesentliches Hemmnis sein. Um die Klimaziele zu erreichen, wird der Bedarf an synthetischen Gasen längerfristig steigen und nach 2045 an Bedeutung gewinnen. Das Potenzial von Wasserstoff für das Erreichen der Energie- und Klimaziele und die Stärkung der Versorgungssicherheit in der Schweiz wird zurzeit vom BFE analysiert.

3.2 Eigenverbrauch und Peer-to-Peer-Handel

Im Rahmen des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien ist vorgesehen, das Ausbauziel für Elektrizität aus neuen erneuerbaren Energien für das Jahr 2035 auf 17 TWh festzulegen (bisher: 11,4 TWh). Grosses Potenzial für den Ausbau der erneuerbaren Energien in der Schweiz liegt bei der Photovoltaik.

Wird ein Teil des produzierten Stroms von den Besitzern der PV-Anlage direkt genutzt, so werden diese zu sogenannten Prosumenten. Im Gegensatz zu Grosskraftwerken erfolgt die Produktion verbrauchsnahe. Insbesondere für Haushalte ist der eigenproduzierte Strom meist günstiger als der Strom aus dem Netz, weshalb der Anreiz besteht, den Eigenverbrauch möglichst zu maximieren. In Kombination mit einem intelligenten Eigenverbrauchsmanager lässt sich der Eigenverbrauch stark erhöhen, indem steuerbare Verbraucher wie Wärmepumpen aber auch Geräte wie Geschirrspüler oder Waschmaschinen so eingesetzt werden, dass der Eigenverbrauch maximiert wird. Neben den Vorteilen für die Prosumenten können auch die Netze entlastet werden, wenn der produzierte Strom direkt vor Ort verbraucht wird und damit Lastspitzen vermieden werden. In Eigenverbrauchsgemeinschaften und über Peer-to-Peer-Plattformen können Betreiber von PV-Anlagen zukünftig den produzierten Strom zudem leichter direkt in der Nachbarschaft verkaufen. Mit der geplanten Strommarktöffnung werden solche Energiegemeinschaften in Zukunft vereinfacht möglich.

Auch die Digitalisierung findet zunehmend Anwendung beim Zusammenschluss zum Eigenverbrauch. Mithilfe automatisierter Prozesse und Prognosen können Eigenverbrauch, Energiebeschaffung oder Energiekostenabrechnungen optimiert, visualisiert und vereinfacht werden. Zudem sind Virtualisierungen von Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch sowie regionalen und lokalen Strommärkten unabhängig von der eigentlichen Stromnetzstruktur der Zusammenschlüsse technologisch möglich. Digitalisierung und die Dateninfrastruktur mit Datahub unterstützen auch die Integration solcher Virtualisierungen in den Strommarkt und ein nahtloses Teilnehmen oder Ausscheiden der Konsumenten aus solchen Zusammenschlüssen. In diesem Kontext entwickeln sich zunehmend auch Peer-to-Peer-Modelle und Plattformen der lokalen Stromnutzung, welche über Schnittstellen an die Dateninfrastruktur in das Gesamtsystem eingebunden werden könnten.

3.3 Speicher

Speicher spielen eine wichtige Rolle für den Ausgleich von Schwankungen bei Produktion und Nachfrage. In der Schweiz sind dies vor allem zentrale Grossspeichersysteme wie Speicherseen- und Pumpspeichieranlagen. Dank der flexiblen Schweizer Wasserkraftkapazitäten kann auf viele europäische Entwicklungen, beispielsweise europäische Knappheiten, wirkungsvoll reagiert werden. Um die abrufbaren Kapazitäten auch bei einer längerfristigen Zunahme des Stromverbrauchs aufgrund der Dekarbonisierung und zur Stärkung der Versorgungssicherheit im Winter zu erhalten und weiter auszubauen, sieht die Vorlage des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien einen Ausbau von im Winter sicher abrufbarer, klimaneutraler Erzeugungskapazität im Umfang von 2 TWh bis zum Jahr 2040 vor. Damit soll die bisherige Selbstversorgungsfähigkeit von aktuell im Mittel rund 22 Tagen längerfristig beibehalten werden.

In Zukunft werden dezentrale Speicher als Kurzfristspeicher eine wertvolle Ergänzung zur Saisonumlagerung der Grossspeicher darstellen. Da die neuen erneuerbaren Energien auf der untersten Netz-

Aktenzeichen: BFE-471.3-19/22/16

ebene Strom einspeisen, können dezentrale Speicher – Heimspeicher, Quartierspeicher oder Batterien in elektrischen Fahrzeugen – helfen, lokale Engpässe zu lösen und somit einen Beitrag zur Sicherung der Netzstabilität leisten. Die sogenannte Netzdienlichkeit wird erhöht, wenn durch intelligentes Laden die Batterien dann geladen werden, wenn mehr Strom ins Netz gespeist wird als benötigt wird oder der Ladevorgang im umgekehrten Fall unterbrochen wird. Immer mehr Elektrofahrzeuge bieten auch die Möglichkeit des bidirektionalen Ladens, wodurch der Stromfluss in beide Richtungen möglich ist.

Heute werden die Heimspeicher meist zur Maximierung des Eigenverbrauchs einer PV-Anlage installiert und geladen, sobald diese einen Netto-Überschuss produziert. Während der Mittagszeit, der Zeit mit der höchsten PV-Einspeisung, stehen die Speicher dann möglicherweise nicht mehr zur Verfügung, da sie dann schon voll sind. Da Endkunden keinen Anreiz haben, sich netzdienlich zu Verhalten, sind privat betriebene Batterien nicht zwingend netzdienlich und können das Netz durch Erzeugung lokaler Spannungs- und Lastspitzen sogar weiter destabilisieren (Borsche, Ulbig, & Andersson, 2016). In Zukunft könnten die Speicher jedoch (unter anderem durch einen verbesserten Regulierungsrahmen) vermehrt netzdienlich eingesetzt werden. So können dezentrale Speicher auch zu einem vernetzten Pool zusammengefasst und als virtuelles Kraftwerk durch ein zentrales Leitsystem optimiert werden. Die verschiedenen Speicher werden dann nicht mehr einzeln gesteuert und können für die Optimierung des Gesamtsystems eingesetzt werden. Grössere Anbieter von Heimspeichern vermarkten im Ausland der Kundschaft bereits heute neben dem Verkauf der Heimspeicher auch den Beitritt zu den eigenen virtuellen Kraftwerken.

Das BFE hat eine Studie zu den Speichertechnologien in der Schweiz heute und perspektivisch in den nächsten 30 Jahren im Strom-, Gas- und Wärmebereich in Auftrag gegeben. Mit der Studie soll aufgezeigt werden, welche Kombinationen von Speichertechnologien zur Hebung von Synergien zwischen den verschiedenen netzgebundenen Energiesystemen für das zukünftige Energiesystem der Schweiz sinnvoll sind (insbesondere zwischen Strom und Wärme) und welche Rahmenbedingungen gegeben sein müssen, damit die Speichertechnologien in Bezug auf ihre Versorgungsrolle und Wirtschaftlichkeit optimal eingesetzt werden können. Die Studie soll 2021 abgeschlossen werden.

3.4 Wärme-Kraft-Kopplung

Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen (WKK) stellen eine effiziente Art der Brennstoffnutzung dar. Sie erzeugen gleichzeitig elektrische und thermische Energie und weisen hohe Wirkungsgrade auf. Je nach Zweck der WKK-Anlage wird entweder der Strom- oder Wärmebedarf als Führungsgrösse gewählt. Bei stromgeführten Anlagen können diese dann eingesetzt werden, wenn die Produktion der erneuerbaren Energien tief und der Verbrauch hoch ist. Da sich die Anlagen rasch ein- und ausschalten lassen, können diese bedarfsgerecht produzieren und einen Beitrag zur Stabilität des lokalen Stromverteilnetzes leisten, solange die produzierte Wärme auch abgesetzt oder gespeichert werden kann. WKK-Anlagen können auch Flexibilitäten am Regelleistungsmarkt anbieten. Bei WKK-Anlagen aus der Industrie und dem Dienstleistungssektor bestehen allerdings gewisse Restriktionen bei der Bereitstellung von Flexibilität, da diese oftmals in komplexe Produktionsprozesse eingebunden und daher für den Einsatz im Regelleistungsmarkt nicht ausreichend flexibel regelbar sind. Auch wärmegeführte WKK-Anlagen können im zukünftigen Energiesystem eine wichtige Rolle einnehmen. Diese haben ihren Erzeugungsschwerpunkt aufgrund des höheren Raumwärmebedarfs im Winter, wodurch der gleichzeitig produzierte Strom dann anfällt, wenn die PV- und Wasserkrafterzeugung tiefer sind.

Je nach Anlagentyp werden die WKK-Anlagen mit unterschiedlichen Energieträgern befeuert. Diese können sowohl fossil (Heizöl, Diesel, Erdgas) als auch erneuerbar (Holz, Biogas) sein. WKK-Anlagen in Kehrrechtverbrennungsanlagen werden durch die Verbrennung von Abfall betrieben. Zur Erreichung des Netto-Null-Ziels muss der Anteil an fossilen Energieträger soweit als möglich eingeschränkt werden. Um WKK-Anlagen im Spannungsfeld zwischen Versorgungssicherheit und Klimaschutz richtig zu positionieren, erarbeitet das BFE im Rahmen des Postulats 20.3000 «Zukunftsstrategie für die Wärme-Kraft-Kopplung» einen Bericht über den künftigen Einsatz von WKK-Anlagen.

Aktenzeichen: BFE-471.3-19/22/16

3.5 Energieeffizienz

Neben dem Ausstieg aus der Kernenergie und dem Ausbau der erneuerbaren Energien ist die Steigerung der Energieeffizienz eine zentrale Säule der Energiestrategie 2050. Im Energiegesetz (EnG) ist festgehalten, dass der durchschnittliche Elektrizitätsverbrauch pro Person und Jahr gegenüber 2000 um 3 Prozent bis 2020 und um 13 Prozent bis 2035 anzustreben ist (Art. 3 Abs. 2 EnG). Gemäss dem Monitoring-Bericht zur Energiestrategie, der jährlich aktualisiert wird, betrug der Elektrizitätsverbrauch pro Kopf 2019 23,6 GJ und war somit um 8.3 Prozent tiefer als 2000. Witterungsbereinigt betrug der Rückgang 8 Prozent (BFE, 2020). Damit wird der Richtwert für 2020 mit grosser Wahrscheinlichkeit erreicht bzw. unterboten.

Am 28. August 2019 hat der Bundesrat entschieden, dass die Schweiz bis 2050 nicht mehr Treibhausgase ausstossen soll, als natürliche und technische Speicher aufnehmen können (Bundesrat, 2019). Um dieses Netto-Null-Ziel zu erreichen, spielt die Elektrifizierung in den Bereichen Wärme und Mobilität eine wichtige Rolle. Im Zuge der Dekarbonisierung wird der Anteil der Elektrizität am Gesamtenergieverbrauch zunehmen. Um den Strombedarf mit erneuerbaren Energien und ohne Kernenergie zu decken und die Versorgungssicherheit weiterhin zu erhalten, ist die konsequente Nutzung der vorhandenen Effizienzpotenziale wichtig.

Ein Hemmnis für die heute noch unzureichende Ausnutzung von vorhandenen Effizienzpotenzialen ist die geringe Bedeutung der Energiekosten an den Gesamtinvestitionen und den Betriebs- bzw. den Haushaltskosten. Viele Akteure kennen daher ihren Energieverbrauch nicht oder identifizieren diesen nicht als Handlungsraum. Zudem sind viele Marktakteure ungenügend über den Nutzen der Effizienzmassnahmen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit über die Lebensdauer sowie über deren Zusatznutzen informiert und verfügen nur über ungenügende Kenntnisse der Märkte für energieeffiziente Produkte. Gründe dafür sind Aus- und Weiterbildungsdefizite sowohl bei den Installateuren und Architekten bzw. Planern als auch bei den technischen Verantwortlichen in den Unternehmen (BFE, 2009).

Neben der fehlenden Sensibilisierung und den Informationsdefiziten stellen auch fehlende wirtschaftliche Anreize sowie Finanzierungshemmnisse bei Effizienzmassnahmen ein Hemmnis dar. Viele Investoren haben hohe Renditeerwartungen und kurze Pay-Back-Vorgaben. Die fortschrittlichsten Technologien sind häufig noch teurer gegenüber den Alternativen, da Lern- und Skaleneffekte die Preise erst nach einiger Zeit senken. Einige weitergehende Effizienzmassnahmen können zudem gegenüber konventionellen Lösungen nicht amortisierbare Mehrkosten aufweisen. Da die heutigen Energiepreise die externen Kosten nur ungenügend berücksichtigen, mindert dies die Rentabilität der Effizienzmassnahmen (BFE, 2009).

Um die Nutzung von Effizienzpotenzialen zu erhöhen, stehen heute die folgenden Instrumente zur Verfügung:

- *Anforderungen:* Gestützt auf Art. 44 EnG erlässt der Bund Effizienzanforderungen an elektrische Geräte sowie Vorschriften zur Deklaration des Verbrauchs und der Effizienz (z. B. Energieetiketten). Diese Vorschriften decken rund 35 Kategorien von Geräten ab (u. a. Beleuchtung, Haushaltsgeräte, Fernseher, Motoren oder Pumpen).
- *Anforderungen:* Die Kantone haben in den «Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich» (MuKE) 2014 Anforderungen an ortsfeste elektrische Heizungen und zentrale elektrische Wassererwärmung formuliert. Diese sind in neuen Gebäuden sowie bis auf bestimmte Ausnahmen beim Heizungersatz verboten. Zudem sehen Kantone zum Teil eine Sanierungspflicht für ortsfeste elektrische Heizungen und zentrale Elektro-Wassererwärmer vor.
- *Förderung:* Der Bund setzt, gestützt auf Art. 32 EnG, Wettbewerbliche Ausschreibungen für Stromeffizienz-Massnahmen um. Dies fördert den Ersatz von alten durch hocheffiziente neue Anlagen und Geräte. Pro Jahr werden dadurch rund 740 GWh eingespart.

Aktenzeichen: BFE-471.3-19/22/16

- *Förderung:* Die Kantone können den Ersatz von ortsfesten elektrischen Widerstandsheizungen fördern. Die Förderbeiträge werden vom Bund über die Teilzweckbindung der CO₂-Abgabe erhöht.
- *Information:* Mit dem Programm EnergieSchweiz betreibt der Bund eine Plattform zur Sensibilisierung, Information, Beratung, Aus- und Weiterbildung sowie für die Qualitätssicherung in den Themengebieten Energieeffizienz und erneuerbare Energien. Zudem werden mit dem Programm Projekte finanziell gefördert.

Eine in der Schweiz noch wenig verbreitete Möglichkeit zur Energieeinsparung bietet das Energiesparcontracting mit einem freiwilligen und marktwirtschaftlichen Ansatz. Dabei handelt es sich um einen Vertrag zwischen einem Gebäudebesitzer und einem Energiedienstleister. Letzterer setzt ein Energiespar-Projekt auf und garantiert eine bestimmte Höhe an Energieeinsparungen. Der Gebäudebesitzer hat neben den garantierten Einsparungen den Vorteil, dass die Umsetzung der Massnahmen von einem zentralen Partner organisiert und umgesetzt wird. Über EnergieSchweiz fördert der Bund die Bekanntmachung des Instrumentes.

In Mietliegenschaften werden Effizienzmassnahmen bisher aufgrund des «Mieter-Vermieter-Dilemmas» erschwert: in Mietliegenschaften profitiert die Mieterschaft von den Einsparungen über tiefere Nebenkosten, die Eigentümerschaft hat dagegen hohe Investitionskosten, welche sie grösstenteils selbst tragen muss. Um dieses Problem zu entschärfen, hat der Bundesrat am 29. April 2020 die Verordnung des Mietrechts geändert (Bundesrat, 2020). Neu können die Kosten über die energetischen Nebenkosten auf die Mieterschaft übertragen werden, wobei diese gegenüber dem Stand vor der energetischen Sanierung nicht erhöht werden dürfen.

Im Rahmen des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien sind zwei weitere Massnahmen im Bereich der Energieeffizienz vorgesehen. Erstens soll eine gesetzliche Grundlage für schweizweite Programme zur Förderung von Standard-Stromeffizienzmassnahmen geschaffen werden. Damit wird die bisherige Förderung durch die Wettbewerblichen Ausschreibungen gezielt ergänzt. Zweitens sollen zusammen mit den Kantonen Massnahmen zur Senkung des Stromverbrauchs von elektrische Widerstandsheizungen geprüft werden. Elektrische Widerstandsheizungen verbrauchen pro Jahr rund 2.8 TWh Strom. Durch einen Ersatz mit Wärmepumpen könnten 2 TWh eingespart werden, dies vor allem im Winter. Die Kantone haben bereits einige Massnahmen ergriffen, es soll aber geprüft werden, wie der Ersatz beschleunigt und ausgeweitet werden kann.

Mit Artikel 55 sieht zudem das totalrevidierte CO₂-Gesetz Massnahmen im Gebäudebereich vor, womit auch die Energieeffizienz der Gebäude erhöht wird (z. B. die Massnahme in Artikel 55 Absatz 2 Buchstabe f: Risikoabsicherung von Investitionen in klimaverträgliche Gebäudemodernisierungen). Im Hinblick auf die zunehmende Elektrifizierung im Wärmebereich ist es wichtig, die Effizienzpotenziale in den Gebäuden zu nutzen.

Die finanziellen Anreize im Bereich Stromeffizienz beschränken sich auf Förderbeiträge, die von Interessierten freiwillig beantragt werden können. Diese finanziellen Anreize sind wichtig, in ihrer Wirksamkeit sind sie aber begrenzt. In der Vergangenheit wurden deshalb verschiedentlich finanzielle Anreize diskutiert, die einen verbindlicheren Charakter haben, etwa eine Stromlenkungsabgabe oder ein Effizienzverpflichtungssystem. Im Unterschied zu den Förderbeiträgen liessen sich hier von der Politik Zielvorgaben an die Stromeinsparungen vorgeben. Eine Möglichkeit dazu wäre die Einführung eines Effizienzverpflichtungssystems. Mit diesem können bestimmte Akteure zu verbindlichen und klar definierten Einsparzielen verpflichtet werden. Es sind verschiedene Varianten zur Ausgestaltung des Instrumentes denkbar, beispielsweise Weisse Zertifikate oder ein Bonus-Malus-System. Je nach Modell werden entweder die Stromlieferanten oder die Netzbetreiber verpflichtet. Mit einem Einsparbonus oder Zertifikaten, die für die eingesparte Energie erteilt werden und gehandelt werden können, werden Anreize für Einsparungen gesetzt. Verschiedene Länder, beispielsweise Dänemark, Frankreich oder Italien, kennen schon seit längerem verpflichtende Energieeinsparquoten. Im Rahmen der Arbeiten zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 hat das BFE bereits verschiedene Modelle miteinander verglichen und Kriterien identifiziert, welche ein Effizienzverpflichtungssystem erfüllen

Aktenzeichen: BFE-471.3-19/22/16

muss. Im Entwurf der damaligen EnG-Revision wurde eine Effizienzverpflichtung vom Parlament jedoch gestrichen. Aufgrund der geänderten Rahmenbedingungen und dem Netto-Null-Ziel könnte dies jedoch nochmals überprüft werden.

4 Energieperspektiven 2050+

Seit den 1970er-Jahren bilden Energieperspektiven eine zentrale quantitative Grundlage für die Energiepolitik der Schweiz. Am 26. November 2020 hat das BFE erste Ergebnisse der neuen Energieperspektiven 2050+ publiziert (Prognos/TEP Energy/Infras, 2020). Diese entwerfen Szenarien zum Energieangebot und zur Energienachfrage in der Schweiz bis 2050, welche das Netto-Null Ziel erfüllen und weiterhin eine sichere, saubere, bezahlbare und weitgehend inländisch produzierte Energieversorgung gewährleisten. Die folgenden Informationen stützen sich auf die Basisvariante des Szenarios ZERO. Dabei handelt es sich um die Variante, welche aus heutiger Sicht im Hinblick auf eine möglichst hohe Kosteneffizienz, eine hohe gesellschaftliche Akzeptanz, unter Berücksichtigung von Aspekten der energetischen Versorgungssicherheit und in Bezug auf die Robustheit der Zielerreichung vorteilhaft erscheint. Die Variante Zero Basis geht von einer hohen und möglichst frühen Steigerung der Energieeffizienz sowie von einer deutlichen Elektrifizierung aus. Zudem nimmt die Nutzung von Biomasse deutlich zu. Ab 2045 werden auch strombasierte Energieträger eine Rolle spielen. Die Stromproduktion aus inländischen erneuerbaren Energien wird rasch ausgebaut, so dass bis 2050 eine ausgeglichene Jahresbilanz erreicht wird.

Wie die Analysen zeigen, kann das Netto-Null-Ziel mit einem umfassenden Ausbau der erneuerbaren Energien, der Nutzung von Energieeffizienzpotenzialen sowie einer Ergänzung der inländischen Stromproduktion durch Importe aus dem europäischen Ausland erreicht werden. Die Ausserbetriebnahme der Kernkraftwerke ist in der Modellierung ebenfalls berücksichtigt. Hierbei wurden zwei Varianten mit Kernenergie-Laufzeiten von 50 und 60 Jahren als mögliche Bandbreiten für die technische Lebensdauer berechnet. Für den Ausbau der inländischen Stromproduktion wurde zudem vorgegeben, bis 2050 übers Jahr gesehen den Strombedarf der Schweiz decken zu können. Die Modellierung der Variante mit der früheren Ausserbetriebnahme der Kernkraftwerke (Laufzeit von 50 Jahren) zeigt, dass bis 2050 die Stromerzeugung in der Schweiz praktisch vollständig auf Wasserkraftwerke und erneuerbare Energien umgestellt werden kann. Das letzte Kernkraftwerk (KKW Leibstadt) wird in dieser Variante 2034 vom Netz genommen, was mit einem sprunghaften Anstieg der Importe im Winter verbunden ist (vgl. Abbildung 2). Die Winterimporte nehmen aber aufgrund des Ausbaus der erneuerbaren Stromproduktion bis 2050 wieder ab. Der jährliche Importsaldo steigt somit zuerst an, sinkt aber konsistent mit der Vorgabe bis zum Jahr 2050 kontinuierlich auf null ab.

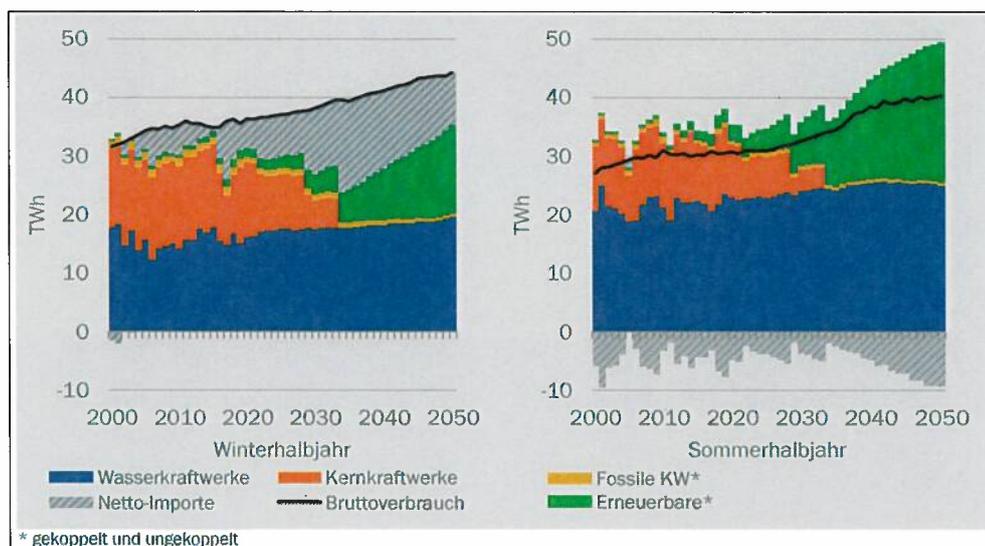


Abbildung 2: Entwicklung der Bruttostromerzeugung im Winter- und Sommerhalbjahr im Szenario ZERO Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», in TWh (Prognos/TEP Energy/Infras, 2020)

Aktenzeichen: BFE-471.3-19/22/16

Von zentraler Bedeutung für die zukünftige Stromversorgung der Schweiz sind neben Energieeffizienzmassnahmen und dem Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion die Flexibilität in der Stromerzeugung und im Stromverbrauch sowie das Zusammenspiel mit dem Ausland. Die Berechnungen in diesem Szenario zeigen bis 2050 eine flexible Erzeugungsleistung von rund 16 GW durch Speicherkraftwerke und biomassegetriebene WKK-Anlagen. Die inflexible Spitzenlast des Stromverbrauchs liegt im Vergleich hierzu bei rund 11 GW. Bezüglich Flexibilisierung des Stromverbrauchs wurden die Batteriespeicherkapazitäten von Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen, dezentrale Batteriespeicher als Heimspeicher in Gebäuden sowie die inländische Erzeugung von Wasserstoff betrachtet. Weitere Anwendungen (z. B. Klimatisierung, Prozesswärme und Grosswärmepumpen) bieten zusätzliches Flexibilitätspotenzial, wurden bei den Analysen jedoch nicht berücksichtigt.

Die Energieperspektiven 2050+ zeigen, dass die Schweiz ihre Energieversorgung bis 2050 klimaneutral umbauen und gleichzeitig eine sichere Energieversorgung gewährleisten kann. Die Energieperspektiven zeigen dafür mögliche technologische Entwicklungen auf. Damit schaffen sie Grundlagen, um über künftige Massnahmen und Ziele zu entscheiden. Die Festsetzung der nötigen Massnahmen ist jedoch Teil des politischen Prozesses und muss in diesem Rahmen festgelegt werden.

5 Fazit

Die Szenarien der Energieperspektiven 2050+ zeigen, dass die Schweiz bis 2050 auch ohne Bandenergie aus Schweizer Kernkraftwerken den Strombedarf decken und gleichzeitig ihre Klimaziele erreichen kann. Neben Energieeffizienzmassnahmen, dem Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion, Flexibilität bei der Stromerzeugung sowie dem Zusammenspiel mit dem Ausland spielt auch die Flexibilität des Stromverbrauchs zukünftig eine grosse Rolle. Energieversorgungsunternehmen verwenden bereits heute Rundsteuerungsanlagen, um die Spitzenlast zu reduzieren und die Lastverteilung auszugleichen. Über die genauen heute nutzbaren und genutzten DSM-Mengen besteht jedoch eine gewisse Unsicherheit. Wie sich im Rahmen der DSM-Studie (BET, 2019) und bei Umfragen bei den Energieversorgungsunternehmen gezeigt hat, ist die Datengrundlage hierzu nur unzureichend vorhanden, weshalb die Höhe der Lastverschiebungen nicht quantifiziert werden konnte. Das Anliegen des Postulats, die Höhe des von Konsumenten heute absichtlich verschobenen Stromverbrauchs aufzuzeigen, kann somit nicht erfüllt werden. Im Rahmen der DSM-Studie wurde jedoch mittels Analysen von Statistiken und Berichten die Höhe des DSM-Potenzials in der Schweiz abgeschätzt. Die Ergebnisse zeigen ein soziotechnisches Potenzial von rund 530 bis 870 MW für das Abschalten und rund 590 MW bis 960 MW für das Zuschalten von Verbrauchsanwendungen. Im Bereich der Haushaltskunden fällt das Potenzial aufgrund der Raumwärmebereitstellung vornehmlich tagsüber im Winter an. Im Industrie- und Dienstleistungsbereich ist die saisonale Verteilung des Potenzial ausgeglichener, hier ist das Potenzial vor allem tagsüber vorhanden. Es wird erwartet, dass in Zukunft weitere potenzielle Flexibilitätsanbieter, beispielsweise die Elektromobilität, hinzukommen und die Erschliessung der potenziellen Anbieter durch die Verbreitung von Smartmetern und intelligenten Regel- und Steuersystemen sowie verbesserten regulatorischen Rahmenbedingungen unterstützt wird.

Das DSM-Potenzial wird heute in der Schweiz nur teilweise genutzt. Dies liegt daran, dass die Schweiz über ein flexibles System verfügt und die Nachfrage nach DSM noch wenig vorhanden ist. Hemmnisse, die einer Nutzung entgegenstehen, sind Unsicherheiten über die Vorteile und Rahmenbedingungen bei den involvierten Akteuren. Andererseits fehlen wirtschaftliche Anreize, Stromverbrauchsanwendungen für DSM zur Verfügung zu stellen. Ein Grund dafür ist der begrenzte Spielraum bei der Definition der Netznutzungstarife, aber auch die geringeren Vermarktungsmöglichkeiten aufgrund der fehlenden vollständigen Marktöffnung. Schliesslich erschweren auch fehlende Kommunikationsstandards und Normierungen der technischen Infrastruktur den Abruf von DSM. Verschiedene Lösungsansätze können zur Beseitigung der Hemmnisse beitragen. So müssen die regulatorischen Rahmenbedingungen für die Bildung eines Marktes geschaffen werden und Unkenntnisse bzw. Unsicherheiten der involvierten Akteure zu den Vorteilen und Rahmenbedingungen von DSM abgebaut werden. Auch die Erhöhung der Flexibilität bei der Definition der Netznutzungstarife kann neben der Einführung einer Flexibilitätsregulierung die Nutzung von DSM erhöhen. Im Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit er-

Aktenzeichen: BFE-471.3-19/22/16

erneuerbaren Energien ist hierzu bereits eine Lockerung vorgesehen. Auch die vollständige Marktöffnung sowie die Schaffung einer Dateninfrastruktur mit einem Datahub als zentralem Baustein ist zur Verbesserung von Datenverfügbarkeit, -austausch und -zugang darin vorgesehen.

Um die neuen erneuerbaren Energien besser zu integrieren und das Energiesystem an den Wegfall der Bandenergie der Kernkraftwerke anzupassen, stehen neben DSM eine Vielzahl von weiteren Möglichkeiten zur Verfügung. Eine wichtige Rolle wird der Sektorkopplung zukommen, mit welcher die Sektoren Strom, Wärme und Mobilität mit einander gekoppelt und aus Sicht des Gesamtenergiesystems intelligent gesteuert werden. Mit den im BFE laufenden Arbeiten zu Wasserstoff, Wärme und Mobilität sind auch hierzu bereits verschiedene Aktivitäten im Gange. Bei der Photovoltaik, die in der Schweiz ein grosses Potenzial aufweist, jedoch sehr fluktuierend anfällt, kann die Erhöhung des Eigenverbrauchs die Netze entlasten. Dazu muss der produzierte Strom direkt vor Ort verbraucht werden, wodurch Lastspitzen vermieden werden können. In Kombination mit intelligenten Energiemanagern, steuerbaren Verbrauchern und dezentralen Heimspeichern kann der Eigenverbrauch maximiert werden. Weiter werden in Zukunft auch WKK-Anlagen helfen können, die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Auch hierzu sind vertiefende Arbeiten am Laufen. Darüber hinaus kommt auch der Nutzung vorhandener Effizienzpotenziale eine wesentliche Rolle zu. Aufgrund verschiedener Hemmnisse werden diese heute noch unzureichend genutzt. Neben den bereits bestehenden Instrumenten sind im Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien sowie dem totalrevidierten CO₂-Gesetz mehrere Massnahmen vorgesehen, welche die Rahmenbedingungen für die Nutzung der Flexibilität wesentlich verbessern dürften.

Aktenzeichen: BFE-471.3-19/22/16

6 Quellenverzeichnis

BET (2019). *Studie «Potential Demand Side Management in der Schweiz»*. Bern: Bundesamt für Energie.

BFE (2009). *Effizienzmassnahmen im Elektrizitätsbereich - Grundlagen für Wettbewerbliche Ausschreibungen*. Bern: Bundesamt für Energie BFE.

BFE (2019). *Energiestrategie 2050 - Monitoring-Bericht 2019. Kurzfassung*. Bern: Bundesamt für Energie.

BFE (15. April 2019). *Schweizer Hausdächer und -fassaden könnten jährlich 67 TWh Solarstrom produzieren*. Abgerufen am 17. September 2020 von Medienmitteilungen : <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-74641.html>

BFE (2020). *Energiestrategie 2050 - Monitoring-Bericht 2020 (Kurzfassung)*. Bern: Bundesamt für Energie.

BFE (2020). *Energiestrategie 2050 - Monitoring-Bericht 2020 (Langfassung)*. Bern: Bundesamt für Energie.

BFE (2020). *Modellierung der Erzeugungs- und Systemkapazität (System Adequacy) in der Schweiz im Bereich Strom 2019*. Bern: Bundesamt für Energie.

BFE (2020). *Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2019*. Bern: Bundesamt für Energie.

Borsche, T., Ulbig, A., & Andersson, G. (2016). *SATW-Speicherstudie - Die Rolle von dezentralen Speichern für die Bewältigung der Energiewende*. Zürich: Schweizerische Akademie der Technischen Wissenschaften.

Bundesrat (28. August 2019). *Das Portal der Schweizer Regierung*. Abgerufen am 21. Juli 2020 von Bundesrat will bis 2050 eine klimaneutrale Schweiz: <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-76206.html>

Bundesrat (29. April 2020). *Das Portal der Schweizer Regierung*. Abgerufen am 21. Juli 2020 von Der Bundesrat ändert die Verordnung zum Mietrecht: <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-78937.html>

Chrenko, R., & Kiener, M. (2020). *Einheitliche Heizwert- und Energiekennzahlenberechnung der Schweizer KVA nach europäischem Standardverfahren*. Bern: Bundesamt für Energie.

Prognos/TEP Energy/Infras (2020). *Energiaperspektiven 2050+ Kurzbericht*. Bern: Bundesamt für Energie.

Consentec, Polynomics, Universität Basel, ZHAW (2021 (noch nicht veröffentlicht)). *Weiterentwicklungen in der Tarifierung von Netz und Energie*. Bern: Bundesamt für Energie.

UVEK (2020). *Bericht über die Ergebnisse der Vernehmlassung zur Revision des Energiegesetzes*. Bern: Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation.