

Themenpapier 44: Flexibilität

Fokus Demand Side und Energieerzeugungsanlagen auf Netzebene 7

06.11.2019

Botschaft

Die gezielte Nutzung von Flexibilität¹ ist ein Erfolgsfaktor für die Umsetzung der Energiestrategie 2050. Nur mit der Nutzung des Flexibilitätspotentials bei allen Netznutzern lässt sich der Umbau zu einer verstärkt dezentralen Versorgung sowie die Integration der neuen erneuerbaren Energien (nEE) effizient umsetzen.

Auf der Verbraucherseite stellen Elektroautos, Wärmepumpen und PV-Anlagen in Kombination mit Batterien zukünftig ein relevantes Flexibilitätspotential dar. Damit dieses genutzt werden kann, braucht es den Abbau regulatorischer Hürden, neue Tarifmodelle sowie eine hohe digitale Kompetenz der Branche.

Die Energie- und Netznutzungskosten im Verbrauchssegment «Wohnung und Kleingewerbe» sind bezogen auf das Haushaltsbudget eher im unteren Bereich und teilweise bei den Nutzern nicht von grosser Relevanz. Eine Nutzung von Flexibilität beim Anbieter/Inhaber muss deshalb eine einfach verständliche und günstige Lösung sein.

Auf regulatorische Vorgaben für die Vergütung der Flexibilität an den Anbieter/Inhaber von Flexibilität ist zu verzichten. Insbesondere sind explizite Vorgaben an VNB nicht zielführend, da der VNB situativ markt- oder kostenbasiert vergüten bzw. auf eine Vergütung verzichten kann.

Der Verteilnetzbetreiber ist verantwortlich für die Netzstabilität und deshalb muss bei Gefährdung des sicheren Netzbetriebs die «letztinstanzliche» Hoheit über den Einsatz bei ihm bleiben. Sofern der Netzbetreiber zur Aufrechterhaltung des sicheren Netzbetriebs auf Flexibilität zugreift, ist er nicht verpflichtet diesen Zugriff zu vergüten.

Die Netzbetreiber sind bereits heute durch umfassende Regulierungsvorgaben daran gebunden, im volkswirtschaftlichen Sinne zu arbeiten. Die Gesamtkosten für den VNB durch die Nutzung der Flexibilität müssen laut dem gesetzlich verankerten NOVA-Prinzip (Netz Optimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau) immer tiefer sein als die Kosten eines (vermiedenen) Netzausbaus.

Um Netzausbaukosten im Sinne des NOVA-Prinzips einzusparen muss die netzbedingte Abregelung (betriebliche Kappung) von Energieerzeugungsanlagen über 30 kVA zulässig sein. Der VNB soll das Recht haben, bei Produktionsanlagen bis einer Anschlussleistung von 30 kVA die Einspeiseleistung bei Bedarf auf einen Wert von 70 % bis 100 % der installierten Leistung zu reduzieren.

Der Verteilnetzbetreiber soll zukünftig für den effizienten Netzbetrieb auf Flexibilität zugreifen können, solange der jeweilige Netznutzer dies nicht ausdrücklich untersagt (generelle Opt-Out-Lösung).

Das Recht zum Einbau von intelligenten Steuer- und Regelsystemen für die Nutzung von Flexibilität durch den Netzbetreiber muss bestehen bleiben. Bei Gefährdung des sicheren Netzbetriebes soll der Netzbetreiber die Systeme auch ohne Zustimmung der Netznutzer einsetzen dürfen.

¹ „Flexibilität ist die Veränderung von Einspeisung oder Entnahme in Reaktion auf ein externes Signal (Preissignal oder Aktivierung), mit dem Ziel eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen“ (Eurelectric, 2014).

Herleitung/Begründung

1. Begriff Flexibilität und Abgrenzung des Auftrages

Die Flexibilität² kann kurz- oder langfristig respektive dezentral oder zentral bereitgestellt werden und wird charakterisiert durch u.a.:

- die Höhe der Leistungsveränderung,
- die Dauer, die Veränderungsrate,
- die Reaktionszeit,
- den Ort.

Mit dem Zubau dezentraler Produktionsanlagen sind flexible Anwendungslösungen gefragt, da die Produktion durch die erneuerbaren Energiequellen, ausgenommen Produktionseinschränkungen, nicht steuerbar sind. Dazu sind flexible Verbrauchs- und Speichieranwendungen mit geeigneten Steuerungs- und Regelsystemen notwendig, welche Nachfrage und Angebot ausbalancieren. Die Flexibilität ist somit ein wichtiger Erfolgsfaktor für die Umsetzung der Energiestrategie 2050.

Die Entwicklung der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) und Sensorik sowie deren immer weitergehende Verbreitung in sämtlichen technologischen Bereichen von Gesellschaft und Wirtschaft bilden die Grundvoraussetzung, um Flexibilität intelligent und effizient in das Energiesystem einzubinden.

In diesem Themenpapier wird eine Übersicht dargestellt, welche die technologische und energiewirtschaftliche Bedeutung von Flexibilität auf der Verbraucherseite und Netzebene 7 (inkl. EEA) für die Schweizer Energiewirtschaft aufzeigt und welcher regulatorische Rahmen heute dazu existiert. Beschrieben werden Technologien und Anwendungen, die in der Lage sind, einen Beitrag zu einem Energieausgleich zu leisten, wobei regulatorische Rahmenbedingungen sowie Vorgaben berücksichtigt sind.

2. Bestandesaufnahme

2.1 Welche Verbraucher weisen Flexibilität auf?

Grundsätzlich gibt es zwei Kategorien³ in welche Verbraucher für Flexibilität eingeteilt werden können (siehe Anhang A):

- unbedingte Lasten (Load shifting)
- bedingte Lasten (Load shaving)

Technisch unterscheiden sich die Lastkategorien nicht. Beide weisen Flexibilität auf, können Verbrauch zeitlich verschieben und sind steuerbar. Verbraucher können je nach Anwendungsfall in beiden Gruppierungen vorkommen. Für eine klare Abschätzung des Flexibilitätspotentials muss die genaue «Stromanwendung» bekannt sein. Im Haushalt ist dies meist einfacher durchschau und -nutzbar als in den

² Für Definition siehe Fussnote Botschaft

³ (BFE 2019)

komplexeren Prozessen der Industrie. Die Beschreibung der Kategorien schärft das Verständnis für die Potentialabschätzung.

2.2 Heutiges und zukünftiges Flexibilitätspotential

Bei einer zunehmenden Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektors steigt gemäss einer aktuellen Studie der Stromverbrauch insgesamt um 13.7 TWh und die Höchstlast um 5.7 GW an⁴. Somit steigt auch der Bedarf an flexiblen Verbrauchs- und Speicheranwendungen, welche Nachfrage und Angebot ausbalancieren können. Im Folgenden wird das Flexibilitätspotential der drei grössten Anwendungen im Haushaltsbereich Batterien in Kombination mit PV-Anlagen, Elektromobilität und Wärmepumpen grob geschätzt.

PV-Anlagen in Kombination mit Batterie und Verbrauch

Die zunehmende Anzahl an PV-Anlagen, die ins Netz einspeisen, haben Auswirkungen auf die Stabilität und die Auslastung des Netzes, insbesondere auf der Netzebene 7. Je nach Bewirtschaftung der PV-Anlage kann diese zur Netzentlastung beitragen. Beim netzdienlichen Einsatz mit Batterie wird sie bei Stromüberschuss im lokalen Netz geladen und bei Knappheit speist sie ein. Der netzdienliche Einsatz der Batterie unterstützt damit, die vorhandenen Netzkapazitäten besser auszunutzen. Die für den netzdienlichen Einsatz notwendigen Prozesse müssen jedoch noch eingeführt werden. Eine Studie geht auf Verteilnetzebene davon aus, „dass ein netzdienlicher Photovoltaik-Batteriebetrieb die Einspeisespitze aller Systeme um ca. 40% reduziert“⁵. Bei einer angenommenen installierten PV-Leistung in einem Haushalt von 7 kWp, entspricht dies einer Begrenzung der Netto-Einspeisung auf 4.2 kW. Hochgerechnet würde dies auf die aktuell 84'000 installierten PV-Anlagen (2018) in der Schweiz ein kurzfristig technisches Lastverschiebungspotential von ca. 200 MW ergeben. Das zukünftige Potential ist abhängig vom erwarteten Zubau. Bei einer angenommenen PV-Produktion von 9 TWh⁶ im Jahr 2030 besteht ein lokales, kurzfristiges Lastverschiebungspotential von ca. 1300 MW für den netzdienlichen Einsatz. Das Lastverschiebungspotential sinkt, wenn nicht genügend grosse und in ausreichender Anzahl vorhandene Batterien dem VNB zur Verfügung stehen.

Das oben genannte Potential wird durch die Möglichkeit der Leistungskappung ergänzt. Bei der Leistungskappung wird die lokale Einspeiseleistung der PV-Anlage temporär begrenzt, was ebenfalls zur Netzentlastung beiträgt. Das Verhältnis zwischen reduzierter Einspeiseleistung und entgangenem Energieertrag ist optimal, wenn die Einspeiseleistung der PV-Anlage auf 70% reduziert werden kann⁷. Dabei sinkt die produzierte Energie um durchschnittlich «nur» 3% und die Senkung der Kosten für den Netzausbau können deutlich tiefer gehalten werden (im Studienfall um ca. 40%)⁸.

Elektromobilität

Bei einer Speicherkapazität von 40 kWh pro batterieelektrisches Auto (BEV) und einer angenommenen 10%-Durchdringung stehen 2030 unter Berücksichtigung der Mobilitätsansprüche knapp 1 GWh Speicherkapazität zur Verfügung. Bei einer identischen Durchdringung mit BEV und einer durchschnittlichen Leistung von 10 kW pro Personenwagen, die durch die Ankopplung ans Netz verfügbar ist, ergibt sich eine kurzfristige, maximal verfügbare Leistung von ca. 1100 MW bis im Jahr 2030. Dies entspricht ungefähr der Leistung des Pumpspeicherwerkes Linth-Limmern. Diese Abschätzung beruht auf den Annahmen, dass

⁴ (Rüdisüli, Teske, & Elber, 2019).

⁵ (Liebe & Wissner, 2015)

⁶ interpoliert aus Bauer et al. 2017

⁷ (Kübler et al. 2019)

⁸ (Kübler et al. 2019)

20% der Fahrzeugbatterien mit dem Netz verbunden sind und dass alle Kunden bereit sind, ihre Leistung bereitzustellen. Heute beträgt die verfügbare Leistung der BEV ein Bruchteil davon (siehe Tabelle 1). Die verfügbare Leistung respektive Energiemengen von Elektromobilen sind Durchschnittswerte und ihre Verfügbarkeit kann jedoch zeitlich und geographisch stark variieren. Deshalb eignen sich Elektroautos nur beschränkt für die Optimierung der Netzauslastung.

Wärmepumpen

Weil Raumwärme über längere Zeit erhalten bleibt, kann man ohne Komfortverlust die Heizleistung kurzfristig variieren. Deswegen ergibt sich Gestaltungsfreiheit beim kurzfristigen Stromverbrauch von Wärmepumpen. Der VNB kann mittels flexibler Abschaltperioden die Last der Wärmepumpe beeinflussen. Das Potential für eine Leistungsreduktion ist von der Temperatur abhängig. In der Schweiz beträgt die aktuell installierte Leistung ca. 1100 MW⁹. Bei einem angenommenen Zuwachs des Bestandes um 30% beträgt die installierte Leistung im Jahr 2030 ca. 1400 MW, welche für vereinzelte Stunden reduziert werden kann.

Bei der in Tabelle 1 aufgeführten Zahlen handelt es sich um eine grobe Abschätzung des Flexibilitätspotentials. Bereits bei einer moderaten Durchdringung mit BEV von 10% stehen im Jahr 2030 relevante Leistungen zur Verfügung. Das Potential von PV in Kombination mit der Batterie wird bis 2030 um ca. den Faktor 6 ansteigen. Das Potential von Wärmepumpen ist bereits heute hoch und wird nur noch wenig ansteigen. Das geschätzte Flexibilitätspotential wird durch das Potential in der Industrie ergänzt, welches in diesem Themenpapier nicht untersucht wird. Das Potential von Demand Shifting im Haushaltsbereich über flexible Stromtarife ist gering wie eine aktuelle Studie der BKW zeigt. Die Anzahl Kunden, die ihren Verbrauch tatsächlich angepasst haben, liegt unterhalb von einem Prozent¹⁰.

Jahr	PV mit Batterie	Elektromobilität	Wärmepumpe
2018	200 MW	50 MW	1100 MW
2030	1300 MW	1100 MW	1400 MW
Zeitliches Flexibilitätspotential [h]	1-2	1-10	ca. 1

Tabelle 1: Geschätzte, zeitliche Flexibilitätspotentiale für die Schweiz heute und in Zukunft (eigene Berechnung).

3. Heutige und zukünftige Anwendungen

Flexibilität kann für unterschiedliche Zwecke genutzt werden. Im Wesentlichen lassen sich die unterschiedlichen Nutzungsarten in drei Kategorien gliedern: **marktdienlicher, netzdienlicher und systemdienlicher Einsatz der Flexibilität**¹¹. In jeder dieser Kategorien gibt es unterschiedliche Formen, wie die Flexibilität genutzt werden kann. Die Zuordnung ist nicht immer eindeutig. Beispielsweise dienen Redispatch-Massnahmen hauptsächlich der Vorbeugung oder Behebung von Netzengpässen. Gleichzeitig dienen sie auch der Systemstabilität im Falle eines Ausfalls einer Transportleitung. Tabelle 2 zeigt einige der Nutzungsformen auf.

⁹ (BFE, 2018).

¹⁰ (Häne, 2019)

¹¹ (Bundesnetzagentur, 2017)

Marktdienlich	Netzdienlich	Systemdienlich
• Arbitrage im Energiehandel • Bilanzgruppenmanagement • Sektorkopplung	• Spitzenkappung («Peak Shaving») • Spannungshaltung • Engpassmanagement/Redispatch	• Regelleistung • Schwarzstartfähigkeit

Tabelle 2 Nutzungsformen der Flexibilität.

3.1 Marktdienlicher Einsatz der Flexibilität

Beim marktdienlichen Einsatz von Flexibilität reagieren Marktteilnehmer gezielt auf volatile Preise am Energiemarkt und nutzen dessen Opportunitäten. Verbraucher können ihre Lasten auf Zeiten mit günstigen Preisen verschieben und dadurch Kosten sparen. Energiespeicher werden zu Zeiten mit günstiger Energie geladen und zu Zeiten mit teurer Energie entladen («Arbitrage»). Das Geschäftsmodell der Pumpspeicher wird mit fallenden Batteriepreisen zunehmend auch für kleinere Speicher interessant (vor allem in Kombination mit weiteren Anwendungen). Im Bereich der Eigenverbrauchsoptimierung ist in der Regel die vor Ort produzierte Energie günstiger als der Fremdbezug. Folglich wird der PV-Strom in lokalen Speichern zwischengespeichert und die Rückspeisung ins Netz minimiert. Dies ist heute mit den vorhandenen thermischen Speichern (Boiler) bereits wirtschaftlich möglich. Bei Elektrofahrzeugen kann der Ladevorgang, falls möglich, in die günstigen Zeiten verlagert werden. Es ist möglich, dass die Fahrzeuge zukünftig in teuren Tarifzeiten einen Teil der Energie auch wieder zurückspeisen werden («Vehicle to grid»).

Auf der Verteilnetzebene sind die Speicherkapazitäten in der Regel in der Grössenordnung von Tagesspeichern. Entsprechend kurzfristig ist deshalb der Einsatz der Speicher zu marktdienlichen Zwecken. Im Gegensatz zu saisonalen Speicherwasserkraftwerken (in der Schweiz rund 8 TWh) ist der Einsatz auf Verteilnetzebene in der Regel auf den Day-Ahead und Intraday-Markt beschränkt. Aufgrund der steilen Leistungsgradienten von Photovoltaik wird besonders der Einsatz von marktdienlicher Flexibilität im Bilanzgruppenmanagement an Wichtigkeit gewinnen. Entsprechende Preissignale zeichnen sich bereits heute an den Intraday-Märkten ab.

3.2 Netzdienlicher Einsatz der Flexibilität

Beim netzdienlichen Einsatz von Flexibilität wird primär ein Nutzen für das Netz generiert. Ziel des Einsatzes ist eine Vermeidung, eine Reduktion oder zumindest eine zeitliche Aufschiebung des Netzausbaus. Die Dimensionierung der Netze ist durch den Maximalbezug gegeben. Dieser erfolgt aktuell bei den meisten Verbrauchern in der Winterperiode. Grosse Verbraucher haben heute bereits einen Leistungstarif und damit einen Anreiz, ihre Spitzenlast zu reduzieren. Zukünftig drohen aufgrund des hohen Gleichzeitigkeitsfaktors von ungesteuerten Ladevorgängen von Elektrofahrzeugen hohe Spitzen in den Abendstunden. Abhilfe schaffen intelligente Ladestationen, die die Last gezielt auf mehrere Stunden verteilen und in den Spitzenzeiten reduzieren («Load Shifting»).

Ein Energiesystem mit einem hohen Anteil an PV-Strom wird in der Sommerperiode hohe Einspeisespitzen aufweisen. Diverse Speicherformen werden einen Teil des Problems lösen können. Das teilweise Abregeln der PV-Einspeisung bietet eine weitere, interessante Form von dezentraler Flexibilität. Die netzdienliche Flexibilitätsnutzung ist lokal begrenzt, während die Marktpreise und Regelleistung im Wesentlichen von

europäischen Gegebenheiten geprägt sind. Die Anwendungen können deshalb zeitweise in Konkurrenz zueinanderstehen.

3.3 Systemdienlicher Einsatz der Flexibilität

Der systemdienliche Flexibilitätseinsatz wird typischerweise durch den Übertragungsnetzbetreiber (Swissgrid in der Schweiz) nachgefragt. Durch die Möglichkeit, viele kleine flexiblen Lasten, Speicher und Erzeuger zu poolen, können Aggregatoren Regelleistungen zur Verfügung stellen. Neben dem Einsatz für Regelleistung ist auch ein Einsatz für das Engpassmanagement im Übertragungsnetz («Redispatch») denkbar, wobei diese Märkte in Zukunft zunehmend integriert werden. Der «integrierte Markt» sieht die Nutzung von Tertiärregelenergie im zonalen internationalen Redispatch vor¹².

Für die Kontrahierung der im Bedarfsfall kurzfristig zu aktivierenden Regelernergie werden durch Swissgrid wöchentliche und tägliche Auktionen durchgeführt. Die Vorhalte- und Abrufdauer kann im Pool mit anderen Einheiten geteilt werden, so dass auch kurze Einsätze möglich sind. Besonders im Bereich der Primärregelleistung haben Batteriespeicher aufgrund fehlender Trägheit einen wesentlichen Vorteil beim dynamischen Einsatz. In Kombination mit trägeren Systemen wie Power-to-Gas kann sowohl ein hoher Leistungsgradient wie auch eine lange Einsatzdauer realisiert werden.

3.4 Kombination von mehreren Anwendungen

Die vermehrt in das Verteilnetz eingebundenen Technologien in Form von dezentralen Erzeugungsanlagen sowie der Durchdringung der Elektromobilität verursachen einen Wandel in den Flexibilitätsanwendungen. Es entstehen neue Nutzungsformen auf Verteilnetzebene, welche system-, netz- und marktdienlich agieren bzw. reagieren können. Die Kombination von mehreren Anwendungen («Multi-Use» oder «Revenue Stacking») bieten die grössten volkswirtschaftlichen Potenziale. Studien belegen, dass vor allem der gleichzeitige marktorientierte und netzdienliche Einsatz von Flexibilität reduzierte volkswirtschaftliche Kosten und betriebswirtschaftliche Gewinne zur Folge haben¹³.

Am Beispiel der Elektrofahrzeuge lässt sich anschaulich der Multi-Use-Einsatz von Flexibilität erläutern. In oberster Priorität muss ein gewisser Speicherlevel bis zum nächsten Zeitpunkt des Losfahrens erreicht werden. In den meisten Fällen ist die täglich zurückgelegte Distanz äusserst bescheiden und damit einhergehend steht das Fahrzeug während vielen Stunden an einem Standort. Der Nutzer kann die vorhandene Flexibilität des Speichers für andere Anwendungen zur Verfügung stellen. Durch das Vorhalten von Regelleistung können Erträge erwirtschaftet werden. Durch gezieltes Laden in Tiefpreisphasen sowie netzdienlichem Laden (vor allem im Verbund mit anderen Fahrzeugen) können Kosten gemindert werden.

Die Einsatzmöglichkeiten netzdienlicher und/oder marktdienlicher Flexibilität sind teilweise gegenläufig und generieren Zielkonflikte. Deshalb ist eine Koordination von markt-, netz- und systemdienlichen Flexibilitätseinsätzen notwendig (z.B. klare Zugriffsreihenfolge).

¹² (Ott, 2019)

¹³ (DENA, 2017)

4. Technologie – Kommunikation, Steuerung und Bewirtschaftung

Grundsätzlich kann zwischen direkter (Demand Side Management) und indirekter Steuerung (Demand Side Response) unterschieden werden. Bei der direkten Steuerung wird eine konkrete Stellgrösse, die zu befolgen ist, übermittelt. Während bei der indirekten Steuerung ein monetärer Anreiz kommuniziert wird und die Entscheidungshoheit über den definitiven Einsatz beim Kunden verbleibt.

4.1 Technologische Aspekte

Die Entwicklung von IKT und Sensorik sowie deren immer weitergehende Verbreitung in sämtlichen technologischen Bereichen von Gesellschaft und Wirtschaft bilden die Grundvoraussetzung, um Flexibilität intelligent und effizient in das Energiesystem einzubinden.

Mit der Rundsteuerung besteht seit über neunzig Jahren eine technische Möglichkeit, Flexibilität aus der Ferne anzusteuern. Unterschiedliche Steuerbefehle werden der Netzfrequenz überlagert und können so über das vorhandene Stromnetz übertragen werden. Dieser Art der Steuerung von Flexibilität ist zuverlässig, langlebig und kostengünstig und hat bis heute überlebt. Die Kommunikation über das bestehende Stromnetz ("Power Line Communication") hat sich über die Jahre weiterentwickelt. Während die Rundsteuerung unidirektionale Broadcast-Befehle schickt, kann mit neuen Protokollen auch bidirektional über PLC kommuniziert werden. Zunehmend kommen auch die in anderen Branchen üblichen Kommunikationsmittel zum Einsatz. Sowohl drahtlose (z.B. 5G Netze) wie auch leitungsgebundene (z.B. Glasfaser) Kommunikationsträger haben ihre Berechtigung. Die Art der Kommunikation wird in Zukunft wesentlich heterogener sein, verglichen mit der Zeit der Rundsteuerung. Moderne Kommunikationsmittel erlauben eine feinere, kontinuierliche Steuerung der Flexibilität (direkte und indirekte Steuerung).

Für die Bewirtschaftung der Flexibilität existieren bereits heute vielerlei smarte IT-Plattformen (Energiemanagementsysteme). Zahlreiche Anbieter von virtuellen Kraftwerken versprechen mit ihrem Wertangebot, die Flexibilität managen zu können. Ausgeklügelte Steuerungslogiken, Optimierungssysteme bis hin zu künstlicher Intelligenz generieren aus den ständig bereitgestellten Wetter-, Netz- und Marktdaten kontinuierlich neue Sollwerte. Die Algorithmen und die Prognosen werden in Zukunft noch besser, präziser und raffinierter werden.

Handlungsbedarf besteht vor allem in der Heterogenität all der Systeme sowie den Geräteschnittstellen. Es gibt Bestrebungen, standardisierte Schnittstellen, beispielsweise in der "SunSpec-Alliance" oder dem "SG Ready-Label" zu etablieren. Erfahrungen aus der Praxis zeigen aber, dass die Umsetzung oft noch herstellerspezifisch stattfindet. Stand heute ist der Steuerungs- und Koordinationsaufwand noch gross¹⁴. Es bleibt offen, ob man sich auf Seiten der Gerätehersteller zu Standards committen wird. Gegenüber der klassischen Rundsteuerung bieten moderne Lösungen mehr Möglichkeiten aber gleichzeitig auch mehr Komplexität.

4.2 Direkte Steuerung, Demand Side Management (DSM)

Unter Demand Side Management wird die direkte Beeinflussung des Leistungsbezugs eines Verbrauchers oder eines dezentralen Erzeugers durch den Netzbetreiber oder andere Akteure verstanden, ohne dass der Verbraucher im konkreten Einzelfall um Genehmigung ersucht wird. Dabei wird die Verbrauchs- bzw. die dezentrale Erzeugungsseite durch eine konkrete Steuergrösse (z.B. Rundsteuerung) beeinflusst.

¹⁴ (Imhof, 2018)

Bei dieser Art der Steuerung ist in der Regel die Intelligenz an einer zentralen Stelle verortet. Der Eigentümer der Flexibilität kann freiwillig teilnehmen (z.B. durch Wahltarife) oder dazu gezwungen werden (z.B. falls Netzsicherheit gefährdet ist).

Die direkte Steuerung wird vor allem beim netzdienlichen und systemdienlichen Einsatz der Flexibilität angewandt. So wird beispielsweise bei der Regelleistung die zu erbringende Regelenergie als Stellgrösse (als Funktion der Netzfrequenz, als Stellgrösse des Netzreglers, als Abrufoder bei der aktiven Blindleistungsregelung ein Spannungskorridor vorgegeben.

Die Teilnahme an einer direkten Steuerung kann vorgängig über marktorientierte Verfahren stattfinden. Für Regelleistung beispielsweise werden Auktionen durchgeführt. Eine weitere Möglichkeit sind Wahltarife. Kunden mit Flexibilität können so von vergünstigten Tarifen profitieren. Umgekehrt erhält der Netzbetreiber das Recht, in gewissem Umfang die Flexibilität für seine Ansprüche abzurufen. Je nach Fall ist es auch möglich, dass auf eine Vergütung verzichtet wird (z.B. falls Netzsicherheit gefährdet ist).

4.3 Indirekte Steuerung, Demand Side Response (DSR)

Bei der indirekten Steuerung wird der Einsatz der Flexibilität durch einen monetären Anreiz (z.B. zeitabhängigen Tarif) beeinflusst. Die Verbrauchs- bzw. die dezentrale Erzeugungseinheit erhält Preissignale von einer zentralen Instanz (z.B. Energielieferant, Verteilnetzbetreiber, Aggregator) und kann darauf reagieren. Somit liegt die Steuerhoheit beim Eigentümer der Flexibilität. In der Praxis ist hierfür eine zusätzliche Logik notwendig, die auf das Preissignal entsprechend reagieren kann. Diese Logik kann sowohl dezentral auf einem Gateway wie auch zentral als Cloud-Service implementiert werden.

Die indirekte Steuerung wird vor allem bei marktdienlichen Anwendungen eingesetzt. Beispielsweise richtet sich Arbitrage nach den jeweils gültigen Tarifen / Marktpreisen. Das heutige Tarifmodell mit HT- und NT-Zeiten entspricht einer indirekten Steuerung. Voraussetzung für ein funktionierendes DSR ist eine Preiselastizität des flexiblen Verbrauchers/Erzeugers. Weil diese in gewissen Zeiten nicht gegeben ist, beispielsweise wenn andere Entscheidungskriterien höher gewichtet werden (z.B. Komfort), eignet sich diese Ansteuerung für systemkritische Anwendungen nicht.

Zukünftig sind diverse Mischmodelle zwischen direkter und indirekter Steuerung denkbar. Die viel diskutierte Idee des Ampelmodells ist solch ein Mischmodell. Beim Ampelmodell liegt in unkritischen Zeiten die Entscheidungshoheit beim Eigentümer der Flexibilität während in kritischen Situationen der Verteilnetzbetreiber die Möglichkeit hat zu übersteuern.

5. Akteure und Rollen – Koordination und Interessenskonflikte

Alle Flexibilitätsanbieter sollen prinzipiell das Recht haben, Flexibilität selber zu nutzen bzw. zu vermarkten. Ein solches Recht kann und sollte aber dann beschränkt werden, wenn damit Kosten oder Aufwand bei Dritten anfallen. Solche Kosten können sich etwa als zusätzlicher Aufwand bei den Bilanzgruppenverantwortlichen, als erhöhtes Risiko für die Versorgungssicherheit oder als zusätzliche Aufwendungen für Netzbetrieb oder -ausbau niederschlagen.

Für die optimale Nutzung von Flexibilität muss zunächst bestimmt werden, wer in welchem Fall und unter welchen Bedingungen darüber verfügen kann. Mit wachsendem Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen

und der steigenden Anzahl von Flexibilität im Verteilnetz kann daher eine stärkere Koordination zwischen den Akteuren nötig werden¹⁵. Im Folgenden werden die Marktakteure und deren Rollen vorgestellt.

Rolle	Beschreibung
Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)	Der Übertragungsnetzbetreiber, konkret die nationale Netzgesellschaft Swissgrid, stellt die Netzinfrastruktur im Übertragungsnetz bereit. Der Übertragungsnetzbetreiber ist verantwortlich für die Systembilanz. Er veranlasst den systemdienlichen Einsatz von Flexibilität im Übertragungsnetz in Form von Systemdienstleistungen. Als nationale Aufgabe verbleibt die Koordination der Leistungserbringung mit den Akteuren auf der nachgelagerten Netzebene und damit mit den angeschlossenen Verteilnetzbetreibern (VNB). Zudem stellt der Übertragungsnetzbetreiber sicher, dass ein netz- oder marktdienlicher Flexibilitätseinsatz die Systemstabilität nicht gefährdet.
Verteilnetzbetreiber (VNB)	Der Verteilnetzbetreiber stellt die Netzinfrastruktur in seinem Netzgebiet bereit. Er hat die Letztverantwortung für einen sicheren und stabilen Betrieb seines Netzes und veranlasst in diesem Zusammenhang den netzdienlichen Einsatz von Flexibilität in seinem Verteilnetz oder gibt die Rahmenbedingungen dazu vor (z.B. Tarif). Der VNB stellt letztinstanzlich sicher, dass ein system- oder marktdienlicher Flexibilitätseinsatz die Netzstabilität nicht gefährdet.
Lieferant	Lieferanten können unter Erfüllung technischer und organisatorischer Anforderungsbedingungen als Nachfrager von Flexibilität auftreten. Zum einen können sie durch ihre Produkte gegenüber den Kunden (Verbraucher) den marktdienlichen Einsatz von Flexibilität anreizen oder gegenüber den Beschaffungsmärkten ihre Kosten durch die Verwendung von Flexibilität optimieren.
Aggregator	Aggregatoren, wie z.B. Anbieter virtueller Kraftwerke (VPP), koordinieren und bündeln unter Erfüllung technischer und organisatorischer Anforderungsbedingungen die Aktivitäten verschiedener Flexibilitätsanbieter, um eine erforderliche Grösse für den Markteintritt zu erreichen und Flexibilität damit nutzbar zu machen.
Produzent/Prosumer	Produzenten/Prosumer können unter Erfüllung technischer und organisatorischer Anforderungsbedingungen als Anbieter und Nutzer von Flexibilität auftreten.
Endverbraucher	Endverbraucher können unter Erfüllung technischer und organisatorischer Anforderungsbedingungen als Anbieter und Nutzer von Flexibilität auftreten.

Tabelle 3 Marktakteure und Rollen.

Koordination

Solange die Netzstabilität gegeben ist, kann durch Marktmechanismen bestimmt werden, wo Flexibilität am besten eingesetzt werden soll. Bei Gefährdung der Netzstabilität müssen die lokalen Verteilnetzbetreiber die Möglichkeit haben, korrigierend einzugreifen. Mit Ausnahme des Einspeisemanagements oder des Redispatches im Übertragungsnetz wurden auch auf internationaler Ebene noch keine Koordinationslösungen eingeführt oder getestet. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt liegen daher noch keine Erfahrungsberichte vor.

Im Rahmen der Revision StromVG hat das BFE verschiedene Studien zur Koordination von markt-, netz- und systemdienlichem Flexibilitätseinsatz durchführen lassen. Eine anfänglich vorgeschlagene Lösung war das sogenannte Ampelmodell¹⁶, welches Zeiten des Flexibilitätseinsatzes regelt. Auf Anregung der Branche wurde aufgezeigt, dass die generelle Einführung einer solchen Lösung nicht dringlich und im Vergleich zum resultierenden Nutzen unverhältnismässig viel kosten würde.

¹⁵ (Kübler, Beer, & Rudolph, 2019)

¹⁶ (Ecofys, 2015)

Der darauffolgende Vorschlag¹⁷ sieht die Einführung eines Koordinationsmodells erst bei Bedarf vor und will die Ausgestaltung soweit wie möglich dem VNB überlassen (siehe Modell im Anhang B).

Interessenskonflikte

Der Einsatz von Flexibilität kann gegenläufige Auswirkungen haben und Zielkonflikte generieren. Beispielsweise kann Flexibilität, die zur Abfederung von Preisspitzen genutzt wird (d.h. marktdienlicher Einsatz), in einem örtlichen Verteilnetz zu einem Engpass (Überlastung oder Spannungsverletzung) führen (d.h. nicht netzdienlich sein). Ein weiteres Beispiel ist, dass ein Aggregator zwecks SDL-Pooling zur lokalen Netzsituation gegenläufige Interessen haben kann¹⁸. Für Beispiele dazu siehe Anhang C.

6. Vergütungs- und Anreizsysteme

Anbieter und Nachfrager von Flexibilität arbeiten bereits unter der aktuellen Gesetzgebung auf Basis einer vertraglichen Regelung zusammen, um die Wertigkeit der Flexibilität monetär zu berücksichtigen. Endverbraucher mit schaltbaren Lasten profitieren von einem reduzierten Netznutzungstarif (z.B. Wärmepumpentarif), mit welchem die Einschränkungen, welcher der Endkunde durch den Zugriff des VNB auf die Flexibilität erleidet, entschädigt erhält. Damit wird auch abgegolten, dass der Endkunde möglicherweise zu Zeiten mit einem höheren Tarif die entgangene Arbeit nachholen muss (Bsp.: Heizen während Hochtarif-Zeit infolge einer Abschaltung während der Niedertarif-Zeit).

Bezüglich künftigen Vergütungssystemen kann bezüglich des netzdienlichen Einsatzes von Flexibilität zwischen zwei Modellen unterschieden werden:

- 1. Zugriffsentschädigung:** Der Netzbetreiber entschädigt den Erbringer der Flexibilität für die durch den Eingriff entstandenen Kosten beim Kunden, entgangene Erträge oder sonstige Nachteile, d.h. für den durch die Abschaltung/Steuerung von Lasten oder die Abregelung von Erzeugungsanlagen (i.e. PV-Anlage).
- 2. Ausgehandelte Vergütung:** Der Netzbetreiber und der Erbringer der Flexibilität handeln bilateral einen Preis für den netzdienlichen Zugriff auf die Flexibilität aus. Im einfachsten Fall kann der Kunde bzw. der Erbringer der Flexibilität zwischen zwei Tarifen auswählen, einem ohne Zugriffsrecht des Netzbetreibers auf die Flexibilität sowie einem mit einer Andienung der Flexibilität an den Netzbetreiber (Wahltarif). Der Netzbetreiber bezahlt demzufolge einen quasi marktbasierten Preis für die Dienstleistung der Flexibilität.

Beide Ansätze haben Vor- und Nachteile, welche in der Tabelle 4 skizziert sind.

¹⁷ (BFE, 2012)

¹⁸ (VSE, 2013)

Modell	Zugriffsentschädigung	Ausgehandelte Vergütung
Vorteile	Kein Geschäftsmodell möglich, welches ausschliesslich auf der Bewirtschaftung des lokalen Netzengpasses beruht (Netzbetreiber wird bei zu hohen Kosten Engpass beseitigen)	- Marktbasierte Vergütung, daher keine Kostenregulierung notwendig - Geschäftsmodelle für neue Teilnehmer (z.B. Speicherbetreiber) möglich
Nachteile	- Kostenermittlung für faire und transparente Tarifbildung kaum hinreichend möglich - Wenig Anreiz, über netzdienlichen Bedarf hinaus Flexibilität anzubieten	Liquidität am Netzengpass (insbesondere auf NE7) meist zu klein, als dass ein effektiver Markt entstehen könnte

Tabelle 4 Vor- und Nachteile von Vergütungssystemen für Flexibilität.

Vor dem Hintergrund der aufgeführten Vor- und Nachteile erscheint ein marktbasierter Ansatz mit einer (individuell) ausgehandelten Vergütung zielführender. Eine Umsetzung zum netzdienlichen Einsatz von Flexibilität unter Berücksichtigung der individuellen Zahlungsbereitschaft ist elegant mit dynamischen Netztarifen möglich. Hierbei ist essentiell, dass der Netzbetreiber Tarife anbietet, welche das Resultat der marktbasierten, ausgehandelten Vergütungen bilden, so dass die Beseitigung eines Engpasses aus Energie- und volkswirtschaftlichen Sicht korrekt abgebildet wird. Entsprechende Prozesse sind jedoch heute noch schwierig umzusetzen oder noch nicht vorhanden bzw. müsste der regulatorische Rahmen noch entwickelt werden. Damit solche Modelle umgesetzt werden könnten, sollte der Netzbetreiber durch diese Massnahmen jedoch im Vergleich zum teureren physischen Netzausbau ebenbürtige Rendite erhalten. Vergütungen für den Zugriff auf Flexibilität sowie die dafür erforderlichen Massnahmen stellen für den Netzbetreiber immer anrechenbare Netzkosten dar, solange der Einsatz der Flexibilität netzdienlich erfolgt, die Vergütung sachgerecht und die Massnahmen effizient sind.

Dynamische Netztarife ermöglichen, dass stets der Eigentümer von Flexibilität bzw. dessen Dienstleister über den Einsatz entscheidet, nämlich in Abhängigkeit seiner aktuellen individuellen Präferenz und Zahlungsbereitschaft, d.h. die Effektivität von dynamischen Tarifen hängt von der Preiselastizität des Flexibilitätseigentümers ab. Die Abrechnung der Netznutzung nach dynamischen Tarifen bleibt für den Endkunden stets optional und wird sinnvollerweise von Kunden mit Flexibilität (Solarbatterie/Elektroauto/elektrische Wärmebereitstellung) gewählt. Der Mechanismus der dynamischen Netztarife ist analog zu dynamischen Energietarifen zu sehen, bei denen z.B. börsentäglich stundenscharf Strompreise für Haushaltskunden übermittelt werden, welche auf absehbare Frist im Markt angeboten werden. Bei dynamischen Tarifen wird die ganze Netzsituation (inkl. Energieaustauschbedarf) berücksichtigt, wobei bei Leistungstarifen nur die lokale, individuelle Situation des Endkunden berücksichtigt wird¹⁹.

Herausfordernd hierbei ist jedoch, dass bedingt durch das Unbundling zeitweilig gegenläufige Preissignale für Energie und Netznutzung auftreten können, wodurch der Anreiz zum Einsatz der Flexibilität durch den Eigentümer verwässert werden kann. Insofern ist eine tarifliche Zusammenführung zu prüfen, weil ein

¹⁹ (Chanez & Cuony, 2019)

Anbieter seine Flexibilität zweifelsohne nach dem All-In-Energiepreis (d.h. Netztarif und Energiepreis) optimieren will.

Auf der Seite des Verteilnetzbetreibers muss sichergestellt werden, dass die (diskontierten) Kosten für die Inanspruchnahme der Flexibilität tiefer sind als eine bauliche Entschärfung des Netzengpasses; nur damit wird die Zielsetzung eines durch Nutzung der Flexibilität reduzierten Ausbaubedarfs erreicht. Insofern ergibt sich dadurch eine natürliche Kostenobergrenze für die Nutzung der Flexibilität im Versorgungsgebiet des Verteilnetzbetreibers.

7. Derzeitiger regulatorischer Rahmen

Die regulatorischen Rahmenbedingungen für den Zugriff auf Flexibilität wurden mit der Inkraftsetzung des ersten Massnahmenpakets der Energiestrategie 2050 geändert bzw. wurden zu diesem Zeitpunkt erstmals regulatorische Bedingungen für den Zugriff auf Flexibilität eingeführt.

Mit der Umsetzung der Energiestrategie fand diesbezüglich ein Paradigmenwechsel statt.

Art. 17b StromVG definiert intelligente Steuer- und Regelsysteme (iSR) als Einrichtungen, mit denen ferngesteuert auf Flexibilität und somit auf den Verbrauch, die Erzeugung oder die Speicherung von elektrischer Energie (Strom) Einfluss genommen werden kann. Dazu zählen auch Rundsteuersysteme. Endverbraucher, Erzeuger oder Speicherbetreiber sind Inhaber der Flexibilität. Bis auf die weiter unten genannten beiden Ausnahmen entscheiden diese Netznutzer wer und unter welchen Bedingungen auf ihre Flexibilität zugreifen darf.

Durch diese Grundsatzbestimmung soll sich ein Markt für Flexibilität entwickeln. Beabsichtigt ist, dass der Eigentümer einer Flexibilität entscheidet, welchem Marktteilnehmer er seine Flexibilität zur Verfügung stellt.

Für den Zugriff des Netzbetreibers auf Flexibilität gibt es zusätzliche Umsetzungsbestimmungen (Art. 8c StromVV): Der Zugriff auf Flexibilität durch den Netzbetrieb ist grundsätzlich für die Aufrechterhaltung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzbetriebes beschränkt. Kommt zu diesem Zweck ein iSR bei einem Netznutzer zum Einsatz, ist zwischen Netzbetreiber und Netznutzer die Installation des Systems, d.h. wie das System eingesetzt wird und wie der Einsatz vergütet wird, zu vereinbaren.

Die Vergütung durch den Netzbetreiber muss auf sachlichen Kriterien beruhen und darf «nicht diskriminierend» sein. Der Netzbetreiber muss die für einen Vertragsabschluss über Steuerung und Regelung relevanten Informationen - insbesondere die Vergütungssätze - öffentlich zugänglich machen.

Ausnahmen

Von den vorgenannten Bedingungen für den Zugriff auf Flexibilität gibt es zwei Ausnahmen:

- 1) Im Hinblick auf die Abwendung einer unmittelbaren erheblichen Gefährdung des sicheren Netzbetriebes darf der Netzbetreiber beim Netznutzer auch ohne dessen Zustimmung ein iSR installieren (Art. 8c Abs. 5 StromVV). Ist der sichere Netzbetrieb gefährdet, darf der Netzbetreiber gemäss Art. 8c Abs. 6 StromVV auch ohne Zustimmung des Netznutzers dieses iSR einsetzen. Ein solcher Einsatz hat Vorrang vor Steuerungen durch Dritte. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, die betroffenen Netznutzer mindestens einmal jährlich sowie auf Anfrage über derartige Einsätze zu informieren (Art. 8c Abs. 6 StromVV).
- 2) Die zweite Ausnahme betrifft den Einsatz von iSR, die bereits vor der Inkraftsetzung der Energiestrategie 2050 im Einsatz gestanden haben. Solche iSR darf der Netzbetreiber weiterhin einsetzen,

solange die Netznutzer diesen Einsatz nicht ausdrücklich untersagen (Opt-Out, Art. 31f StromVV). Nicht untersagen können die Netznutzer den Einsatz zur Aufrechterhaltung eines sicheren Netzbetriebes. Für beide Anwendungsfälle muss keine Vergütung durch den Netzbetreiber entrichtet werden.

Bei den Bestimmungen für den Zugriff auf Flexibilität durch den Netzbetreiber wird somit wie folgt unterschieden:

- iSR die vor der Inkraftsetzung des ersten Massnahmenpakets zur Energiestrategie 2050, somit vor 1.1.2018 eingesetzt waren: Der Zugriff für Netzbetreiber auf die Flexibilität der Netznutzer ist möglich, solange diese den Zugriff nicht ausdrücklich untersagen (**Opt-Out**)
- iSR die nach der Inkraftsetzung des ersten Massnahmenpakets zur Energiestrategie 2050 installiert wurden: Der Netznutzer muss seine Zustimmung geben, damit der Netzbetreiber die Flexibilität für den sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzbetrieb einsetzen darf. Dieser Zugriff ist zu vergüten (**Opt-In**)
- Sofern der sichere Netzbetrieb gefährdet ist, darf der Netzbetreiber immer auf die Flexibilität zugreifen. Diesen Zugriff kann der Netznutzer nicht untersagen und muss durch den Netzbetreiber nicht vergütet werden.

8. Zentrale Forderungen an die zukünftigen regulatorischen Rahmenbedingungen

Generelles Opt-Out

Abgesehen vom Zugriff auf Flexibilität zur Aufrechterhaltung des sicheren Netzbetriebes wird wie im Kapitel 7 unterschieden zwischen Opt-Out bei intelligente Steuer- und Regelsysteme (iSR) die per 1.1.2018 eingesetzt waren und Opt-In bei iSR die nach dem 1.1.2018 installiert wurden.

Sofern ein Netzbetreiber der historisch bedingt ein iSR betrieben hat – und somit im Anwendungsbereich des Opt-Out liegt – ein neues System einführt, müsste dieser beim Systemwechsel das Opt-In anwenden. Dies bedeutet, dass dieser Netzbetreiber sämtliche Netzkunden, bei denen er beim alten System bereits den Zugriff auf die Flexibilität hatte, um Zustimmung ersuchen müsste, dass er auch mit dem neuen System auf die Flexibilität zugreifen kann. Dieser Vorgang führt bei Netzbetreibern zu einem erheblichen bürokratischen Aufwand. Zusätzlich kann davon ausgegangen werden, dass Flexibilität für den Kleinkunden ein untergeordnetes, unbekanntes und noch dazu schwer zu erfassendes Thema darstellt. Somit ist die Wahrscheinlichkeit gross, dass bei einem derartigen Systemwechsel mit Zustimmungserfordernis, dem Netzbetreiber eine grosse Menge an Flexibilität mangels Zustimmung der Netzkunden verloren gehen wird (siehe Kapitel 2.2).

Aus diesem Grund sollte das Opt-Out nicht nur für bestehende Systeme zur Anwendung kommen, sondern auch für neue Systeme. Der Markt für Flexibilität ist durch diese Änderung trotzdem gewährleistet. Möchte ein Netznutzer seine Flexibilität nicht dem Netzbetreiber zur Verfügung stellen, sondern einem Dritten, so kann er dies jederzeit machen, indem er dem Netzbetreiber den Zugriff auf seine Flexibilität ausdrücklich untersagt.

Marktdienliche Vergütung

Auf regulatorische Vorgaben für die Vergütung der Flexibilität an den Anbieter/Inhaber von Flexibilität ist zu verzichten. Insbesondere sind explizite Vorgaben an VNB nicht zielführend, da der VNB situativ markt-, kostenbasiert vergüten oder auf Vergütung verzichten kann.

Die Höhe der Vergütung einer Flexibilität für den netzdienlichen Zugriff hängt von vielen Einflussfaktoren ab. Eine Einwirkung darauf hat zum Beispiel wie lange sich der Netzbetreiber den Zugriff auf die Flexibilität sichern kann. Durch längere Verträge, die den Zugriff eines Netzbetreibers auf die Flexibilität regeln, entsteht eine bessere Planungssicherheit. Es kann somit besser abgeschätzt werden, wie lange ein Netzausbau hinausgeschoben werden kann. Mit kurzfristigen Verträgen - zum Beispiel auf Jahresbasis - lassen sich keine Netzausbauten verhindern oder verzögern.

Zusätzlich ist der Wert der Flexibilität wesentlich von der lokalen Netzsituation abhängig. An Stellen im Netz, wo ein Netzengpass vorhanden oder absehbar ist, hat die Flexibilität einen viel höheren Wert als an Stellen, wo noch hohe Reserven im Netz vorhanden sind.

Auf derartige Situationen kann der Netzbetreiber nur dann reagieren, wenn er bei der Vergütung an keine regulatorischen Vorgaben gebunden ist.

9. Fazit

Eine grobe Schätzung zeigt, dass Elektroautos, Wärmepumpen und PV-Anlagen in Kombination mit Batterien im Jahr 2030 insgesamt bis theoretisch 4 GW flexible Lasten (für eine Dauer von maximal einer Stunde) zur Verfügung stellen könnten. Nur mit flexiblem und intelligentem Betrieb und Zusammenarbeit mit allen Netznutzern auf allen Netzebenen lässt sich der Umbau zu einer verstärkt dezentralen Versorgung effizient umsetzen. Unter anderem zeigen Studien, dass die Kappung der Einspeiseleistung von PV-Anlagen die Kosten des Netzausbaus signifikant reduzieren. Flexibilität ist deshalb ein wichtiger Erfolgsfaktor für die Umsetzung der Energiestrategie 2050. Trotz grossen Potentialen bleibt ein Netzausbaubedarf auch weiterhin bestehen. Mit dem Einsatz von Flexibilität können nicht alle Entwicklungen abgefangen werden.

Für die Bewirtschaftung der Flexibilität existieren bereits heute vielerlei smarte IT-Plattformen (Energiemanagementsysteme). Handlungsbedarf besteht vor allem in der Harmonisierung der Systeme sowie der Geräteschnittstellen.

Bei Gefährdung der Netzstabilität müssen nach wie vor letztendlich die lokalen Verteilnetzbetreiber die Möglichkeit haben, korrigierend einzugreifen (vgl. Situation NE 1). Die Einsatzmöglichkeiten netzdienlicher und/oder marktdienlicher Flexibilität sind teilweise gegenläufig und generieren Zielkonflikte. Deshalb ist eine Koordination von markt-, netz- und systemdienlichen Flexibilitätseinsätzen notwendig (z.B. klare Zugriffsreihenfolge).

Einheitliche Lösungen bergen eine hohe Komplexität. Um die Kosten und Opportunitäten der Nutzung der Flexibilität fair und transparent zu ermitteln, erscheinen marktbasierte, zwischen Verteilnetzbetreiber und Anbieter der Flexibilität ausgehandelte Vergütungssätze, zielführender. In der Praxis kann diese Aushandlung im einfachsten Fall durch einen Wahltarif mit steuerbarer Flexibilität erfolgen. Die Schwierigkeit bei der Beanreizung bleibt infolge des Unbundlings (Netz- und Energietarifierung) bestehen. Der Endkunde wird immer nach dem All-In-Preis optimieren, während der Netzbetreiber naturgegeben ausschliesslich den Netztarif beeinflussen kann.

Mit der Inkraftsetzung des ersten Massnahmenpakets der Energiestrategie 2050 kommt es bzgl. Flexibilitätsnutzung zu einem Paradigmenwechsel. Die Zustimmung des Nutzers für den Zugriff auf die Flexibilität (Opt-In) kann dazu führen, dass eine grosse Menge an Flexibilität für Netzbetreiber verloren geht. Eine Opt-Out-Lösung reduziert den bürokratischen Aufwand und ist zu bevorzugen.

10. Literaturverzeichnis

- Bauer, C., & Hirschberg, S. (2017). *Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionsanlagen. PSI.*
- BFE. (2012). *Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus der dezentralen Erzeugung auf die Schweizer Verteilnetze". Auftragnehmer: Consentec.*
- BFE. (2018). *Elektrizitätsstatistik der Schweiz.*
- BFE. (2019). *Poweralliance: Von der lokalen Lastoptimierung zur Regionale Verteilnetzoptimierung. Schlussbericht (unveröffentlicht).*
- Bundesnetzagentur. (2017). *Flexibilität im Stromversorgungssystem. Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität.*
- Chanez, C., & Cuony, P. (2019). *Leistung ohne Wirkung. VSE Bulletin 10/2019.*
- DENA. (2017). *Netzflexstudie. DENA Deutsche Energie-Agentur.*
- Ecofys. (2015). *Zukünftige Energiemärkte und die Rolle der Netzbetreiber. Studie im Auftrag des BFE. .*
- Eurelectric. (2014). *Flexibility and Aggregation. Requirements for their interaction in the market. A EURELECTRIC paper.*
- Häne, S. (2019). *Flexible Preise ändern Stromverbrauch nicht. Tagesanzeiger vom 25.06.2019.*
- Imhof, P. (2018). *Einbindung von Wärmepumpen in übergeordnete Leitsysteme. 24. Tagung des BFE Forschungsprogramms Wärmepumpen und Kälte.*
- Kübler, A., Beer, M., & Rudolph, N. (2019). *Anschlusskappung von Photovoltaikanlagen. In Bulletin.ch 5/2019.*
- Liebe, A., & Wissner, M. (2015). *Der flexible Verbraucher. Potenziale zur Lastverlagerung im Haushaltsbereich. WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste. .*
- Ott, T. (2019). *Integrierter Markt für Tertiärregelenergie und Redispatch. Referat Netzimpuls von Tobias Ott, Swissgrid.*
- Rüdisüli, M., Teske, S. L., & Elber, U. (2019). *Impacts of an increased substitution of fossil energy carriers with electricity-based technologies on the Swiss electricity system. EMPA.*
- VSE. (2013). *Anbindung von Regelpools an den Schweizer SDL-Markt. VSE Branchendokument.*

11. Anhang

Anhang A: Beschreibungen von unbedingten und bedingten Lasten

Unbedingte Lasten (Load shifting)

Unbedingte Lasten zeichnen sich durch die Charakteristik aus, dass Last nur verschoben werden kann. Zu einem späteren Zeitpunkt ist die volle Last wieder erforderlich. Zum Beispiel ein elektrischer Einbrennofen in der Industrie benötigt die entsprechende Leistung für die erforderliche Temperatur. In diese Kategorie gehören auch alle Verbraucher, die durch die Kapazität begrenzt sind. Eine Batterie kann zum Beispiel keine Flexibilität mehr liefern, wenn die Kapazität erschöpft ist.

Bedingte Lasten (load shaving)

Bedingte Lasten zeichnen sich durch die Eigenheit aus, dass Sie nur teilweise benötigt werden, respektive substituierbar sind. Der obengenannte Einbrennofen, könnte mit einem zweiten Energieträger betrieben werden. Die Last fällt später elektrisch nicht mehr an. Die Funktionalität im Prozess bleibt aber erhalten. Es sei festgehalten, dass Lasten nicht uneindeutig in Kategorien unterteilt werden können. Je nach Anwendung kann die Last substituiert oder verschoben werden.

Anhang B: Vorschläge Koordinationsmodell BfE.

Je nach Konstellation werden folgende Grundvarianten vorgeschlagen:

Echtzeit-Engpassbeseitigung	Zur Echtzeitbeseitigung von Engpässen (im Normalbetrieb) kann nur solche Flexibilität eingesetzt werden, die vorher nicht mit Marktteilnehmern abgestimmt werden müssen und daher unmittelbar durch den VNB genutzt werden können. Dieser Einsatz sollte zu einem marktüblichen Tarif entschädigt und über die Netzentgelte sozialisiert werden. Ein Beispiel hierzu ist das Einspeisemanagement durch Verteilnetzbetreiber in Deutschland.
Vorausschauende Engpassbeseitigung	Falls zur Engpassbeseitigung Flexibilität eingesetzt wird, bei denen Nutzungskonflikte mit anderen Einsatzmöglichkeiten bestehen, müssen diese wettbewerblich beschafft, d.h. mit anderen Akteuren abgestimmt, werden. Dies erfordert einen zeitlichen Vorlauf und damit eine Engpassprognose. Die Kosten werden über die Netzentgelte sozialisiert. Da die Engpassprognose oder die Beschaffung auf dem Markt auch fehlschlagen kann, braucht es eine Rückfallebene, zum Beispiel in Form einer Echtzeit-Engpassbeseitigung.
Engpassbewirtschaftung	Falls Engpässe hauptsächlich durch den Einsatz von Flexibilität ausgelöst und nur durch Änderungen im Einsatz dieser Flexibilität behoben werden kann, sollte der Verteilnetzbetreiber die Möglichkeit haben, die Flexibilität durch Einsatzbeschränkungen zu begrenzen. Dies führt allerdings zu Ertragsseinbussen der Flexibilitätsanbieter, weshalb sichergestellt werden muss, dass Engpassbewirtschaftung nur im Notfall eingesetzt wird. Daneben müssen die Ertragsseinbussen im System sichtbar gemacht werden, da sonst das Preissignal für den Netzausbau fehlt.

Die Modelle schließen sich nicht gegenseitig aus, sondern können etwa als Rückfallebene oder in verschiedenen Teilnetzen eines Verteilnetzbetreibers gleichzeitig vorkommen.

Anhang C: Beispiele zu Interessenskonflikten in Bezug auf Flexibilitätsbewirtschaftung

Die klassischen Tarifmodelle der Netzbetreiber mit Hochtarif / Niedertarif stimmen immer weniger mit den realen Marktangeboten resp.-preisen überein. Damit werden eher falsche Anreize für den Einsatz von Flexibilität gesetzt.

Das Unbundling zwischen Netz und Energie mit Netztarif, Energiepreisen und verbrauchsabhängigen Abgaben (z.B. SDL, KEV) wirkt sich erschwerend auf eine effiziente Beanreizung von Flexibilität aus. Prüfwert wären monetäre, gesamtheitliche («implizite») Ansätze.

Die Energie- und Netznutzungskosten im Verbrauchssegment «Wohnung und Kleingewerbe» sind bezogen auf das Haushaltsbudget eher im unteren Bereich und teilweise bei den Nutzern nicht von grosser Relevanz. Eine Nutzung von Flexibilität bei EV muss deshalb eine entsprechend einfache umsetzbare und günstige Lösung sein.

Eine Koordination zwischen markt- und netz-getriebenen Einsatz von Flexibilität ist unumgänglich und nötig, damit auch ein systemdienlicher Flexibilitätseinsatz erlangt wird. Die Frage ist, sollte diese Koordinationsrolle dediziert einem Akteur und wenn ja welchem und in welcher Form zu geschieden werden.

Auskünfte

Fachsekretariat Kommission Energiewirtschaft
Telefon: 062 825 25 33
E-Mail: info@strom.ch

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
Hintere Bahnhofstrasse 10, 5000 Aarau, www.strom.ch