

Flexibilitäten

Basiswissendokument August 2016

Erstellt durch die VSE-Arbeitsgruppe Flexibilitäten

Inhalt

1.	Ausgangslage.....	2
2.	Definitionen Flexibilitäten	3
3.	Nutzen und Einsatz von Flexibilitäten	4
3.1	Nutzen von Flexibilitäten	4
3.2	Einsatz von Flexibilitäten	4
4.	Technologien und Flexibilitätsanwendungen	5
4.1	Allgemeines	5
4.2	Informations- und Kommunikationstechnik (IKT)	5
4.3	Grundfunktionen der Technologien.....	5
4.4	Technologien für den Einsatz von erschlossenen Flexibilitäten	5
4.5	Technologien für den Einsatz von neuen Flexibilitäten	6
4.6	Flexibilitätsanwendungen	7
4.7	Vergleich der verschiedenen Flexibilitätsanwendungen	9
4.8	Anwendung der verschiedenen Technologien	10
5.	Marktakteure und Rollen	11
6.	Koordination	12
7.	Vergütungssysteme	13
8.	Fazit.....	13

Abbildungen

Tabelle 1: Vergleich der verschiedenen Flexibilitätsanwendungen	9
Tabelle 2: Anwendung der verschiedenen Technologien	10

1. Ausgangslage

Im Rahmen der Strategie Stromnetze wird auf einen optimierten Netzausbau verwiesen. Zur Optimierung des Gesamtsystems sieht z.B. die Smart Grid Roadmap des Bundesamtes für Energie (BFE) die Erhöhung der Flexibilität der einzelnen Systeme vor.

Im Zusammenhang mit dem Projekt Revision StromVG arbeitet das BFE an Regelungen für den Zugriff auf dezentrale Flexibilitäten (flexible Kraftwerke und Verbraucher sowie Speicher). Hierzu wurden drei Studien¹ erstellt. Auf dieser Basis wurden erste Regelungsvorschläge zu diesem Thema präsentiert.

Ziel des Basiswissendokuments «Flexibilitäten» ist die zusammenfassende, konsistente Darstellung des heutigen Wissensstands, insbesondere der diesbezüglichen Begriffe, Informationen und Ergebnisse der bekannten Studien.

Konkret adressiert das Basiswissendokument «Flexibilitäten» nachfolgende Fragen:

- Was wird unter dem Begriff «Flexibilitäten» verstanden?
- Welche Technologien können netz- markt- und systemdienlich sinnvoll eingesetzt werden?
- Wie soll mit gängigen Marktmodellen umgegangen werden?
- Wer hat die Steuerhoheit über Flexibilitäten inne, bzw. kann diese delegiert werden?
- Wie könnte ein mögliches Vergütungssystem für Flexibilitäten aussehen?

¹ „Zukünftige Energiemärkte und die Rolle der Netzbetreiber“, ECOFYS, 16.3.2015;
„Kosten-Nutzen-Analyse einer Ampellösung für den Strommarkt der Schweiz“, DNV GL, 2.6.2015
„Ausgestaltung Schnittstelle Markt-Netz“, Consentec, 9.7.2015.

2. Definitionen Flexibilitäten

Als Flexibilität wird die Möglichkeit definiert, die Einspeisung ins Netz oder die Entnahme aus dem Netz durch eine Erzeugungs- bzw. Verbrauchseinheit auf Veranlassung durch den Netzbetreiber oder einen anderen Akteur direkt (Steuerung) oder indirekt (Anreize oder Nutzungsbeschränkungen) zu beeinflussen.²

Diese Flexibilität kann kurz- oder langfristig bereitgestellt werden.

Dieses Basiswissendokument beschreibt Flexibilitäten einerseits als Technologien, andererseits als Anwendungen, die in der Lage sind, einen Beitrag zu einem Energieausgleich zu leisten. Unterschieden wird generell zwischen erschlossenen und neuen Flexibilitäten.

Als erschlossene Flexibilitäten gelten sämtliche bekannten und verfügbaren Technologien, welche verbreitet im Gesamtsystem im Einsatz stehen und ihre Funktion unter Beweis gestellt haben. (Siehe auch 4.4)

Als neue Flexibilitäten gelten jene Technologien, die bereits heute vereinzelt verfügbar sind und / oder für die zukünftig ein nutzbringendes Potenzial besteht. Die technologischen Fortschritte im Bereich von Vernetzung und Kommunikation erschliessen unbekannte bzw. bisher ungenutzte Flexibilitätsoptionen. (Siehe auch 4.5)

Flexibilitäten können sowohl «agierend» (Demand Side Management; DSM) als auch «reagierend» (Demand Side Response; DSR) sein. Dabei ist es unerheblich, ob die beteiligten Flexibilitäten (Erzeugungseinheiten, Speicher oder Lasten) zentral oder dezentral in das Gesamtsystem eingebunden sind bzw. gesteuert werden. Kraftwerke sind die klassischen, zentral agierenden sowie reagierenden Flexibilitäten, welche für Systemdienstleistungen (SDL) oder die Momentanreserve genutzt werden können.

² BFE Schlussberichte AG Netzaspekte und AG Marktdesign, Consentec

3. Nutzen und Einsatz von Flexibilitäten

3.1 Nutzen von Flexibilitäten

Flexibilität kann für unterschiedliche Zwecke genutzt werden, die zueinander in einem potenziellen Konkurrenzverhältnis stehen.

Marktdienlich: Bei stark volatilen Marktpreisen können Marktteilnehmer Flexibilitäten einsetzen, um damit Preisspitzen abzufedern. Dabei findet derzeit ein Paradigmenwechsel statt: Während Endverbraucher bislang von Energieversorgungsunternehmen (EVU) passiv zu- oder abgeschaltet wurden, könnten diese neu selbst Preisdifferenzen für sich ausnutzen.

Netzdienlich: Verteilnetzbetreiber können Flexibilitäten nutzen, um lokal kritische Netzsituationen zu entschärfen. Dadurch kann in bestimmten Fällen ein wirtschaftlich ineffizienter Netzausbau vermieden, reduziert oder zeitlich verschoben werden. Beispiele für den netzdienlichen Einsatz von Flexibilitäten sind die Abschaltung dezentraler Produktionsanlagen zur Vermeidung hoher Einspeisespitzen, die netzdienliche Nutzung von Speichern sowie die gesteuerte zeitliche Verschiebung des Verbrauchs durch den Verteilnetzbetreiber, das so genannte Loadshifting, welches durch DSM oder DSR erreicht werden kann. Die Auswirkungen einer netzdienlichen Flexibilitätsnutzung ist lokal begrenzt.

Systemdienlich: Der Übertragungsnetzbetreiber, konkret die nationale Netzgesellschaft Swissgrid, kann Flexibilität zum Erhalt der Systemstabilität nutzen. Für diesen systemdienlichen Einsatz von Flexibilität beteiligen sich typischerweise Marktteilnehmer am Regelenenergiemarkt und geben dort Angebote ab. Der Übertragungsnetzbetreiber, kann diese Ressourcen dann für das Ausregeln des Systems oder für Redispatch-Massnahmen verwenden.

3.2 Einsatz von Flexibilitäten

Auch in zeitlicher Hinsicht unterscheidet sich der Einsatz von Flexibilitäten. Die vertragliche Verpflichtung von Flexibilität für den marktdienlichen Einsatz kann bereits lange vor deren effektiver Aktivierung erfolgen, da es bspw. auf den Terminmärkten möglich ist, die vorhandene Flexibilität zur Absicherung physischer Langfristverträge einzusetzen. Je näher der Lieferzeitpunkt rückt, desto stärker wird üblicherweise die Preisvolatilität auf den Grosshandelsmärkten für Elektrizität einerseits und die Prognosegenauigkeit über kurzfristig abrufbare Flexibilitätspotenziale andererseits. Dadurch erreicht der marktdienliche Einsatz von Flexibilität im kurzfristigen Handel sein höchstes Potenzial.

Die vertragliche Verpflichtung von Flexibilität für den netzdienlichen Einsatz erfolgt üblicherweise im Bereich einiger Tage vor der physischen Elektrizitätslieferung. In diesem Zeitfenster werden die Netzprognosen des Verteilnetzbetreibers zunehmend valider und die Kontrahierung von Flexibilität zwecks Vermeidung bzw. Beseitigung von potenziellen Netzengpässen ist vertretbar.

Für die vertragliche Verpflichtung von Flexibilität für den systemdienlichen Einsatz führt Swissgrid tägliche und wöchentliche Auktionen für Regelenergie durch, die im Bedarfsfall kurzfristig aktiviert werden kann.

4. Technologien und Flexibilitätsanwendungen

4.1 Allgemeines

Zur besseren Verständlichkeit werden die Flexibilitäten nachstehend unter zwei Sichtweisen betrachtet, einerseits als Technologie, andererseits als Anwendung.

Die gegenseitige Abhängigkeit ist in den Übersichtstabellen in Kapitel 4.7 «Vergleich der verschiedenen Flexibilitätsanwendungen» sowie in Kapitel 4.8 «Anwendung der verschiedenen Technologien» dargestellt und zusammengefasst.

4.2 Informations- und Kommunikationstechnik (IKT)

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 Flexibilitäten intelligent und effizient in das Energiesystem einzubinden.

Mit IKT werden beispielsweise dezentrale Flexibilitäten nicht nur erschlossen, sondern auch gepoolt werden. Dadurch können sie als Regelenergie am SDL-Markt angeboten und verkauft werden. Das Potenzial für weitere Anwendungen ist noch nicht ausgeschöpft.

IKT ermöglichen auch genauere Kenntnisse des Netzzustands, eine zentrale Voraussetzung für den netzdienlichen Einsatz von Flexibilitäten im Mittel- und Niederspannungsnetz.

4.3 Grundfunktionen der Technologien

Die betrachteten Flexibilitäten unterscheiden sich in folgenden technischen Fähigkeiten und Merkmalen:

- Leistungsvariation
 - Variable Leistung
 - Vorzeichen (Erzeugung/Verbrauch)
 - Leistungsart (Wirk-/Blindleistung)
- Zeitvariation (Verschieben von Erzeugung und Verbrauch)
- Reaktionsgeschwindigkeit
- Dauer der Einflussnahme (Speicher – Abgabe-/Aufnahmevermögen)

4.4 Technologien für den Einsatz von erschlossenen Flexibilitäten

4.4.1 Tonfrequenz- und Rundsteueranlagen (TRA/RSA)

Tonfrequenz- und Rundsteueranlagen bilden heute das Rückgrat für die Lastverschiebung (Tarifumschaltungen, Freigabe/Sperrung von Verbrauchern, Öffentliche Beleuchtung, etc.) auf Verteilnetzebene. Dies sind klassische Anwendungen von Demand Side Management.

4.4.2 Kraftwerke / Speicherkraftwerke / KWK-Anlagen

Die Technologie der konventionellen Kraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke ist hinreichend bekannt. Die Kraftwerke sind in den etablierten Flexibilitätsmarkt (systemdienlich und marktdienlich) auf Ebene

Übertragungsnetz eingebunden. Pumpspeicherkraftwerke haben in der Regel ein hohes Flexibilitätspotenzial und können – im Gegensatz zu anderen Technologien – grosse Energiemengen aufnehmen. Zur Gruppe der Kraftwerke werden auch die grossen Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK) gezählt (z. B. thermische Kraftwerke mit Wärmeauskopplung).

Die konventionellen Kraftwerke tragen mit ihren grossen, trägen rotierenden Massen zur Erhöhung der Systemträgheit und damit zu Stabilität bei. Wird diese sogenannte Momentanreserve reduziert, so werden Flexibilitäten zur Kompensation benötigt. Die Momentanreserve selbst kann nicht direkt als Flexibilität genutzt werden, da sie nicht steuerbar ist. Der Beitrag der Momentanreserve an die Systemstabilität wird derzeit nicht vergütet.

Mittels IKT können auch Notstromdiesel als Flexibilitäten für Demand Side Management oder Demand Side Response nutzbar gemacht werden. Sie werden bereits heute am SDL-Markt der Übertragungsnetzbetreiberin Swissgrid angeboten.

4.5 Technologien für den Einsatz von neuen Flexibilitäten

4.5.1 Dezentrale Energieerzeugungsanlagen (DEA)

Die vermehrt in das Verteilnetz eingebundenen Dezentralen Energieerzeugungsanlagen (DEA) sind die eigentlichen Auslöser des Wandels in den Flexibilitätsmärkten. Hauptsächlich verursachen dezentrale Energieerzeugungsanlagen heute einen zusätzlichen Bedarf an Flexibilität. Darüber hinaus stellen sie aber auch neue Flexibilitäten auf Verteilnetzebene zur Verfügung, welche system-, netz- und marktdienlich agieren bzw. reagieren können.

Dezentrale Energieerzeugungsanlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien – insbesondere Windkraftanlagen und größere Freiflächen-Solkraftwerke – sowie Batteriespeicher lassen sich bereits heute technisch so ausrüsten, dass sie einen Beitrag zur Momentanreserve leisten.

a) Photovoltaik (PV)

Photovoltaik-Anlagen speisen stochastisch anfallende Energie in das Verteilnetz ein. Die Technologie kann primär nur durch Leistungsabregelung als Flexibilität eingesetzt werden.

b) Kleinwasserkraft

Kleinwasserkraftwerke können grundsätzlich als Flexibilitäten eingesetzt werden. Dazu sind jedoch zusätzliche Steuerungs- und Regelsysteme notwendig.

c) Windkraftanlagen

Windkraftanlagen speisen stochastisch anfallende Energie in das Verteilnetz ein. Die Technologie kann primär nur durch Leistungsabregelung als Flexibilität eingesetzt werden.

d) Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

Es drängen zunehmend Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen für den Einsatz in Einfamilienhäusern, Wohngebäuden, kleineren Gewerbebetrieben und Hotels auf den Markt. Diese können als Flexibilitäten eingesetzt werden.

4.5.2 Speicher

a) Stationäre Batteriespeicher

Die Technologie erfährt derzeit einen stark wachsenden Einsatz in Verbindung mit Photovoltaik-Anlagen und Eigenverbrauchsoptimierung. Die Etablierung der stationären Batteriespeicher hängt einerseits von der Entwicklung der Batterietechnologie und deren Kosten, andererseits von der Entwicklung der Märkte für Flexibilität sowie der Netznutzungsprodukte ab.

b) Mobile Batteriespeicher

Die erwartete Kostendegression der Batteriespeicher ist eng verknüpft mit dem Eintritt der Elektromobilität in den Massenmarkt. Durch Skaleneffekte könnten die Batteriepreise ähnlich stark sinkende Kosten erleben wie die Photovoltaik. Während des Ladevorganges durch das Stromnetz können Fahrzeugbatterien prinzipiell die gleichen Funktionen erfüllen wie stationäre Batterien. Aufgrund ihrer nur beschränkten Verfügbarkeit sowie technischer und wirtschaftlicher Hürden dürfte aber der Hauptnutzen auch in mittlerer Frist eher in der Verschiebung des Ladevorganges in Niedrigpreiszeitfenster und in der Modulation der Ladeleistung zur Eigenverbrauchsoptimierung liegen als in der Rückspeisung in das Netz (Vehicle-to-Grid-Konzept).

c) Druckluftspeicher

Elektrische Energie kann in Form von komprimierter Luft gespeichert werden. Der Prozess ist reversibel. Wenn mehr Strom produziert als verbraucht wird, wird mit der überschüssigen Energie Luft unter Druck in einen Speicher gepumpt; bei Strombedarf wird mit der Druckluft in einer Gasturbine Strom produziert. Spezielle Systeme erreichen gute Wirkungsgrade. Bisher werden weltweit allerdings erst wenige Speicherkraftwerke dieses Typs betrieben. Die Etablierung hängt auch hier von der Entwicklung der Technologie und deren Kosten ab.

4.5.3 Hybridsysteme (konvergierende Systeme)

Mit diesen Technologien können Energieträger ineinander umgewandelt und unterschiedliche Energienetze miteinander verbunden werden («konvergierende Netze», z. B. Power-to-Heat, Power-to-Gas, etc.).

Werden signifikante technologische Fortschritte im Bereich von hybriden Systemen erzielt. So können diese für die Bereitstellung von Flexibilität genutzt werden. Vor allem in Phasen von Stromproduktionsüberschüssen dienen sie als zuschaltbare Lasten. Aber auch die gezielte Rückumwandlung in Strom ist bei einigen Technologien möglich.

4.6 Flexibilitätsanwendungen

Als Ergänzung zu den zuvor beschriebenen Technologien werden nachstehend bestimmte Anwendungen erläutert, die Flexibilitäten zur Verfügung stellen können.

4.6.1 Demand Side Management (DSM)

Unter Demand Side Management wird die direkte Beeinflussung des Leistungsbezugs eines Endverbrauchers oder des Leistungsdargebots eines dezentralen Erzeugers durch den Netzbetreiber oder andere Akteure verstanden, ohne dass der Endverbraucher im konkreten Einzelfall zustimmt. Dabei wird die Verbrauchs- bzw. die dezentrale Erzeugungsseite durch Steuerimpulse einer zentralen Instanz (z.B. Rundsteuerung) beeinflusst. Die Steuerhoheit liegt somit nicht beim Endverbraucher sondern beispielsweise beim Netzbetreiber oder beim Lieferanten.

a) Einspeisemanagement

Einspeisemanagement kann als spezifische Form von Demand Side Management betrachtet werden. Es bezieht sich auf die netzdienliche Steuerung der Einspeisung von Kraftwerken und dezentralen Energieerzeugungsanlagen (DEA), beispielsweise zur Abregelung von fluktuierender Erzeugung bei geringer Netzkapazität.

b) Redispatching

Kapazitätsengpässe im Übertragungsnetz führen dazu, dass Kraftwerke mit niedrigeren Kosten vor einem Netzengpass abgeregelt und dafür teurere Kraftwerke nach dem Engpasse hochgefahren werden müssen, um das Gesamtsystem stabil zu halten. Die dabei entstehenden Kosten werden auf das Netzentgelt übergewälzt. Dieser Einsatz von Flexibilitäten ist damit systemdienlich.

c) Virtual Power Plant (VPP)

Unter Virtual Power Plants versteht man die intelligente Vernetzung von räumlich verteilten dezentralen Energieerzeugungsanlagen (DEA) und ggf. Verbrauchern sowie Energiespeichern zu einem steuerbaren Verbund. Dadurch können die Kapazitäten gebündelt markt- und systemdienlich eingesetzt werden. Virtual Power Plants finden im Regelernergie- und Grosshandelsmarkt Anwendung.

4.6.2 Demand Side Response (DSR)

Unter Demand Side Response wird die Beeinflussung des Verbraucher- oder dezentralen Erzeugerverhaltens mittels zumeist monetären Anreizen (z. B. zeitabhängigem Tarif) verstanden. Voraussetzung für ein funktionierendes Demand Side Response ist eine Reaktion des Endverbrauchers (Preiselastizität). Die Verbrauchs- bzw. die dezentrale Erzeugungsseite erhält Preissignale von einer zentralen Instanz (z.B. Energielieferant, Verteilnetzbetreiber, Aggregator) und kann darauf reagieren. Somit liegt die Steuerhoheit auf Endverbraucherseite.

4.7 Vergleich der verschiedenen Flexibilitätsanwendungen

Anwendung ³	Aktuell	Künftig	Voraussetzungen	Potenzialabschätzung	Chancen und Risiken
DSM Demand Side Management – Allgemein	<ul style="list-style-type: none"> – Zentrale Stelle steuert (TRA, RSA) 	<ul style="list-style-type: none"> – Mischmodelle mit teilweise dezentralen (autonomen) Steuergrössen 	<ul style="list-style-type: none"> – Kostengünstige Kommunikation – zentrale Intelligenz – zukünftige neue Tarifmodelle 	<ul style="list-style-type: none"> – TRA, RSA bereits gut eingesetzt – Potenzial steuerbarer Anwendungen vorhanden 	<ul style="list-style-type: none"> – Akzeptanz beim Kunden abhängig vom Tarifmodell – Komplexität und Verwundbarkeit bei zentraler Steuerung
DSM – Einspeise- management	<ul style="list-style-type: none"> – In CH noch keine gesetzliche Grundlage – Noch keine Regelung für eine allfällige Entschädigung – bisher nur teilweise fixe Abregelung 	<ul style="list-style-type: none"> – dynamische Regelungen sinnvoll (maximale Energieproduktion bei laufender Berücksichtigung der Netzsituation) – Quartiere autonom vor Ort geregelt 	<ul style="list-style-type: none"> – DEA mit Steuerungseinheiten 	<ul style="list-style-type: none"> – Potenzial gross aber noch nicht erschlossen – Durch starken Zubau von DEA, vor allem PV-Anlagen, wächst auch das Potenzial abschaltbarer Erzeuger 	<ul style="list-style-type: none"> – Mess- und Regelanrichtungen, sorgen selbständig für stabile Verhältnisse in ganzen Netzsträngen – Vermeidung von unwirtschaftlichem Netzausbau
DSM – VPP Virtuell Power Plant	<ul style="list-style-type: none"> – Aggregatoren bieten bereits Produkte an 	<ul style="list-style-type: none"> – Dynamische Virtuelle Kraftwerke (DVPP) zur Bündelung der Flexibilitäten für den Handel an Energiemärkten 	<ul style="list-style-type: none"> – Kostengünstige Kommunikation 	<ul style="list-style-type: none"> – Potenzial gross aber noch nicht erschlossen 	<ul style="list-style-type: none"> – benötigt einige Schnittstellen (intern und extern) – kurzfristig hohe Prognosegenauigkeit ermöglicht hohe Flexibilität – VPP ergänzen konventionelle Kraftwerke – Tiefe Preise können Implementierung VPP unwirtschaftlich machen
DSR Demand Side Response	<ul style="list-style-type: none"> – HT und NT - Tarife setzen bereits monetäre Anreize für die Beeinflussung des Verbraucherverhaltens 	<ul style="list-style-type: none"> – Verfeinerte tarifliche Anreize (stärker nach Zeit und Bedeutung differenziert) 	<ul style="list-style-type: none"> – Kostengünstige Kommunikation – teilweise dezentrale Intelligenz – neue Tarifmodelle – Dynamische Tarife 	<ul style="list-style-type: none"> – Grosses Potenzial für netzdienliche Nutzung 	<ul style="list-style-type: none"> – individuelle Reaktion unsicher – Gesamtreaktion mit statistischen Instrumenten prognostizierbar (da Schwarmverhalten)

Tabelle 1: Vergleich der verschiedenen Flexibilitätsanwendungen

³ Die Flexibilitätsanwendung «Redispatching» wird vom Übertragungsnetzbetreiber eingesetzt und in diesem Dokument nicht weiter ausgeführt.

4.8 Anwendung der verschiedenen Technologien

Grundsätzlich sind aus heutiger Sicht die nachstehend aufgeführten Kombinationen von Technologien und Anwendungen möglich.

Technologien	Anwendung			
	DSM	Einspeise- manage- ment	VPP	DSR
Tonfrequenz Rundsteueranlagen TRA/RSA	x	x		
Kraftwerke		x	x	
DEA	x	x	x	x
Speicher	x	x	x	x
Hybridsysteme	x	x	x	x

Tabelle 2: Anwendung der verschiedenen Technologien

5. Marktakteure und Rollen

Alle Flexibilitätsanbieter sollen prinzipiell das Recht haben, Flexibilität selber zu nutzen bzw. zu vermarkten. Ein solches Recht kann aber dann beschränkt werden, wenn damit Kosten 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 Flexibilitäten 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 Flexibilitäten im Verteilnetz kann daher eine stärkere Koordination zwischen den Akteuren nötig werden. Im Folgenden werden die Marktakteure und deren Rollen vorgestellt.

a) 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 Flexibilitäten 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.

b) 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 Flexibilitäten. Zudem stellt der VNB sicher, dass ein system- oder marktdienlicher Flexibilitätseinsatz die Netzstabilität nicht gefährdet.

c) Endverbraucher

Endverbraucher können unter Erfüllung technischer und organisatorischer Anforderungsbedingungen als Anbieter von Flexibilitäten auftreten.

d) Produzent

Produzenten können unter Erfüllung technischer und organisatorischer Anforderungsbedingungen als Anbieter von Flexibilitäten auftreten.

e) 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.

f) Lieferant

Lieferanten können unter Erfüllung technischer und organisatorischer Anforderungsbedingungen als Nachfrager von Flexibilitäten auftreten.

6. Koordination

Der Einsatz von Flexibilität kann gegenläufig sein. Beispielsweise kann Flexibilität, die zur Abfederung von Preisspitzen genutzt wird, in einem örtlichen Verteilnetz zur Verhinderung eines Engpasses (Überlastung oder Spannungsverletzung) fehlen oder gar zu einem Engpass führen. Daher ist eine Koordination zwischen markt-, netz- und systemdienlichem Flexibilitätseinsatz nötig.

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 Redispatchings 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 Ampelmodell (Studie ECOFYS für BFE 16.3.2015), welches die Beschaffung von Flexibilitäten auf lokalen Märkten vorsieht. 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. (Gutachten DNV GL für BFE 2.6.2015).

Der darauffolgende Vorschlag (Studie Consentec für BFE 9.7.2015) sieht die Einführung eines Koordinationsmodells erst bei Bedarf vor und will die Ausgestaltung soweit wie möglich dem VNB überlassen. Je nach Konstellation werden folgende Grundvarianten vorgeschlagen:

- *Echtzeit-Engpassbeseitigung*: Zur Echtzeitbeseitigung von Engpässen können nur solche Flexibilitäten 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 Flexibilitäten eingesetzt werden, 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 können, braucht es eine Rückfallebene, zum Beispiel in Form einer Echtzeit-Engpassbeseitigung.
- *Engpassbewirtschaftung*: Falls Engpässe hauptsächlich durch den Einsatz von Flexibilitäten ausgelöst werden und nur durch Änderungen im Einsatz dieser Flexibilitäten behoben werden können, so sollte der Verteilnetzbetreiber die Möglichkeit haben, die Flexibilitäten durch Einsatzbeschränkungen so zu begrenzen, dass keine Engpässe mehr auftreten können. Dies führt allerdings zu Ertragseinbussen der Flexibilitätsanbieter, weshalb sichergestellt werden muss, dass Engpassbewirtschaftung nur im Notfall eingesetzt wird. Daneben müssen die Ertragseinbussen 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.

7. Vergütungssysteme

Grundsätze zu Vergütungssystemen von Flexibilitäten wurden in den vorstehenden Koordinationsmodellen bereits angedeutet.

Derzeit ist allerdings noch nicht erkennbar, wie ein Markt für Flexibilitäten in der Schweiz konkret aussehen könnte. Da mögliche Vergütungssysteme stark von der Ausgestaltung eines solchen Marktes abhängen, ist es zum jetzigen Zeitpunkt schwierig, Aussagen über solche Vergütungen zu treffen.

8. Fazit

Der Umbau des Energiesystems, die zunehmende Dezentralisierung der Energieversorgung und die Einbindung dieser dezentralen Energieerzeugungsanlagen ins Energiesystem bedingen den Um- und Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze. Insbesondere führen diese Entwicklungen auch zu einem erhöhten Bedarf an Flexibilität innerhalb des Energiesystems. Die Nutzung von Flexibilitäten befindet sich damit in einem fundamentalen Wandel.

Die bewährten Technologien für den Einsatz von Flexibilitäten wie Rundsteueranlagen und Pumpspeicherwerke werden ergänzt durch neue Technologien wie dezentrale Speicher, die bisher nur vereinzelt im Einsatz standen. Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) bieten dafür die Grundlage. Diese neuen Technologien ermöglichen Flexibilitätsanwendungen wie Demand Side Management oder Demand Side Response, für die ein viel versprechendes Potenzial besteht, um einen Beitrag zu einem Energieausgleich zu leisten. Diese neuen Flexibilitäten und Anwendungen führen dazu, dass traditionelle Rollen sich ändern können – beispielsweise können bisher passive Endverbraucher zu Akteuren auf dem Strommarkt werden.

Die Flexibilitäten können für unterschiedliche Zwecke genutzt werden. Ihr Einsatz kann markt-, netz- oder systemdienlich erfolgen. Da diese unterschiedlichen Einsatzmöglichkeiten in einem Konkurrenzverhältnis zueinander stehen, braucht es Koordinationsmodelle, welche die geeignete und effiziente Allokation der unterschiedlichen Flexibilitäten sicherstellen. Insbesondere muss für die optimale Nutzung der Flexibilitäten bestimmt werden, welcher Marktakteur in welchem Fall und unter welchen Bedingungen darüber verfügen kann. Zur Diskussion stehen verschiedene Koordinationsmodelle. Zur Bewertung der Praxistauglichkeit fehlen aber selbst auf internationaler Ebene noch die Erfahrungswerte.

Zusammensetzung VSE AG Flexibilitäten

- Joachim Bagemihl, Alpiq
- Peter Esslinger / Kristin Reichhardt, BKW
- Thomas Hostettler, Swisssolar
- André Hurni, CKW
- Arthur Jansen / Holger Liske, Swissgrid
- David Lehnen, Axpo
- Gerhard Meier, LKW
- Men Rauch, Repower
- Giovanni Romeo, IB Wohlen
- Stephan Suter, IWB
- Tobias Wildi, KWO
- Hansjörg Holenstein, VSE