



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und
Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Abteilung Energiewirtschaft

Bericht vom 17 Oktober 2016

Praktische Aspekte bei der Ausgestaltung der Schnittstelle Markt-Netz im Verteilnetz



Datum: 17. Oktober 2016

Ort: Bern

Auftraggeberin:

Bundesamt für Energie BFE
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Auftragnehmer/in:

Frontier Economics Ltd
Kranhaus / Mitte Im Zollhafen 24
D-50678 Köln

Autor/in:

Matthias Janssen, Frontier Economics, matthias.janssen@frontier-economics.com
Jens Perner, Frontier Economics, jens.perner@frontier-economics.com

Julian Lichtinghagen, IAEW, RWTH Aachen, jl@iaew.rwth-aachen.de
Sieberichs Marius, IAEW, RWTH-Aachen, ms@iaew.rwth-aachen.de

BFE-Bereichsleitung: Florian Kämpfer, florian.kaempfer@bfe.admin.ch
BFE-Vertragsnummer: SI/200250-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Bundesamt für Energie BFE

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen; Postadresse: CH-3003 Bern
Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch

PRAKTISCHE ASPEKTE BEI DER AUSGESTALTUNG DER SCHNITTSTELLE MARKT-NETZ IM VERTEILNETZ

Bericht für das Bundesamt für Energie (BFE)

Oktober 2016



Frontier Economics Ltd ist Teil des Frontier Economics Netzwerks, welches aus zwei unabhängigen Firmen in Europa (Frontier Economics Ltd, mit Büros in Brüssel, Dublin, Köln, London & Madrid) und Australien (Frontier Economics Pty Ltd, mit Büros in Melbourne & Sydney) besteht. Beide Firmen sind in unabhängigem Besitz und Management, und rechtliche Verpflichtungen einer Firma erlegen keine Verpflichtungen auf die andere Firma des Netzwerks. Alle im hier vorliegenden Dokument geäußerten Meinungen sind die Meinungen von Frontier Economics Ltd.

INHALT

Abkürzungsverzeichnis	1
Zusammenfassung	2
Résumé	12
1 Einleitung	23
1.1 Hintergrund der Studie	23
1.2 Zielsetzung der Studie	26
1.3 Ansatz und Aufbau der Studie	30
2 Formen der Koordination und deren Entwicklung im Zeitverlauf	32
2.1 Koordinationsmodelle bei Consentec	32
2.2 Weitere Präzisierung der Koordinationsmodelle	34
2.3 Zeitliche Einordnung in das sich entwickelnde Markt- und Regulierungsumfeld	41
3 Zugriffsrecht auf Flexibilität für Verteilnetzbetreiber	45
3.1 Empfehlung I: Ermächtigung & Anreiz zur netzdienlichen Nutzung von Flexibilität	46
3.2 Empfehlung II: Nach Möglichkeit wettbewerbliche Beschaffung von Flexibilität	50
3.3 Empfehlung III: Ökonomische Anreize für Bereitstellung verbrauchsseitiger Flexibilität	56
3.4 Empfehlung IV: Limitierte pauschale Zugriffsrechte für VNB auf erzeugungsseitige Flexibilität	62
4 Vergütung von netzdienlicher Flexibilitätsnutzung	67
4.1 Empfehlung V: Regulatorische Einbettung für verbrauchsseitige Flexibilitätsvergütung	67
4.2 Empfehlung VI: Leitfäden für angemessene Vergütung von erzeugungsseitiger Flexibilität	69
5 Nicht-Diskriminierung und Transparenz	73
5.1 Empfehlung VII: Massnahmen zur Vermeidung von Wettbewerbs-Beeinträchtigung und Quersubventionierung	73
5.2 Empfehlung VIII: Sicherstellung von Transparenz & regelmässigem Monitoring	75
Literaturverzeichnis	77

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbaren Energien Gesetz (in Deutschland)
KM	Koordinationsmodell
StromVG	Stromversorgungsgesetz
StromVV	Stromversorgungsverordnung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VIU	Vertikal integriertes Unternehmen
VNB	Verteilnetzbetreiber

ZUSAMMENFASSUNG

Hintergrund: Zunehmender Koordinationsbedarf im Verteilnetz zu erwarten

Zukünftig durch Transformation des Stromsektors vermehrt Netzengpässe im Verteilnetz

In den kommenden Jahren wird der Stromsektor in der Schweiz – wie auch in einer Vielzahl anderer Länder – einen grundlegenden Transformationsprozess durchlaufen. Zukünftig ist eine deutlich steigende Anzahl von Erzeugungsanlagen auf Basis von Erneuerbaren Energien sowie eine zunehmende Durchdringung von neuartigen Letztverbrauchern, wie beispielsweise Elektroautos zu erwarten. Zudem ermöglicht die zunehmende Digitalisierung der Energieversorgung eine situationsabhängige Steuerung von Netzkomponenten und Netznutzern. Dadurch entwickelt sich die Struktur der Stromversorgung weg von der traditionellen „Einbahnstrassen“-Versorgung mit Stromdurchleitung vom Grosskraftwerk bis zum Letztverbraucher, hin zu einer wesentlich kleinteiligeren Energielandschaft mit zeitweise erheblichen Einspeisungen aus dezentralen Erzeugungsanlagen im Verteilnetz und deutlich weniger systematischen Stromverbrauchsmustern.

Es ist zu erwarten, dass es hierdurch vermehrt zu Netzengpässen vor allem im Verteilnetz kommen wird. Zur Behebung oder Vermeidung der Engpässe können Netzbetreiber auf konventionellen Netzausbau zurückgreifen (d.h. Netzoptimierung, Netzverstärkung und Bau neuer Leitungen) oder alternativ Flexibilitäten der Netznutzer nutzen, um Engpässe in kürzerer Zeit und/oder kostengünstiger zu beheben. Als Flexibilität ist dabei die Möglichkeit zu verstehen, die Wirkleistungseinspeisung in das Netz oder die Wirkleistungsentnahme aus dem Netz durch eine Erzeugungs- bzw. Verbrauchseinheit auf Veranlassung durch den Netzbetreiber oder einen anderen Akteur direkt zu steuern oder indirekt – das heisst durch Anreize oder Nutzungsbeschränkungen – zu beeinflussen.

Netzdienliche Flexibilitätsnutzung ruft Nutzungskonflikte und Koordinationsbedarf hervor

Die Behebung von Netzengpässen ist nicht die einzige Nutzungsmöglichkeit für die genannten Flexibilitäten. Im Wesentlichen stehen drei mögliche Nutzungen zur Verfügung:

- **Eigennutzung** – Die Flexibilitätsquelle (z.B. ein Wasser-Boiler) kann derart gesteuert werden, dass sie den Bedürfnissen des Eigentümers bzw. Betreibers exakt entspricht.
- **Marktdienliche Nutzung** – Die Flexibilitätsquelle kann so gesteuert werden, dass sie dem Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch im System dient, wodurch der Eigentümer bzw. Betreiber Markterlöse erzielen kann, zum Beispiel im Grosshandelsmarkt oder im Regelleistungsmarkt. Diese

Markterlöse kompensieren für denkbare Nutzeneinbussen - d.h. für Einschränkungen durch Abweichungen der Anlagen-Fahrweise gegenüber der unter Eigennutzung genannten optimalen Fahrweise.

- **Netzdienliche Nutzung** – Letztlich kann Flexibilität, wie einleitend erläutert, auch durch den Übertragungs- oder Verteilnetzbetreiber (VNB) genutzt werden, beispielsweise um Netzengpässe im Verteilnetz oder in vorgelagerten Netzebenen zu beheben bzw. zu vermeiden (Anreize für eine Behebung von Netzengpässen auf vorgelagerten Ebenen bestehen dabei durch die Basierung der Netznutzungsentgelte für vorgelagerte Netzebenen auf die Spitzenlast im eigenen Netz). Da der Bedarf der Netzbetreiber für netzdienliche Netznutzung zeitlich nicht zwingend mit dem Bedarf gemäss Eigennutzung bzw. der marktdienlichen Nutzung zusammenfällt, ergeben sich für den Flexibilitätseigentümer durch die netzdienliche Flexibilitätsnutzung des Netzbetreibers Nutzen- bzw. Erlöseinbussen (sogenannte „Opportunitätskosten“).

Vor diesem Hintergrund ergeben sich an der Schnittstelle zwischen Markt und Netz neue Nutzungskonflikte und entsprechend Koordinationsanforderungen, die in den „traditionellen“ Energiesystemen mit wenig dezentraler Stromerzeugung und dezentraler Flexibilität nicht existierten.

Notfallmassnahmen von Koordinationsmodellen nicht betroffen

Diese Studie beschränkt sich dabei auf die Koordination in Zeiten ausserhalb von Notfallsituationen. Hiervon unbenommen behält der Netzbetreiber jegliche Zugriffsrechte im Fall einer Gefährdung der System- beziehungsweise der Netzsicherheit (sogenannte Notfallsituationen und -Massnahmen).

Notfallsituationen können als Situationen definiert werden in denen die Zuverlässigkeit oder Sicherheit des Elektrizitätsversorgungssystems nur unter zu Hilfenahme besonderer Massnahmen gewährleistet werden kann (z.B. Lastabwurf). Solche Notfallsituationen können zum Beispiel durch den gleichzeitigen Ausfall mehrerer Betriebsmittel entstehen. In diesen Situationen sollte der Netzbetreiber das Recht haben sämtliche Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen den Erfordernissen eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs anzupassen. Für die im Rahmen einer Notfallsituation durchgeführten Massnahmen entsteht keine Entschädigungs- oder Vergütungspflicht.

Studie setzt auf Vorarbeit zum Thema Koordination Markt/Netz auf

Im Schweizer Kontext wurden bereits einige Studien zu Verteilnetzen, Smart Grids sowie der Koordination von Markt und Netz bearbeitet. Die wesentliche Vorarbeit zu dieser Studie ist die von BFE beauftragte und von Consentec 2015 bearbeitete Studie „Koordination von Markt und Netz – Ausgestaltung der Schnittstelle“. Im Rahmen der Consentec-Studie wurden drei mögliche Koordinationsmodelle (KM) erarbeitet, die in der vorliegenden Studie weiter präzisiert werden:

- Im Falle der **Engpassbeseitigung** (KM 1 und 2) setzen Netzbetreiber Flexibilitäten gegen **Zahlung einer Vergütung** ein, um einen Netzengpass zu beheben. Dabei wird unterschieden:
 - **KM 1** sieht eine Engpassbeseitigung nur im unmittelbaren Echtzeitbetrieb des Netzes vor. Dabei greift der VNB nur auf Massnahmen zurück, die entweder durch gesetzliche Regelungen (KM 1a) oder durch eine vorherige rahmenvertragliche Vereinbarung mit Marktteilnehmern (KM 1b) genutzt werden können. Als **Beispiel für die Umsetzung von KM 1a dient der Einsatz des Einspeisemanagements (EinsMan) durch VNB in Deutschland**. Beim EinsMan werden fernsteuerbare EE-Anlagen auf Basis einer gesetzlichen Eingriffsermächtigung des VNB ohne Vorankündigung, jedoch gegen finanzielle Kompensation, vom Anschluss-Netzbetreiber abgeregelt.
 - **KM 2** sieht vor, dass zur Engpassbeseitigung auch Flexibilitätsoptionen eingesetzt werden, die eine vorherige kurzfristige Abstimmung mit Marktteilnehmern erfordern, d.h. bei denen der tatsächliche Flexibilitätsabruf in jedem Einzelfall **wettbewerblich beschafft** werden. Dies setzt **eine vorausschauende Engpassvorhersage** voraus.
- **KM 3** beruht im Gegensatz zu den Modellen 1 und 2 auf der sogenannten „**Engpassbewirtschaftung**“. Hierbei wird die im Rahmen einer vorausschauenden Engpassvorhersage ermittelte verfügbare Kapazität bewirtschaftet,
 - indem Flexibilitätsanbietern Grenzen für den Flexibilitätseinsatz auferlegt werden (als „**Rationierung**“ bezeichnet); oder
 - die Möglichkeit eröffnet wird, sich Rechte zur (ggf. anteiligen) Nutzung der begrenzten Netzkapazität zu sichern (als „**Buchung**“ bezeichnet).

Der entscheidende Unterschied zu den beiden Modellen der Engpassbeseitigung besteht darin, dass im KM 3 **keine Vergütung** vom Netzbetreiber an die Flexibilitätsanbieter zu bezahlen ist.¹

Zielsetzung: Konkretisierung von Empfehlungen zur Koordination von Markt & Netz zur Revision des StromVG

Consentec kommt zu dem Schluss, dass die jeweilige Eignung der drei KM von der in einem Netz oder Netzabschnitt vorherrschenden Fallkonstellation abhängt, und es demzufolge nicht sinnvoll sei, ein bestimmtes KM für alle Anwendungsfälle verpflichtend einzuführen. Ebenso wenig sei der prinzipielle Verzicht auf eines der KM sinnvoll. Im Hinblick auf kurz- bis mittelfristigen politischen und regulatorischen Handlungsbedarf kommen die Autoren zu dem Schluss, dass zunächst grundsätzliche Voraussetzungen für die Flexibilitätsnutzung durch VNB sowie die Einführung von KM wie auch für die erforderliche behördliche Aufsicht und die Netzkostenregulierung geschaffen werden sollten. Im Rahmen dessen könne es gemäss der Autoren „*erforderlich sein, etwas grundsätzlicher [...] darüber zu diskutieren, ob und inwieweit Netze*

¹ Im Fall eines „Buchungsmodells“ – in etwa analog zu Versteigerung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten – fielen im Gegenteil sogar Erlöse beim VNB an.

für eine möglichst unbeschränkte Flexibilitätsnutzung ggf. auch ausgebaut werden sollten oder ob die Flexibilitätsnutzung auf das im bestehenden Netz realisierbare Mass beschränkt werden sollte“ („Paradigmenfrage“, S. 112).

Die vorliegende Studie setzt an diesen Fragestellungen an. Auf Basis einer vertieften Analyse werden

- die bisher diskutierten KM kritisch überprüft und diskutiert, insbesondere mit Blick auf die oben erläuterte „Paradigmenfrage“; und
- organisatorische sowie regulatorische Aspekte in der Umsetzung der Koordination zwischen Netzbetreibern und Marktakteuren beleuchtet.

Im Ergebnis werden Handlungsempfehlungen sowohl für die grundsätzlichen Fragen als auch für organisatorische und regulatorische Aspekte abgeleitet.

Im Sinne des im Stromversorgungsgesetz (StromVG) verankerten Kooperations- und Subsidiaritätsprinzips fokussieren Handlungsempfehlungen dabei auf diejenigen Aspekte, welche auf hoheitlicher Ebene festgelegt werden sollten. Zudem konzentriert sich die Studie auf Empfehlungen in dem Detailgrad, der für eine Festsetzung im Rahmen der derzeit anstehenden Revision des StromVG erforderlich ist.

Weitergehende Umsetzungsfragen – z.B. bezüglich der Bestimmung des angemessenen Masses von Zugriffsrechten für VNB oder bezüglich der Ausgestaltung der Regulierung der Vergütung von netzdienlicher Flexibilitätsnutzung – werden im Rahmen der Studie untersucht und Vor- und Nachteile verschiedener Ausgestaltungsformen erläutert. Für die konkrete Ausarbeitung von Detailregelungen für die Praxis wird auf nachgeordnete Ebenen wie z.B. die StromVV, Bestimmungen durch die Regulierungsbehörde ECom oder Branchen-Richtlinien verwiesen. Auf diese Weise kann der Komplexität der Materie und der Diversität der Betroffenheit der Stakeholder Rechnung getragen werden, und zudem sichergestellt werden, dass die Expertise von Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB), VNB, Stromerzeugern, Letztverbrauchern sowie Aggregatoren Eingang in die Erarbeitung entsprechender Praxisregeln findet.

Zielkriterien zur Ableitung von Handlungsempfehlungen

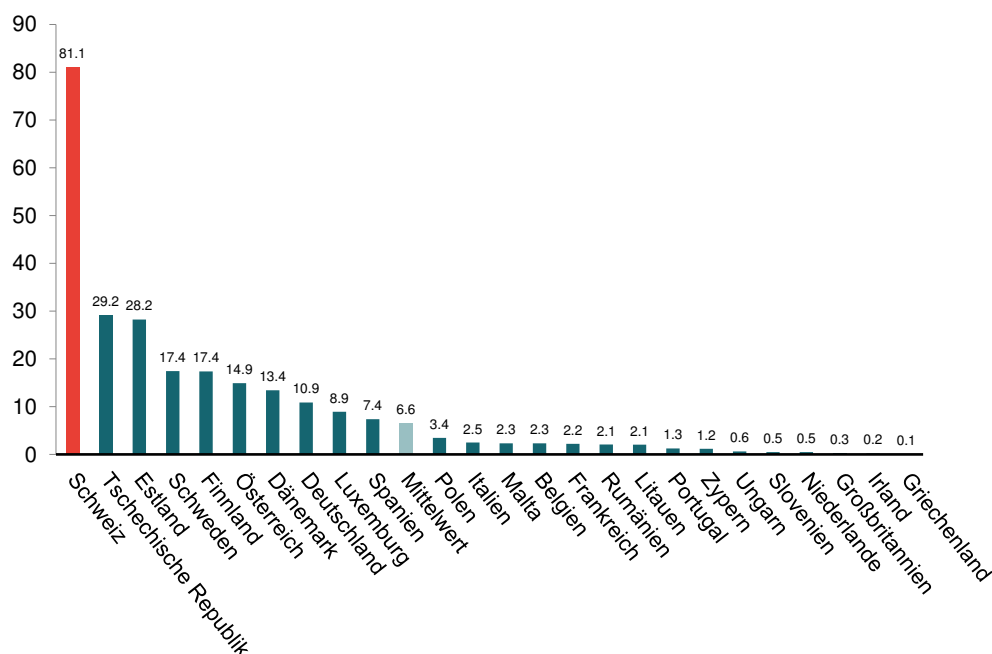
Bei der Beurteilung der Handlungsoptionen bezüglich der KM bzw. deren Ausgestaltung legen wir die folgenden Zielkriterien zugrunde:

- **Statische Effizienz** – Erfordert, dass das vorhandene Netz in jeder Situation durch die Netznutzer genutzt wird, welche den grössten Nutzen davon haben bzw. für welche eine Nutzungsbeschränkung die grössten Einbussen/Kosten bedeuten würde.
- **Dynamische Effizienz** – Erfordert, dass Entscheidungen über Investitionen in das Netz bzw. die Erschliessung von Flexibilität jeweils so getroffen werden, dass der investierte Schweizer Franken die grösste Netznutzung ermöglicht.
- **Diskriminierungsfreiheit und Kostengerechtigkeit** – Die Regelungen sollten die Diskriminierungsfreiheit des Netzzugangs sowie des Zugangs zu

Flexibilitäten sicherstellen. Soweit der Markt für Wettbewerb geöffnet ist, sollte dieser durch die KM nicht oder möglichst wenig verzerrt werden.

- **Regulatorischer Aufwand, Transparenz & Einfachheit** – Bei der Ausgestaltung des Regelwerkes ist zu berücksichtigen, dass das beabsichtigte Anreizsystem mit vertretbarem Aufwand zu implementieren und überwachen ist. Dies ist in der Schweiz von besonderer Relevanz, da die Schweiz über eine im internationalen Vergleich – insbesondere im Verhältnis zur Grösse des Landes – ausserordentlich grosse Anzahl von 700 VNB verfügt (**Abbildung 1**). Eine aufwändige regulatorische Prüfung und Abwägung von Einzelmassnahmen ist entsprechend nicht möglich.
- **Verteilungswirkungen** – Bei einer potenziellen Umstellung des Regelwerks ist zu berücksichtigen, wie sich die Regelungen auf einzelne Akteure bzw. Akteursgruppierungen auswirken.

Abbildung 1. Anzahl VNB pro 1 Million Einwohnern in EU-Ländern und in der Schweiz



Quelle: Frontier/IAEW basierend auf CEER (2013), Swissgrid (2015) und Eurostat (2016).

Differenzierung im Zeitverlauf, Fokus der Studie auf zeitnah umsetzbare Empfehlungen

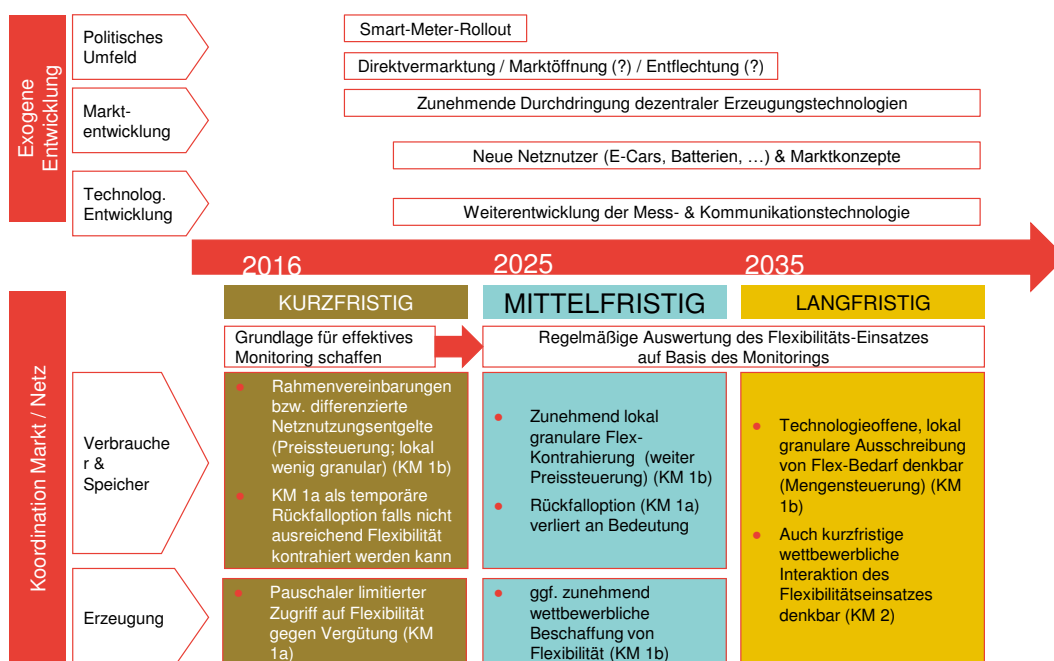
Auf welche Weise die Schnittstelle Markt / Netz im Verteilnetz zukünftig sinnvoll zu koordinieren ist, hängt von einer Vielzahl politischer, marktlicher und technologischer Entwicklungen ab, welche heute grösstenteils nur sehr begrenzt absehbar sind. Entsprechend wichtig ist es, bereits zeitnah einen funktionsfähigen Monitoringprozess zu initiieren, auf Basis dessen zukünftige Entwicklungen und deren Implikationen regelmässig ausgewertet werden können.

Es erscheint sinnvoll, zunächst mit vergleichsweise einfachen, pauschalisierten Ansätzen der Koordination zu starten. Mit zunehmender Entwicklung und

Durchdringung technischer Mess- und Kommunikationsinfrastruktur (z.B. 80% Smart Meter Rollout bis 2025) sowie zunehmender Durchdringung von dezentraler Erzeugung und neuer Verbrauchs- und Speicheranwendungen kann es sinnvoll sein, komplexere und passgenauere Koordinationsformen zu wählen.

Auf Basis heutiger Informationen ist beispielsweise denkbar, bei steigenden Anbieterzahlen für verbrauchs- und erzeugungsseitige Flexibilität zukünftig Flexibilität zunehmend lokal granular zu beschaffen (z.B. für bestimmte Engpassregionen statt für gesamte Netzgebiete) oder von einer Preissteuerung umzustellen auf eine Mengensteuerung, bei welcher konkrete Flexibilitätsbedarfe ausgeschrieben werden, und sich Flexibilitätsanbieter über Preisgebote für einen Zuschlag bewerben können. Eine mögliche zeitliche Entwicklung illustriert **Abbildung 2**.

Abbildung 2. Zeitliche Entwicklung der Koordination Markt / Netz (exemplarisch)



Quelle: Frontier / IAEW

Handlungsempfehlungen

Als Ergebnis der Analysen und Diskussionen im Rahmen dieser Studie ergeben sich die nachfolgenden Handlungsempfehlungen.

Empfehlungen bezüglich des Zugriffsrechts auf Flexibilität für VNB

- **Empfehlung I – Netzbetreiber sollten ermächtigt und beanreizt werden, nutzerseitige Flexibilität netzdienlich einzusetzen**, um die Gesamtkosten im Netz zu minimieren. Hierzu bedarf es
 - einer expliziten Verankerung im StromVG, welche VNB ermächtigt, durch netzdienlichen Flexibilitäts-Einsatz anfallende Kosten im Grundsatz **bei der**

Netzentgeltberechnung in Ansatz zu bringen (Anrechenbarkeit für diese Kosten).

- der Entwicklung eines entsprechenden **Anreizsystems**, welches es VNB ermöglicht, einen Teil der durch sinnvollen Flexibilitätseinsatz eingesparten Netzkosten einzubehalten.
- **Empfehlung II** – Die netzdienliche Nutzung von Flexibilität sollte **nach Möglichkeit im Sinne einer wettbewerblichen Beschaffung auf Freiwilligkeit der Netznutzer basieren** (vgl. KM 1b oder KM 2). Die Vorteilhaftigkeit einer wettbewerblichen Beschaffung setzt allerdings voraus, dass eine ausreichende Anzahl Anbieter für netzdienliche Flexibilität vorhanden ist, und die Transaktionskosten einer solchen Beschaffung angemessen gering sind. Eine Einzelfall-Beurteilung der Voraussetzungen einer wettbewerblichen Beschaffung in einzelnen Netzregionen ist in der Praxis nicht mit vertretbarem Aufwand möglich.

Daher bedarf es **grundsätzlicher Festlegungen**, für welche Flexibilitätsquellen wettbewerbliche Beschaffungsformen sinnvoll sind (vergleiche Empfehlung III für verbrauchs- und speicherseitige Flexibilität) und für welche Flexibilitätsquellen dies nicht der Fall ist und dementsprechend VNB regulierte Zugriffsrechte auf Flexibilität erhalten sollten (vergleiche Empfehlung IV für erzeugungsseitige Flexibilität).

Weiterhin impliziert die wettbewerbliche Beschaffung von Flexibilität auf Basis von Freiwilligkeit, dass der **Grundsatz zur Pflicht einer angemessenen Vergütung** von netzdienlicher Flexibilitätsnutzung bestehen sollte. Dies ermöglicht einerseits den Netzbetreibern, eine effiziente Abwägung zwischen Netzausbau und der Nutzung von Flexibilitätsoptionen zu treffen. Andererseits können die Netznutzer auf Basis von Preissignalen zwischen markt- und netzdienlichem Einsatz ihrer Flexibilität abwägen.

- **Empfehlung III – Verbrauchsseitige Flexibilität** und Flexibilität von Speichieranwendungen sollten über differenzierte **ökonomische Anreize** auf Basis freiwilliger Teilnahme der Netznutzer beschafft werden (vgl. KM 1b). Kurz- und mittelfristig sollte dies aufgrund der i.d.R. begrenzten Anbieterstruktur auf der lokalen Ebene über einen „Mengenwettbewerb“ (d.h. eine Preissteuerung, bei welcher der VNB einen für das gesamte Netzgebiet einheitlichen Preis für Flexibilität z.B. in CHF/kW/a oder in CHF/kWh vorgibt) und nicht über Preiswettbewerb erfolgen. Dies kann zum Beispiel über das Angebot unterschiedlicher Netznutzungsprodukte mit unterschiedlichen Zugriffsmöglichkeiten für die VNB und dementsprechend unterschiedlichen Netzentgelten beschafft werden. Letztverbraucher mit flexiblen Anwendungen können dann im Sinn eines wettbewerblichen Prozesses wählen, in welchem Masse sie Nutzungseinschränkungen durch den VNB zulassen möchten.

Langfristig, bei deutlich höherer Marktdurchdringung flexibler Stromanwendungen wie Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen oder Batteriespeichern, wären auch Ausschreibungen der Flexibilitätsbedarfe denkbar (Mengensteuerung mit Preiswettbewerb). Aus gleichem Grund könnte die wettbewerbliche Beschaffung perspektivisch zunehmend lokal granular (im Extremfall knotenscharf) vorgenommen werden, das heisst die

Flexibilitätsnachfrage des VNB könnte auf diejenigen Anbieter beschränkt werden, die dem netzdienlichen Zweck (wie z.B. der Beseitigung eines konkreten Netzengpasses) aufgrund ihrer Lokalität in besonderem Masse dienen können. Auch Flexibilitätseinsatz auf Basis kurzfristiger Interaktionen zwischen VNB und Netznutzer sind in langer Frist vorstellbar (vgl. KM 2).

- **Empfehlung IV** – Für **erzeugungsseitige Flexibilität**, für welche die Möglichkeit unterschiedlicher Netznutzungsprodukte im heutigen Rahmen nicht besteht, **sollten Netzbetreiber limitierte pauschale Zugriffsrechte** auf Flexibilität erhalten (vgl. KM 1a). Hierzu wären Schwellenwerte nach dem Vorbild der Spitzenkappung für Wind on-shore und Photovoltaik in Deutschland zu definieren, bis zu welchen den VNB ein Zugriff auf die Flexibilität ohne weitere Nachweise möglich ist. Die pauschalisierten Zugriffsrechte wären limitiert und auf Technologien beschränkt, für die vergleichsweise einfach entgangene Deckungsbeiträge bzw. Kosten für die Vergütung bestimmt werden können (z.B. dezentrale EE-Erzeuger wie PV, Windanlagen, Laufwasser).

Empfehlungen bezüglich der Vergütung von Flexibilität

- **Empfehlung V** – Für **verbrauchsseitige Flexibilität und Flexibilität** von Speichieranwendungen soll sich die Höhe der Flexibilitätsvergütung entsprechend Empfehlung III zukünftig über das Angebot alternativer Netznutzungsprodukte mit unterschiedlichen Zugriffsrechten für den VNB und unterschiedlich hohen Netzentgelten ergeben. Alternativ könnten von den Netzbetreibern auch standardisierte Flexibilitätsprodukte nachgefragt werden, wobei dann die Netznutzungsprodukte durchgehend zunächst ohne Zugriffsrechte des VNB definiert und entsprechend bepreist werden müssten.

Die Festlegung der Höhe der Vergütung für die Flexibilität erfolgt durch den VNB in seinem eigenen Netzgebiet. **Die Prüfung der Angemessenheit der Differenzierung der Netzentgelte wird entsprechend der EICom unterliegen.** Um Aufwand und Unsicherheit bei EICom sowie VNB und Netznutzern zu minimieren, sollten z.B. auf Verordnungsebene Grundsätze zur Berechnung der Netzentgelt-Differenzen festgelegt und ggf. unter Einbeziehung der wesentlichen Stakeholder im Rahmen von **Leitlinien** konkretisiert werden.

- **Empfehlung VI** – Für **erzeugungsseitige Flexibilität**, deren Kosten bzw. entgangenen Markterlöse vergleichsweise einfach zu bestimmen sind, sollten **konkrete technologiespezifische Leitfäden für eine angemessene Vergütung** entwickelt werden. Hierfür sollten Grundsätze auf Verordnungsebene festgelegt werden. Auf der Basis sollte die EICom oder das BFE mit Unterstützung der EICom einen Leitfaden entwickeln, der einheitliche Richtlinien bzw. die Methodik für die Berechnung der Höhe der Vergütung und die Anrechenbarkeit der daraus resultierenden Kosten enthält. Als Beispiel kann hier der Leitfaden der Bundesnetzagentur zur Vergütung von Erneuerbaren-Energien-Gesetz(EEG)-Einspeisemanagement in Deutschland gelten. Darin wird definiert, was die Bundesnetzagentur als angemessene Vergütung für die Abregelung von Einspeisung aus Erneuerbaren Energien ansieht (im Wesentlichen: Ausfallarbeit multipliziert

mit EEG-Vergütungssatz). Im Rahmen der Anerkennung von Kosten des Netzbetreibers bei der Bestimmung von Netzentgelten gilt eine Vergütung von Einspeisemanagement dann als angemessen, wenn sie den Vergütungsgrundsätzen des Leitfadens folgt.

Empfehlungen bezüglich Nicht-Diskriminierung & Transparenz

- **Empfehlung VII** – Um Wettbewerbsverzerrungen zum Beispiel im bereits für Lieferanten-Wettbewerb geöffneten Grossverbraucher-Segment oder im für virtuelle Kraftwerke geöffneten Regelleistungsmarkt zu vermeiden, sollte der **Grundsatz der Nicht-Diskriminierung** bei Nutzung von dezentraler Flexibilitätsinfrastruktur sowie das **Verbot der Quersubventionierung** innerhalb von vertikal integrierten Unternehmen explizit im StromVG verankert werden.

Zudem sollte das StromVG eine Ermächtigung zur Durchsetzung bzw. Konkretisierung des Diskriminierungs- und Quersubventionierungsverbots auf Ebene Verordnung vorsehen. Auf diese Weise könnten Vorgaben zur Kostenzurechnung und Leistungsverrechnung konkretisiert werden oder Anforderungen an die Transparenz bezüglich Kontrahierung und Einsatz von Flexibilität gestellt werden (siehe Empfehlung VIII). Perspektivisch könnten auch Regeln zu einem diskriminierungsfreien Zugang insbesondere zu neuer und moderner Mess- und Steuerungsinfrastruktur wie Smart-Metern formuliert werden, sofern diese über die Netzentgelte finanziert werden. So müsste die Nutzung der entsprechenden Infrastruktur externen und internen Dienstleistern transparent und zu gleichen Konditionen angeboten werden. Es handelt sich dann um einen regulierten Geschäftsbereich analog der Netzinfrastruktur bestehend aus Leitungen, Kabeln, Transformatoren, etc.

- **Empfehlung VIII** – Zur Gewährleistung eines Level-Playing-Fields und dem Abbau der heute bestehenden Intransparenz bezüglich des netzdienlichen Flexibilitätseinsatzes sollten Massnahmen zur **Erhöhung der Transparenz** ergriffen werden.
 - Einerseits sollten im StromVG Mindest-**Veröffentlichungspflichten** verankert (und ggf. durch die EICom konkretisiert) werden, dementsprechend VNB verpflichtet wären, bestimmte aggregierte Informationen auf Ihren Homepages zu veröffentlichen. Diese könnten sich zum Beispiel beziehen auf die kontrahierte Flexibilität (z.B. Umfang der Netznutzungsverträge mit Zugriffsmöglichkeit und reduzierten Netzentgelten), die tatsächliche Nutzung von Flexibilität (z.B. Einspeisemanagement; oder Häufigkeit, Dauer und Zweck von Sperrungen verbrauchsseitiger Flexibilität) oder die Höhe der jeweiligen Vergütung.
 - Andererseits sollten VNB verpflichtet werden, auch individualisierte Daten zu Aspekten wie Vertragsbeziehungen (intern, extern), Flexibilitätsabrufen oder Vergütungen an die EICom zu liefern. Diese würden es der EICom zum einen ermöglichen, bei Bedarf die Angemessenheit von Flexibilitätsnutzung und -vergütung zu prüfen, und zum anderen einen regelmässigen **Monitoringbericht** auf Basis anonymisierter Daten zu

erstellen. Die Erkenntnisse dieses Monitoringberichts werden zukünftig essenziell für die weitere Ausgestaltung der Koordination an der Schnittstelle zwischen Markt und Netz sein und können in die Erarbeitung ggf. weiterer, notwendiger Festlegungen auf Verordnungsebene genutzt werden.

Résumé

Contexte: besoin de coordination croissant à prévoir au niveau du réseau de distribution

Les congestions du réseau de distribution seront plus fréquentes en raison de la transformation du secteur électrique

Au cours des années à venir, le secteur électrique suisse – comme celui de nombreux autres pays – fera l'objet d'un processus de transformation profond. Il faut s'attendre à une hausse sensible du nombre d'installations de production d'énergie renouvelable ainsi qu'à une pénétration progressive de nouveaux types de consommateurs finaux, tels que les voitures électriques. De plus, la numérisation croissante de l'approvisionnement énergétique permet de piloter les éléments et les utilisateurs du réseau en fonction de la situation. La structure de l'approvisionnement en électricité évolue donc de l'approvisionnement traditionnel «à sens unique», à savoir l'acheminement de l'électricité depuis les grandes centrales jusqu'au consommateur final, vers un paysage énergétique essentiellement fragmenté, avec des injections temporairement importantes provenant d'installations de production décentralisées, et nettement moins caractérisé par des modèles de consommation systématiques.

Davantage de congestions sont par conséquent à prévoir principalement au niveau du réseau de distribution. Afin d'éviter ou de supprimer ces congestions, les gestionnaires de réseau peuvent recourir à des mesures conventionnelles de développement du réseau (autrement dit l'optimisation et le renforcement du réseau ainsi que la construction de nouvelles lignes) ou alors exploiter les flexibilités des utilisateurs du réseau en vue de supprimer les congestions dans un délai bref et/ou à moindre frais. On entend par flexibilité la possibilité donnée au gestionnaire de réseau ou à un autre acteur de gérer directement ou d'influencer indirectement – c'est-à-dire par des incitations ou des restrictions d'utilisation – et sur demande l'injection ou le soutirage de puissance active d'une unité de production respectivement d'une unité de consommation.

L'exploitation de la flexibilité au service du réseau suscite des conflits d'utilisation et un besoin de coordination

La suppression de congestions n'est pas le seul usage qu'on peut faire des flexibilités mentionnées. Il existe pour l'essentiel trois utilisations possibles:

- **Utilisation propre** – la source de flexibilité (p. ex. un chauffe-eau) peut être gérée de manière à ce qu'elle réponde aux besoins précis du propriétaire ou du gestionnaire.
- **Utilisation au service marché** – la source de flexibilité peut être gérée de manière à ce qu'elle serve à rééquilibrer la production et la consommation au sein du système, permettant ainsi au propriétaire ou au gestionnaire de générer des revenus, par exemple sur le marché de gros ou sur le marché de la puissance de réglage. Ces recettes compensent les éventuelles pertes de

bénéfices, autrement dit les restrictions dues aux écarts en matière de conduite des installations par rapport à la conduite optimale décrite au point concernant l'utilisation propre.

- **Utilisation au service du réseau** – enfin, comme expliqué dans l'introduction, la flexibilité peut également être utilisée par le gestionnaire de réseau de transport ou par le gestionnaire de réseau de distribution (GRD). Les GRD peuvent par exemple éviter ou supprimer des congestions du réseau de distribution ou des niveaux de réseau en amont (les incitations en vue de supprimer les congestions aux niveaux de réseau en amont consistant à baser les rémunérations pour l'utilisation du réseau prévues pour ces niveaux sur la pointe de charge au sein du réseau considéré). Etant donné que le besoin du GRD en termes d'utilisation au service du réseau ne coïncide pas forcément dans le temps avec le besoin en termes d'utilisation propre ou d'utilisation au service du marché, l'utilisation de la flexibilité au service du réseau par le gestionnaire entraîne des pertes de bénéfices et de recettes pour les propriétaires de flexibilités («coûts d'opportunité»).

Ce contexte est à l'origine de nouveaux conflits d'utilisation à l'interface entre marché et réseau et appelle à des mesures de coordination qui n'existent pas dans les systèmes énergétiques «traditionnels», où la production d'électricité décentralisée et la flexibilité décentralisée sont peu présentes.

Les modèles de coordination ne concernent pas les mesures d'urgence

La présente étude se limite à la coordination pendant les périodes hors situation d'urgence. Le gestionnaire de réseau de transport conserve tout droit d'accès en cas d'atteinte à la sécurité du système et du réseau (situations et mesures d'urgence).

Les situations d'urgence sont des situations dans lesquelles la fiabilité ou la sécurité du système d'approvisionnement en électricité ne peut être assurée qu'en ayant recours à des mesures particulières (p. ex. délestage). De telles situations peuvent se produire par exemple en cas de panne simultanée de plusieurs infrastructures. Dans ces cas, le gestionnaire de réseau de transport devrait avoir le droit d'adapter l'ensemble de l'injection, du transit et du soutirage d'électricité aux exigences d'une exploitation sûre et fiable du réseau. Les mesures prises dans le cadre d'une situation d'urgence ne déclenchent aucune obligation de verser une indemnisation ou une rétribution.

L'étude repose sur des travaux préparatoires relatifs à la coordination entre marché et réseau

Les réseaux de distribution, les réseaux intelligents et la coordination entre marché et réseau ont déjà fait l'objet de plusieurs études en Suisse. L'étude *Koordination von Markt und Netz – Ausgestaltung der Schnittstelle*, menée par Consentec en 2015 sur mandat de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), est le document qui constitue le travail préparatoire principal de la présente étude. Celle-ci développe les trois modèles de coordination envisageables élaborés dans l'étude de Consentec:

- Dans les cas de **suppression de congestions** (modèles de coordination 1 et 2), les gestionnaires de réseau font appel aux flexibilités **contre rétribution**, afin d'éliminer les congestions. On distingue alors entre deux modèles:
 - Le **modèle de coordination 1** prévoit la suppression d'une congestion uniquement dans le cadre d'une exploitation directe du réseau en temps réel. Le GRD prend alors uniquement des mesures qui sont soit admises par les réglementations légales (modèle de coordination 1a) soit par un accord-cadre préalable conclu avec les acteurs du marché (modèle de coordination 1b). **Le recours à la gestion de l'injection (EinsMan) par les GRD en Allemagne est un exemple d'application du modèle de coordination 1a.** Dans ce cadre, les installations d'énergies renouvelables commandables à distance sont réglées par le gestionnaire de réseau où se situe le raccordement en vertu d'une autorisation légale du GRD d'intervenir sans préavis, mais contre une compensation financière.
 - Le **modèle de coopération 2** prévoit, pour la suppression des congestions, le recours également à des options de flexibilité qui exigent une concertation préalable rapide des acteurs du marché. Autrement dit le recours effectif du GRD à la flexibilité est à chaque fois **soumis à la concurrence**. Cela suppose une **anticipation de l'apparition des congestions**.
- Contrairement aux modèles 1 et 2, le **modèle de coordination 3** repose sur ce qu'on appelle la «**gestion des congestions**». On exploite dans ce cas la capacité disponible déterminée dans le cadre d'une anticipation des congestions
 - en imposant aux prestataires de flexibilités des restrictions en matière d'utilisation des flexibilités («**rationnement**»), ou
 - en offrant la possibilité de s'assurer des droits à l'utilisation (éventuellement partielle) de la capacité limitée du réseau («**réservation**»).

La différence décisive par rapport aux deux modèles axés sur la suppression des congestions réside dans le fait que le modèle 3 ne prévoit **pas de rétribution** du fournisseur de flexibilités par le gestionnaire de réseau².

Objectif: concrétiser les recommandations relatives à la coordination entre marché et réseau en rapport avec la révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI)

Consentec conclut que l'adéquation des trois modèles de coordination dépend du cas de figure prédominant au sein d'un réseau ou d'un tronçon du réseau et qu'il n'est par conséquent pas judicieux de rendre contraignant un modèle précis pour l'ensemble des cas d'application. De même, il n'est pas non plus judicieux

² Le «modèle de réservation» – à peu près similaire à une mise aux enchères des capacités de transport transfrontalières – entraînerait même des recettes pour le GRD.

de renoncer par principe à l'un des modèles. Au vu de la nécessité d'entreprendre une action politique et réglementaire à court et à moyen terme, les auteurs arrivent à la conclusion qu'il convient de commencer par créer les conditions de base pour l'utilisation de la flexibilité par les GRD, pour l'introduction des modèles de coordination, pour la surveillance requise par les autorités ainsi que pour la réglementation des coûts du réseau. Dans ce cadre, ils affirment qu'une discussion plus approfondie pourrait s'avérer nécessaire pour déterminer si et dans quelle mesure un éventuel développement des réseaux devrait également être envisagé en vue d'une utilisation aussi illimitée que possible de la flexibilité ou si l'utilisation de la flexibilité devrait être limitée aux possibilités offertes par le réseau existant (p. 112, question des paradigmes).

Ces questions constituent le point de départ de la présente étude. En s'appuyant sur une analyse approfondie, celle-ci

- examine et discute de manière critique les modèles de coordination évoqués jusqu'à présent, en particulier sous l'angle de la question des paradigmes expliquée ci-dessus, et
- met en lumière des aspects organisationnels et réglementaires relatifs à la mise en œuvre de la coordination entre gestionnaires de réseau et acteurs du marché.

La présente étude conclut en émettant des recommandations relatives aussi bien aux questions fondamentales qu'aux aspects organisationnels et réglementaires.

Conformément au principe de coopération et de subsidiarité inscrit dans la LApEI, les recommandations sont axées sur les aspects qui devraient être définis par les autorités. L'étude se concentre en outre sur des recommandations dont le degré de détail correspond à ce qui est requis pour la définition de ces aspects dans le cadre de la révision en cours de la LApEI.

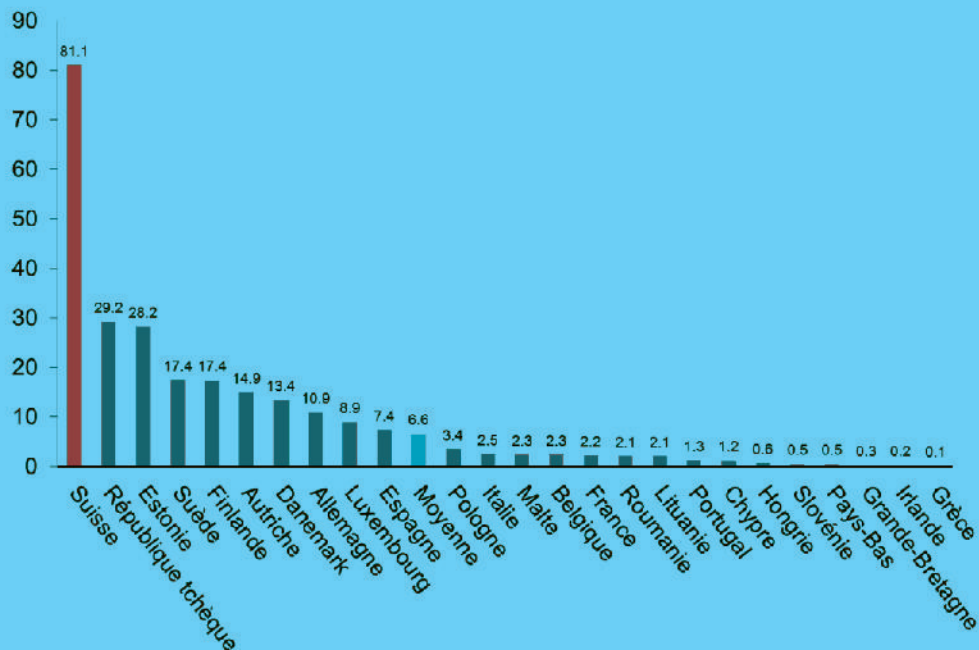
La présente étude analyse des questions d'application plus poussées – par exemple en rapport avec la définition de l'étendue appropriée des droits d'accès accordés aux GRD ou la forme à donner à la réglementation de la rétribution de l'utilisation de la flexibilité au service du réseau – et énonce les avantages et les inconvénients de différentes formes d'organisation. En ce qui concerne l'élaboration concrète de réglementations détaillées destinées à la pratique, il convient de se référer aux niveaux subordonnés, comme l'Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI), les dispositions de l'autorité de régulation ElCom ou les directives de la branche. Cette façon de procéder permet, d'une part, de tenir compte de la complexité du sujet et de la diversité des acteurs concernés et, d'autre part, d'assurer que l'expertise du gestionnaire de réseaux de transport, des GRD, des producteurs d'électricité, des consommateurs finaux et des agrégateurs soit pris en considération dans l'élaboration des règlements correspondants pour la mise en pratique.

Critères cibles pour la déduction des recommandations

Les auteurs s'appuient sur les critères cibles suivants pour évaluer les options d'action relatives aux modèles de coordination et à leur organisation:

- **Efficacité statique** – exige que le réseau existant soit exploité dans chaque situation par l'utilisateur qui en bénéficie le plus ou pour qui une restriction d'utilisation correspondrait à la plus grande perte/coûterait le plus.
- **Efficacité dynamique** – exige que les décisions concernant les investissements dans le réseau ou la mise en valeur de la flexibilité soient toujours prises de façon à ce que les montants investis permettent la meilleure utilisation du réseau.
- **Absence de discrimination et équité en matière de coûts** – les réglementations devraient garantir l'absence de discrimination en matière d'accès au réseau et d'accès aux flexibilités. Dans la mesure où le marché est ouvert à la concurrence, la distorsion de celle-ci par les modèles de coordination devrait être inexistante ou se réduire à un minimum.
- **Charge réglementaire, transparence et simplicité** – lors de la conception du mécanisme réglementaire, il convient de tenir compte du fait que les moyens consacrés à la mise en œuvre et à la surveillance du système d'incitation envisagé doivent rester raisonnables. Ce point revêt une importance particulière en Suisse, qui compte un nombre exceptionnellement élevé de GRD (700) en comparaison internationale, et en particulier par rapport à la taille du pays (**Figure**). Un examen réglementaire et une comparaison des mesures individuelles sont par conséquent exclus.
- **Effets de distribution** – en cas de passage potentiel à un nouveau mécanisme réglementaire, il convient de tenir compte de l'impact des réglementations sur les différents acteurs ou groupes d'acteurs.

Figure 1. Nombre de GRD par million d'habitants dans les pays de l'UE et en Suisse



Source: Frontier/IAEW sur la base de CEER (2013), Swissgrid (2015) et Eurostat (2016).

Différenciation dans le temps, accent mis sur des recommandations applicables à brève échéance

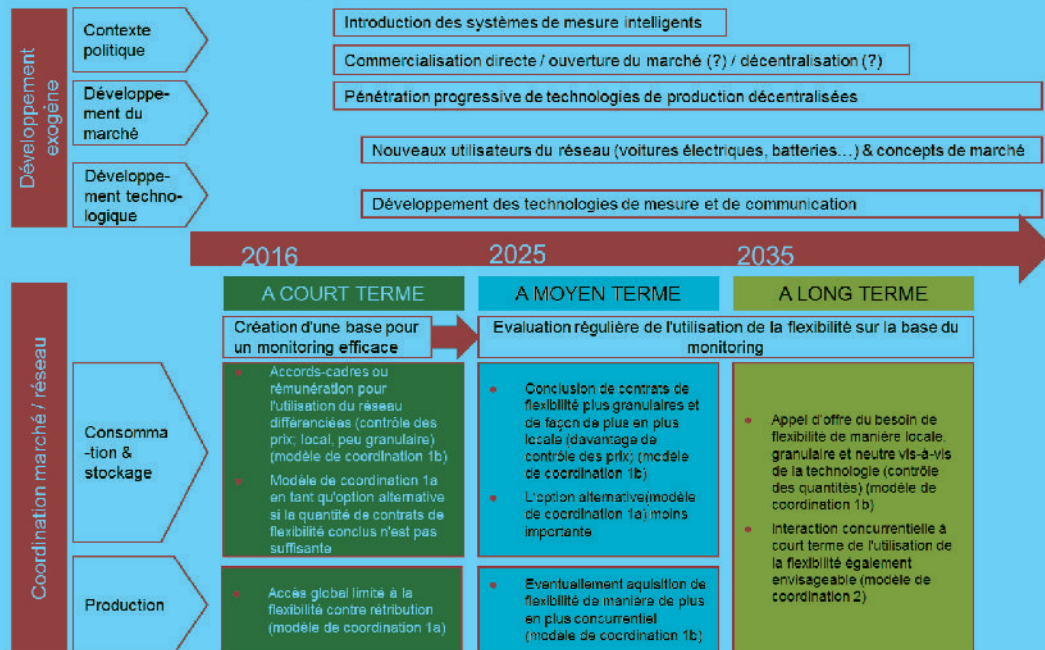
La manière de coordonner à l'avenir l'interface marché/réseau dans le réseau de distribution de façon judicieuse dépend d'un grand nombre de développements qui interviendront au niveau de la politique, du marché et des technologies et qui ne sont pour la plupart que très partiellement prévisibles à l'heure actuelle. Il est donc important de mettre en route dès aujourd'hui un processus de monitoring efficace permettant d'évaluer régulièrement les développements futurs et leurs implications.

Il semble raisonnable de commencer par des approches de coordination généralisées, comparativement simples. Ensuite, avec le développement et l'extension progressifs des infrastructures techniques de mesure et de communication (p. ex. 80 % de compteurs intelligents d'ici à 2025) et la pénétration graduelle de la production décentralisée et des nouvelles applications destinées à la consommation et au stockage, il conviendra d'opter pour des formes de coordination plus complexes et plus adaptées.

Sur la base des informations actuelles, on peut par exemple imaginer d'acquérir à l'avenir la flexibilité de manière granulaire et toujours plus locale (p. ex. pour certaines régions présentant des congestions au lieu de zones de desserte entières) si le nombre de fournisseurs de flexibilité du côté de la consommation et de la production augmente. On peut également imaginer de passer d'un contrôle des prix à un contrôle des quantités, ce qui consisterait à publier des appels d'offres pour des besoins de flexibilité concrets auxquels les prestataires

de flexibilité pourraient répondre par des offres de prix. La **Figure 2** représente une évolution possible dans le temps.

Figure 2. Evolution de la coordination entre marché et réseau dans le temps (exemple)



Source: Frontier / IAEW

Recommandations

Les analyses et les discussions menées dans le cadre de la présente étude aboutissent aux recommandations ci-après.

Recommandations concernant le droit d'accès du GRD à la flexibilité

- **Recommandation I – Les GRD devraient être autorisés et incités à utiliser la flexibilité disponible du côté de l'utilisateur au service du réseau**, afin de minimiser les coûts globaux du réseau. Pour ce faire, il convient
 - d'inscrire explicitement dans la LApEI une disposition autorisant en principe les GRD à prendre en compte les coûts résultant de l'utilisation de la flexibilité au service du réseau **dans le calcul de la rémunération pour l'utilisation du réseau (caractère imputable de ces coûts)**;
 - de développer un **système d'incitation** permettant aux GRD de garder une partie des économies faites sur les coûts du réseau grâce à l'utilisation judicieuse de la flexibilité.
- **Recommandation II – L'utilisation de la flexibilité au service du réseau devrait dans la mesure du possible reposer sur le principe du volontariat de l'utilisateur du réseau au sens d'une acquisition basée sur la concurrence** (cf. modèle de coordination 1b ou 2). Toutefois, pour que l'acquisition basée sur la concurrence soit avantageuse, il faut qu'un nombre

suffisant de prestataires de flexibilité au service du réseau soit présents et que les coûts de transaction de telles acquisitions soient raisonnablement bas. Dans la pratique, il n'est pas possible d'évaluer au cas par cas, à des coûts raisonnables, les conditions d'une acquisition concurrentielle dans différentes régions de desserte.

- Il faut par conséquent **déterminer de manière fondamentale** quelles sont les sources de flexibilité pour lesquelles les formes d'acquisition concurrentielles sont adaptées (cf. recommandation III concernant la flexibilité du côté de la consommation et du côté du stockage) et quelles sont celles pour lesquelles tel n'est pas le cas et auxquelles les GRD devraient par conséquent se voir accorder des droits d'accès réglementés (cf. recommandation IV concernant la flexibilité du côté de la production).

En outre, l'acquisition concurrentielle de flexibilité sur la base du volontariat implique un principe d'obligation de rétribution appropriée de l'utilisation de la flexibilité au service du réseau. D'une part cela permet aux gestionnaires de réseau de trouver un équilibre efficace entre développement du réseau et utilisation des options de flexibilité. D'autre part, les utilisateurs du réseau peuvent s'appuyer sur les signaux de prix pour décider d'utiliser leur flexibilité pour le marché ou pour le réseau.

- **Recommandation III – La flexibilité du côté du consommateur** et la flexibilité des installations de stockage devraient être acquises par le biais d'**incitations économiques** différenciées sur la base d'une participation volontaire des utilisateurs du réseau (cf. modèle de coordination 1b). En raison de la structure de l'offre généralement restreinte au niveau local, cela devrait, à court et à moyen terme, se faire dans le cadre d'une «concurrence en termes de quantités» (autrement dit un contrôle des prix où le GRD annonce un prix uniforme de la flexibilité pour l'ensemble de la zone de desserte p. ex. en CHF/kW/a ou en CHF/kWh) et non d'une «concurrence en termes de prix». Il pourrait par exemple s'agir de l'offre de différents produits d'utilisation du réseau avec différentes possibilités d'accès à la flexibilité pour les GRD, et donc de différentes rémunérations pour l'utilisation du réseau. Les consommateurs finaux avec des usages flexibles pourraient alors choisir, au sens d'un processus concurrentiel, dans quelle mesure ils souhaitent autoriser des restrictions d'utilisation par le GRD.
- Sur le long terme, en cas de forte pénétration sur le marché d'applications électriques flexibles, telles que les véhicules électriques, les pompes à chaleur ou les batteries, il serait également envisageable de lancer des appels d'offre pour les besoins de flexibilité (contrôle des quantités avec concurrence des prix). Au même titre, la mise en concurrence pourrait se faire de manière granulaire dans une perspective de plus en plus locale (dans le cas extrême à l'échelle des nœuds du réseau), autrement dit la demande de flexibilité du GRD pourrait être limitée aux prestataires susceptibles de répondre dans une mesure particulière à l'objectif d'utilité au réseau (comme la suppression d'une congestion concrète) en raison de leur emplacement. L'utilisation de la flexibilité dans le cadre de brèves interactions entre GRD et utilisateur du réseau est également envisageable à long terme (cf. modèle de coordination 2).

- **Recommandation IV** – En ce qui concerne la **flexibilité du côté de la production**, où la possibilité de proposer différents produits d'utilisation du réseau n'existe pas dans le contexte actuel, **les gestionnaires de réseau devraient obtenir des droits d'accès limités** à la flexibilité (cf. modèle de coordination 1a). Il faudrait alors définir des valeurs seuils, à l'exemple de l'écrêtement (gestion de l'injection) dans l'éolienne terrestre et le photovoltaïque en Allemagne, qui constitueraient la limite d'accès du GRD à la flexibilité sans plus de justification. Les droits d'accès généralisés seraient restreints et limités aux technologies pour lesquelles il est relativement facile de déterminer des pertes de marge brute et des coûts de rétribution (p. ex. producteurs d'énergie renouvelable décentralisés comme les installations photovoltaïques et éoliennes, centrales au fil de l'eau).

Recommandations concernant la rétribution de la flexibilité

- **Recommandation V** – En ce qui concerne la **flexibilité du côté du consommateur** et la flexibilité des **applications de stockage**, le montant de la rétribution de la flexibilité doit, conformément à la recommandation III, résulter à l'avenir de l'offre de produits d'utilisation du réseau alternatifs associés à différents droits d'accès pour le GRD et à différents niveaux de rémunération pour l'utilisation du réseau. De manière alternative, il serait également possible de demander aux gestionnaires de réseau des produits de flexibilité standardisés, sachant que les produits d'utilisation du réseau devraient alors être définis en continu, dans un premier temps sans droits d'accès du GRD, et leurs prix fixés en conséquent.
- Le GRD fixe le montant de la rétribution de la flexibilité dans sa propre zone de desserte. **L'EiCom est chargée d'examiner si la différenciation des rémunérations pour l'utilisation du réseau est adéquate.** Afin de minimiser les charges et l'insécurité pesant sur l'EiCom, sur les GRD et sur les utilisateurs du réseau, il faudrait définir, par exemple au niveau de l'ordonnance, des bases pour le calcul des différences des rémunérations pour l'utilisation du réseau et les concrétiser sous forme de **lignes directrices**, éventuellement avec la participation des principales parties prenantes.
- **Recommandation VI** – En ce qui concerne la **flexibilité du côté de la production**, où les coûts ou les pertes de revenus sont relativement faciles à déterminer, il faudrait développer des **guides concrets, spécifiques aux technologies, en vue d'une rétribution appropriée.** Les principes correspondants devraient être fixés au niveau de l'ordonnance. Ils serviraient de base à l'élaboration d'un guide par l'EiCom ou par l'OFEN avec le soutien de l'EiCom contenant des directives uniformes et une méthodologie en matière de calcul du montant de la rétribution et d'imputation des coûts qui en résultent. Le guide relatif à la rétribution selon la loi sur les énergies renouvelables (EEG) pour la gestion de l'injection élaboré par l'Agence fédérale des réseaux (Bundesnetzagentur) en Allemagne est un bon exemple. Il définit ce que l'Agence considère comme rétribution appropriée pour la régulation de l'injection à partir d'énergies renouvelables (en substance: perte d'énergie multipliée par le taux de rétribution selon l'EEG).

Lors de l'examen des coûts incombant au gestionnaire de réseau dans le cadre du calcul des rémunérations pour l'utilisation du réseau, est considérée comme appropriée une rétribution de la gestion de l'injection qui est conforme aux principes énoncés dans le guide.

Recommandations concernant la non-discrimination et la transparence

- **Recommandation VII – Le principe de la non-discrimination** dans l'utilisation de l'infrastructure de flexibilité décentralisée et **l'interdiction des subventions croisées** au sein des entreprises intégrées verticalement devraient être inscrites explicitement dans la LApEI, afin d'éviter les distorsions de concurrence par exemple dans le secteur des gros consommateurs déjà ouvert à la concurrence entre fournisseurs ou sur le marché de la puissance de réglage ouvert aux centrales virtuelles.
- La LApEI devrait en outre prévoir au niveau de l'ordonnance une autorisation en vue de concrétiser et d'appliquer l'interdiction de la discrimination et des subventions croisées. Cela permettrait de concrétiser les directives en matière d'imputation des coûts et facturation des prestations ou de poser des exigences en matière de transparence dans la conclusion des contrats et l'utilisation de la flexibilité (cf. recommandation VIII). A l'avenir, il serait également envisageable de formuler des règles relatives à un accès non discriminatoire en particulier à l'infrastructure de mesure et de commande nouvelle et moderne, comme les compteurs intelligents, dans la mesure où cette infrastructure est financée par les rémunérations pour l'utilisation du réseau. L'utilisation de cette infrastructure devrait ainsi être offerte aux prestataires externes et internes de manière transparente et avec conditions égales. Il s'agirait d'un champ d'activité régulé similaire à l'infrastructure du réseau composée de lignes, de câbles, de transformateurs, etc.
- **Recommandation VIII – Des mesures** devraient être prises en vue **d'augmenter la transparence** afin de garantir des conditions équitables et de lutter contre le manque de clarté actuel en matière d'utilisation de la flexibilité au service du réseau.
 - D'une part, des **obligations de publication** minimales devraient être inscrites dans la LApEI (et éventuellement mises en œuvre par l'EICom), demandant aux GRD de publier certaines informations agrégées sur leur site internet. Celles-ci pourraient par exemple concerner la flexibilité faisant l'objet d'un contrat (p. ex. étendue des contrats d'utilisation du réseau avec possibilité d'accès et rétributions pour l'utilisation du réseau réduites), l'utilisation effective de la flexibilité (p. ex. gestion de l'injection ou bien fréquence, durée et but des interruptions de la disponibilité de la flexibilité du côté du consommateur) ou le montant de la rétribution en question.
 - D'autre part, les GRD devraient être également tenus de livrer à l'EICom des données individualisées relatives aux aspects tels que les relations contractuelles (internes et externes), les appels à la flexibilité ou les rétributions. Ces données permettraient à l'EICom non seulement d'évaluer, si nécessaire, l'adéquation de l'utilisation et de la rétribution de

la flexibilité, mais également d'élaborer un **rapport de monitoring** régulier sur la base des données anonymisées. Les conclusions de ce rapport de monitoring joueront à l'avenir un rôle essentiel dans l'organisation de la coordination à l'interface entre marché et réseau et pourront être utilisées dans le cadre de l'élaboration d'éventuelles autres dispositions nécessaires au niveau de l'ordonnance.

1 EINLEITUNG

Nachfolgend erläutern wir

- den Hintergrund der Studie (**Kapitel 1.1**);
- die Zielsetzung der Studie (**Kapitel 1.2**);
- den weiteren Aufbau der Studie (**Kapitel 1.3**).

1.1 Hintergrund der Studie

Transformation der Stromversorgung steht bevor

In den kommenden Jahren wird der Stromsektor in der Schweiz – wie auch in einer Vielzahl anderer Länder – einen grundlegenden Transformationsprozess durchlaufen: Zum einen wird entsprechend der Energiestrategie 2050 – neben einem Erhalt der Stromproduktion in grossen Wasserkraftwerken – ein Umbau der Stromerzeugung von zentralen Kernkraftwerken zu zunehmend dezentraler Erzeugung aus neuen Erneuerbaren Energien erfolgen. Zum anderen ergibt sich durch die zunehmende Durchdringung neuartiger Letztverbraucher, wie zum Beispiel Elektroautos, sowie dem steigenden Speichereinsatz, eine neue Flexibilität der Netznutzung. In der Folge entwickelt sich die Struktur der Stromversorgung weg von der traditionellen „Einbahnstrassen“-Versorgung mit Stromdurchleitung vom Grosskraftwerk bis zum Letztverbraucher, hin zu einer wesentlich kleinteiligeren Energielandschaft mit zeitweise erheblichen Einspeisungen im Verteilnetz und deutlich weniger systematischen Stromverbrauchsmustern.

Zukünftig vermehrt Netzengpässe auch im Verteilnetz zu erwarten

Es ist zu erwarten, dass es hierdurch vermehrt zu Engpässen vor allem im Verteilnetz kommen wird. Netzengpässe können dabei durch thermische Überlastungen sowie durch Spannungsbandverletzungen entstehen. Zur Behebung oder Vermeidung der Engpässe kann der konventionelle Netzausbau genutzt werden, welcher Massnahmen zur Netzoptimierung, Netzverstärkung und den Bau neuer Leitungen umfasst.

Netzengpässe können auch durch netzdienliche Nutzung von Erzeugungs-, Letztverbrauchs- oder Speicher-Flexibilität behoben werden

Alternativ zum konventionellen Netzausbau können Netzbetreiber auch Flexibilitäten bei der Netzeinspeisung und Netzentnahme nutzen, um Engpässe in kürzerer Zeit und/oder kostengünstiger zu beheben. Als Flexibilität ist dabei die Möglichkeit zu verstehen, die Einspeisung in das Netz oder die Entnahme aus dem Netz durch eine Erzeugungs- bzw. Verbrauchseinheit auf Veranlassung durch den Netzbetreiber oder einen anderen Akteur direkt zu steuern oder indirekt – das heisst durch Anreize oder Nutzungsbeschränkungen – zu beeinflussen.

Zu den Quellen von Flexibilität im Verteilnetz zählen:

- **Verbrauchseinrichtungen** wie zum Beispiel Wasser-Boiler, Nachtspeicherheizungen oder Wärmepumpen;
- **Dezentrale Erzeugungsanlagen** wie zum Beispiel Photovoltaik- und Windkraft-Anlagen oder Blockheizkraftwerke; sowie
- **Dezentrale Stromspeicher**, das heisst insbesondere Batteriespeicher.

Dies bedeutet: (Neue) Stromanwendungen und dezentrale Erzeugung belasten zwar einerseits das Netz und machen grundsätzlich zusätzlichen Netzausbau erforderlich, bringen aber gleichzeitig auch Flexibilität mit, die zur Verminderung oder Vermeidung des Netzausbaus eingesetzt werden kann.

Netzdienliche Flexibilitätsnutzung ruft Nutzungskonflikte und Koordinationsbedarf hervor

Die Behebung von Netzengpässen ist nicht die einzige Nutzungsmöglichkeit für die genannten Flexibilitäten. Im Wesentlichen stehen drei mögliche Nutzungen zur Verfügung:

- **Eigennutzung** – Die Flexibilitätsquelle kann derart gesteuert werden, dass sie den Bedürfnissen des Eigentümers bzw. Betreibers exakt entspricht. Im Beispiel des Wasser-Boilers würde dieser zu den Zeiten laufen, zu denen der Haushalt warmes Wasser benötigt (bzw. mit dem notwendigen zeitlichen Vorlauf). Analog kann eine dezentrale Erzeugungsanlage in Verbindung mit einem Stromspeicher schwerpunktmässig dann Strom einspeichern, wenn der eigene Strombedarf geringer ist als die verfügbare Erzeugungsmenge, und dann Strom ausspeichern, wenn der eigene Bedarf die Erzeugungsmenge übersteigt. Energiewirtschaftlich ist der auf die Eigennutzung optimierte Einsatz von Flexibilitäten und Speichern allerdings nicht optimal, da die Erfordernisse der Eigennutzung einerseits und die Markt- oder Netzerfordernisse andererseits häufig divergieren. Die Flexibilität / der Speicher könnten dann also ausserhalb der Eigennutzung mit höherem volkswirtschaftlichem Nutzen eingesetzt werden.
- **Marktdienliche Nutzung** – Die Flexibilitätsquelle kann so gesteuert werden, dass sie dem Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch im System dient. In diesem Fall kann der Eigentümer bzw. Betreiber Markterlöse erzielen, welche für denkbare Nutzeneinbussen - d.h. Einschränkungen durch Abweichungen der Anlagen-Fahrweise gegenüber der unter Eigennutzung genannten optimalen Fahrweise - kompensieren. Exemplarische Vermarktungsmöglichkeiten bei marktdienlicher Nutzung sind:
 - **Grosshandelsvermarktung** – Die Flexibilität kann so genutzt werden, dass der Verbrauch bzw. die Einspeicherung möglichst in Zeiten mit geringen Grosshandelsstrompreisen (d.h. geringem Strombedarf im Gesamtsystem) erfolgt, während Erzeugung bzw. Ausspeicherung in Zeiten mit hohen Grosshandelsstrompreisen erfolgen. Zu diesem Zweck kann beispielsweise ein Letztverbraucher mit Wasser-Boiler seinem Lieferanten ermöglichen, den Stromverbrauch über Fernsteuertechniken von Hochpreisstunden in Niedrigpreisstunden zu verschieben. Analog

kann der Betreiber einer Erzeugungsanlage – entweder selbst oder über einen Dienstleister (z.B. „Aggregator“) – bestrebt sein, die Produktion bzw. Ausspeicherung in Stunden mit hohen Strompreisen zu konzentrieren.³

- **Regelenergievermarktung** – Ein Anlagenbetreiber bzw. Letztverbraucher kann seinem Lieferanten oder einem Aggregator die Möglichkeit einräumen, seine Flexibilität in ein „virtuelles Kraftwerk“ aufzunehmen. Im Verbund mit einer Vielzahl weiterer Flexibilitäten kann die Flexibilität dann dem Systemführer Swissgrid als Systemdienstleistung angeboten werden. Ein Beispiel hierfür stellt die Minutenreserve dar, im Rahmen welcher Swissgrid heute bereits (auch) virtuelle Kraftwerke kontrahiert. Dadurch kauft sich Swissgrid – gegen Zahlung einer finanziellen Kompensation an den Betreiber des virtuellen Kraftwerks – die Möglichkeit ein, bei Bedarf Erzeugung und Verbrauch kurzfristig zurück ins Gleichgewicht zu bringen, um die Systemstabilität zu gewährleisten.
- **Netzdienliche Nutzung** – Letztlich kann Flexibilität, wie einleitend erläutert, auch durch den Übertragungs- oder Verteilnetzbetreiber genutzt werden, beispielsweise um Netzengpässe im Verteilnetz oder in vorgelagerten Netzebenen zu beheben bzw. zu vermeiden (Anreize für eine Behebung von Netzengpässen auf vorgelagerten Ebenen bestehen dabei durch die Basierung der Netznutzungsentgelte für vorgelagerte Netzebenen auf die Spitzenlast im eigenen Netz). Da der Bedarf der Netzbetreiber für netzdienliche Netznutzung zeitlich nicht zwingend mit dem Bedarf gemäss Eigennutzung bzw. der marktdienlichen Nutzung zusammenfällt, ergeben sich für den Flexibilitätseigentümer durch die netzdienliche Flexibilitätsnutzung des Netzbetreibers Nutzen- bzw. Erlöseinbussen (sog. Opportunitätskosten). Auch wenn der Zugriff des VNB immer vorrangig erfolgt, sei darauf hingewiesen, dass eine netzdienliche Nutzung eine marktdienliche Nutzung nicht vollständig unterminiert. Beispielsweise können elektrische Wärmeanwendungen, die zur Engpassvermeidung zeitweise über Rundsteuerung vom VNB gesperrt werden, im Grundsatz trotzdem durch einen Aggregator in einem virtuellen Kraftwerk als Systemdienstleistung (d.h. marktdienlich) angeboten werden. Voraussetzung hierfür ist, dass ein ausreichend grosser Pool an Anlagen zu einem virtuellen Kraftwerk zusammengeschaltet wird, sodass temporäre Sperrungen einzelner Anlagen ausgeglichen werden können. Die Zugriffsmöglichkeit des VNB senkt jedoch im Erwartungswert die Markterlöse der betroffenen Anlagen, da ein Aggregator die (potenziellen) Einschränkungen bei der Bepreisung seiner Produkte entsprechend berücksichtigen muss.

Vor diesem Hintergrund ergeben sich an der Schnittstelle zwischen Markt und Netz neue Nutzungskonflikte und entsprechend Koordinationsanforderungen, die in den „traditionellen“ Energiesystemen mit wenig dezentraler Stromerzeugung und dezentraler Flexibilität nicht existierten. Gleichzeitig sollte die Nutzung der Flexibilität nur in den Zeitpunkten ausschliesslich auf einen bestimmten Bereich

³ Im Fall von dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien Anlagen – wie z.B. Photovoltaik- oder Windkraftanlagen – ohne Stromspeicher beschränkt sich die Flexibilität darauf, die Stromproduktion bei Bedarf abzuregulieren. Anreize für eine marktdienliche Abregelung ergeben sich nur im Fall sehr niedriger Grosshandelsstrompreise – und dass auch nur im Fall einer Direktvermarktung von Erneuerbaren Energien Strom. Eine Direktvermarktung ist gemäss Energiestrategie 2050 und Entwurf des neuen Energiegesetzes (EnG) zukünftig für die Schweiz vorgesehen.

konzentriert sein, wenn Nutzungskonflikte bestehen, da ansonsten Synergien verloren gehen.

Notfallmassnahmen von Koordinationsmodellen nicht betroffen

Diese Studie beschränkt sich dabei auf die Koordination in Zeiten ausserhalb von Notfallsituationen. Hiervon unbenommen behält der Netzbetreiber jegliche Zugriffsrechte im Fall einer Gefährdung der System- beziehungsweise der Netzsicherheit (sogenannte Notfallsituationen und -massnahmen).

Notfallsituationen können als Situationen definiert werden in denen die Zuverlässigkeit oder Sicherheit des Elektrizitätsversorgungssystems nur unter zu Hilfenahme besonderer Massnahmen gewährleistet werden kann (z.B. Lastabwurf). Solche Notfallsituationen können zum Beispiel durch den gleichzeitigen Ausfall mehrerer Betriebsmittel entstehen. In diesen Situationen sollte der Netzbetreiber das Recht haben sämtliche Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen den Erfordernissen eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs anzupassen. Für die im Rahmen einer Notfallsituation durchgeführten Massnahmen entsteht keine Entschädigungs- oder Vergütungspflicht.

1.2 Zielsetzung der Studie

Studie setzt auf Vorarbeit zum Thema Koordination Markt/Netz auf

Im Schweizer Kontext wurden bereits einige Studien bzw. Dokumente zu Verteilnetzen, Smart Grids sowie der Koordination von Markt und Netz in Auftrag gegeben bzw. durchgeführt. Wesentliche Studien sind diesbezüglich:

- BET (2014), Kosten und Nutzenaspekte von ausgewählten Technologien für ein Schweizer Smart Grid, Studie im Auftrag des BFE
- Consentec (2015), Koordination von Markt und Netz – Ausgestaltung der Schnittstelle, Studie im Auftrag des BFE
- DNV GL (2015), Kosten-Nutzen-Analyse einer Ampellösung für den Strommarkt der Schweiz, Studie im Auftrag des BFE
- BFE (2015), Smart Grids Roadmap Schweiz – Wege in die Zukunft der Schweizer Elektrizitätsnetze, Endbericht der AG Technologie unter Leitung des BFE

Zudem werden im Rahmen weiterer Studien parallel verwandte Fragestellungen bearbeitet, deren Wechselwirkungen mit dieser Studie zu beachten sein werden:

- E-Bridge, Smart Grids in der Cost+ Regulierung und effiziente Anreize, laufende Studie im Auftrag des BFE
- DNV GL, IAEW, Kostentragung beim Anschluss von Erzeugungsanlagen ans Stromnetz, Studie im Auftrag des BFE

Ausgangspunkt für diese Studie ist insbesondere die von Consentec für das BFE durchgeführte Studie zur Koordination von Markt und Netz, deren Ergebnisse im

November 2015 einer Stakeholdergruppe vorgestellt und mit dieser diskutiert wurde.

In der Consentec-Studie wurden drei Koordinationsmodelle (KM) entwickelt, welche sich bezüglich Parametern wie der Art der Engpassvorhersage durch den Netzbetreiber, die Form der Abstimmung zur Flexibilitätsnutzung zwischen Netzbetreiber und Flexibilitätsanbietern oder dem Vergütungsanspruch der Flexibilitätsanbieter unterscheiden (siehe für eine Kurz-Beschreibung der drei KM **Kapitel 2.1** der vorliegenden Studie.)

In Vorstudie wurde weiterer Analyse- und Handlungsbedarf identifiziert

Bezüglich der KM kommt Consentec zu dem Schluss, dass die jeweilige Eignung der drei KM von der in einem Netz oder Netzabschnitt vorherrschenden Fallkonstellation abhängt, und es demzufolge nicht sinnvoll sei, ein bestimmtes KM für alle Anwendungsfälle verpflichtend einzuführen. Ebenso wenig sei der prinzipielle Verzicht auf eines der KM sinnvoll. Im Hinblick auf kurz- bis mittelfristigen politischen und regulatorischen Handlungsbedarf kommen die Autoren zu dem Schluss, dass zunächst grundsätzliche Voraussetzungen für die Flexibilitätsnutzung durch VNB sowie die Einführung von KM wie auch für die erforderliche behördliche Aufsicht und die Netzkostenregulierung geschaffen werden sollten. Im Rahmen dessen könne es gemäss der Autoren *„erforderlich sein, etwas grundsätzlicher [...] darüber zu diskutieren, ob und inwieweit Netze für eine möglichst unbeschränkte Flexibilitätsnutzung ggf. auch ausgebaut werden sollten oder ob die Flexibilitätsnutzung auf das im bestehenden Netz realisierbare Mass beschränkt werden sollte“* („Paradigmenfrage“, Consentec (2015), S. 112).

Vorliegende Studie entwickelt Empfehlungen zur Revision des StromVG

Die vorliegende Studie setzt in den im Rahmen der Vorstudie(n) identifizierten Analysebedarf an. Auf Basis einer vertieften Analyse werden

- die bisher diskutierten KM kritisch überprüft und diskutiert, insbesondere mit Blick auf die oben erläuterte „Paradigmenfrage“; und
- organisatorische und regulatorische Aspekte in der Umsetzung der Koordination zwischen Netzbetreibern und Marktakteuren beleuchtet.

Im Ergebnis werden in den **Kapiteln 3 bis 5** Handlungsempfehlungen sowohl für die grundsätzlichen Fragen als auch für organisatorische und regulatorische Aspekte abgeleitet.

Im Sinne des im Stromversorgungsgesetz (StromVG) verankerten Kooperations- und Subsidiaritätsprinzips⁴ fokussieren Handlungsempfehlungen dabei auf diejenigen Aspekte, welche auf hoheitlicher Ebene festgelegt werden sollten. Zudem konzentriert sich die Studie auf Empfehlungen in dem Detailgrad, der für

⁴ Gemäss Kooperations- und Subsidiaritätsprinzip sind Bund und Kantone verpflichtet, vor dem Erlass von Ausführungsvorschriften freiwillige Massnahmen der betroffenen Organisationen und der Wirtschaft zu prüfen. Entsprechend verweisen StromVG bzw. Stromversorgungsverordnung (StromVV) an verschiedenen Stellen auf Richtlinien der Netzbetreiber. Derartige Richtlinien werden in der Regel im Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) von den Netzbetreibern in Konsultation von Stromverbrauchern und –erzeugern erarbeitet und publiziert.

eine Festsetzung im Rahmen der derzeit anstehenden Revision des StromVG erforderlich ist.

Weitergehende Umsetzungsfragen – z.B. bezüglich der Bestimmung des angemessenen Masses von Zugriffsrechten für VNB oder bezüglich der Ausgestaltung der Regulierung der Vergütung von netzdienlicher Flexibilitätsnutzung – werden im Rahmen der Studie untersucht und Vor- und Nachteile verschiedener Ausgestaltungsformen erläutert. Für die konkrete Ausarbeitung von Detailregelungen für die Praxis wird jedoch auf nachgeordnete Ebenen wie z.B. die StromVV, Bestimmungen durch die Regulierungsbehörde ECom oder Branchen-Richtlinien verwiesen. Auf diese Weise kann der Komplexität der Materie und der Diversität der Betroffenheit der Stakeholder Rechnung getragen werden, und zudem sichergestellt werden, dass die Expertise von ÜNB, VNB, Stromerzeugern, Letztverbrauchern sowie Aggregatoren Eingang in die Erarbeitung entsprechender Praxisregeln findet.

Dieses Vorgehen kommt auch den Rückmeldungen der Stakeholder-Gruppe im Rahmen der Consentec-Studie entgegen. Diese haben nach Aussage des BFE gezeigt, dass die Implementierung von KM als sinnvolle und mögliche Alternative zu konventionellem Netzausbau breite Zustimmung erhält. Eine grosse Mehrheit der Stakeholder erachtet jedoch nur die gesetzliche Regelung von Grundsätzen als zentral. Detaillierte Regelungen und Prozesse sollten entsprechend subsidiär entwickelt werden.

ABGRENZUNG FRAGESTELLUNG ANHAND VON SPANNUNGSFELDERN

Bei der Festlegung von Regelungen zum Einsatz von Flexibilitäten durch Netzbetreiber sind zwei zentrale Spannungsfelder zu berücksichtigen (**Abbildung 3**):

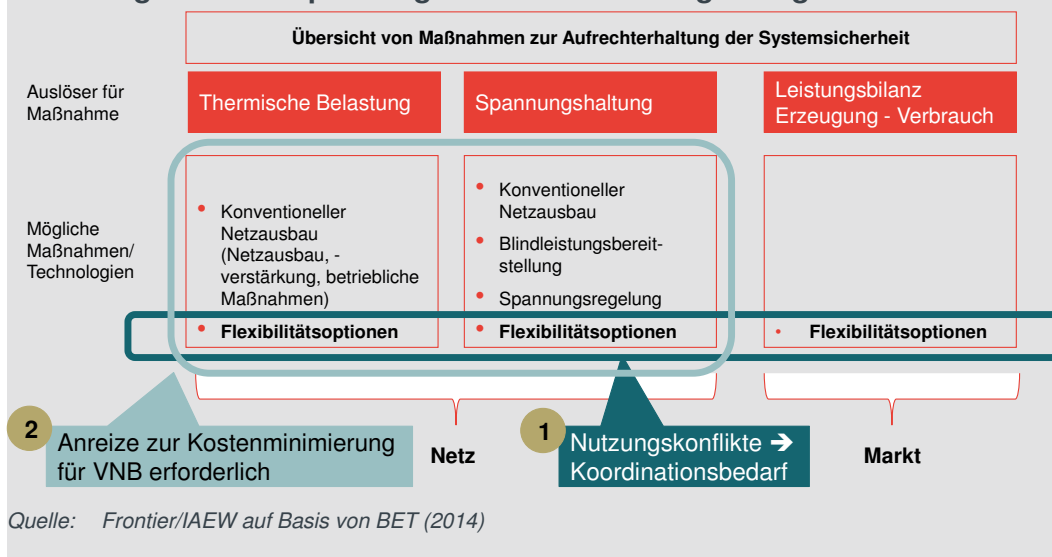
1. **Koordination von Nutzungskonflikten** – Eine Flexibilitätsquelle kann nicht nur zu netzdienlichen („Netz“), sondern auch zu system- und marktdienlichen Zwecken („Markt“) bzw. zur Eigenoptimierung eingesetzt werden. Durch ein angemessenes Regelwerk muss entsprechend sichergestellt werden, dass Flexibilitätsquellen jeweils dort zum Einsatz kommen, wo sie den grössten Vorteil zu den geringsten Kosten generieren. Zudem muss gewährleistet sein, dass dezentrale Flexibilisierung dort erschlossen wird, wo der Nutzen die Kosten übersteigt.

Der Fokus der vorliegenden Studie liegt auf diesem Aspekt einer effizienten Koordination.

2. **Anreize zur Kostenminimierung für Netzbetreiber** – Sowohl thermische als auch spannungsbedingte Netzengpässe können durch verschiedene Instrumente vermieden bzw. aufgelöst werden. Die netzdienliche Nutzung von Flexibilitätsoptionen stellt nur eine von mehreren Möglichkeiten dar. Alternativen bestehen unter anderem in Netzausbau- bzw. Netzverstärkungsmassnahmen sowie in betrieblichen Massnahmen wie z.B. regelbaren Ortsnetztransformatoren (rONT). Das Regelwerk muss entsprechend derart ausgestaltet sein, dass Netzbetreiber adäquaten Anreizen unterliegen, die jeweiligen Kosten und Nutzen verschiedener möglicher Instrumente gegeneinander abzuwägen, um folglich eine näherungsweise gesamtwirtschaftlich optimale Entscheidung zu treffen.

Diese Fragestellung wird derzeit im Rahmen einer parallelen Studie im Auftrag des BFE durch E-Bridge bearbeitet. Entsprechend stellt der **Aspekt der adäquaten Anreize zur Kostenminimierung für Netzbetreiber nur einen Randaspekt** im Rahmen der vorliegenden Studie dar.

Abbildung 3. Zwei Spannungsfelder für zukünftiges Regelwerk



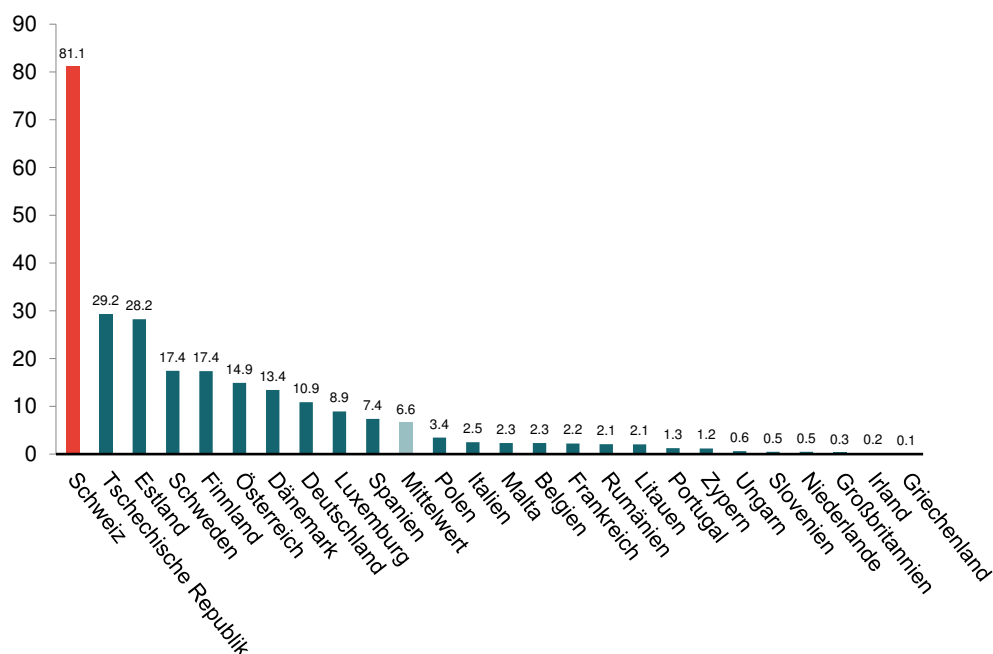
1.3 Ansatz und Aufbau der Studie

Zielkriterien zur Ableitung von Handlungsempfehlungen

Bei der Beurteilung der Handlungsoptionen bezüglich der KM bzw. deren Ausgestaltung legen wir die folgenden Zielkriterien zugrunde:

- **Statische Effizienz** – Erfordert, dass bestehende Ressourcen ihrer sinnvollsten Verwendung zugeführt werden und somit mit gegebenen Kosten der grösste Nutzen realisiert wird. Konkret erfordert das Kriterium statischer Effizienz hier, dass das vorhandene Netz in jeder Situation durch die Netznutzer genutzt wird, welche den grössten Nutzen davon haben bzw. für welche eine Nutzungsbeschränkung die grössten Einbussen/Kosten bedeuten würde.
- **Dynamische Effizienz** – Erfordert, dass Entscheidungen über Investitionen in das Netz bzw. die Erschliessung von Flexibilität jeweils so getroffen werden, dass der investierte Schweizer Franken die grösste Netznutzung ermöglicht.
- **Diskriminierungsfreiheit und Kostengerechtigkeit** – Die Regelungen sollten die Diskriminierungsfreiheit des Netzzugangs sowie des Zugangs zu Flexibilitäten sicherstellen. Soweit der Markt für Wettbewerb geöffnet ist, sollte dieser durch die KM nicht oder möglichst wenig verzerrt werden. Dies schliesst auch ein, dass anfallende Kosten (z.B. für die Infrastruktur) den Marktteilnehmern verursachungsgerecht zugeordnet werden und keine Quersubventionierung erfolgt. Die Kriterien Diskriminierungsfreiheit und Kostengerechtigkeit sind im Prinzip bereits in den Effizienzkriterien enthalten, werden aufgrund ihrer Bedeutung aber noch einmal explizit aufgelistet.
- **Regulatorischer Aufwand, Transparenz & Einfachheit** – Bei der Ausgestaltung des Regelwerkes ist zu berücksichtigen, dass das beabsichtigte Anreizsystem mit vertretbarem Aufwand zu implementieren und überwachen ist. Dies ist in der Schweiz von besonderer Relevanz, da die Schweiz über eine im internationalen Vergleich – insbesondere im Verhältnis zur Grösse des Landes – ausserordentlich grosse Anzahl von 700 VNB verfügt (**Abbildung 4**). Eine aufwändige regulatorische Prüfung und Abwägung von Einzelmassnahmen ist entsprechend nicht möglich.
- **Verteilungswirkungen** – Bei einer potenziellen Umstellung des Regelwerks ist zu berücksichtigen, wie sich die Regelungen auf einzelne Akteure bzw. Akteursgruppierungen auswirken.

Abbildung 4. Anzahl VNB pro 1 Millionen Einwohnern in EU-Ländern und in der Schweiz



Quelle: Frontier/IAEW basierend auf CEER (2013), Swissgrid (2015) und Eurostat (2016).

Aufbau der Studie

Die Untersuchung ist in folgende Schritte gegliedert:

- **Kapitel 2: Formen der Koordination und deren Entwicklung im Zeitverlauf** – Wir nehmen eine Kurzbeschreibung der von Consentec entwickelten KM vor, ergänzen mögliche Koordinationsformen und zeigen eine mögliche Entwicklung der zukünftigen Koordinationsformen auf.
- **Kapitel 3: Zugriffsrecht auf Flexibilität für Verteilnetzbetreiber** – Wir diskutieren, welche Formen der Koordination zwischen Netzbetreibern und Netznutzern für welche Flexibilitätsoptionen angemessen sein können.
- **Kapitel 4: Vergütung von netzdienlicher Flexibilitätsnutzung** – Wir erläutern, welche Grundsätze für die Vergütung von Flexibilitätsnutzung durch Netzbetreiber gelten sollten und wie deren Einhaltung gewährleistet werden sollte.
- **Kapitel 5: Nicht-Diskriminierung & Transparenz** – Wir erläutern, welche Massnahmen getroffen werden sollten, um Wettbewerbs-Diskriminierung durch vertikal integrierte Unternehmen zu vermeiden und welche Transparenzvorschriften ergriffen werden sollten.

2 FORMEN DER KOORDINATION UND DEREN ENTWICKLUNG IM ZEITVERLAUF

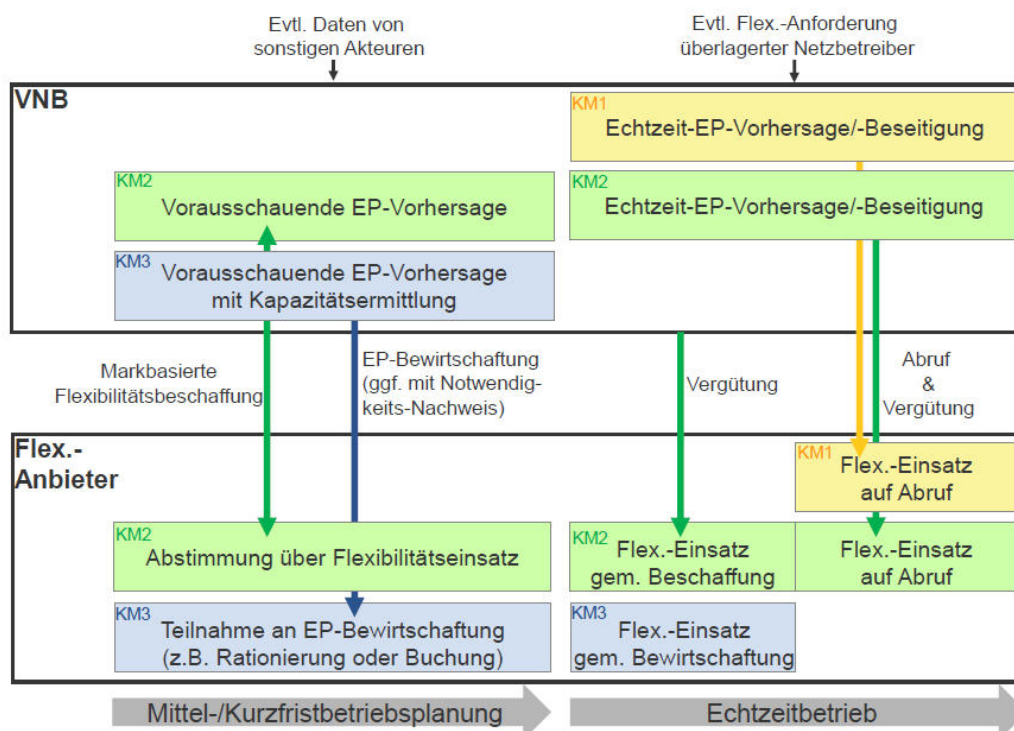
Kapitel 2 dient als Grundlage für die nachfolgenden Erläuterungen zu einzelnen Aspekten bezüglich der Koordination an der Schnittstelle Netz und Markt. Es ist wie folgt aufgebaut:

- **Kapitel 2.1** – Wir nehmen eine Kurz-Beschreibung der von Consentec im Rahmen der Vorgängerstudie entwickelten Koordinationsmodelle (KM) vor.
- **Kapitel 2.2** – Wir ergänzen die Definition der KM um im Rahmen dieser Studie wesentliche Aspekte wie z.B. Formen einer wettbewerblichen Flexibilitätsbeschaffung.
- **Kapitel 2.3** – Wir skizzieren eine mögliche zukünftige Entwicklung der Koordination auf Basis sich ändernder technischer, marktlicher und regulatorischer Entwicklungen.

2.1 Koordinationsmodelle bei Consentec

Im Rahmen der Consentec-Studie wurden drei mögliche KM erarbeitet (Abbildung 5).⁵

Abbildung 5. Koordinationsmodelle gemäss Consentec



Quelle: Consentec (2015)

⁵ Analog zu dem Fokus dieser Studie beschränken sich die Koordinationsmodelle dabei auf den Koordinationsbedarf ausserhalb von Notfallsituationen, in denen der Netzbetreiber bei Gefährdung der Systemsicherheit Notfallmassnahmen ergreifen kann.

Die wesentliche Unterscheidung der drei Modelle ergibt sich dadurch, welche Akteure jeweils die Kosten des Flexibilitätseinsatzes bzw. die durch die Koordination verursachten Nutzeneinbußen tragen sollen:

- Im Falle der **Engpassbeseitigung** (KM 1 und 2) setzen Netzbetreiber Flexibilitäten gegen **Zahlung einer Vergütung** ein, um einen Netzengpass zu beheben. Dabei wird unterschieden:
 - **KM 1** sieht eine Engpassbeseitigung nur im unmittelbaren Echtzeitbetrieb des Netzes vor. Wenn im Netzleitsystem des Verteilnetzbetreibers (VNB) auf Basis von Echtzeitmesswerten oder nicht-netzbezogenen Informationen (z.B. Wetterdaten) Probleme identifiziert werden, steuert der VNB unmittelbar eine Flexibilitätsquelle an oder weist einen Flexibilitätsanbieter unmittelbar an, der dann die Steuerung übernimmt. Dabei greift der VNB nur auf Massnahmen zurück, die entweder durch gesetzliche Regelungen oder durch eine vorherige rahmenvertragliche Vereinbarung mit Marktteilnehmern genutzt werden können.
 - **KM 2** sieht vor, dass zur Engpassbeseitigung auch Flexibilitätsoptionen eingesetzt werden, die eine vorherige Abstimmung mit Marktteilnehmern erfordern, d.h. in jedem Einzelfall **wettbewerblich beschafft** werden. Um die notwendige Abstimmung zu ermöglichen, setzt dieses Modell eine **vorausschauende Engpassvorhersage** voraus. Der Zeitraum für eine wettbewerbliche Beschaffung wäre allerdings recht kurz, da auf Basis der heutigen Leitsysteme allenfalls ausreichend robuste Netzzustandsprognosen auf Basis von Wetterprognosedaten mit wenigen Stunden Vorlauf möglich sind.

Da die marktbasierende Beschaffung von Flexibilitäten grundsätzlich auch erfolglos ausgehen kann, erfordert dieses KM als **Rückfallebene zusätzlich eine Echtzeit-Engpassbeseitigung** wie bei KM 1.

Präzedenzfälle für eine praktische Umsetzung des KM 2 sind im Bereich der Verteilnetze nicht bekannt.
- **KM 3** beruht im Gegensatz zu den Modellen 1 und 2 auf der sogenannten „**Engpassbewirtschaftung**“. Hierbei wird die im Rahmen einer vorausschauenden Engpassvorhersage ermittelte verfügbare Kapazität bewirtschaftet.

Der entscheidende Unterschied zu den beiden Modellen der Engpassbeseitigung besteht darin, dass im KM 3 **keine Vergütung** vom Netzbetreiber an die Flexibilitätsanbieter zu bezahlen ist.

Consentec sieht das KM 3 aufgrund möglicher ineffizienter Nutzung durch VNB durch die kostenlose Möglichkeit zur Nutzungsbeschränkung im Grundsatz kritisch, schätzt jedoch einen prinzipiellen Verzicht auf das Modell als nicht sinnvoll ein. Es könne insbesondere dann essenziell sein, wenn Engpässe durch den Einsatz von Flexibilität ausgelöst werden und auch nur durch Änderungen des Einsatzes derselben Flexibilität behoben werden könnten. Um jedoch einer übermäßigen und ineffizienten Nutzung des Modells vorzubeugen, sollten sowohl die Entscheidung eines VNB das Modell

einzuführen, als auch deren Ausgestaltung und Parametrierung, einer Nachweispflicht und regulatorischen Prüfmöglichkeit unterworfen werden.

2.2 Weitere Präzisierung der Koordinationsmodelle

Für den Zweck der nachfolgenden Ableitung von Handlungsempfehlungen (ab **Kapitel 3**) nehmen wir im Folgenden eine punktuelle Präzisierung der von Consentec entwickelten KM vor.

Bei Consentec wird die Koordination dahingehend abgegrenzt,

- ob eine Engpassbeseitigung entsprechend der KM 1 oder KM 2 oder eine Engpassbewirtschaftung entsprechend KM 3 erfolgt. Wesentliches Unterscheidungsmerkmal ist, dass Flexibilitätsanbieter bei der Engpassbeseitigung eine Vergütung für die Flexibilitätsnutzung durch den VNB erhalten, während dies bei der Engpassbewirtschaftung nach KM 3 nicht der Fall ist; und
- innerhalb der Engpassbeseitigung, ob diese sich auf eine Echtzeitbeseitigung beschränkt (KM 1), oder ob eine vorausschauende Engpassbeseitigung auf Basis einer Engpassvorhersage erfolgt, welche eine kurzfristige Abstimmung zwischen VNB und Flexibilitätsanbieter ermöglicht (KM 2). Diese kurzfristige Abstimmung des Flexibilitätseinsatzes wird als wettbewerbliche Beschaffung definiert.⁶ Die im Rahmen einer längerfristigen Kontrahierung bei KM 1 und KM 2 zu adressierenden Fragen bezüglich der Vergütung oder des Steuerungskonzepts werden bei Consentec nur am Rande behandelt.

Wir behalten die o.g. Abgrenzung bei. Wir differenzieren jedoch das KM 1 – d.h. das Modell, das ohne eine kurzfristige Koordination des Flexibilitätseinsatzes auskommt – im Folgenden zusätzlich dahingehend, auf welche Weise der VNB zu dem grundsätzlichen Zugriffsrecht auf die Flexibilität („längerfristige Kontrahierung“) kommt. Somit ergeben sich folgende Koordinationsmodelle:

- **KM 1 – Engpassbeseitigung ohne kurzfristige Koordination des Flexibilitätseinsatzes**
 - **KM 1a** : Zugriffsermächtigung auf Basis einer **gesetzlichen Grundlage**;
 - **KM 1b**: Zugriffsermächtigung auf Basis **freiwilliger Vereinbarungen** (wettbewerbliche Beschaffung der Zugriffsmöglichkeit).
- **KM 2 – Engpassbeseitigung mit kurzfristiger Koordination des Flexibilitätseinsatzes** (wettbewerbliche Beschaffung des Flexibilitätseinsatzes)
- **KM 3 – Engpassbewirtschaftung** (= keine Vergütung der Flexibilität)

Dies sei nachfolgend erläutert.

⁶ „Unter Beschaffung wird hier nur der kurzfristige Abstimmungsprozess für den Einsatz einer Flexibilität verstanden und nicht der vermutlich in der Regel erforderliche Abschluss eines Rahmenvertrags“, Consentec (2015), S. 38. „Die Beschaffung von Flexibilitäten bei Koordinationsmodell 2 muss in einem relativ knappen Zeitraum stattfinden, da die vorausschauende EP-Vorhersage nicht mit beliebig langem Vorlauf realisierbar ist. [...] Realistischer erscheint heute – insbesondere für die Hoch- und ggf. Mittelspannungsnetze – eine Intraday-Zustandsprognose für einige Stunden, die auf kurzfristigen Wetterprognosedaten aufsetzt.“, Consentec (2015), S. 39.

2.2.1 **KM 1a: Engpassbeseitigung ohne Koordination des Flexibilitätsabrufs – Zugriffsermächtigung auf Basis gesetzlicher Grundlage**

Konstituierende Merkmale dieses KM sind, dass

- **Flexibilitätsanbieter vergütet** werden (*in Abgrenzung zu KM 3*);
- der tatsächliche **Abruf der Flexibilität keiner kurzfristigen Abstimmung** zwischen VNB und Flexibilitätsanbieter – und somit nicht zwingend einer Engpassvorhersage – bedarf (*in Abgrenzung zu KM 2*); und
- die grundsätzliche Möglichkeit des Flexibilitätszugriffs durch den VNB **ausschliesslich auf Basis einer gesetzlichen Grundlage** erfolgt, das heisst nicht etwa im Sinne einer wettbewerblichen Beschaffung auf freiwilliger Zustimmung der Flexibilitätsanbieter (*in Abgrenzung zu KM 1b*).

BEISPIELE FÜR DIE UMSETZUNG VON KM 1A

Als **Beispiel für die Umsetzung von KM 1a** dient der **Einsatz des Einspeisemanagements (EinsMan) durch VNB in Deutschland**: Die Ermächtigung des VNB zum Einsatz dieser Flexibilität liegt per Gesetz vor, die VNB können somit ohne weitere einzelfallbezogene vertragliche Regelung bei Bedarf auf diese Flexibilitätsoption zugreifen. Der Flexibilitätsanbieter hat einen Anspruch auf eine Vergütung für die durch den Eingriff des VNB vermiedene Einspeisemenge. Siehe hierzu die Empfehlungen für erzeugungsseitige Flexibilität in den **Kapiteln 3.4** und **4.2**.

Als weiteres Beispiel für KM 1a könnte die temporäre **Sperrung der Ansteuerbarkeit von Elektrowärmegegeräten bei Haushaltskunden** dienen, wenn die Haushaltskunden in Form von niedrigeren Energie- und/oder Netzentgelttarifen für die Einräumung der Sperrfähigkeit kompensiert werden, **jedoch keine Wahlmöglichkeit** über verschiedene Netznutzungsprodukte mit unterschiedlichen Zugriffsmöglichkeiten und Netznutzungsentgelten haben (siehe **Kapitel 2.2.5**). Diese Zuordnung trifft für vollständig unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen im Niederspannungsnetz in Deutschland zu, da diesen gemäss §14a EnWG ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen ist.⁷

⁷ „Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben denjenigen Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn ihnen im Gegenzug die Steuerung von vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, zum Zweck der Netzentlastung gestattet wird. Als unterbrechbare Verbrauchseinrichtung im Sinne von Satz 1 gelten auch Elektromobile. Die Steuerung muss für die in Satz 1 genannten Letztverbraucher und Lieferanten zumutbar sein und kann direkt durch den Netzbetreiber oder indirekt durch Dritte auf Geheiss des Netzbetreibers erfolgen“, §14a EnWG.

2.2.2 **KM 1b**: Engpassbeseitigung ohne Koordination des Flexibilitätsabrufs – Zugriffsermächtigung auf freiwilliger Basis („wettbewerbliche Beschaffung des Zugriffsrechts“)

Konstituierende Merkmale dieses KM sind, dass

- **Flexibilitätsanbieter vergütet** werden (*in Abgrenzung zu KM 3*);
- die grundsätzliche Möglichkeit des Flexibilitätszugriffs durch den VNB ausschliesslich im Sinne einer **wettbewerblichen Beschaffung auf freiwilliger Zustimmung der Flexibilitätsanbieter** basiert, und nicht etwa auf einer gesetzlichen Zugriffsgrundlage (*in Abgrenzung zu KM 1a*);
- der tatsächliche **Abruf der Flexibilität jedoch keiner kurzfristigen Abstimmung** zwischen VNB und Flexibilitätsanbieter – und somit nicht zwingend einer Engpassvorhersage – bedarf (*in Abgrenzung zu KM 2*). Einmal durch einen Rahmenvertrag dem VNB zur Verfügung gestellte Flexibilität kann daher durch den VNB ohne weitere Rückkopplung mit dem Flexibilitätsanbieter genutzt werden.

Grundlage: Freiwillig erteiltes Zugriffsrecht für VNB auf Basis eines Rahmenvertrags

Im Gegensatz zu KM 1a hat der Flexibilitätsanbieter in diesem KM die Wahl, ob und zu welchen Konditionen er seine Flexibilität dem VNB zur Verfügung stellt („wettbewerbliche Beschaffung des Zugriffsrechts“). Hierzu bedarf es eines zwischen VNB und Flexibilitätsanbieter verhandelten Rahmenvertrags, welcher Bestimmungen enthält zum Beispiel bezüglich

- der technischen Anforderungen an die Ausstattung der anzusteuern Flexibilitätsquelle, beispielsweise in Bezug auf die Kommunikations- und Fernsteuerungstechnologie;
- der Voraussetzungen an die Verfügbarkeit der Flexibilitätsquelle;
- der maximalen Dauer, Häufigkeit und Vorwarnzeit von Flexibilitätseinsätzen und dem minimalen Abstand zwischen zwei Flexibilitätseinsätzen; sowie
- der finanziellen Kompensation der Einsatzbereitschaft (zum Beispiel in CHF/kW/a) und tatsächlicher Flexibilitätseinsätze (zum Beispiel in CHF/kWh).

Unterschiedliche Formen wettbewerblicher Flexibilitätsbeschaffung

Eine wettbewerbliche Beschaffung des Zugriffsrechts auf Flexibilität für den VNB ist in vielfältigen Formen vorstellbar. Dabei sind verschiedene Formen unter verschiedenen Voraussetzungen unterschiedlich gut geeignet, um eine effektive und effiziente Engpassbeseitigung zu gewährleisten. Dies gilt es bei der Formulierung von Handlungsempfehlungen zu Zugriffsrechten für VNB und Vergütungsgrundsätzen explizit zu berücksichtigen.

Hier seien wesentliche Merkmale unterschiedlicher wettbewerblicher Beschaffungsformen genannt, auf welche im Rahmen der Handlungsempfehlungen (ab **Kapitel 3**) jeweils differenziert zurückgegriffen wird:

■ **Lokale Granularität des Flexibilitätsbedarfs**

- Netzbetreiber können Flexibilität in unterschiedlicher lokaler Granularität kontrahieren. Vorstellbar wäre, dass nur Flexibilität beschafft wird, die in einem bestimmten Mindestmass zur Auflösung von bereits per Prognose antizipierbarer Netzengpässe oder zur Vermeidung von inhärent bekannten Netzengpässen dient. Alternativ zu einer solchen feingranularen Beschaffung können Netzbetreiber Flexibilität z.B. für das gesamte Netzgebiet beschaffen, also auch die Vergütung ohne Differenzierung des tatsächlichen engpassentlastenden Einflusses der Flexibilität vornehmen.
- Während im Rahmen einer feingranularen Beschaffung zielgerichteter die zur Engpassbehebung geeignete Flexibilität beschafft werden kann, reduziert dies die Anzahl möglicher Anbieter unter Umständen erheblich, was die Gefahr von Marktmachtpotenzial erhöht. Zudem ist eine feingranulare Beschaffung deutlich komplexer und birgt bei vertikal integrierten Unternehmen (VIU) ein höheres Risiko der Bevorteilung von Flexibilitäten im Besitz z.B. des Erzeugungsarms des VIU durch den Netzbetreiber des VIU.

■ **Preis- vs. Mengensteuerung**

- **Preissteuerung (=Mengenwettbewerb):** Ein Netzbetreiber kann einen konkreten Preis vorgeben, zu dem er bereit ist, ein bestimmtes Flexibilitätsprodukt zu kontrahieren. Flexibilitätsanbieter können dann entscheiden, ob bzw. wie viel sie zu diesem Preis anbieten möchten („Abstimmung mit den Füßen“). Vorteile der Preissteuerung bestehen darin, dass dies das vergleichsweise einfachere Verfahren ist, bei welchem Flexibilitätsanbieter beispielsweise kein Preisgebot quantifizieren müssen, und es tendenziell weniger anfällig für Kollusion ist.
- **Mengensteuerung (=Preiswettbewerb):** Ein Netzbetreiber kann eine konkrete Menge für ein bestimmtes Flexibilitätsprodukt ausschreiben. In einem Ausschreibungsverfahren können Flexibilitätsanbieter dann Gebote abgeben, in denen sie definieren, wie viel dieses Flexibilitätsprodukts sie zu welchem Preis bereit wären, zur Verfügung zu stellen. Ein Vorteil der Mengensteuerung liegt darin, dass Netzbetreiber auf diese Weise sicherstellen können, dass die erforderliche⁸ Flexibilität auch tatsächlich kontrahiert werden kann.

■ **Bilateraler Vertrag vs. organisierter Markt**

- **Bilateraler Vertrag** – Ein VNB kann mit einem Netznutzer oder dessen Aggregator einen frei verhandelten bilateralen Vertrag abschliessen;
- **Organisierter Markt** – Ein VNB könnte einen organisierten Markt für lokale Flexibilität implementieren, vergleichbar mit den Marktplätzen für Regelenergie oder Verlustenergie bei ÜNB. Hierbei könnte der VNB Flexibilitätsprodukte definieren (also einen Grossteil der o.g. Charakteristika eines Rahmenvertrags wie z.B. die technischen

⁸ „Erforderliche“ Flexibilität ist allerdings zu relativieren, da - zumindest in mittlerer Frist – immer die Alternative des Netzausbaus besteht. Insofern ist das richtige Mass der Flexibilitätsnutzung letztlich immer auch eine Frage des Preisdifferenzials zu den Kosten des Netzausbaus.

Anforderungen oder die maximale Abrufhäufigkeit in der Produktdefinition vorgeben) und nur die Menge oder den Preis über den Wettbewerb bestimmen lassen.

- **Explizite Zahlung vs. implizite Vergütung durch Vergünstigung**
 - **Explizite Zahlungen** – Möglich sind explizite Zahlungen des VNB an den Flexibilitätsanbieter. Diese können für die Einräumung der grundsätzlichen Möglichkeit des Flexibilitätszugriffs geleistet werden (Leistungspreis oder Optionsprämie; in CHF/kW/a) und/oder für tatsächliche Zugriffe auf die Flexibilität (in CHF/kWh).
 - **Implizite Vergütung** – Das Netzentgeltsystem in der Schweiz basiert – wie z.B. auch in Deutschland – darauf, dass die für die Investition und den Betrieb des Stromnetzes anfallenden Netzkosten unmittelbar von den Letztverbrauchern getragen werden. Entsprechend zahlen verbrauchsseitige Netznutzer sowohl Netzanschlussentgelte als auch Netznutzungsentgelte. Schränkt ein Netzbetreiber die Netznutzung eines verbrauchsseitigen Netznutzers ein (= netzdienliche Nutzung von Flexibilität), kann die Vergütung entsprechend auch implizit in Form vergünstigter Netzanschlussentgelte oder Netznutzungsentgelte erfolgen. In diesem Fall besteht der o.g. Rahmenvertrag in einem Netzanschluss- oder Netznutzungsvertrag.

BEISPIEL FÜR DIE UMSETZUNG VON KM 1B

Als Beispiel für KM 1b könnte die temporäre **Sperrung der Ansteuerbarkeit von Elektrowärmegeräten bei Haushaltskunden** dienen, wenn die Netznutzer zwischen verschiedenen Netznutzungsprodukten mit unterschiedlichen Zugriffsmöglichkeiten und Netznutzungsentgelten wählen könnten (siehe **Kapitel 2.2.5**).

2.2.3 **KM 2: Engpassbeseitigung mit kurzfristiger Koordination des Flexibilitätsabrufs („wettbewerbliche Beschaffung des Flexibilitätsabrufs“)**

Konstituierende Merkmale dieses KM sind, dass

- **Flexibilitätsanbieter vergütet** werden (*in Abgrenzung zu KM 3*);
- der tatsächliche **Abruf der Flexibilität im Rahmen einer kurzfristigen wettbewerblichen Abstimmung** zwischen VNB und Flexibilitätsanbieter erfolgt (*in Abgrenzung zu KM 1a und 1b*).

Langfristiger Rahmenvertrag analog zu KM 1b erforderlich

Analog zu KM 1b bedarf es auch in diesem KM einer längerfristigen Vereinbarung bzw. einem Rahmenvertrag, der wesentliche Grundsätze z.B. der technischen Voraussetzungen („Präqualifikation“), der Transparenz- und Kommunikationsanforderungen oder auch der Vergütung der Einräumung der Flexibilitätsmöglichkeit für den Netzbetreiber festlegt.

Kurzfristige wettbewerbliche Beschaffung des Flexibilitätsabrufs

Im Unterschied zu KM 1b bedarf es in diesem von Consentec definierten KM zusätzlich einer kurzfristigen Koordination zwischen VNB und potenziellen Flexibilitätsanbietern, der VNB darf also nicht ohne weitere Rückkopplung mit den Flexibilitätsanbieter auf die Flexibilität zugreifen. Vielmehr fragt der VNB auf Basis einer Engpassvorhersage, welche dieses KM zwingend erfordert, Flexibilitätsanbieter, die über einen Rahmenvertrag präqualifiziert sind, an, ob bzw. in welchem Ausmass sie Flexibilität kurzfristig zur Verfügung stellen möchten. Flexibilitätsanbieter haben in KM 2 entsprechend auch kurzfristig die Wahl, ob sie ihre Netznutzung auf Anfrage des VNB anpassen möchten oder nicht.⁹ Im Rahmen dieser kurzfristigen Abstimmung kann auch die Höhe der Vergütung des konkreten Flexibilitätseinsatzes verhandelt werden.

Die Ausführungen zu unterschiedlichen Beschaffungsformen zu KM 1b (siehe **Kapitel 2.2.2**) z.B. bezüglich lokaler Granularität, Preis- oder Mengensteuerung oder Marktform gelten hier analog.

Die kurzfristige wettbewerbliche Beschaffung des Flexibilitätseinsatzes kann zudem im Grundsatz auch einseitig ausfallen, d.h. ohne gegenseitige Interaktion auskommen. Hierbei könnte der Netzbetreiber zum Beispiel im Fall eines prognostizierbaren Engpasses kurzfristig (zum Beispiel mit wenigen Stunden Vorlauf) ein eindeutig definiertes Signal an einen Pool von präqualifizierten Flexibilitätsanbietern senden. Dazu prognostiziert der Netzbetreiber innerhalb einer vorgelagerten Netzsicherheitsrechnung mögliche Netzengpässe und ermittelt eine Flexibilitätseinschränkungsliste, welche die notwendigen Flexibilitätsanpassungen zur Behebung der Engpässe beinhaltet.

Die Flexibilitätsanbieter können dann frei entscheiden, ob sie ihre Anlagenfahrweise gemäss der vom Verteilnetzbetreiber auferlegten Restriktionen kurzfristig anpassen. Die dabei entstehenden Opportunitätskosten durch die Eingrenzung der Freiheitsgrade in der Vermarktung am Grosshandelsmarkt des Flexibilitätsanbieters sind die Mindestkosten, die für den Abruf von Flexibilität von dem VNB zu zahlen sind. Technische, prozessuale und wirtschaftlich tragbare Ausgestaltungsoptionen werden aktuell im Rahmen des Forschungsprojektes „Proaktives Verteilnetz“ erarbeitet.¹⁰

Einordnung: Sehr komplex und bisher in Praxis nicht angewandt

Der Vorteil einer kurzfristigen Abstimmung zwischen VNB und Netznutzer ist, dass aktuelle Nutzungskonflikte besser berücksichtigt werden können, z.B. falls der Flexibilitätsanbieter seine Flexibilität parallel als Regelleistung anbietet.

Auf der anderen Seite erhöht das Verfahren die Komplexität und Transaktionskosten substantiell, und könnte zudem einige potenzielle Anbieter von einem Angebot ausschliessen.

⁹ Bei Consentec ist die kurzfristige Abstimmung konstituierend für eine wettbewerbliche Beschaffung (KM 2). Wir betrachten zusätzlich die Möglichkeiten einer wettbewerblichen Beschaffung des grundsätzlichen Zugriffsrechts auf die Flexibilität (siehe KM 1b).

¹⁰ RWE Deutschland, IAEW, BTC, OFFIS et al. (laufend), „Das proaktive Verteilnetz“, Studie im Auftrag des BMWi.

Ein Umsetzungsbeispiel für dieses KM ist bisher nicht bekannt.

2.2.4 KM 3: Engpassbewirtschaftung ohne Vergütung der Flexibilität

Dieses von Consentec definierte KM beruht im Gegensatz zu den anderen KM auf der sogenannten „**Engpassbewirtschaftung**“. Hierbei wird die im Rahmen einer vorrauschauenden Engpassvorhersage ermittelte verfügbare Kapazität bewirtschaftet,

- indem Flexibilität anbietern Grenzen für den Flexibilitätseinsatz auferlegt werden (als „**Rationierung**“ bezeichnet); oder
- die Möglichkeit eröffnet wird, sich Rechte zur (ggf. anteiligen) Nutzung der begrenzten Netzkapazität zu sichern (als „**Buchung**“ bezeichnet).

Der entscheidende Unterschied zu den beiden Modellen der Engpassbeseitigung besteht darin, dass im KM 3 **keine Vergütung** vom Netzbetreiber an die Flexibilitätanbieter zu bezahlen ist.¹¹

2.2.5 Exkurs: Sperrung von Elektrowärmeanwendungen via Rundsteuerung

Gelebte Praxis seit Jahrzehnten

In der Schweiz, wie auch in anderen Ländern, ist die temporäre Sperrung von unterbrechbaren Letztverbrauchern mittels Rundsteuerung durch Elektrizitätswerke jahrzehntelang gelebte Praxis. Insbesondere Elektrowärmeanwendungen wie Wasser-Boiler, Nachtspeicheröfen oder Wärmepumpen werden durch die Netzbetreiber angesteuert (d.h. an- und ausgeschaltet), und Stromzähler zwischen Hoch- und Niedrigtarif umgestellt.

Technisch funktioniert dies über die Versendung von Frequenzsignalen aus den jeweiligen Unterwerken, welche von den entsprechend installierten und programmierten Rundsteuerempfängern in den Stromverteilerkästen der Haushalte empfangen und verarbeitet werden.

Hierdurch können sich für den betroffenen Letztverbraucher („Flexibilitätanbieter“) Nutzeneinbußen dadurch ergeben, dass

- die optimale Fahrweise zur Eigennutzung nicht realisiert werden kann;
- der marktseitige Wert der Flexibilität sinkt, zum Beispiel im Rahmen von Verträgen mit Aggregatoren, welche die Flexibilität in Virtuellen Kraftwerken als Regelleistung an den Systemführer Swissgrid vermarkten.

Einordnung in Logik der Koordinationsmodelle nicht eindeutig

Die Einordnung dieser Praxis in die Logik der KM hängt von der Behandlung der betroffenen Letztverbraucher ab:

¹¹ Im Fall eines „Buchungsmodells“ – in etwa analog zu Versteigerung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten – fielen im Gegenteil sogar Erlöse beim VNB an.

- **Beispiel für KM 3** – Consentec führt die Rundsteuerungspraxis als Anwendungsbeispiel für KM 3 an. Dies wird damit begründet, dass die VNB durch diese Sperrungen weder Erlöse erzielen noch Kosten tragen, wohingegen sich für die Flexibilitätsanbieter während der Sperrung Nutzeneinbussen ergeben.

Diese Einordnung ist aus unserer Sicht dann zutreffend, wenn die per Rundsteuerung unterbrechbaren Letztverbraucher tatsächlich **keine Kompensation** für die möglicherweise erlittenen Nutzeneinbussen erhalten.

- **Beispiel für KM 1a** – In der Schweizer Praxis gewähren jedoch einige Elektrizitätswerke **Sondertarife für unterbrechbare Letztverbraucher**, zum Beispiel in Form eines substanziell reduzierten Netz- und Energietarifs in der Hochtarifzeit.¹² Dabei hat der Netznutzer nach unserem Verständnis keine Wahl. Das bedeutet, dass der Netznutzer bei Erfüllung der technischen Voraussetzungen (in der Regel das Überschreiten einer gewissen elektrischen Nennleistung von z.B. 3 oder 4 kW und eine eigene Zähl- und Messeinrichtung) dem Netzbetreiber bestimmte Netznutzungseinschränkungen („Sperrzeiten“) gewähren muss, an welchen der Netzbetreiber die Letztverbrauchseinrichtungen per Rundsteuerung ausschalten bzw. am Einschalten hindern kann. Als Gegenleistung erhält der Netznutzer hier eine Entgeltreduktion (wie sie im Übrigen in Deutschland durch §14a EnWG für derartige Fälle vorgeschrieben ist). In diesem Fall kann die vorhandene Praxis als Anwendungsbeispiel für KM 1a dienen, denn der Flexibilitätsanbieter erhält eine **implizite Vergütung** (in Form geringerer Netzentgelte), ohne dass eine wettbewerbliche Beschaffung des Zugriffsrechts (KM 1b) oder gar eine kurzfristige Abstimmung zwischen VNB und Flexibilitätsanbieter erfolgen würde (KM 2).
- **Beispiel für KM 1b** – Vorstellbar ist, dass Netznutzer zukünftig zwischen einem Netznutzungsprodukt ohne Zugriffsrecht des VNB ohne reduzierte Netzentgelte und einem wie beschriebenen Sondervertrag mit der Möglichkeit zur Nutzungssperrung für den VNB gegen verringerte Netzentgelte wählen könnten. Dies wäre ein Beispiel für eine Form der wettbewerblichen Flexibilitätsbeschaffung gemäss KM 1b, die jedoch keine kurzfristige Abstimmung zwischen VNB und Flexibilitätsanbieter erfordert (KM 2).

2.3 Zeitliche Einordnung in das sich entwickelnde Markt- und Regulierungsumfeld

Auf welche Weise die Schnittstelle Markt / Netz im Verteilnetz zukünftig sinnvoll zu koordinieren ist, hängt von einer Vielzahl politischer, marktlicher und technologischer Entwicklungen ab, welche heute grösstenteils nur sehr begrenzt absehbar sind.

Aus unserer Sicht ist entsprechend sinnvoll, zunächst mit vergleichsweise einfachen, pauschalisierten Ansätzen der Koordination zu starten. Mit zunehmender Entwicklung und Durchdringung technischer Mess- und Kommunikationsinfrastruktur sowie zunehmender Durchdringung von dezentraler

¹² Zum Beispiel von Montag bis Freitag 7 bis 20 Uhr und Samstag 7 bis 13 Uhr.

Erzeugung und neuer Verbrauchs- und Speicheranwendungen kann es sinnvoll sein, komplexere und passgenauere Koordinationsformen zu wählen.

Eine mögliche Entwicklung sei nachfolgend skizziert (siehe auch **Abbildung 6**):

In den nächsten Jahren: Pauschalisierte, einfache Ansätze

Dieser Bericht fokussiert darauf, Empfehlungen für zeitnah – insbesondere im Rahmen der Revision des StromVG – festzusetzende Grundsätze abzuleiten. Diese sollten hinreichend allgemein, zukunfts offen und robust sein, um für unterschiedliche Entwicklungen in den nächsten Jahren – etwa bis zu einer neuerlichen Revision des StromVG – eine sinnvolle Koordination zu ermöglichen.

Aufgrund der derzeit begrenzten Anzahl von Flexibilitätsanbietern und wenig granularer Netzzustandsmessungen bzw. Engpassvorhersagen (insbesondere in der Niederspannung) ist davon auszugehen, dass Flexibilitätszugriffe im Verteilnetz in den nächsten Jahren in vergleichsweise pauschalisierter Form erfolgen werden. Anpassungen gegenüber heute sind dabei mit sinnvollen Übergangsfristen vorzunehmen.

Für detailliertere Erläuterungen sei auf die **Kapitel 3 bis 5** verwiesen. Kurzgefasst kann dies bedeuten:

- **Für verbrauchsseitige Flexibilität und Speicher** – Pauschale (d.h. ohne örtliche Spezifizierung innerhalb eines Netzgebiets) Beschaffung von Flexibilität für Gruppen von Netznutzern über vergleichsweise grosse Netzgebiete, d.h. lokal wenig granular. Wettbewerbliche Elemente können über eine Preissteuerung „Mengenwettbewerb“ eingeführt werden: Netzbetreiber fragen Flexibilität weitgehend über preislich vordefinierte Produkte nach (z.B. unterschiedliche Netznutzungsprodukte mit unterschiedlichen Eingriffsmöglichkeiten für den VNB), die Netzkunden können auf freiwilliger Basis entscheiden, welche Produkte sie annehmen.

Als Rückfalloption, falls Netzbetreiber im Zuge dieser freiwilligen Beteiligung nicht ausreichend Flexibilität beschaffen können, müsste die Möglichkeit eines administrierten Zugriffs gegen Entschädigung bestehen. Dieser wäre jedoch auf die Überbrückung der Zeit bis zu einer Netzverstärkung beschränkt.

- **Für erzeugungsseitige Flexibilität** – Pauschale Zugriffsrechte für VNB bis zu bestimmten technologiespezifischen Schwellenwerten. Hierfür erhalten die eingeschränkten Netznutzer (=Flexibilitätsanbieter) eine angemessene Entschädigung, zu deren Orientierung Leitfäden auf Basis von vergleichsweise einfachen Berechnungsgrundlagen entwickelt werden.

Entsprechend sind heute die gesetzlichen und regulatorischen Grundlagen dafür zu schaffen, dass dies auf effiziente Weise und mit begrenztem administrativem Aufwand bei Marktakteuren und Aufsichtsbehörden erfolgen kann.

Die Beschaffung von Flexibilität über pauschale, preislich vordefinierte Produkte eignet sich v.a. für ähnlich strukturierte Flexibilitäten im „Massengeschäft“ (Elektrowärmepumpen etc.) Je spezifischer die Verbrauchscharakteristika sind, desto effizienter können individuelle Lösungen der Flexibilitätsbereitstellung bzw. –beschaffung sein. Bei Netzkunden mit ausgeprägten Spezifika (z.B.

Industriekunden mit besonderen Wärmeprozessen) sollte demnach die Möglichkeit bestehen, Flexibilität in bilateralen Verträgen zu beschaffen bzw. auszuhandeln. Herausforderung ist allerdings, dass hierdurch andere Netzkunden nicht diskriminiert werden. Deshalb wären derartige Verträge zumindest gegenüber der Regulierungsbehörde entsprechend offenzulegen.

Zudem ist kurzfristig ein Monitoring des Flexibilitätseinsatzes zu initiieren, das den Marktakteuren und den politischen Entscheidern ermöglicht, auf sich verändernde Muster durch Anpassungen der Regelungen zu reagieren.

Mittelfristig: Zunehmend individualisierte und kurzfristige Lösungen

In den nächsten 5 bis 10 Jahren ist von einer zunehmenden Durchdringung dezentraler Flexibilität (z.B. durch dezentrale Erzeugungsanlagen auf Basis von Erneuerbaren Energien, innovative Verbrauchsanwendungen wie Elektroautos und Wärmepumpen und Batteriespeicher) sowie einer weiteren Verbreitung von intelligenter Mess- und Kommunikationsinfrastruktur sowohl bei Netznutzern (durch den Smart Meter Rollout) als auch bei Netzbetreibern auszugehen. Im Zuge dessen wird ein zunehmender Anteil der Netznutzer in der Lage sein, dem Netzbetreiber Flexibilität anzubieten. Zudem ist damit zu rechnen, dass sich ein Markt für Pooling- und Vermarktungs-Dienstleistungen herausbildet, wodurch ein zunehmender Anteil der dezentralen Flexibilität an marktlichen Interaktionen teilnehmen können wird.

Im Zuge dieser – oder anderer, heute eventuell noch nicht zu antizipierenden – Veränderungen wird eine Anpassung der Koordination zwischen Netz und Markt angeraten sein. Um die Rahmenbedingungen jeweils angemessen anpassen zu können, ist eine regelmässige Auswertung des Flexibilitätseinsatzes sowie der Marktstrukturen auf Basis des Monitorings vorzusehen (siehe **Kapitel 5**).

Auf Basis der heutigen Erwartungen an die mittelfristige Zukunft ist denkbar, dass Flexibilität zunehmend lokal granular (z.B. für bestimmte Engpassregionen statt für gesamte Netzgebiete) und kurzfristig (ggf. auch ohne vorherigen Abschluss von Rahmenverträgen) beschafft werden kann, da Bedenken durch enge Anbieterstrukturen und unzureichend reagible Netznutzer weniger relevant werden. Dies könnte auch wettbewerbliche Beschaffungsprozesse für erzeugungsseitige Flexibilität betreffen.

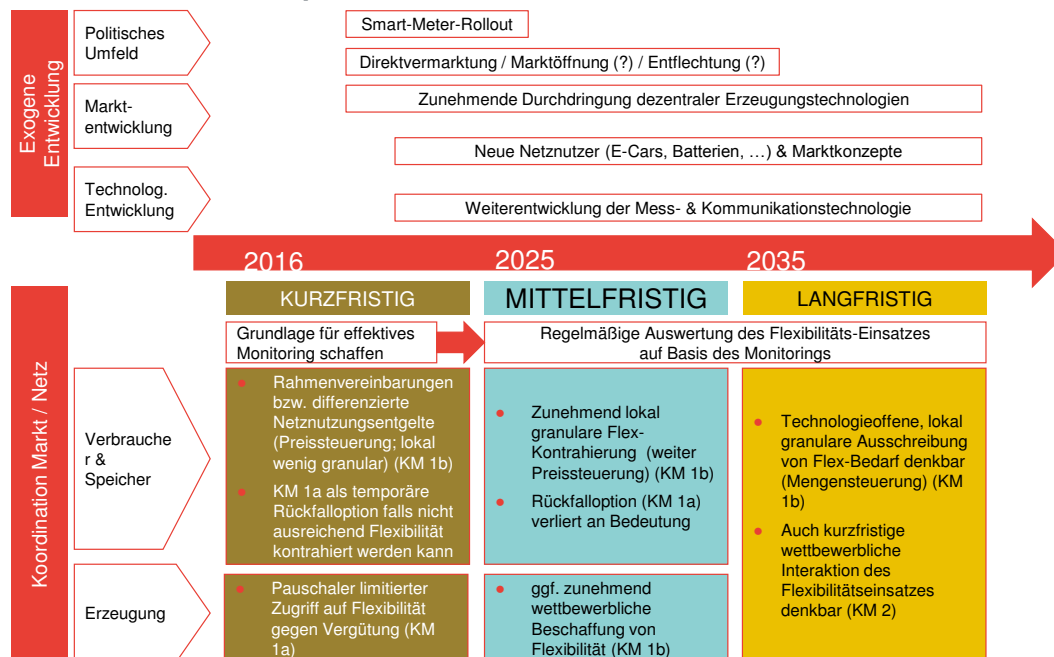
Entsprechend dürfte auch die Rückfalloption administrierter Zugriffsrechte an Bedeutung verlieren. Das Recht zu Notfallmassnahmen des Netzbetreibers bei Gefährdung der Systemsicherheit bleibt ohnehin wie erläutert unbenommen.

Langfristig: Zunehmend organisierte lokale Flexibilitätsmärkte denkbar

In noch längerer Frist ist vorstellbar, von einer Preissteuerung umzustellen auf eine Mengensteuerung, bei welcher konkrete Flexibilitätsbedarfe (auf Basis standardisierter Produkte) ausgeschrieben werden, und sich Flexibilitätsanbieter über Preisgebote für einen Zuschlag bewerben können. Um ein Level-Playing-Field aller Technologien zu schaffen, könnte diese zudem technologieoffen ausgestaltet sein, d.h. für unterschiedliche Verbrauchseinrichtungen, Erzeugungstechnologien und Speicher gleichermassen geöffnet werden.

Auch Flexibilitätseinsatz auf Basis kurzfristiger Interaktionen zwischen VNB und Netznutzer sind in langer Frist vorstellbar (vgl. KM 2).

Abbildung 6. Zeitliche Entwicklung der Koordination Markt / Netz (exemplarisch)



Quelle: Frontier / IAEW

3 ZUGRIFFSRECHT AUF FLEXIBILITÄT FÜR VERTEILNETZBETREIBER

Im folgenden Kapitel wird diskutiert, inwieweit der Netzausbau dem Netznutzungsbedarf (vollständig) folgen muss oder ob und unter welchen Umständen Netzbetreiber die Netznutzung einschränken dürfen sollten, um Netzausbaukosten einzusparen. Hieraus ergeben sich Implikationen für die Frage, unter welchen Voraussetzungen VNB Zugriffsrechte auf unterschiedliche dezentrale Flexibilitätsquellen erhalten sollten bzw. welche Vorgaben bezüglich der Beschaffung von dezentralen Flexibilitäten notwendig sind.

Die vier zentralen Empfehlungen werden im folgenden Kasten zusammengefasst. Eine ausführliche Erläuterung findet sich in den nachfolgenden **Abschnitten 3.1 bis 3.4**.

ZUSAMMENFASSUNG DER EMPFEHLUNGEN ZU ZUGRIFFSRECHTEN

Bezüglich der Frage der Zugriffsrechte von VNB auf nutzerseitige dezentrale Flexibilität ergeben sich folgende Empfehlungen:

- **Empfehlung I – Netzbetreiber sollten ermächtigt und beanreizt werden, nutzerseitige Flexibilität netzdienlich einzusetzen**, um die Gesamtkosten zu minimieren. Hierzu bedarf es
 - einer expliziten Verankerung im StromVG bedarf, welche VNB ermächtigt, durch netzdienlichen Flexibilitätseinsatz anfallende Kosten im Grundsatz bei der Netzentgeltberechnung in Ansatz zu bringen
 - der Entwicklung eines entsprechenden Anreizsystems, welches es VNB ermöglicht, einen Teil der durch sinnvollen Flexibilitätseinsatz eingesparten Netzkosten einzubehalten.
- **Empfehlung II – Die netzdienliche Nutzung von Flexibilität sollte nach Möglichkeit im Sinne einer wettbewerblichen Beschaffung auf Freiwilligkeit der Netznutzer basieren**. Die wettbewerbliche Beschaffung setzt allerdings voraus, dass eine ausreichende Anzahl Anbieter für netzdienliche Flexibilität vorhanden ist, und die Transaktionskosten einer solchen Beschaffung angemessen gering sind. Eine Einzelfall-Beurteilung der Voraussetzungen einer wettbewerblichen Beschaffung in einzelnen Netzregionen ist in der Praxis nicht mit vertretbarem Aufwand möglich.

Daher bedarf es **grundsätzlicher Festlegungen**, für welche Flexibilitätsquellen wettbewerbliche Beschaffungsformen sinnvoll sind (vergleiche Empfehlung III für verbrauchs- und speicherseitige Flexibilität) und für welche Flexibilitätsquellen dies nicht der Fall ist und dementsprechend Verteilnetzbetreiber administrierte Zugriffsrechte auf Flexibilität erhalten sollten (vergleiche Empfehlung IV für erzeugungsseitige Flexibilität).

Weiterhin impliziert die wettbewerbliche Beschaffung von Flexibilität auf Basis von Freiwilligkeit, dass der **Grundsatz zur Pflicht einer angemessenen**

- Vergütung** von netzdienlicher Flexibilitätsnutzung bestehen sollte. Dies ermöglicht einerseits den Netzbetreibern, eine effiziente Abwägung zwischen Netzausbau und der Nutzung von Flexibilitätsoptionen zu treffen. Andererseits können die Netznutzer auf Basis von Preissignalen zwischen markt- und netzdienlichem Einsatz ihrer Flexibilität abwägen.
- **Empfehlung III – Verbrauchsseitige Flexibilität** und Flexibilität von Speicheranwendungen sollten über differenzierte **ökonomische Anreize** auf Basis freiwilliger Teilnahme der Netznutzer beschafft werden (vgl. KM 1b). Kurz- und mittelfristig sollte dies aufgrund der i.d.R. begrenzten Anbieterstruktur auf der lokalen Ebene über einen „Mengenwettbewerb“ (d.h. eine Preissteuerung, bei welcher der VNB einen für das gesamte Netzgebiet einheitlichen Preis für Flexibilität z.B. in CHF/kW/a oder in CHF/kWh vorgibt) und nicht über Preiswettbewerb erfolgen. Dies kann zum Beispiel über das Angebot unterschiedlicher Netznutzungsprodukte mit unterschiedlichen Zugriffsmöglichkeiten für die VNB und dementsprechend unterschiedlichen Netzentgelten beschafft werden. Letztverbraucher mit flexiblen Anwendungen können dann im Sinn eines wettbewerblichen Prozesses wählen, in welchem Masse sie Nutzungseinschränkungen durch den VNB zulassen möchten.
 - **Empfehlung IV – Für erzeugungsseitige Flexibilität**, für welche die Möglichkeit unterschiedlicher Netzanschluss- oder Netznutzungsentgelte im heutigen Rahmen nicht besteht, **sollten Netzbetreiber limitierte pauschale Zugriffsrechte** auf Flexibilität erhalten (vgl. KM 1a). Hierzu wären Schwellenwerte nach dem Vorbild der Spitzenkappung für Wind auf Land und Photovoltaik in Deutschland zu definieren, bis zu welchen den VNB ein Zugriff auf die Flexibilität ohne weitere Nachweise möglich ist. Die pauschalisierten Zugriffsrechte wären limitiert und auf Technologien beschränkt, für die vergleichsweise einfach entgangene Deckungsbeiträge bzw. Kosten für die Vergütung bestimmt werden können (z.B. dezentrale EE-Erzeuger wie PV, Windanlagen, Laufwasser).

3.1 Empfehlung I: Ermächtigung & Anreiz zur netzdienlichen Nutzung von Flexibilität

Netzdienliche Flexibilitätsnutzen ermöglicht Gesamtkostenreduktion

Im Sinne einer gesamtwirtschaftlichen Optimierung ist es geboten, dass Netzbetreiber durch den Rechts- und Regulierungsrahmen in die Lage versetzt werden sollten, zur Vermeidung bzw. Behebung von Netzengpässen auch netznutzerseitige Flexibilität einsetzen können. Dies sei anhand von **Abbildung 7** verdeutlicht:

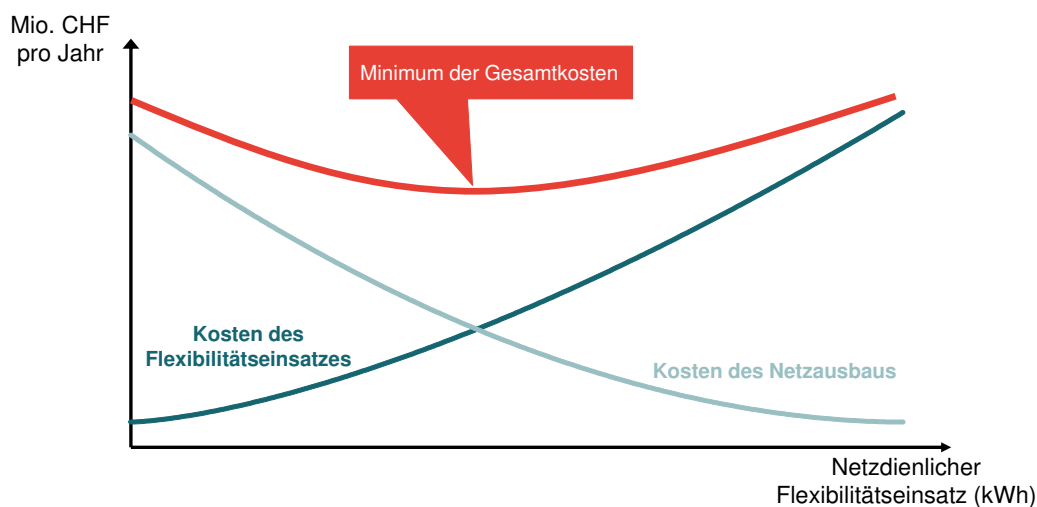
- **Einsparungen der Netzausbaukosten** – Der netzdienliche Einsatz von netznutzerseitiger Flexibilität durch VNB entspricht letztlich einer Einschränkung der Netznutzung einzelner Netznutzer wie Verbrauchseinrichtungen, Erzeugungsanlagen oder Speicher. Hierdurch kann die Netzaufnahmekapazität geringer dimensioniert werden, wodurch

Investitionen in Netzausbau oder Netzverstärkung entfallen können, und somit insbesondere Kapitalkosten eingespart werden können. Aufgrund des hohen Anteils an dezentralen Erzeugungsanlagen fallen Kosteneinsparungen in besonderem Masse im Verteilnetz selbst an. Weitere Kosteneinsparungen, wenn auch aufgrund von stochastischen Durchmischungseffekten in geringerem Grad, fallen auf den höhergelegenen Netzebenen an.

- **Kosten des Flexibilitätseinsatzes** – Der netzdienliche Einsatz von netznutzerseitiger Flexibilität, der wie erwähnt einer Einschränkung der Netznutzung der betroffenen Netznutzer entspricht, geht mit Kosten einher. Neben Kosten, welche für die notwendige Steuerungsinfrastruktur anfällt, sind dies insbesondere Nutzen- bzw. Markterlöseinbussen bei den betroffenen Netznutzern (siehe **Kapitel 1.1**). Die Kosten für den Flexibilitätseinsatz zeichnen sich folglich durch einen hohen Betriebskostenanteil aus.

Entsprechend müssen diese Kosten und Kosteneinsparungen bei der Entscheidung über netzdienlichen Flexibilitätseinsatz abgewogen werden. Ein prinzipieller Verzicht würde zu unnötigen Netzausbaukosten führen, welche durch einen angemessenen Flexibilitätseinsatz vermieden werden können.

Abbildung 7. Gesamtkostenminimierung durch netzdienlichen Flexibilitätseinsatz (schematisch)



Quelle: Frontier / IAEW

Empirisch zeigt sich, dass häufig schon eine geringe Einschränkung der Netznutzung zu substantziellen Einsparungen bei den Netzkosten führt, siehe Exkurs-Kasten zur Spitzenkappung in Deutschland.

KOSTENEINSPARUNGEN DURCH SPITZENKAPPUNG IN DEUTSCHLAND

Berechnungen im Rahmen der Verteilernetzstudie Strom für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) in Deutschland¹³ zeigen, dass eine **Abregelung von Windkraft- und Photovoltaik (PV)-Anlagen durch Netzbetreiber von 3% der jährlich eingespeisten Energiemenge pro Anlage die Netzausbaukosten in der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene um 44% senkt.**

Hierzu wurden für verschiedene Spitzenkappingsregelungen – d.h. verschiedene Stufen von Beschränkungen der maximalen Einspeiseleistung von dezentralen Wind Onshore und PV-Anlagen – jeweils berechnet (**Abbildung 8**):

- die Kosten des notwendigen Netzausbaus (auf allen Spannungsebenen im Verteilnetz, d.h. Hochspannung, Mittelspannung und Niederspannung);
- die Betriebskosten des Netzbetriebs;
- die Kosten der zur Spitzenkappung erforderlichen Informations- und Kommunikationstechnologie; und
- die Kosten der im Zuge von Spitzenkappung abgeregelten Energie.

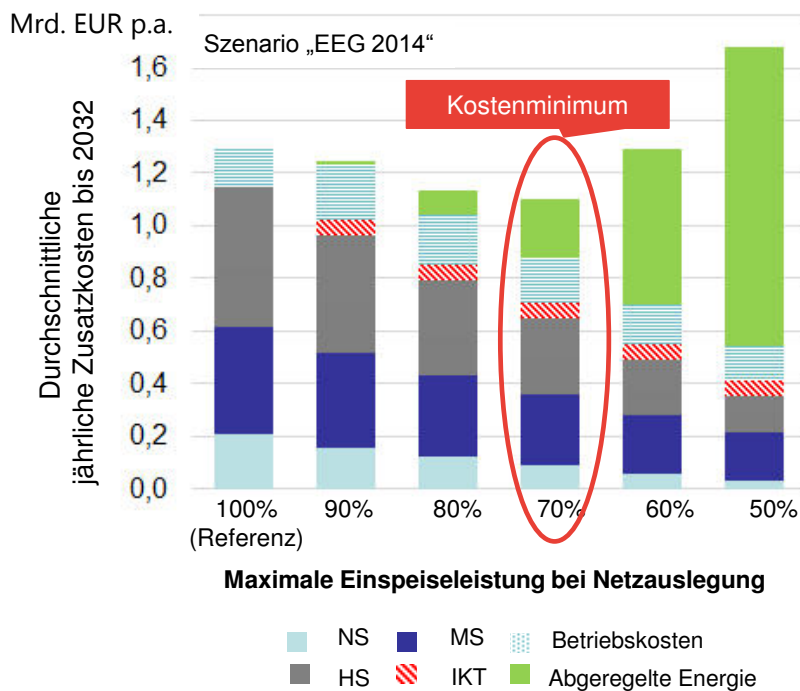
Während die erforderlichen Investitionskosten mit zunehmender Spitzenkappung abnehmen, steigen die Kosten der abgeregelten Energie mit zunehmender Spitzenkappung. Das Minimum der Gesamtkosten stellt sich dort bei einer Auslegung des Netzes auf eine maximale Einspeiseleistung der Windkraft- und PV-Anlagen von 70% ein. Unter Berücksichtigung des anlagentypischen Einspeiseverhaltens im Jahresverlauf resultiert daraus eine Reduktion der Einspeiseenergiemenge von rund 3% innerhalb eines Jahres. (Windkraft: 2,3%, PV: 2,9%).

Im Endeffekt kommt es – nach Anrechnung der für diese Abregelung zusätzlich anfallenden Kosten für Informations- und Kommunikationstechnologie sowie für die durch Abregelung verlorene Energie – **zu Gesamtkosteneinsparungen von 15%**. Dabei ist hinzuzufügen, dass dies ein gemittelter Wert über alle Verteilungsnetzebenen Deutschlands ist. Innerhalb von einzelnen Netzgebieten sind weitaus höhere Kostensenkungspotentiale zu verzeichnen.

¹³ E-Bridge, IAEW, OFFIS (2014), Moderne Verteilernetze für Deutschland, Studie im Auftrag des BMWi.

Abbildung 8. Berechnungsgrundlage der Spitzenkappung in Deutschland

Reduzierung EE-Einspeisung je Anlage im betroffenen Netzgebiet					
Windkraftanlagen	0,1%	0,8%	2,3%	5,3%	10,3%
PV-Anlagen	0,2%	1,2%	2,9%	6,2%	11,6%



Quelle: E-Bridge, IAEW, OFFIS (2014), Moderne Verteilernetze für Deutschland, Studie im Auftrag des BMWi.

Hinweis: Ergebnisse basierend auf dem Szenario „EEG 2014“. Dieses Szenario gibt die politischen Ziele der Bundesregierung nach dem EEG 2014 wieder.

Entsprechend sollte die Möglichkeit für Verteilnetzbetreiber geschaffen werden, Flexibilität als Alternative zum Netzausbau einzusetzen. Eine generelle Verpflichtung zur Flexibilitätsnutzung durch Netzbetreiber ist allerdings nicht praktikabel und zielführend, da durch eine solche Verpflichtung Abwägungsentscheidungen zentralisiert würden, welche die einzelnen VNB auf Basis ihrer lokalen Informationen deutlich besser treffen können. Vielmehr gilt es, ein Anreizsystem zu entwickeln, welches Netzbetreiber dazu anhält, eine effiziente Abwägung der verschiedenen Alternativen zur Engpassvermeidung bzw. –behebung zu treffen.

Kostenanerkennung & Anreizsystem nötig, um Flexibilitätsnutzung für VNB attraktiv zu machen

Im Schweizer Kontext mit einer Kosten-Plus bzw. einer Sunshine-Regulierung setzt die Abwägung der verschiedenen Alternativen zur Engpassvermeidung bzw. –behebung durch die Netzbetreiber voraus, dass

- es einer expliziten Verankerung im StromVG bedarf, welche VNB ermächtigt, durch netzdienlichen Flexibilitätseinsatz anfallende Kosten im Grundsatz bei der Netzentgeltberechnung in Ansatz zu bringen; und
- ein Anreizsystem gezielt geschaffen werden muss, dies auch zu tun. So könnten als Anreizelement Netzbetreiber, welche Flexibilitäten netzdienlich einsetzen und auf diese Weise Netzausbaukosten einsparen, einen Teil dieser Einsparungen in Form höherer Erlöse zugestanden bekommen. Derartige Instrumente werden in der laufenden durch E-Bridge bearbeiteten Studie „Smart Grids in der Cost+ Regulierung und effiziente Anreize“ untersucht.

3.2 Empfehlung II: Nach Möglichkeit wettbewerbliche Beschaffung von Flexibilität

Vorteile wettbewerblicher Beschaffung von Flexibilität

Anbieter von Flexibilität sollten in Zukunft grundsätzlich über das Recht verfügen, ihre Flexibilität selbst zu nutzen bzw. zu vermarkten. Dies bedeutet, dass Betreiber von flexiblen Erzeugungsanlagen und Speichern sowie Stromverbraucher mit flexiblen Verbrauchsanwendungen in der Lage sein sollten, ihre Flexibilität marktdienlich einzusetzen, zum Beispiel durch Vermarktung am Grosshandels- oder Systemdienstleistungsmarkt.

Alternativ oder ergänzend könnten die Akteure ihre Flexibilität den Netzbetreibern auf freiwilliger Basis im Sinne einer wettbewerblichen Beschaffung zur Verfügung stellen. Der Einsatz der Flexibilität zu netzdienlichen Zwecken konkurriert dann unmittelbar in einem „Level Playing Field“ mit dem Einsatz zu marktdienlichen Zwecken.¹⁴ Dies ist die Voraussetzung dafür, dass vorhandene Flexibilität dort eingesetzt werden kann, wo sie am wertvollsten ist bzw. dafür, dass über die Kräfte des Marktes die Anreize für richtige Investitionen zur Flexibilisierung generiert werden können. Entsprechend führt eine solche wettbewerbliche Beschaffung im Grundsatz zu geringsten Gesamtkosten sowie einem hohen Innovationsdruck.

Entsprechend sollten VNB angehalten sein, wo immer die Voraussetzungen gegeben sind, Flexibilität auf Basis freiwilliger Vereinbarungen im Sinne einer wettbewerblichen Beschaffung nach KM 1b bzw. 2 zu beschaffen. Hierbei sind verschiedenste Formen einer wettbewerblichen Beschaffung denkbar, wie in **Kapitel 2.2.2** und **2.2.3** ausführlich dargelegt.

Voraussetzungen für wettbewerbliche Beschaffung von lokaler Flexibilität

Die Vorteilhaftigkeit einer wettbewerblichen Beschaffung von Flexibilität durch den VNB setzt voraus, dass

- sich der VNB auf der Angebotsseite nicht ausgeprägter **Angebots-Marktmacht** gegenüberieht. Ist ein Flexibilitätsanbieter im Extremfall der

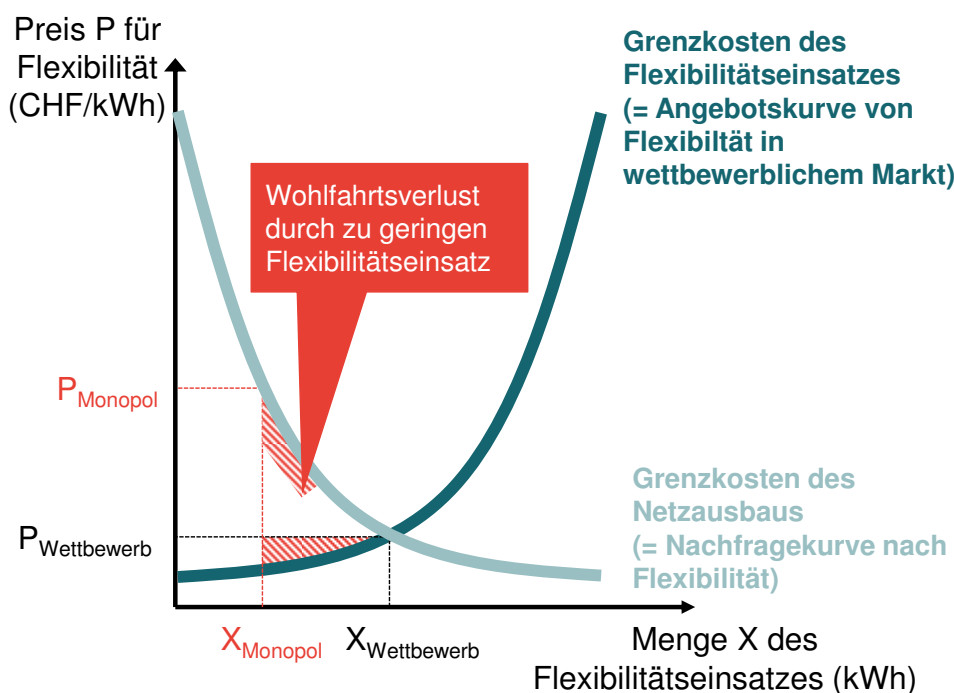
¹⁴ Entsprechend bedarf es einer regulatorischen Begleitung des netzdienlichen Flexibilitätseinsatzes, siehe hierzu **Kapitel 5**.

einzigem Anbieter („Monopol“), der einen Netzengpass effektiv beheben kann, besteht die Gefahr, dass dieser Anbieter eine gegenüber einer kostenreflektierenden Kompensation deutlich überhöhte Kompensation vom VNB fordert. Die maximale Zahlungsbereitschaft eines Netzbetreibers sollte dabei im Grundsatz der Höhe der durch den Flexibilitätseinsatz eingesparten Netzkosten – soweit sich diese in der Praxis abschätzen lassen – betragen. Einen Preis darüber hinaus wäre er nicht bereit zu bezahlen, da er stattdessen das Netz ausbauen bzw. verstärken würde.

Flexibilitätspreise oberhalb der bei Flexibilitätsanbietern entstehenden Kosten können zur Folge haben, dass

- der VNB und somit letztendlich der Grossteil der Letztverbraucher höhere Belastungen zu tragen haben („Verteilungseffekt“); oder
- der VNB sogar auf (einen Teil der) Flexibilitätsnutzung verzichtet und stattdessen ggf. das Netz ausbaut, obwohl dies zu höheren Kosten führt als die Flexibilitätsnutzung bei kostenreflektierender Kompensation („Wohlfahrtsverlust“). Dies sei anhand von **Abbildung 9** illustriert.
- die **Transaktionskosten** einer wettbewerblichen Beschaffung nicht derart hoch sind, dass der Beschaffungsprozess letztlich die Kostenvorteile der Flexibilitätsnutzung (zum Beispiel gegenüber einem Netzausbau) kompensiert.

Abbildung 9. Potenzielle Wohlfahrtsverluste bei nicht-wettbewerblicher Angebotsstruktur (schematisch)



Quelle: Frontier / IAEW

Voraussetzungen für wettbewerbliche Beschaffung von lokaler Flexibilität in Praxis nicht immer gegeben

In der Praxis werden die Voraussetzungen der wettbewerblichen Beschaffungen in kurzer und ggf. mittlerer Frist häufig nicht vorliegen.

Beispielsweise wäre für den Fall von kurzfristigen Ausschreibungen von konkreten Flexibilitätsbedarfen von vergleichsweise hohen Transaktionskosten auszugehen.

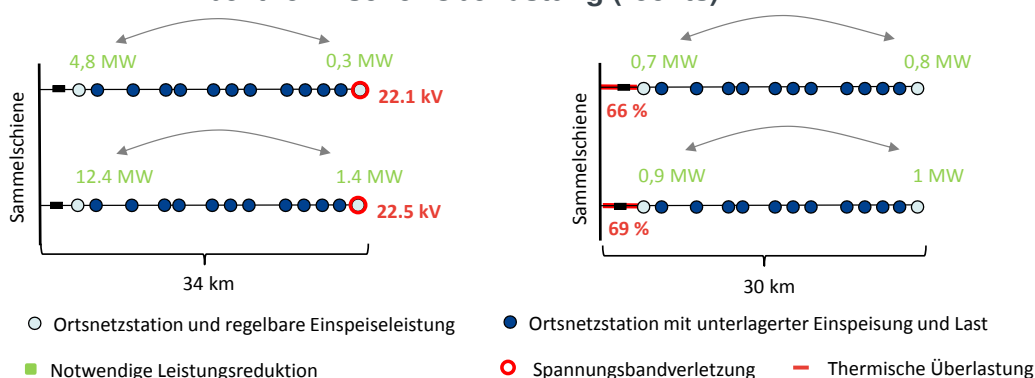
Auch bezüglich einer ausreichend kompetitiven Anbieterstruktur bestehen – je nach Form der wettbewerblichen Beschaffung – erhebliche Herausforderungen, welche ein vergleichsweise hohes Missbrauchspotenzial und somit die zuvor skizzierten Wohlfahrtsverluste implizieren können:

- **Vielzahl lokaler Märkte mit begrenzter Anzahl an Netznutzern** – Aufgrund der insbesondere innerhalb der Mittel- und Niederspannungsebenen praxisüblichen Radialnetzstruktur können Netzengpässe nur durch eine sehr lokale Anpassung der Netznutzerleistung behoben werden. Beispielsweise kann ein Netzengpass innerhalb eines Mittelspannungsabgangs nur durch einen Flexibilitätsabruf innerhalb des Abgangs oder der unterlagerten Niederspannungsebenen behoben werden. Eine Engpassbeseitigung ausgehend von benachbarten Mittelspannungsnetzabgängen ist in der Regel nicht möglich. Da jeder der fast 700 VNB in der Schweiz im Durchschnitt über mehrere Mittelspannungs-Umspannwerke verfügt, denen jeweils wiederum mehrere Mittelspannungsabgänge nachgelagert sind, ergibt sich eine sehr grosse Zahl von lokalen Marktgebieten mit einer begrenzten Zahl von Netznutzern pro lokalem Marktgebiet. Entsprechend ist eine lokal granulare wettbewerbliche Beschaffung von Flexibilität zur Behebung eines bestimmten Engpasses herausfordernd.
- **Viele Netznutzer ohne substanzielle Flexibilitätsoption** – Von den Netznutzern innerhalb eines Mittelspannungsabgangs, welche dem VNB im Grundsatz zur Behebung eines Engpasses zur Verfügung stehen, verfügt – nach heutigem Stand der technischen Ausstattung – nur ein Bruchteil über substanzielle verbrauchs- bzw. einspeiseseitige Flexibilität und die erforderliche Steuerungstechnologie. Dies kann und soll sich in Zukunft mit dem Ausrollen von Smart Metern und der Implementierung von Steuerungstechnik zunehmend ändern. Entsprechend bieten sich in kurzer und mittlerer Frist andere Wettbewerbsformen an als in längerer Frist (siehe auch **Kapitel 2.3**)
- **Stark variierende Engpasssensitivitäten innerhalb der lokalen Märkte** – Selbst diejenigen Netznutzer innerhalb eines Mittelspannungsabgangs, welche über ausreichende Flexibilität und Steuerungstechnologie verfügen, konkurrieren bei der Bewerbung um die Behebung eines Netzengpasses in der Regel nicht gleichwertig miteinander. Vielmehr variiert die Engpasssensitivität, das heisst die erforderliche Leistungsanpassung einer Flexibilitätsoption zur Behebung des Engpasses, sehr stark in Abhängigkeit der Lage der Flexibilität innerhalb eines Netzabganges. Dies gilt insbesondere für den Fall von Engpässen durch

Spannungsbandverletzungen, wie in **Abbildung 10** anhand eines Modellnetzes illustriert. Dies bedeutet, dass in einem freien Wettbewerb diejenigen Flexibilitätsanbieter mit hohen Engpasssensitivitäten („nahe am Engpass gelegen“) in ihrer Preisbildung nur sehr bedingt von denjenigen Anbietern mit geringen Engpasssensitivitäten („weit entfernt vom Engpass“) diszipliniert werden können. Dies ist im Übrigen die zentrale Begründung dafür, dass der Redispatch im Übertragungsnetz in vielen Ländern nicht im Rahmen wettbewerblicher Beschaffung, sondern auf Basis von regulierten Eingriffsermächtigungen und –vergütungen erfolgt, so auch in der Schweiz.

- **Aggregatoren könnten enge Marktstruktur weiter verschärfen** – Letztlich ist davon auszugehen, dass die Vermarktung dezentraler Flexibilität in der Praxis häufig durch Dienstleister erfolgen wird, welche eine Vielzahl von Flexibilitäten in einem Virtuellen Kraftwerk poolen bzw. aggregieren (daher: „Aggregatoren“). Dabei ist nicht auszuschliessen, dass mehrere Flexibilitätsoptionen eines Mittelspannungsabgangs von demselben Aggregator vermarktet werden, wodurch die Marktmacht, der sich ein VNB potenziell gegenüber sehen kann, weiter verschärft werden könnte. Auf der anderen Seite führen Aggregatoren durch die Nutzung von Grössenvorteilen auch zu erheblicher Verringerung der Transaktionskosten.

Abbildung 10. Knotensensitivität bei Spannungsbandverletzung (links) und bei thermischer Überlastung (rechts)



Quelle: Frontier/IAEW

Hinweis: Synthetische Modellnetze basierend auf realen Netzdaten eines Schweizer Netzbetreibers (siehe Exkurs „Erläuterung der Modelluntersuchung zur Knotensensitivität“ für weitere Details).

EXKURS: ERLÄUTERUNG DER MODELLUNTERSUCHUNG ZUR KNOTENSENSITIVITÄT

Abbildung 10 zeigt die Ergebnisse von Modelluntersuchungen bezüglich der Knotensensitivität einzelner Netzknoten auf Spannungsbandverletzungen bzw. thermische Überlastungen.

Im Rahmen der Untersuchungen wurden basierend auf realen Schweizer Netzdaten synthetische Modellnetze generiert. Für repräsentative Netznutzungsfälle wurden anschliessend Spannungsbandverletzungen (linke Abbildung) und thermische Leitungsüberlastungen (rechte Abbildung) modelliert. In dem dargestellten Betrachtungsbereich ist eine Spannung von 22 kV und einer thermische Leitungsauslastung von 60% einzuhalten, um einen zuverlässigen und sicheren Verteilnetzbetrieb zu gewährleisten.

Um sowohl das Spannungsband als auch die thermische Auslastung in den vorgegebenen Grenzen zu halten, ist eine Leistungsreduktion der regelbaren Einspeiseleistung erforderlich. Die Einspeiseleistung kann entweder am Anfang oder am Ende des jeweiligen Netzabganges geregelt werden. Die jeweils erforderliche Leistungsreduktion zur Behebung des Engpasses ist über den jeweiligen regelbaren Netzknoten in der Abbildung aufgetragen. Zu erkennen ist, dass zur Behebung der Engpässe jeweils unterschiedlich hohe Leistungsreduktionen an den Netzknoten innerhalb eines Abganges erforderlich sind. So ist beispielsweise zur Behebung der Spannungsbandverletzung im unteren Netzabgang am Netzabgangsende eine Leistungsreduktion von 1,4 MW erforderlich. Alternativ behebt eine Leistungsreduktion von 12,4 MW am Abgangsanfang die vorliegende Spannungsbandverletzung.

Ein Vergleich über die jeweilige Art des Engpasses zeigt, dass insbesondere bei Spannungsabweichungen grössere Unterschiede zwischen der notwendigen Leistungsanpassung zur Behebung des Engpasses bestehen. Dies ist dadurch begründet, dass der Spannungsabfall über die Leitung im dargestellten Rückspeisefall insbesondere durch die Einspeiseleistung am Ende des Abganges hervorgerufen wird. Eine Leistungsanpassung am Anfang des Netzabganges kann daher lediglich den Spannungsabfall der Leitung zwischen dem regelbaren Netzknoten und der Sammelschiene beeinflussen und hat somit einen deutlich geringeren Einfluss auf den Engpass. Bei Betrachtung der thermischen Überlastung wird die jeweilige Sensitivität auf den Engpass lediglich durch die sich ergebenden Netzverluste beeinflusst. Daher sind in diesem Fall deutlich geringe Unterschiede zu verzeichnen.

Einzelfall-Prüfung der Wettbewerbs-Voraussetzungen nicht möglich

Im Grundsatz wäre denkbar, Indikatoren zu entwickeln, auf Basis derer für einzelne Anwendungsfälle und Netzregionen im Einzelfall bewertet werden kann, ob bzw. in welcher Form Flexibilität sinnvoll wettbewerblich beschafft werden kann. Auf diese Weise könnten die Vorteile von freiwilliger Teilnahme bzw. wettbewerblicher Beschaffung von Flexibilität dort realisiert werden, wo die Voraussetzungen dazu gegeben sind, und die zuvor geschilderten Risiken von Wohlfahrtsverlusten durch Marktmissbrauchspotenzial dort vermieden werden,

wo die Voraussetzungen einer wettbewerblichen Beschaffung nicht gegeben sind.

In der regulatorischen Praxis von Fusions- und Marktmissbrauchskontrolle werden verschiedenste Verfahren zur Überprüfung der Wettbewerbsintensität in Märkten angewendet. Diese setzen an der Marktstruktur, am Anbieterverhalten und/oder am Marktergebnis an.

Erster und einfachster Ansatzpunkt ist die Marktstrukturanalyse:

- Hierbei wird zunächst der relevante Markt in sachlicher, räumlicher und zeitlicher Hinsicht abgegrenzt;
- Anschliessend wird die Marktkonzentration auf Basis der Marktanteile im relevanten Markt ermittelt.

Dieser Ansatz ist für eine abschliessende Beurteilung der Wettbewerbssituation allerdings noch nicht ausreichend, da im Fall einer hohen Marktkonzentration z.B. auch die Anreize für Anbieter untersucht werden müssen, das Marktmachtpotenzial auch tatsächlich zu nutzen.

Nichtsdestotrotz wäre alleine die Marktstrukturanalyse im Fall lokaler Flexibilitätsmärkte mit etwa 700 VNB und einer Vielzahl von Teilnetzen der VNB nicht mit vertretbarem Aufwand durchführbar.

Fazit: In kurzer Frist pauschale Regelungen erforderlich

Entsprechend wird von einer Einzelfall-Prüfung der Voraussetzungen für wettbewerbliche Beschaffung bis auf weiteres abzusehen sein. Stattdessen bedarf es pauschaleren Einschätzungen dazu, für welche Flexibilitätsquellen welche Formen der wettbewerblichen Beschaffung sinnvoll möglich sein können. Hierzu finden sich nachfolgend die Empfehlungen zu Flexibilität bei

- Verbrauchseinrichtungen und Speichern (**Kapitel 3.3**); und
- Erzeugungsanlagen (**Kapitel 3.4**).

Die jeweiligen Einschätzungen sind auf Basis eines Monitorings (siehe hierzu Empfehlung VIII) regelmässig kritisch zu überprüfen, da sich durch technische, marktliche oder regulatorische Änderungen zukünftig Anpassungsbedarf ergeben kann (siehe **Kapitel 2.3**).

Beschaffung auf Basis von Freiwilligkeit impliziert Vergütung

Die wettbewerbliche Beschaffung von Flexibilität auf Basis von Freiwilligkeit impliziert, dass der **Grundsatz zur Pflicht einer angemessenen Vergütung** von netzdienlicher Flexibilitätsnutzung bestehen sollte. Dieser Grundsatz könnte im StromVG verankert werden.

Die Vergütung der Flexibilität geht mit mehreren Vorteilen einher:

- **Effiziente Abwägungen beim Netzbetreiber:** Netzbetreibern erhalten einen Anreiz, effizient zwischen der Nutzung von dezentralen Flexibilitätsoptionen einerseits und Alternativen wie Netzausbau abzuwägen. Diese Abwägung basiert dann unmittelbar auf monetären Grössen.

- **Effiziente Abwägungen bei Netznutzern** – Die Netznutzer können auf Basis von Preissignalen zwischen markt- und netzdienlichem Einsatz ihrer Flexibilität abwägen und somit die Flexibilität der „wertvollsten“ Verwendung zur Verfügung stellen.
- **Effiziente Anreize für Investitionen** in flexible Verbrauchs-, Erzeugungs- und Speichieranwendungen – Eine Vergütung von Flexibilität bietet zudem Anreize, in die Erschließung von Flexibilitätpotenzialen zu investieren. Ohne Vergütung müsste dies „administrativ“ vorgeschrieben werden.
- **Keine einzelfallbasierten Notwendigkeitsnachweis** des Flexibilitätsabrufs erforderlich – Bei kostenlosem Zugriff auf dezentrale Flexibilität durch die Netzbetreiber wäre zudem ein Notwendigkeitsnachweis des Flexibilitätseinsatzes erforderlich, da die Einschränkungen der Netznutzer nicht auf Freiwilligkeit basieren und der Zugriff für die Netznutzer mit direkten oder indirekten Kosten einhergeht. Entsprechend wären durch die Netzbetreiber Notwendigkeitsnachweise z.B. gegenüber der EICom zu erbringen. Diese wären allerdings äusserst schwer zu administrieren. Bei Zugriff auf Basis von Freiwilligkeit mit entsprechender Vergütung kann hierauf verzichtet werden.

Weiterhin gilt in der Schweiz die Leitlinie, dass Netznutzer grundsätzlich das **Recht auf selbstbestimmte Nutzung ihrer Flexibilität** innehaben. Auch dieser Grundsatz impliziert eine Vergütung des Zugriffs auf netznutzerseitige Flexibilität durch die Netzbetreiber.

3.3 Empfehlung III: Ökonomische Anreize für Bereitstellung verbrauchsseitiger Flexibilität

3.3.1 Besonderheit verbrauchsseitiger Flexibilität und Speicher

Der netzdienliche Einsatz von flexiblen Verbrauchseinrichtungen und dezentralen Speichern ist, im Vergleich zu erzeugungsseitigen Flexibilitäten, von zwei Besonderheiten geprägt:

- Bei verbrauchsseitigen Flexibilitäten (wie zum Beispiel Wasser-Boiler oder Wärmepumpen) sowie bei Stromspeichern besteht die Flexibilität darin, Stromverbrauch bzw. Stromerzeugung zeitlich zu verschieben, wodurch sogenannte **Opportunitätskosten** anfallen. Zudem variieren die **Nutzeneinbussen bzw. entgehenden Markterlöse** sehr stark zwischen verschiedenen Verbrauchsanwendungen bzw. Speichern sowie zwischen individuellen Netznutzern. In der Folge sind die Kosten vergleichsweise **schwer durch Externe abzuschätzen**. Daher ist eine Form der **wettbewerblichen Beschaffung dieser Flexibilität von besonderem Nutzen**, da so im Zuge des wettbewerblichen Preisbildungsmechanismus eruiert werden kann, zu welchen Bedingungen die Netznutzer bereit sind, ihre Flexibilität dem Netzbetreiber zur Verfügung zu stellen (und etwa auf Erlöse aus marktdienlichem Einsatz teilweise zu verzichten).

- Letztverbraucher und Speicher¹⁵ tragen über die Zahlung von **Netzanschluss- und Netznutzungsentgelten** unmittelbar die gesamten Kosten des Netzes (während Erzeugungsanlagen keine Netznutzungsentgelte bezahlen). Dies bietet eine **einfache Möglichkeit für eine preisgesteuerte wettbewerbliche Flexibilitätsbeschaffung**, welche zudem vergleichsweise wenig anfällig für Marktmachtmissbrauch ist (siehe unten).

Demzufolge empfehlen wir für verbrauchsseitige Flexibilität und Speicher, die Nutzung netzdienlicher Flexibilität durch VNB auf freiwilliger Basis im Sinne einer Preissteuerung mit Mengenwettbewerb zu organisieren. Als Rückfalloption sollte Netzbetreibern in engen Grenzen und nur für die Überbrückung des Zeitraums bis zum Netzausbau die Möglichkeit gegeben werden, ohne freiwillige Zustimmung der Netznutzer die Netznutzung einzuschränken (siehe **Kapitel 3.3.4**).

Dies sei im Folgenden erläutert.

3.3.2 Naheliegende Beschaffung: Angebot alternativer Netznutzungsprodukte

Aufgrund der erläuterten Besonderheiten verbrauchsseitiger Flexibilität empfehlen wir im Grundsatz, VNB zum Angebot unterschiedlicher Netznutzungsprodukte mit unterschiedlichen Zugriffsrechten und dementsprechend Netznutzungsentgelten zu verpflichten. Dies sei nachfolgend erläutert.

Status Quo: Obligatorische Duldung von Fernsteuerung durch VNB

Gemäss der bisherigen Praxis der temporären Sperrung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen per Rundsteuerung haben die betroffenen Letztverbraucher nicht die Wahl, inwieweit sie eine Fernsteuerung für netzdienliche Zwecke akzeptieren möchten. Stattdessen ist die Duldung obligatorisch. In einigen Fällen erhalten die Netznutzer eine implizite Kompensation über verringerte Netznutzungsentgelte (und z.B. verringerte Energietarife), in vielen Fällen allerdings nicht.

Zukünftig denkbar: Differenzierung von Netznutzungsentgelten nach Zugriffsrechten für VNB

Eine vergleichsweise einfache Möglichkeit einer wettbewerblichen Flexibilitätsbeschaffung bestünde zukünftig – insbesondere im Zuge des Smart Meter Rollouts, welcher eine intelligentere Verbrauchssteuerung ermöglicht – darin, dass Netzbetreiber unterschiedliche Netznutzungsprodukte definieren, zwischen denen die relevanten Netznutzer dann wählen könnten.

Die Produkte könnten beispielsweise differenziert werden in ein

¹⁵ Dezentrale Speicher sind bei der Stromeinspeisung (analog zu Erzeugungsanlagen) von der Zahlung von Netznutzungsentgelten befreit, sind jedoch bei Strombezug aus dem Netz zur Zahlung von Netznutzungsentgelten (analog zu Verbrauchseinrichtungen) verpflichtet.

- **Produkt ohne Zugriffsmöglichkeit des VNBs**
 - Netznutzer, die dieses Produkt wählen, hätten das Recht auf eine uneingeschränkte Netznutzung. Hiervon auszunehmen wären Einschränkungen im Zuge von Notfallmassnahmen des Netzbetreibers im Fall einer Gefährdung der Systemsicherheit (siehe **Kapitel 1.1**).
 - Hierfür hätte der Netzbetreiber entsprechend **hohe Netznutzungsentgelte** anzusetzen. Diese müssten im Grundsatz den von dem Netznutzer verursachten langfristigen Netzausbaugrenzkosten entsprechen. In der Praxis werden diese Kosten nicht individuell und knotenscharf, sondern pauschalisiert über gesamte Netzgebiete und Netznutzergruppen ermittelt werden.
- **Produkt mit geringer Zugriffsmöglichkeit des VNBs**
 - Beispielsweise könnte der Netzbetreiber ein Netznutzungsprodukt definieren, welches Flexibilitätszugriffe in geringem Ausmass ermöglicht. Die Bedingungen wären entsprechend vertraglich zu regeln, z.B. könnte die Netznutzung bis zu X Stunden am Tag eingeschränkt werden, in maximal Y Stunden am Stück, und an maximal Z Tagen im Monat oder Ähnliches.
 - Die **Netznutzungsentgelte** müssten entsprechend **geringer** angesetzt werden. Dieser Rabatt dürfte dabei maximal in Höhe der durch den Flexibilitätseinsatz eingesparten Netzkosten ausfallen.
- **Produkt mit hoher Zugriffsmöglichkeit des VNBs**
 - Analog könnte der Netzbetreiber ein oder mehrere weitere Netznutzungsprodukte anbieten, welche häufigere bzw. intensivere Eingriffe ermöglichen, und entsprechend noch geringere Netznutzungsentgelte implizieren.

Einordnung: Vergleichsweise einfach zu implementieren

Dieses System basiert auf der heutigen Praxis der Fernsteuerung einzelner Letztverbraucher durch VNB, würde jedoch dahingehend erweitert, dass **Netzbetreiber verpflichtet** würden, **Netznutzern immer die Wahl eines Netznutzungsproduktes ohne Zugriffsrecht (mit entsprechend höheren Netznutzungsentgelten) zu ermöglichen**, wenn dies technisch möglich (siehe hierzu **Kapitel 3.3.4**) und wirtschaftlich zumutbar ist.

Wie in **Kapitel 1.1** ausgeführt, unterminiert ein Netznutzungsprodukt mit Zugriffsrecht für den VNB nicht vollständig eine marktdienliche Nutzung der Flexibilität des Netznutzers. Zwar erfolgt der Zugriff des VNB immer vorrangig, das heisst wenn der VNB beispielsweise per Rundsteuerung eine elektrische Wärmeanwendung temporär sperrt, kann diese nicht aufgrund einer Anforderung aus dem Verkauf als Systemdienstleistung (z.B. Minutenreserve) angefahren werden. Im Grundsatz kann die Anlage jedoch trotzdem durch einen Aggregator in einem virtuellen Kraftwerk als Systemdienstleistung (d.h. marktdienlich) angeboten werden. Voraussetzung hierfür ist, dass ein ausreichend grosser Pool an Anlagen zu einem virtuellen Kraftwerk zusammengeschaltet wird, sodass temporäre Sperrungen einzelner Anlagen ausgeglichen werden können. Die

Zugriffsmöglichkeit des VNB senkt jedoch im Erwartungswert die Markterlöse der betroffenen Anlagen, da ein Aggregator die (potenziellen) Einschränkungen bei der Bepreisung seiner Produkte entsprechend berücksichtigen muss.

Zu den Implikationen für die Höhe der Netzentgelte siehe **Kapitel 4.1**.

Im Grundsatz auch möglich: Differenzierung von Netzanschlussbeiträgen

Im Grundsatz könnte die Differenzierung auch an den Netzanschlussbeiträgen statt an den Netznutzungsentgelten ansetzen. Dies hätte unter anderem den Vorteil, dass das Preissignal an die Netznutzer zu dem tatsächlich entscheidungsrelevanten Zeitpunkt gesendet würde (also z.B. dann, wenn der Netznutzer über den Netzanschluss und der Netzbetreiber über den Netzausbau entscheidet). Auf der anderen Seite können auf diese Weise nur Neuanschlüsse erfasst werden (oder es bedürfte Beiträgen für Wechsel der Netznutzungsprodukte z.B. von hoher auf geringe Zugriffsmöglichkeit für den VNB). Zudem bestehen Herausforderungen in einer adäquaten Berücksichtigung der sequentiellen Natur von Netzanschlüssen in Folge sprunghafter Fixkosten des Netzausbaus („first-mover-Disadvantage“).¹⁶

3.3.3 Alternativ oder komplementierend möglich: Beschaffung von Flexibilität gegen explizite Vergütung

Alternativ oder ergänzend zu einer impliziten Beschaffung verbrauchs- und speicherseitiger Flexibilität über unterschiedliche Netznutzungsprodukte könnte derartige Flexibilität auch im Rahmen eines wettbewerblichen Prozesses explizit beschafft und vergütet werden.¹⁷

Voraussetzung: Anspruch auf uneingeschränkte Netznutzung in der Ausgangslage

Voraussetzung für eine explizite Vergütung wäre, dass die Netznutzer, die an dem expliziten Beschaffungsprozess teilnehmen möchten, in der Ausgangslage über Netznutzungsprodukte mit uneingeschränkter Nutzung verfügen – und entsprechend über die Summe aus Netzanschlussbeiträgen und Netznutzungsentgelten die Kosten einer für uneingeschränkte Netznutzung erforderlichen Netzauslegung tragen.

Funktionsweise: Explizite Beschaffung

Netzbetreibern könnte die Möglichkeit eingeräumt werden, bei Bedarf Flexibilität explizit zu kontrahieren, einzusetzen und zu vergüten (siehe zu unterschiedlichen wettbewerblichen Beschaffungsformen auch **Kapitel 2.2.2**):

¹⁶ Hierzu sei auf die parallel von DNV GL und IAEW bearbeitete Studie“ Kostenträgung beim Anschluss von Erzeugungsanlagen ans Stromnetz“ im Auftrag des BFE verwiesen.

¹⁷ Dies gilt in besonderem Masse für Netzkunden mit ausgeprägten Spezifika (z.B. Industriekunden mit besonderen Wärmeprozessen). Hier sollte die Möglichkeit bestehen, Flexibilität in bilateralen Verträgen zu beschaffen bzw. auszuhandeln. Herausforderung ist allerdings, dass hierdurch andere Netzkunden nicht diskriminiert werden. Deshalb wären derartige Verträge zumindest gegenüber der Regulierungsbehörde entsprechend offenzulegen.

- **Preissteuerung (= Mengenwettbewerb)** – Ein Netzbetreiber könnte Vergütungen für unterschiedliche Flexibilitätsprodukte ausrufen. Netznutzer, welche in der Ausgangslage keine Nutzungseinschränkungen akzeptieren müssen (und entsprechend hohe Netzentgelte bezahlen), könnten jeweils entscheiden, ob und in welchem Ausmass (d.h. für welches Flexibilitätsprodukt) sie dem Netzbetreiber zu diesem Preis Zugriff auf ihre Flexibilität einräumen möchten („Abstimmung mit den Füßen“).

Die Vergütung könnte für die Einräumung der grundsätzlichen Möglichkeit des Flexibilitätszugriffs geleistet werden (Leistungspreis oder Optionsprämie; in CHF/kW/a) und/oder für tatsächliche Zugriffe auf die Flexibilität (in CHF/kWh).

- **Mengensteuerung (=Preiswettbewerb)** – Ein Netzbetreiber kann eine konkrete Menge für ein bestimmtes Flexibilitätsprodukt ausschreiben. In einem Ausschreibungsverfahren könnten Netznutzer, welche in der Ausgangslage keine Nutzungseinschränkungen akzeptieren müssen (und entsprechend hohe Netzentgelte bezahlen), dann Gebote abgeben, in denen sie definieren, wie viel dieses Flexibilitätsprodukts sie zu welchem Preis bereit wären, zur Verfügung zu stellen.

Einordnung: Komplexer und aufwändiger, jedoch perspektivisch denkbar

Im Vergleich zur oben dargestellten Möglichkeit, verbrauchs- und speicherseitige Flexibilität über differenzierte Netznutzungsprodukte zu beschaffen, stellt sich eine explizite Beschaffung deutlich komplexer und in Umsetzung und Durchführung aufwändiger dar. Solange Flexibilität nicht kurzfristig für konkret antizipierte Engpässe beschafft werden soll, sondern die Zugriffsmöglichkeit auf Flexibilität über längerfristige Zeiträume und für gesamte Netzgebiete über (wie heute im Rahmen der Rundsteuerung) gewährleistet werden soll, bietet sich die an der heutigen Praxis ansetzende Beschaffung über alternative Netznutzungsprodukte an.

Perspektivisch, mit sich ändernden Anforderungen und auch technischen und anbieterstrukturellen Möglichkeiten bezüglich netzdienlicher Flexibilitätseinsätze, können explizite Beschaffungsformen eine zunehmende Rolle spielen (siehe **Kapitel 2.3**).

3.3.4 Rückfalloptionen für Fall unzureichender Flexibilität

Wie erläutert empfehlen wir, die Beschaffung verbrauchs- und speicherseitiger Flexibilität im Grundsatz auf der Basis einer freiwilligen (monetär angereizten) Teilnahme der Netznutzer zu organisieren. Aufgrund der in naher Zukunft begrenzten Anbieterzahl auf lokaler Ebene empfehlen wir, diese freiwillige Teilnahme in Form einer Preissteuerung mit Mengenwettbewerb durchzuführen, bei welcher der VNB einen für das gesamte Netzgebiet einheitlichen Preis für Flexibilität z.B. in CHF/kW/a oder in CHF/kWh vorgibt, und Netznutzer entscheiden können, inwieweit sie dem VNB zu diesem Preis Flexibilität zur Verfügung stellen möchten.

Dies bedeutet, dass es zu Situationen kommen kann, in welchen Netzbetreiber nicht in der Lage sein werden, „ausreichende“ Flexibilität zu beschaffen, um kritische Netzzustände zu vermeiden:

- Preissteuerung mit Mengenwettbewerb impliziert, dass das Ausmass der durch den VNB zu kontrahierenden Flexibilität im Vorhinein nicht sicher bekannt ist. Der VNB wird sich eine Erwartung über das Verhalten der Netznutzer bilden und versuchen den Preis für Flexibilität (z.B. in Form der Deltas zwischen den Netznutzungsentgelten der unterschiedlichen Netznutzungsprodukte) derart festzulegen, dass eine sinnvolle Flexibilitätsmenge beschafft werden kann. Die konzeptionelle Höchstgrenze für den Preis von netznutzerseitiger Flexibilität stellen dabei die durch die Flexibilitätsnutzung vermiedenen Netzausbaukosten dar.
- Ein für das Netzgebiet einheitlicher Preis für Flexibilität (im Gegensatz zum Beispiel zu knotenscharf differenzierten Preisen) impliziert, dass nicht zwingend dort Flexibilität kontrahiert wird, wo die Flexibilität den grössten netzentlastenden Effekt hat.

Beide erläuterten Ungenauigkeiten werden hier bewusst in Kauf genommen, um die Vorteile einer „wettbewerblichen Beschaffung“ (in Form einer freiwilligen Zurverfügungstellung von Flexibilität durch die Netznutzer) auch in einem Marktumfeld mit hohen Transaktionskosten und limitierter Anbieterstruktur zu ermöglichen (siehe zu Vor- und Nachteilen verschiedener Formen wettbewerblicher Flexibilitätsbeschaffung **Kapitel 2.2.2**)

Beim Umgang mit Situationen, in welchen der VNB keine ausreichende Flexibilität beschafft hat, ist zwischen langfristiger und kurzfristiger Perspektive zu unterscheiden.

Langfristig: Netzausbau

Durch unterschiedliche Netzentgelte (oder direkte explizite Vergütungszahlungen) für unterschiedliche Zugriffsmöglichkeiten des VNB bekommen Netznutzer in pauschalisierter Form signalisiert, wie sich die Netzkosten der unterschiedlichen Zugriffsmöglichkeiten des VNB unterscheiden.

Wenn Letztverbraucher trotz dieser Preissignale nicht bereit sind, eine eingeschränkte Netznutzung (in Form von Flexibilitätszugriffen durch den VNB) zu akzeptieren, zeigt dies, dass der Nutzen einer Netzverstärkung/-optimierung deren Kosten überwiegt. Demnach sollte der VNB im Grundsatz verpflichtet sein, dass Netz entsprechend derart auszubauen bzw. zu verstärken, dass eine uneingeschränkte (bzw. in geringerem Umfang eingeschränkte) Netznutzung möglich ist.

Temporär bis Netzausbau: Befreiung von der Pflicht zum Angebot von Netznutzungsprodukten ohne Nutzungseinschränkungen

Zur Überbrückung des Zeitraums bis eine Netzverstärkung bzw. -optimierung realisiert werden kann, könnten Netzbetreiber temporär von der Pflicht befreit werden, auch ein Netznutzungsprodukt ohne Zugriffsmöglichkeit für den VNB anbieten zu müssen. Dies wäre ggü. der Regulierungsbehörde offenzulegen und

zu begründen. Zudem wäre anzuzeigen, wie lange diese temporäre Massnahme eingesetzt werden soll. Sofern ausreichend Potenziale vorhanden sind, könnte der Netzbetreiber auch ggf. die Struktur der Entgelte im Folgejahr entsprechend anpassen, um weitere Flexibilitäten für den netzbezogenen Einsatz auf freiwilliger Basis zu gewinnen. Die Obergrenze der impliziten Vergütung wären allerdings die vermiedenen Kosten alternativer Massnahmen wie Netzausbau.

Zudem verbleibt, wie erläutert, die Möglichkeit zu Notfallmassnahmen durch den Netzbetreiber bei Gefährdung der Netzsicherheit.

3.4 Empfehlung IV: Limitierte pauschale Zugriffsrechte für VNB auf erzeugungsseitige Flexibilität

3.4.1 Besonderheit erzeugungsseitiger Flexibilität

Der netzdienliche Einsatz von flexiblen Erzeugungseinrichtungen ist, in Abgrenzung zu verbrauchs- und speicherseitigen Flexibilitäten, von zwei Besonderheiten geprägt:

- Die gesamten Kosten von Netzinvestitionen und Netzbetrieb werden in der Schweiz – wie in einer Vielzahl europäischer Länder – ausschliesslich über die Zahlung von Netzanschluss- und Netznutzungsentgelten von den Letztverbrauchern bezahlt. Anders als zum Beispiel in vielen Erdgasnetzen **bezahlen Einspeiser keine Netznutzungsentgelte**.¹⁸ Dies bedeutet, dass Stromerzeugungsanlagen nach heutigem Paradigma kostenfreien und im Grundsatz uneingeschränkten Netzzugang erhalten.

Das impliziert, dass

- eine vergleichsweise einfache Flexibilitätsbeschaffung über das Angebot unterschiedlicher Netznutzungsprodukte mit unterschiedlichen Netznutzungsentgelten für Erzeugungsanlagen – anders als für verbrauchsseitige Flexibilität und Speicher (siehe **Kapitel 3.3**) – nicht möglich ist;
- jegliche Einschränkung der Netznutzung bei Erzeugungsanlagen per se mit expliziten Vergütungen verbunden sein muss, solange das o.g. Paradigma des kostenfreien und uneingeschränkten Netzzugangs nicht aufgehoben werden soll¹⁹;
- die **Vergütung** von erzeugungsseitiger Flexibilität allerdings **nur die bei den Erzeugungsanlagen anfallenden Kosten (inklusive Opportunitätskosten) der Flexibilitätsnutzung kompensieren sollte**. Die Vergütung sollte nicht etwa Kosteneinsparungen im Netz reflektieren, da Erzeugungsanlagen die durch die Netznutzung entstehenden

¹⁸ Eine Ausnahme können Netzanschlussbeiträge in Fällen aussergewöhnlich hoher Netzanschlusskosten (z.B. im Rahmen von Bergnetzen) darstellen. Hierzu sei auf die parallel bearbeitete Studie von DNV GL und IAEW verwiesen.

¹⁹ Siehe zur Diskussion möglicher Standortssignale durch nicht vollständig kompensierte Netznutzungseinschränkungen den Exkurs-Kasten in **Kapitel 4.1**.

Netzkosten in der Ausgangslage nicht tragen. Durch eine Kompensation von netzdienlicher Flexibilitätsnutzung könnten Erzeugungsanlagen also Zusatzerlöse erzielen, welche möglicherweise adverse Standortreize generieren könnte.

- Die bei flexiblen Erzeugungsanlagen mit netzdienlichen Flexibilitätsnutzungen verbundenen **Kosten** (inklusive entgangenen Markterlösen) sind vergleichsweise **objektiv und einfach durch Externe abzuschätzen**. Dies gilt in besonderem Masse für die Abregelung der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien wie Windenergie und Photovoltaik, welche die wesentliche erzeugungsseitige Flexibilitätsquelle im Verteilnetz darstellt: Die durch einen konkreten netzdienlichen Eingriff
 - entgehenden Erlöse entsprechen der Höhe der für eine Anlage konstanten kostenbasierten Einspeisevergütung (KEV),²⁰ multipliziert mit der Mindermenge in Folge des Eingriffs;
 - eingesparten variablen Kosten sind vernachlässigbar.

In der Folge ist eine **wettbewerbliche Beschaffung von erzeugungsseitiger Flexibilität von vergleichsweise geringerem Nutzen**, da die angemessene Entlohnung auch ohne wettbewerblichen Preisbildungsmechanismus gut approximiert werden kann.

3.4.2 Administrierte Zugriffsrechte für VNB statt wettbewerblicher Beschaffung

Auf Basis der erläuterten Besonderheiten erzeugungsseitiger Flexibilität empfehlen wir, **keine verpflichtende wettbewerbliche Beschaffung für erzeugungsseitige Flexibilität** vorzusehen.

Stattdessen sollten Netzbetreiber ermächtigt werden, erzeugungsseitige Flexibilität auch ohne einen wettbewerblichen Beschaffungsprozess netzdienlich einsetzen zu können (vgl. KM 1a). Abruf und Einsatz der Flexibilität wären dann auf Seiten der Anbieter von Flexibilität nicht freiwilliger Natur. Insbesondere bei keiner oder geringer Vergütung der Flexibilitätsanbieter kann dies wiederum zu einem missbräuchlichen Verhalten durch VNB führen. Um einen Missbrauch durch VNB zu vermeiden, und um trotz dieser Back-up-Option für den VNB eine wettbewerbliche Verhandlung für den Fall eines kompetitiven Anbieterumfelds zu ermöglichen, **sollten deshalb folgende Regelungen geschaffen werden:**

- Auf Basis von Rechnungen zu Kosten und Nutzen von Flexibilitätsoptionen **sind vereinfachte Vorgaben zu entwickeln**, bis zu welchem Ausmass von netzdienlichem Flexibilitätseinsatz dieser volkswirtschaftlich vorteilhaft ist und somit dem Netzbetreiber ohne dezidierte Nachweispflicht möglich sein sollte (siehe **Kapitel 3.4.3**); und

²⁰ Auch für Anlagen, welche zukünftig im Rahmen einer Direktvermarktung Markterlöse erzielen, sind die entgangenen Markterlöse vergleichsweise einfach zu approximieren. Sollten perspektivisch dezentrale Erzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien die Möglichkeit erhalten, dem Systemführer Swissgrid Systemdienstleistungen anzubieten, verkompliziert sich die Quantifizierung der entgangenen Markterlöse allerdings.

- Es sollte gesetzlich verankert werden, dass ein Flexibilitätsanbieter einen **Anspruch auf eine angemessene Kompensation** des netzdienlichen Flexibilitätseinsatzes bzw. der Einsatzmöglichkeit besitzt. (siehe **Kapitel 4.2**).

3.4.3 Pauschale Limitierung der Zugriffsrechte auf sinnvolles Mass mittels Kosten-/Nutzen-Analyse

Für standardisierte erzeugungsseitige Flexibilitäten sollten möglichst einfache und transparente Regeln definiert werden, in welchem Umfang Netzbetreiber auf diese Flexibilität zurückgreifen können, ohne einen dezidierten Nachweis erbringen zu müssen. Ein Beispiel für eine derartige Regelung stellt das Einspeisemanagement bzw. die „Spitzenkappung“ in Deutschland dar, demnach Netzbetreiber bereits in der Netzplanung berücksichtigen können, dass sie jede an ihr Netz angeschlossene Wind Onshore- und PV-Anlage um bis zu 3% ihrer jährlichen Einspeisemenge im Netzbetrieb reduzieren können, um Netzengpässe zu vermeiden (siehe **Exkurs „Spitzenkappung in Deutschland – Rechtslage“**). Diese Regelung basiert auf den **Kapitel 3.1** erläuterten Berechnungen zu Kosten und Kosteneinsparungen durch Einspeisemanagement im Rahmen der BMWi-Verteilernetzstudie.

EXKURS: SPITZENKAPPUNG IN DEUTSCHLAND – RECHTSLAGE

Gemäss § 14 des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG) sind Netzbetreiber dazu berechtigt, an ihr Netz angeschlossene Erneuerbare Energien (EE)- & Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)-Anlagen ferngesteuert zu regeln, soweit

- andernfalls im jeweiligen Netzbereich ein Netzengpass entstünde; und
- der Vorrang für EE- & KWK-Strom (im Grundsatz) gewahrt wird.

Die von der Abregelung betroffenen Anlagenbetreiber sind gemäss § 15 Abs. 1 EEG zu entschädigen (siehe hierzu **Kapitel 4.2**).

Gemäss § 15 Abs. 2 EEG kann der Netzbetreiber die durch Einspeisemanagement anfallenden Kosten bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz bringen, „soweit die Massnahme erforderlich war und er sie nicht zu vertreten hat. Der Netzbetreiber hat sie insbesondere zu vertreten, soweit er nicht alle Möglichkeiten zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes ausgeschöpft hat.“

Letzteres bedeutet jedoch nicht, dass der Netzbetreiber das Netz in dem Mass auszubauen hat, dass jegliche Einspeisung ermöglicht wird. Vielmehr erhalten Netzbetreiber gemäss dem am 23.06.2016 vom Bundestag beschlossenen Strommarktgesetz zukünftig explizit die Möglichkeit, Einspeisemanagement für Wind Onshore und Photovoltaik bereits in der Netzplanung zu berücksichtigen:²¹

„Für einen bedarfsgerechten, wirtschaftlich zumutbaren Ausbau der Elektrizitätsversorgungsnetze [...] können Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen den Berechnungen für ihre Netzplanung die Annahme zugrunde legen, dass die prognostizierte jährliche Stromerzeugung je unmittelbar an ihr Netz angeschlossener Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie aus Windenergie an Land oder solarer Strahlungsenergie um bis zu 3 Prozent reduziert werden darf (Spitzenkappung).“ (neuer Art. 11 Absatz 2 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG))





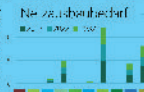
Während Netzbetreiber, die von Einspeisemanagement bzw. Spitzenkappung Gebrauch machen, umfangreichen Informations- und Veröffentlichungspflichten unterliegen, bedarf es für die Kostenanerkennung bis zu der definierten Schwelle von 3% keiner weiteren expliziten Nachweise. Nur für den Fall, dass ein Netzbetreiber mehr als 3% in Ansatz bringen möchte, muss er der Bundesnetzagentur bzw. der zuständigen Landesregulierungsbehörde den Umfang der und die Ursachen für die Reduzierung der Einspeisung mitteilen und weitere Dokumentationen vorlegen.

Ähnliche Regelungen empfehlen sich auch für die Schweiz. Hierzu bedarf es einer grundsätzlichen Verankerung im StromVG. Prinzipiell kann dabei die innerhalb der BMWi-Verteilernetzstudie angewandte Methodik auch auf die

²¹ In Antizipation der anstehenden Gesetzesänderung, hatten sich BNetzA und die ÜNB darauf verständigt, die Annahme der Spitzenkappung bereits im Netzentwicklungsplan 2015 zu Grunde zu legen (siehe NEP 2015, S. 42)

Schweiz übertragen werden. Die dazu notwendige Herangehensweise ist der **Abbildung 11** zu entnehmen.

Abbildung 11. Anwendung der BMWi-Verteilernetzstudie auf die Schweiz

<p>1 Clustering von Schweizer Verteilernetzbetreibern in Modellnetzklassen</p>	<p>Modellnetzklassen</p> 	<p>Clustering nach Last, Leistung an EE-Anlagen und Entwicklung der Leistung an EE-Anlagen</p>
<p>2 Abbildung der heterogenen Struktur der Schweizer Verteilernetze durch Modellnetze</p>	<p>Modellnetz</p> 	<p>MS und NS: Verteilung typischer Netzstrukturparameter pro Modellnetzklasse und Simulation von Modellnetzen; HS: Schweizer Netzmodell</p>
<p>3 Entwicklung von Zubaupfaden der Erneuerbaren Energien pro Modellnetz</p>	<p>Zubau EE-Anlagen</p> 	<p>Simulation großer Zahl von spezifischen Zubaupfaden von EE-Anlagen pro Modellnetz</p>
<p>4 Netzausbausimulation pro Modellnetz</p>	<p>Netzausbaubedarf je MK</p> 	<p>Ermittlung des Netzausbaubedarfs pro EE-Zubaufad und Modellnetz; Anwendung verschiedener Flexibilitätsoptionen</p>
<p>5 Netzausbaubedarf in Schweizer Verteilernetzen</p>	<p>Netzausbaubedarf</p> 	<p>Aggregation der Ergebnisse für die Schweiz, nach Regionen und Spannungsebenen für unterschiedliche Flexibilitätsoptionen</p>

Quelle: Frontier/IAEW

4 VERGÜTUNG VON NETZDIENLICHER FLEXIBILITÄTSNUTZUNG

ZUSAMMENFASSUNG ZU ZUGRIFFSRECHTEN

Zur Vergütung von Flexibilität ergeben sich folgende Empfehlungen:

- **Empfehlung V** – Für **verbrauchsseitige Flexibilität und Speicher** soll sich die Höhe der Flexibilitätsvergütung entsprechend Empfehlung III zukünftig über das Angebot alternativer Netznutzungsprodukte mit unterschiedlichen Zugriffsrechten für den VNB und unterschiedlich hohen Netzentgelten ergeben. Die Prüfung der Angemessenheit der Differenzierung der Netzentgelte wird entsprechend der ECom unterliegen. Um Aufwand und Unsicherheit bei ECom sowie VNB und Netznutzern zu minimieren, könnten unter Einbeziehung der wesentlichen Stakeholder Leitlinien zur Berechnung der Netzentgelt-Differenzen entwickelt werden.
- **Empfehlung VI** – Für **erzeugungsseitige Flexibilität**, deren Kosten bzw. entgangenen Markterlöse vergleichsweise einfach zu bestimmen sind, sollten **konkrete technologiespezifische Leitfäden für eine angemessene Vergütung** entwickelt werden. Als Beispiel kann hier der Leitfaden der Bundesnetzagentur zur Vergütung von EEG-Einspeisemanagement in Deutschland gelten. Darin wird definiert, was die Bundesnetzagentur als angemessene Vergütung für die Abregelung von Einspeisung aus Erneuerbaren Energien ansieht (im Wesentlichen: Ausfallarbeit multipliziert mit EEG-Vergütungssatz). Im Rahmen der Anerkennung von Kosten des Netzbetreibers bei der Bestimmung von Netzentgelten gilt eine Vergütung von Einspeisemanagement dann als angemessen, wenn sie den Vergütungsgrundsätzen des Leitfadens folgt.

4.1 Empfehlung V: Regulatorische Einbettung für verbrauchsseitige Flexibilitätsvergütung

Für verbrauchsseitige Flexibilität sollte sich die Höhe der Vergütung entsprechend Empfehlung III (siehe **Kapitel 3.3**) zukünftig auf Basis einer freiwilligen Teilnahme der Netznutzer ergeben.

Im naheliegenden Fall wird die Freiwilligkeit darin bestehen, dass Netzbetreiber verschiedene Netznutzungsprodukte mit unterschiedlich hohen Netzentgelten anbieten werden, zwischen denen Netznutzer, welche die erforderlichen Voraussetzungen erfüllen, wählen können. Unabhängig davon, ob diese Reduktion sich in verringerten Leistungspreiskomponenten der Netzentgelte (falls vorhanden) oder in verringerten Netzentgelt-Arbeitspreisen wiederfindet, stellt dies eine pauschale Vergütung dar, welche unabhängig von den tatsächlichen Flexibilitätszugriffen des Netzbetreibers erfolgen kann.

Diese Form der impliziten Vergütung über Netzentgelte findet heute in der Schweiz bereits teilweise im Rahmen der temporären Sperrung von Elektrowärmeanwendungen via Rundsteuerung Anwendung: Einige Netzbetreiber gewähren bestimmten Verbrauchseinrichtungen (oberhalb einer definierten elektrischen Nennleistung) zum Beispiel verringerte Arbeitspreis-Netzentgelte in der Hochtarifzeit, verbunden mit der Möglichkeit des Netzbetreibers in bestimmtem Masse auf die Flexibilität zurückgreifen zu können.

Durch die Verpflichtung der Netzbetreiber, zukünftig in jedem Fall Netznutzungsprodukte ohne Nutzungseinschränkung anzubieten, und im Fall von verbrauchsseitigem Flexibilitätsbedarf zusätzlich weitere Netznutzungsprodukte mit Zugriffsmöglichkeiten für den Netzbetreiber (bei entsprechend geringeren Netzentgelten), wird die Differenzierung der Netzentgelte zwischen diesen Netznutzungsprodukten eine zunehmend wichtige Rolle spielen.

Bandbreite für die mögliche Vergütungshöhe

Bezüglich der Vergütungshöhe bei ergeben sich aus ökonomischer Perspektive folgende mögliche Eingrenzungen:

- **Mindestvergütung** – Netznutzer könnten die durch den Netzbetreiber-Zugriff bei ihnen entstehenden Kosten vergütet bekommen. Diese inkludieren sogenannte Opportunitätskosten, das heisst durch den Netzbetreiber-Zugriff bzw. dessen Wahrscheinlichkeit erlittene Nutzen- und Markterlöseinbussen.
- **Maximalvergütung** – Der Einsatz von netznutzerseitiger Flexibilität zur Engpassvermeidung bzw. –behebung ist immer dann volkswirtschaftlich sinnvoll, wenn die dadurch verursachten Kosten bzw. Nutzeneinbussen geringer sind als die Kosten alternativer Massnahmen (insbesondere Netzausbau). Entsprechend stellen die Kosten alternativer Massnahmen der Netzbetreiber die obere Grenze einer angemessenen Vergütung dar.

Die Festlegung der konkreten Vergütung kann durch die Netzbetreiber erfolgen. Hierbei sollte der Netzbetreiber den Flexibilitätsbedarf und das verfügbare Angebot berücksichtigen. Stellen Netzbetreiber z.B. fest, dass bei einer bestimmten Vergütung nur wenig Flexibilität angeboten wird, könnten die Vergütungen entsprechend erhöht werden (und umgekehrt). Die Obergrenze der Vergütung stellen allerdings die Kosten alternativer Massnahmen (insbesondere Netzausbau) dar.

Analog zur Prüfung der Angemessenheit verschiedener Netzentgelte bisher, wird auch die Prüfung der Angemessenheit der Vergütungen (Entgeltdifferenzen der neu einzuführenden verschiedenen Netznutzungsprodukte) der EICom unterliegen.

Um sowohl der EICom als auch den Verteilnetzbetreibern und Netznutzern eine vereinfachte Orientierung zu ermöglichen, kann es vorteilhaft sein, übergeordnete Rahmenregelungen für eine solche Entgeltdifferenzierung in Abhängigkeit der Zugriffsrechte zu entwickeln, z.B. auf Verordnungsebene. Zusätzlich könnten diese unter Einbeziehung der wesentlichen Stakeholder konkretisiert werden.

EXKURS: STANDORTSIGNALLE DURCH NUTZUNGSEINSCHRÄNKUNG IM VERTEILNETZ?

Eine entschädigungslose Einschränkung der Netznutzung durch VNB im Falle lokaler Netzengpässe könnte theoretisch Standortsignale für die Ansiedlung von Last und Erzeugung im Verteilnetz generieren: Häufige Abregelungen gehen dann für die Netznutzer mit Nutzen- oder Erlöseinbussen oder Kosten einher.

Nach unserer Einschätzung ist es allerdings in der Praxis **wenig sinnvoll, lokale Standortsignale für Netznutzer in Form von nicht kompensierten Netznutzungsbeschränkungen zu generieren**. Netznutzer wie zum Beispiel Betreiber von Windkraft- oder PV-Anlagen oder Letztverbraucher mit Ladestationen für Elektroautos können im Rahmen ihrer Investitionsentscheidung kaum antizipieren, in welcher Form und Häufigkeit über die Lebensdauer ihrer Investition mit Nutzungseinschränkungen zu rechnen ist. Insbesondere weil das Ausmass der Nutzungseinschränkungen auch von zukünftigen, meist unsicheren Netzanschlüssen abhängig ist.

Wenn beabsichtigt ist, Netznutzern lokale Standortsignale zu vermitteln, um Netzausbaukosten zu beschränken, sind daher Instrumente zu wählen, bei denen der Informationsvorteil der Netzbetreiber genutzt wird, und auf Basis dessen verlässliche Signale an Netznutzer gesendet werden. Hierzu könnten beispielsweise lokal differenzierte Netzentgelte oder Kosten-Nutzen-Abwägungen bei der Entscheidung über Netzanschluss und dessen Kostentragung dienen.

Eine weitere Analyse und Empfehlung bezüglich sinnvollen Alternativen für lokale Standortsignale im Verteilnetz ist nicht Bestandteil dieser Studie. Hier sei auf parallele Prozesse wie zum Beispiel die durch DNV GL und IAEW bearbeitete Studie „Kostentragung beim Anschluss von Erzeugungsanlagen ans Stromnetz“ im Auftrag des verwiesen.

4.2 Empfehlung VI: Leitfäden für angemessene Vergütung von erzeugungsseitiger Flexibilität

Anders als für Flexibilität bei dezentralen Verbrauchseinrichtungen und Speichern, wird die Höhe der Vergütung für erzeugungsseitige Flexibilität entsprechend Empfehlung IV (siehe **Kapitel 3.4**) in der Regel nicht Ergebnis eines wettbewerblichen Beschaffungsprozesses sein. Vielmehr sollten Netzbetreiber auf Basis der Besonderheiten erzeugungsseitiger Flexibilität ermächtigt werden, ohne weitere Nachweispflichten Erzeugung abzuregeln, solange dies ein definiertes Mass nicht überschreitet, und eine angemessene Entschädigung gezahlt wird.

In Abwesenheit eines Wettbewerbsprozesses zur Bestimmung der Vergütungshöhe bedarf es Festlegungen der Netzbetreiber bzw. Vorgaben oder Orientierungshilfen von Politik oder Aufsichtsbehörden. Dies sei nachfolgend erläutert.

Vergütung von erzeugungsseitiger Flexibilität

Wie für verbrauchsseitige Netznutzungen liegt es nahe, auch für den Zugriff auf erzeugungsseitige Flexibilität Vergütungen vorzusehen:

- **Netzbetreiber** schränken die Netznutzung nur dann ein, wenn die netznutzerseitigen Kosten niedriger sind als die alternativen Massnahmen der Netzbetreiber zur Beseitigung eines Engpasses.
- **Erzeugungsseitige Flexibilität** in Verteilnetzen bezieht sich zumeist auf die Abregelung von Erneuerbaren Energien Anlagen (z.B. PV, Wind). Diese unterliegen allerdings einer staatlichen Förderung mit dem Prinzip der Kostendeckung. Eine Minderung der Erlöse der Anlagen durch entschädigungslose Abregelungen würde demnach mit einer Erhöhung der Förderung einhergehen müssen, da ansonsten das Prinzip der Kostendeckung nicht erfüllt wäre.
- Zudem gilt nach dem **heutigen Paradigma**, dass Stromerzeugungsanlagen kostenfreien und im Grundsatz uneingeschränkten Netzzugang erhalten. Dies gilt für Anlagen mit Anschluss im Verteil- wie im Übertragungsnetz. Da Anlagen im Falle von Netzengpässen im Übertragungsnetz im Rahmen der Redispatch-Regelungen für Erzeugungsanpassungen kompensiert werden, liegt es nahe, dass dies auch grundsätzlich für Anlagen im Verteilnetz gilt.

Einspeiser zahlen zudem keine Netznutzungsentgelte.²² Die gesamten Kosten von Netzinvestitionen und Netzbetrieb werden in der Schweiz – wie in einer Vielzahl europäischer Länder – ausschliesslich über die Zahlung von Netzanschluss- und Netznutzungsentgelten von den Letztverbrauchern bezahlt. Dies impliziert, dass **jegliche Einschränkung der Netznutzung bei Erzeugungsanlagen per se mit expliziten Vergütungen verbunden sein muss**.

Höhe der Vergütung in Höhe der bei Erzeugern anfallenden Kosten

Wir empfehlen bei der Definition einer angemessenen Vergütung für erzeugungsseitige Flexibilität auf die **Entschädigung entstehender Kosten (inklusive Opportunitätskosten)** abzustellen. Hierfür sprechen aus folgenden Gründen:

- **Begrenzung der Anreize zum strategischen Verhalten** – Zum Teil wird die Befürchtung geäussert, dass eine sehr hohe Vergütung von netzdienlich genutzter Flexibilität adverse Standortanreize erzeugen könnte. Diese könnten vorliegen, wenn eine hohe Vergütung (z.B. in Höhe der vermiedenen Netzausbaukosten) dazu führen würde, dass insbesondere an lokalen Standorten in erzeugungsseitige Flexibilität investiert würde, an denen bereits Netzengpässe bestehen, um diese Situation bewusst zu verschärfen. Die gleichen Anlagen würden anschliessend eine Vergütung zur Behebung der selbst geschaffenen Engpässe erhalten, ohne zuvor für die durch sie verursachten Netzkosten durch Netzentgelte herangezogen worden zu sein.

²² Eine Ausnahme können Netzanschlussbeiträge in Fällen aussergewöhnlich hoher Netzanschlusskosten (z.B. im Rahmen von Bergnetzen) darstellen. Hierzu sei auf die parallel bearbeitete Studie von DNV GL und IAEW verwiesen.

Derartige adverse Standortanreize können durch eine kostenbasierte Vergütung vermieden werden. Erhält ein Flexibilitätsanbieter ausschliesslich die entgangenen Nutzen bzw. Markterlöse entschädigt, die er ohne den Netzbetreibereingriff erzielt hätte, erzielt er durch einen Flexibilitätsabruf keine Zusatzerlöse, weshalb aus einer höheren Abrufhäufigkeit kein wirtschaftlichen Vorteil entstehen würde.

- **Verminderung von Quersubventionierung bei vertikal integrierten EVU** – Weiterhin könnten Netzbetreiber versucht sein, Erlöse aus dem Netzgeschäft in potenziell wettbewerbliche Bereiche zu verschieben. Haben die Vertriebsparten der vertikal integrierten EVU (VIU) deutlich höheren Zugriff auf dezentrale Flexibilität als Wettbewerber, könnten die VIU versucht sein, über hohe Vergütungen für netzdienliche Zwecke eingesetzte dezentrale Flexibilität Renditen aus dem Netzgeschäft in das Vertriebsgeschäft zu verschieben. Dies wäre dann von allen anderen Netznutzern zu zahlen. Profiteure wären die Vertriebsparten und/oder deren Kunden mit dezentraler Flexibilität. Durch eine Vergütung auf Basis der objektiv ermittelten tatsächlichen Kosten kann dieser Anreiz vermieden werden, da sich keine Margen erzielen lassen.
- **Einfachheit** – Die Ermittlung der den Anlagenbetreibern entstehenden Kosten durch den Zugriff auf die Flexibilität ist vergleichsweise einfach (vergleiche z.B. die Ausführungen zum EEG-Leitfaden in Deutschland). Im Gegensatz hierzu ist z.B. die Ermittlung der durch Flexibilitätsmassnahmen vermiedenen Kosten alternativer Massnahmen wie Netzausbau relativ komplex, da zur Vermeidung von Flexibilitätsabrufen unterschiedliche Netzausbaumassnahmen mit jeweils unterschiedlichen wirtschaftlichen und netztechnischen Auswirkungen vom Netzbetreiber ausgewählt werden können.

Leitfaden als Orientierung zur Höhe einer angemessenen Vergütung

Um **Missbrauchspotenzial** wie zum Beispiel zu hohe Vergütungen (zur Rentenverschiebung) oder geringe Vergütungen (auf Kosten der Flexibilitätsanbieter) zu unterbinden, bedarf es für administrativ geregelte Zugriffe auf Flexibilität der Möglichkeit einer **Überprüfung der durch Netzbetreiber gezahlten Vergütungen an Erzeugungsanlagen**.

Dies erfordert nicht zwingend eine detaillierte Tarifregulierung: Eine Überprüfung kann im Grundsatz im Rahmen einer ex-post Missbrauchskontrolle bzw. der Netzentgeltregulierung erfolgen. Die Netzbetreiber würden dann selbst bestimmen, in welcher Form und in welcher Höhe Vergütungen an verschiedene Flexibilitätsanbieter geleistet werden. Allerdings kann die zuständige Regulierungs- oder Wettbewerbsbehörde im Fall einer Missbrauchsvermutung eine dezidierte Überprüfung einzelner Vergütungspraktiken vornehmen.

Im Sinne eines möglichst geringen Aufwands sowohl bei Netzbetreibern als auch den zuständigen Aufsichtsbehörden empfehlen wir, auf den dem Gesetz nachgelagerten Ebenen **Grundsätze** für eine angemessene Vergütung festzuschreiben und ggf. konkretisierende **Leitlinien** zu entwickeln.

Als Beispiel kann hier der Leitfaden der Bundesnetzagentur zur Vergütung von EEG-Einspeisemanagement in Deutschland gelten. Darin wird definiert, was die Bundesnetzagentur als angemessene Vergütung für die Abregelung von Einspeisung aus Erneuerbaren Energien ansieht. Diese entspricht im Wesentlichen der Ausfallarbeit – als Differenz zwischen möglicher und als Folge der Abregelung realisierter Einspeisung – multipliziert mit dem EEG-Vergütungssatz. Im Rahmen der Anerkennung von Kosten des Netzbetreibers bei der Bestimmung von Netzentgelten gilt eine Vergütung von Einspeisemanagement dann als angemessen, wenn sie den Vergütungsgrundsätzen des Leitfadens folgt.

5 NICHT-DISKRIMINIERUNG UND TRANSPARENZ

ZUSAMMENFASSUNG ZU NICHT-DISKRIMINIERUNG & TRANSPARENZ

- **Empfehlung VII** – Um Wettbewerbsverzerrungen zum Beispiel im bereits für Lieferanten-Wettbewerb geöffneten Grossverbraucher-Segment oder für virtuelle Kraftwerke geöffneten Regelleistungsmarkt zu vermeiden, sollte der **Grundsatz der Nicht-Diskriminierung** bei Nutzung von dezentraler Flexibilitätsinfrastruktur sowie das **Verbot der Quersubventionierung** innerhalb von vertikal integrierten Unternehmen explizit im StromVG verankert werden.

Zudem sollte das StromVG eine Ermächtigung zur Durchsetzung bzw. Konkretisierung des Diskriminierungs- und Quersubventionierungsverbots auf nachgelagerter Ebene vorsehen. Auf diese Weise könnten Vorgaben zur Kostenzurechnung und Leistungsverrechnung konkretisiert werden oder Anforderungen an die Transparenz bezüglich Kontrahierung und Einsatz von Flexibilität gestellt werden (siehe Empfehlung VIII).

- **Empfehlung VIII** – Zur Gewährleistung eines Level-Playing-Fields und dem Abbau der heute bestehenden Intransparenz bezüglich des netzdienlichen Flexibilitätseinsatzes sollten Massnahmen zur **Erhöhung der Transparenz** ergriffen werden.
 - Einerseits sollten im StromVG Mindest-**Veröffentlichungspflichten** verankert (und ggf. durch die EICom konkretisiert) werden, dementsprechend VNB verpflichtet wären, bestimmte aggregierte Informationen zum Beispiel bezüglich kontrahierter Flexibilität, tatsächlicher Nutzung von Flexibilität oder Höhe der Vergütung auf Ihren Homepages zu veröffentlichen.
 - Andererseits sollten VNB verpflichtet werden, auch individualisierte Daten zu Aspekten wie Vertragsbeziehungen (intern, extern), Flexibilitätsabrufen oder Vergütungen an die EICom zu liefern, welche als Basis für einen regelmässigen **Monitoringbericht** dienen könnten.

5.1 Empfehlung VII: Massnahmen zur Vermeidung von Wettbewerbs-Beeinträchtigung und Quersubventionierung

Eine Besonderheit für den Koordinationsbedarf an der Schnittstelle von Markt und Netz ergibt sich dort, wo Akteure sowohl im Netz als auch im Markt aktiv sind. Diese Situation ist in der Schweiz dadurch gegeben, dass die

Verteilnetzbetreiber in der Regel Teil eines vertikal integrierten Unternehmens (VIU) sind, welches auch die Versorgung der Kunden mit Strom übernimmt.

Dies kann zu Herausforderungen und Marktverzerrungen führen, zum Beispiel wenn durch Netzentgelte finanzierte Netzinfrastruktur durch Netzbetreiber auch für andere als unmittelbar netzdienliche Zwecke innerhalb des VIU genutzt wird. Dies ist beispielsweise dann der Fall, wenn die Rundsteuerinfrastruktur der Netzbetreiber innerhalb des VIU zur Minimierung der Beschaffungskosten zur Belieferung von Endkunden mit Energie eingesetzt wird.

Unerwünschte Konsequenzen hiervon können sein:

- **Unmittelbare Benachteiligung von Dritt-Lieferanten**, welche mit dem vertikal integrierten Grundversorger in Wettbewerb um Endkunden treten möchten, da diese nicht über die entsprechende Fernsteuerungs-Infrastruktur zum Beispiel zur Minimierung der Beschaffungskosten verfügen. Dies kann ein Hemmnis für die Etablierung von Wettbewerb im Endkunden-Geschäft sein, da es Dritt-Lieferanten somit erschwert wird, konkurrenzfähige Alternativ-Angebote zu stellen.

Diese Auswirkungen einer solchen „Zweckentfremdung“ der Netzbetreiber-Infrastruktur sind in der Schweiz durch die unvollständige Marktöffnung bisher weniger relevant. Für den Fall einer zukünftigen vollständigen Marktöffnung rückt dieser Aspekt jedoch in den Vordergrund.

- **Benachteiligung von Aggregatoren im Wettbewerb um Flexibilität** – Bereits heute wird von Aggregatoren dezentrale Flexibilität für die Regelenergiebringung gepoolt. Da die Regelenergiebereitstellung eine wettbewerbliche Dienstleistung darstellt, gelten die gleichen Diskriminierungspotenziale wie bei der Endkundenbelieferung: Haben die Vertriebe der VIU (nicht kostengerechten) Zugriff auf vom Netzbetrieb finanzierte dezentrale Flexibilitätsinfrastruktur (Rundsteuerung, in Zukunft Smart Meter), handelt es sich um einen Diskriminierungstatbestand.
- **Mittelbare Benachteiligung von Kunden von Dritt-Lieferanten**, welche die Fernsteuerungs-Infrastruktur der Netzbetreiber über ihre Netzentgelte mitfinanzieren, die jedoch nicht von den Vorteilen zum Beispiel aus einem Einsatz der Flexibilität zur Beschaffungsoptimierung des VIU profitieren.

Dies könnte auch im heutigen Kontext einer ausschliesslichen Marktöffnung für Grosskunden problematisch sein, falls die Vertriebsabteilung innerhalb eines VIU keine angemessenen internen Verrechnungspreise für die Nutzung der Fernsteuerungsinfrastruktur an die Netzbetreiberabteilung innerhalb des VIU bezahlt.

Das beschriebene mögliche Diskriminierungspotenzial für Drittanbieter nimmt aufgrund neuer technischer Mess- und Steuerungsinfrastruktur (wie Rollout von Smart Metern) sowie vor dem Hintergrund einer möglichen weitergehenden Öffnung des Strommarktes für Wettbewerb perspektivisch deutlich zu. Deshalb empfehlen wir:

- im StromVG den Grundsatz der Nicht-Diskriminierung bei Nutzung von dezentraler Flexibilitätsinfrastruktur sowie das Verbot der Quersubventionierung explizit zu verankern (über die derzeitigen

Erfordernisse der informatorischen und buchhalterischen Entflechtung hinaus); sowie

- im StromVG eine Ermächtigung zur Durchsetzung bzw. Konkretisierung des Diskriminierungs- und Quersubventionierungsverbots auf nachgelagerter Ebene zu verankern. Insbesondere sollten hierbei geregelt werden:
 - die transparente Kostenzurechnung von Flexibilitätsinfrastruktur zu Netz oder anderen Aktivitäten des VIU sowie eine transparente Leistungsverrechnung für den Zugriff auf die Infrastruktur innerhalb von VIU;
 - Transparenz bezüglich der Kontrahierung und dem Einsatz von Flexibilität durch das VIU (siehe Empfehlung VIII); sowie
 - Perspektivisch Regeln zum diskriminierungsfreien Zugang insbesondere zu neuer und moderner Mess- und Steuerungsinfrastruktur wie Smart-Metern, sofern sie über die Netzentgelte finanziert werden. So müsste die Nutzung der entsprechenden Infrastruktur externen und internen Dienstleistern transparent und zu gleichen Konditionen angeboten werden. Es handelt sich dann um einen regulierten Geschäftsbereich analog der Netzinfrastruktur bestehend aus Leitungen, Kabeln, Transformatoren, etc.

5.2 Empfehlung VIII: Sicherstellung von Transparenz & regelmässigem Monitoring

Um sowohl Netznutzern eine effiziente Wahl über Netznutzungsprodukte zu ermöglichen (siehe Empfehlung III in **Kap. 3.3**) als auch Missbrauchspotentiale bestmöglich zu vermeiden und Diskriminierungsfreiheiten zu wahren sind Mindest-Veröffentlichungspflichten und ein zielgerichteter Monitoring Prozess zu ermitteln.

Veröffentlichungspflichten für Netzbetreiber

Von Seiten der Netzbetreiber sollten regelmässig Daten und Informationen zu den Regeln des Flexibilitätsesatzes sowie zum Einsatz selbst veröffentlicht werden. Die Veröffentlichungen könnten z.B. jährlich erfolgen. Zu veröffentlichen wären z.B.

- die nachgefragten Flexibilitätsprodukte (z.B. unterschiedliche Netznutzungsprodukte);
- aggregierte Daten zu Flexibilitätskontrahierung und dem –insatz (z.B. Häufigkeit der Sperrung von Elektrowärmeanwendungen oder Häufigkeit von Abregelungen von Erzeugungsanlagen durch Einspeisemanagement und entsprechende Energiemengen), sowie
- die angewandten Vergütungsregeln.

Die Festlegung von Mindest-Veröffentlichungspflichten sollte im StromVG verankert sein. Dies gilt auch für eine Ermächtigung zur Konkretisierung der Veröffentlichungspflichten durch eine Regulierungs-/aufsichtsbehörde (z.B. EICom). Die Konkretisierung der Veröffentlichungspflichten sowie die Definition

von Prozessen zur Kontrolle der veröffentlichten Daten kann nachgelagert durch die Regulierungs-/aufsichtsbehörde erfolgen.

Bei der Bestimmung von Veröffentlichungspflichten ist eine sinnvolle Abwägung zwischen den genannten Vorteilen (Ermöglichung einer effizienten Wahl für Netznutzer sowie Missbrauchsvermeidung) und dem Aufwand auf Seiten der VNB abzuwägen.

Monitoring durch ECom

Neben der regelmässigen Veröffentlichung ist ein detaillierteres und teilweise nicht veröffentlichtes Monitoring der Verteilnetzbetreiber und der Flexibilitätsanbieter vorzusehen. Hierbei wären im StromVG festzulegen:

- Datenlieferungspflichten der VNB an die Regulierungs-/aufsichtsbehörde, (ECom) zu Aspekten wie Vertragsbeziehungen (intern, extern), Flexibilitätsabrufen (Häufigkeit, Ausmass, Zweck, ...), Kosten etc;
- Festlegungen zu einem regelmässigem Monitoringbericht (z.B. alle 2 Jahre) der ECom mit anonymisierten Daten.

Das BFE sollte ggf. ermächtigt werden, die Mindestanforderungen an einen Monitoringbericht in einer Verordnung zu definieren. Es würde dann der Regulierungs-/aufsichtsbehörde obliegen, in einem nachgelagerten Prozess eine Konkretisierung der von den VNB zu liefernden Informationen vorzunehmen und die Auswertung der gelieferten Informationen zu strukturieren.

LITERATURVERZEICHNIS

BET (2014), Kosten und Nutzenaspekte von ausgewählten Technologien für ein Schweizer Smart Grid, Studie im Auftrag des BFE.

BFE (2015), Smart Grids Roadmap Schweiz – Wege in die Zukunft der Schweizer Elektrizitätsnetze, Endbericht der AG Technologie unter Leitung des BFE.

EEG, Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014), vom 21.07.2014, zuletzt geändert am 21.12. 2015.

Consentec (2015), Koordination von Markt und Netz – Ausgestaltung der Schnittstelle, Studie im Auftrag des BFE.

DNV GL (2015), Kosten-Nutzen-Analyse einer Ampellösung für den Strommarkt der Schweiz, Studie im Auftrag des BFE.

StromVG, *Bundesgesetz über die Stromversorgung*, vom 23. März 2007, Stand am 1. Juni 2015.

StromVV, Stromversorgungsverordnung, vom 14. März 2008, Stand am 1. Januar 2016.

VSE (2016), Nachfrageflexibilisierung: Steuerung des Stromverbrauchs, Stand Januar 2016.

