



Ausgestaltungsoptionen der Koordinierung von Netzbetreibern in einer digitalen Energiewende

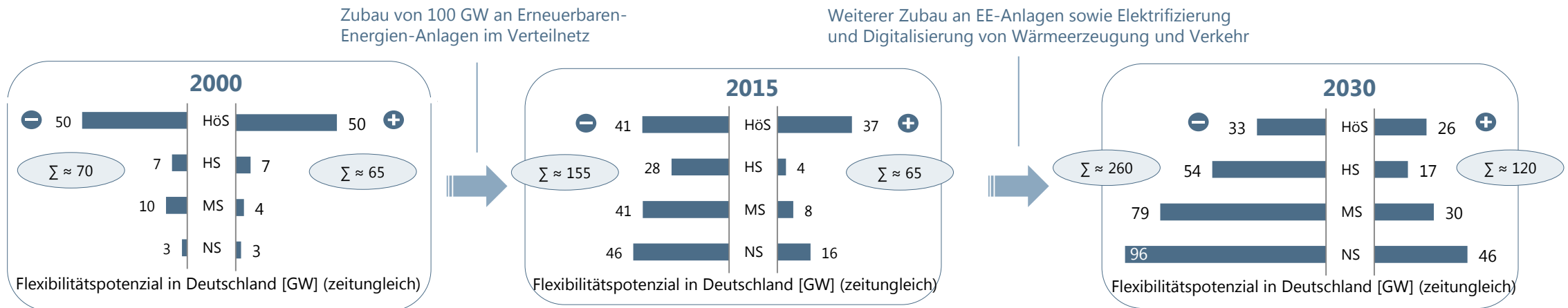
Ergebnisse einer Studie zur zukünftigen Rolle des Verteilnetzbetreibers (DSO 2.0)

Berlin, 8. Juni 2017

Die Energiewende ist in vollem Gange – alle wesentlichen Transformationsprozesse der Energielandschaft gehen von den Verteilnetzen aus.

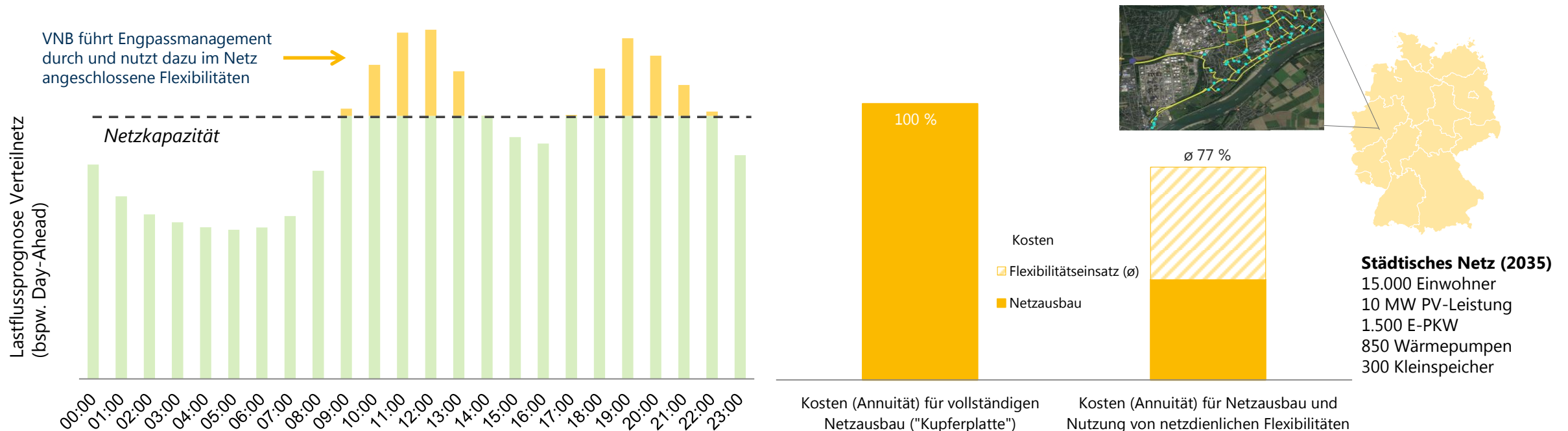
- Das Energieversorgungssystem verlagert sich ins Verteilnetz: Die elektrische Energie wird nicht nur zunehmend intelligent im Verteilnetz verbraucht, sondern auch von den dort angeschlossenen Netzkunden erzeugt und gespeichert.
- Bis 2050 werden mehr als 60 Millionen¹ neue, aktiv steuerbare und zum größten Teil intelligent agierende Anlagen im Verteilnetz angeschlossen sein und das Energiesystem prägen.

Im Grundverständnis ist der Verteilnetzbetreiber ein neutraler Infrastrukturdienstleister, der den Kunden einen diskriminierungsfreien Zugang zu heutigen und zukünftigen Energiemärkten ermöglicht.



Die zukünftigen Anforderungen führen zu Engpässen im Verteilnetz – ein aktives Engpassmanagement wird dauerhaft Aufgabe des Verteilnetzbetreibers sein müssen.

- Die Netzinfrastruktur im Verteilnetz ist auf geringe Gleichzeitigkeiten von Verbrauchern ausgelegt (< 10 % Gleichzeitigkeit).
- Bei heutiger Netzstruktur würde die zukünftige Netzbelastung auch in städtischen Regionen zu Überlastungen führen – Netzausbau und aktives Engpassmanagement unter Einbezug der Flexibilitäten von Lasten und Speicher mit hohem Automatisierungsgrad sind notwendig.
- Die Netzsimulationen im Rahmen der Studie zeigen, dass circa 85 % der Netzengpässe in weniger als 5 % der Zeit auftreten – die Nutzung von Flexibilitäten kann hier günstiger sein als der Netzausbau.



Der ordnungspolitische Rahmen für Einspeisemanagement und Automatisierung im Verteilnetz muss geschaffen werden.

Marktbezogene Maßnahmen nach § 13 (1) EnWG sind nur für den Übertragungsnetzbetreiber vorgesehen und ausgestaltet – das muss sich ändern.

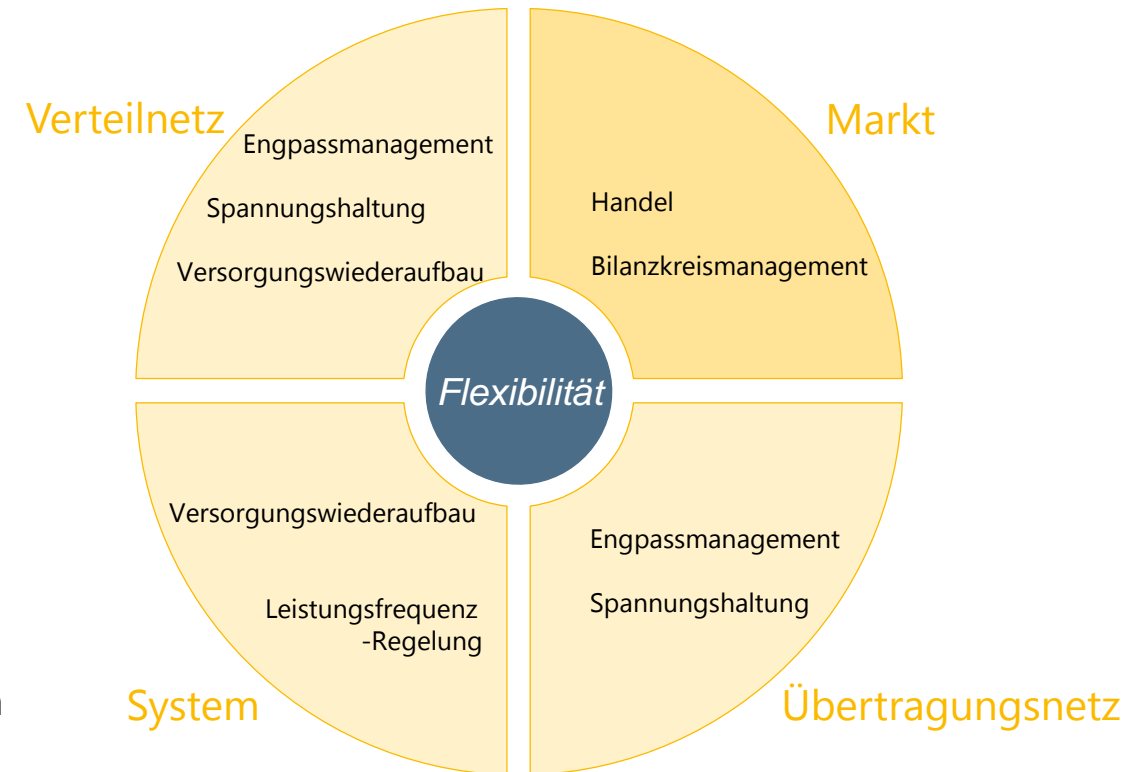
- Die Regelungen zu marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 (1) des EnWG sind ausschließlich für Übertragungsnetzbetreiber vorgesehen - eine Regelung für Verteilnetze existiert nicht, ist aber dringend notwendig.
- Das Konzept der Spitzenkappung erlaubt es, in der Netzdimensionierung die Abregelung von bis zu 3 % der Jahresenergie einzelner EE-Anlagen zu berücksichtigen – ein erster Ansatz zur Abwägung von Netzausbau und Flexibilitäten (§ 11(2) EnWG).
- Auf Seiten der Last fehlt eine vergleichbare Regelung, denn § 14 (a) EnWG ist nicht umsetzbar und stellt gemäß BMWi¹ „ein wichtiges regulatorisches Handlungsfeld“ dar – hier bedarf es konkreter Ausgestaltung eines Konzeptes.

Die zukünftigen Entwicklungen erfordern einen digitalen und hoch automatisierten Netzbetrieb – aber nur dort, wo auch Netzengpässe auftreten.

- Im Übertragungsnetz werden heute Redispatchmaßnahmen im Wesentlichen manuell abgerufen („Leitstelle beauftragt Regelleistungsanbieter“). Das ist im Verteilnetz aufgrund der Vielzahl an Anlagen – und wahrscheinlich Anbietern – nicht denkbar.
- Es bedarf eines hohen Automatisierungs- und Digitalisierungsgrades, um die zukünftigen Herausforderungen zu meistern – der Verteilnetzbetreiber wird der „Logistiker der elektrischen Energie“.
- Dabei sind die Verteilnetze allerdings in unterschiedlichem Maße betroffen. Die Einführung hoch automatisierter Prozesse für alle Netzbetreiber erscheint nicht sinnvoll.

Die Flexibilitäten im Verteilnetz werden von einer Vielzahl von Parteien für unterschiedliche Anwendungszwecke genutzt – es bedarf einer intelligenten Koordinierung.

- Im Zuge der Energiewende werden sukzessive fossile Großkraftwerke durch dezentrale erneuerbare Energieerzeugungsanlagen ersetzt.
- Dezentrale Erzeugungsanlagen im Verteilnetz dienen in Verbindung mit flexiblen Lasten und Speichern als neue Quelle der Flexibilität für das gesamte Energieversorgungssystem.
- Anlagen im Verteilnetz bieten daher ihre Steuerbarkeit und Möglichkeit zur kurzfristigen Leistungsänderung („Flexibilität“) verschiedenen Anwendungszwecken an.
- Der Zugriff mehrerer Parteien auf die Flexibilität der Anlagen im Verteilnetz muss zur Gewährleistung eines sicheren und effizienten Netzbetriebs koordiniert werden.
- Im Status quo fehlt eine solche Koordinierung, sodass der Verteilnetzbetreiber nur reaktiv handeln kann, da über das Handeln der in seinem Netz angeschlossenen Akteure keine Transparenz herrscht.

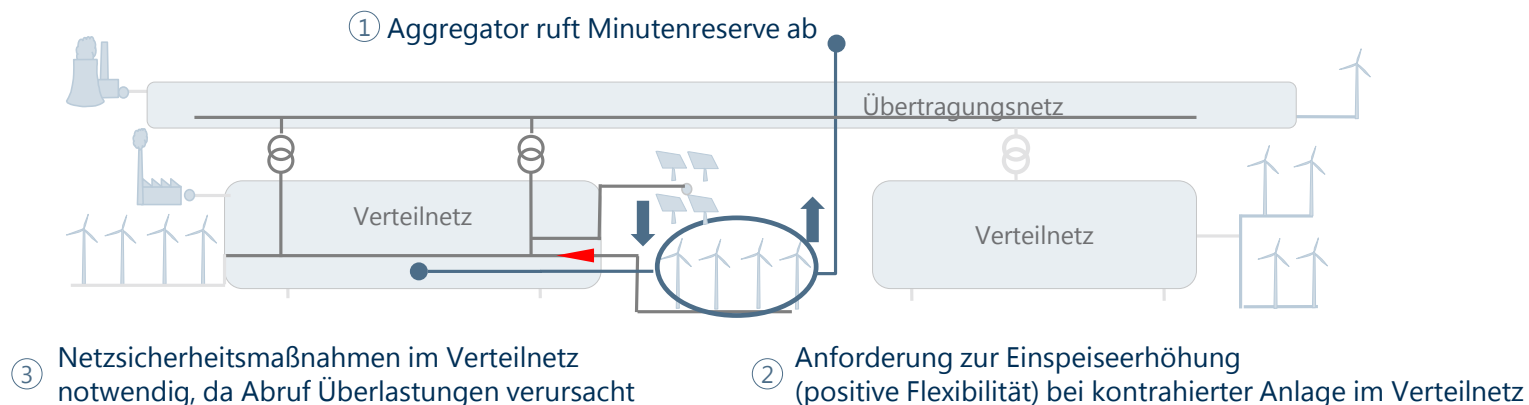


Ein technisch sicherer und ökonomisch effizienter Zugriff auf Flexibilitäten muss durch einen Koordinierungsmechanismus sichergestellt werden.

Bisherige hierarchisch aufgebaute Steuerungskonzepte dürfen nicht ungeprüft fortgeschrieben werden.

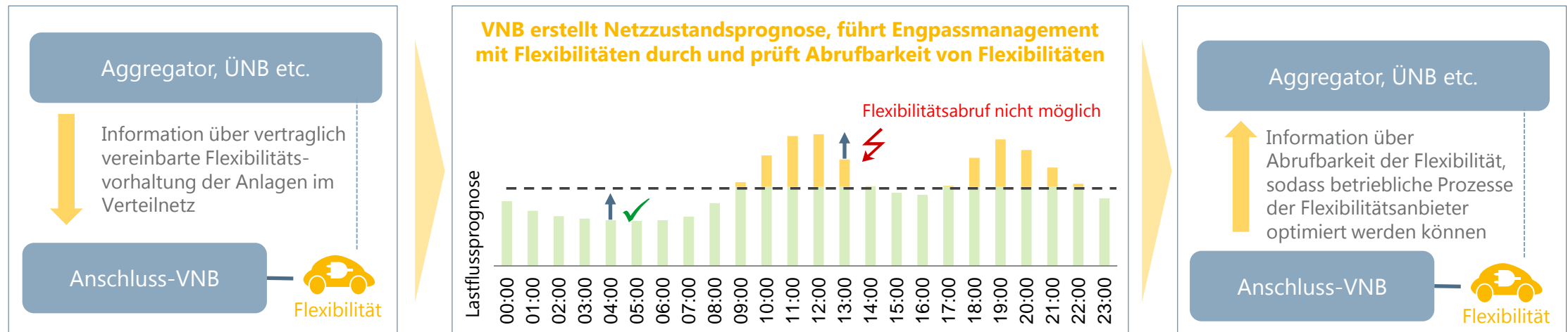
- Im traditionellen Energiesystem war durch die Steuerungsmöglichkeiten von Großkraftwerken die Einbindung der Verteilnetzbetreiber in die aktive Steuerung des Systems nicht notwendig.
- Diese fehlende Koordinierung führt in einem dezentralen System der Energiewende konkret zu drei Problemen:
 1. **Gefährdung der Netzsicherheit:** Der Abruf von kurzfristigen Flexibilitäten im Verteilnetz kann ohne Berücksichtigung der lokalen Netzsituation ungeplante Netzsicherheitsmaßnahmen verursachen und die Netzsicherheit gefährden.
 2. **Fehlende Nutzung von Synergien:** Wenn gleichzeitig gleichgerichtete Flexibilität für unterschiedliche Anwendungszwecke benötigt wird, entstehen Synergiepotenziale – ein unkoordinierter Zugriff kann dazu führen, dass Synergien nicht genutzt werden und mehr Flexibilität abgerufen wird, als eigentlich notwendig ist.
 3. **Fehlende Kosteneffizienz:** Wenn Flexibilitäten nur für einzelne Anwendungszwecke vorgehalten und nicht allen Anwendungszwecken mit entsprechenden Kosten zugänglich ist, kann ein kosteneffizienter Flexibilitätseinsatz nicht sichergestellt werden.

Fallbeispiel
1. Gefährdung der
Netzsicherheit



Mögliche Einschränkung bei der Abrufbarkeit von Flexibilitäten im Verteilnetz müssen betroffenen Marktteilnehmern rechtzeitig signalisiert werden („Red-Flag-Situationen“).

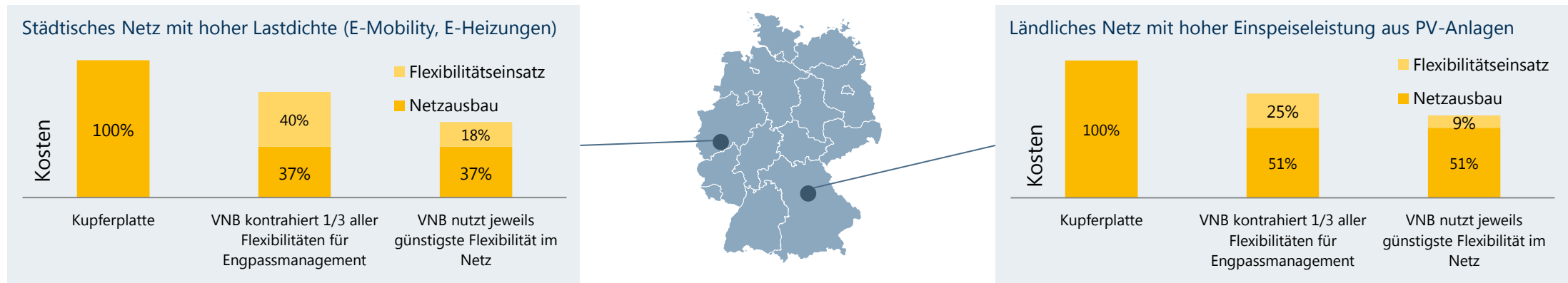
- Ein sicherer Abruf von Flexibilitäten muss in jedem Fall gewährleistet werden können – dazu muss der Verteilnetzbetreiber eine Netzverträglichkeitsprüfung (NVP) durchführen. Sind Engpässe im Netz zu erwarten, sind diese mit geeigneten Verfahren zu beheben.
- Das Ergebnis der NVP führt aber gegebenenfalls auch zur Notwendigkeit einer Einschränkung zur Nutzung von Flexibilitäten durch andere Marktparteien. Der Verteilnetzbetreiber muss eine entsprechende Einschränkung allen betroffenen Marktteilnehmern mitteilen (Red Flag).
- Zur Durchführung der NVP muss der VNB daher Informationen über die vertraglich vereinbarten Flexibilitäten von den Marktteilnehmern erhalten, um eine Red-Flag-Situation ausrufen zu können.
- Die NVP ist im Einzelnen auszugestalten, insbesondere im Hinblick auf die Kriterien einer Red-Flag-Situation sowie eventueller Entschädigungen und Folgen einer Red-Flag-Situation.



Der Verteilnetzbetreiber analysiert die Abrufbarkeit der Flexibilität und teilt diese den Flexibilitätsanbietern mit, sodass diese ihre betriebliche Prozesse optimieren können.

Zusätzliche Kostenvorteile entstehen dann, wenn der VNB die jeweils günstigsten Flexibilitäten in seinem Netz nutzt.

- Das heutige Konzept sieht eine getrennte Beschaffung von diversen Flexibilitätsprodukten und -anbietern vor.
- Die technischen Anforderungen an die Flexibilitätsprodukte sind bereits heute ähnlich (SRL, MRL, Redispatchleistungen).
- Eine Harmonisierung der Beschaffung der Produkte könnte die Nutzung der jeweils günstigsten Flexibilitäten erleichtern.
- Für systemdienliche Anwendungszwecke (Regelleistung) besteht ein regelzonenübergreifendes Flexibilitätspotenzial und für netzdienliche Zwecke im Übertragungsnetze (Redispatch) ein (über-)regionales Flexibilitätspotenzial.
- Lokale Engpässe im Verteilnetz können jedoch nur mit den lokal verfügbaren Flexibilitäten behoben werden – es gibt keine Substitutionsmöglichkeiten, sodass eine vorrangige Verwendung durch den VNB effizient ist.



Könnte der Verteilnetzbetreiber das gesamte Angebot an Flexibilitäten primär nutzen, wären signifikante Kosteneinsparungen möglich („VNB first“).

Ein Markt für Flexibilitäten mit örtlicher Komponente könnte die Nutzung der jeweils günstigsten Flexibilitäten fördern und damit hohe Kosteneinsparungen erreichen.

Markt für Flexibilitäten mit örtlicher Komponente für netz- und systemdienliche Anwendungen

- Ein Marktplatz für Flexibilitäten mit örtlicher Komponente könnte auf system- und netzdienliche Anwendungen beschränkt bleiben, um die Beeinflussung des Großhandelsmarktes zu minimieren.
- Flexibilitätsangebote müssten gegebenenfalls die Sensitivitäten auf Engpässe im Netz berücksichtigen.
- Diverse Netz- und Systembetreiber greifen auf die regionalen Flexibilitäten über eine gemeinsame Plattform zu.
- Die Spezifizierung der Flexibilitätsprodukte müsste abgestimmt und die Beschaffungsmechanismen – insbesondere die Bepreisung der Produkte – entwickelt werden.
- Erfahrungen mit gemeinsamen Märkten für Regelenergie und Redispatch bestehen u.a. in Skandinavien.

Die Umsetzung für Deutschland sollte erst mittel- und langfristig angestrebt werden

- Engpassmanagement in Verteilnetzen muss sichergestellt und hoch automatisiert erfolgen.
- Effizienz der Preissignale, die durch Großhandelsmärkte sichergestellt werden, darf nicht gefährdet werden.

Handlungsempfehlungen

Einführung von Engpassmanagement für Verteilnetzbetreiber

- 1 Die Nutzung von Flexibilitäten von Einspeisungen, Lasten und Speicher für Engpassmanagement durch den VNB muss ordnungspolitisch ausgestaltet werden (Zugang, Bilanzierung und Vergütung) – in der Netzplanung sollte der VNB Netzausbau und Flexibilitätseinsatz gegeneinander abwägen dürfen.

Netzbetriebsführung automatisieren und digitalisieren

- 2 In Verteilnetzen mit Netzengpässen müssen die Prozesse der Netzbetriebsführung automatisiert und digitalisiert werden – eine regulatorische Abbildung dieser Kosten ist notwendig.

Red-Flag-Mechanismus einrichten und ausgestalten

- 3 Die Netzverträglichkeitsprüfung muss methodisch und prozessual sowie in Bezug auf die resultierenden Konsequenzen (einschl. eventueller Entschädigungen) spezifiziert und der Ordnungsrahmen angepasst werden – der VNB muss Information über vertraglich vereinbarte Flexibilitäten von Dritten erhalten.

Perspektivisch: Markt für Flexibilitäten ausgestalten

- 4 Ein Markt für Flexibilitäten mit örtlicher Komponente ermöglicht zusätzliche Effizienzvorteile – die Ausgestaltung sollte weiter konkretisiert sowie Nutzen und Kosten sorgfältig abgewogen werden.

Das Copyright für die veröffentlichten vom Autor selbst erstellten Objekte sowie Inhalte der Folien bleiben allein dem Autor vorbehalten. Eine Vervielfältigung, Verwendung oder Änderung solcher Grafiken, Tondokumente, Videosequenzen und Texte in anderen elektronischen oder gedruckten Publikationen ist ohne ausdrückliche schriftlicher Zustimmung des Autors nicht gestattet. Weiter gelten bei Unstimmigkeiten mit der elektronischen Version die Inhalte des original ausgedruckten Foliensatzes der E-Bridge Consulting GmbH.

E-Bridge Consulting GmbH lehnt jede Verantwortung für jeden direkten, indirekten, konsequenten bzw. zufälligen Schaden, der durch die nicht autorisierte Nutzung der Inhalte und Daten bzw. dem Unvermögen in der Nutzung der Information und Daten, die Bestandteil dieses Foliensatzes sind, entstanden sind, ab.

Die Inhalte dieses Foliensatzes dürfen nur an Dritte in der vollständigen Form, mit dem Copyright versehen, der Untersagung von Änderungen sowie dem Disclaimer der E-Bridge Consulting weitergegeben werden.

E-Bridge Consulting, Bonn, Germany. Alle Rechte vorbehalten.