



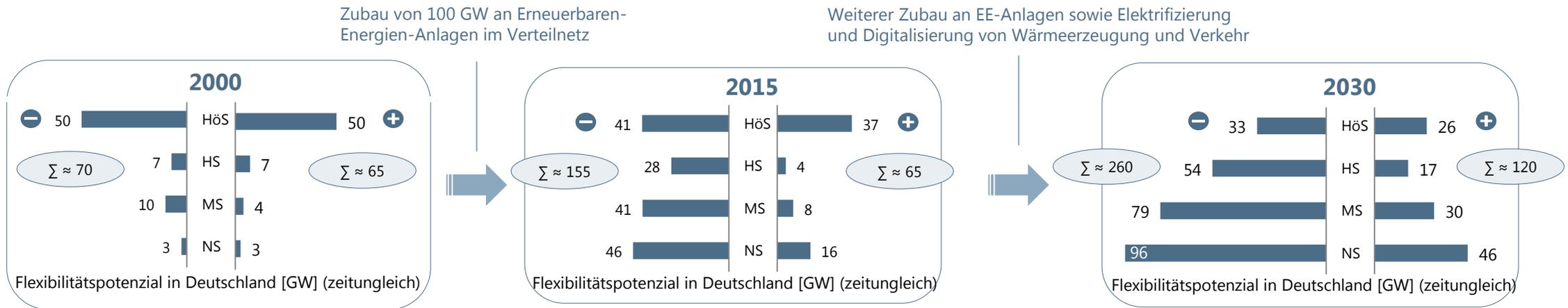
## Die Zukunft der Verteilnetze: Smarte Koordinierung von Flexibilitäten und Verknüpfung von Einspeisungen und Lasten

Fachtagung ARGE VNB OST  
Leipzig, 7. September 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 Millionen<sup>1</sup> neue aktiv steuerbare und zum größten Teil intelligent agierende Anlagen im Verteilnetz angeschlossen sein und das Energiesystem prägen.

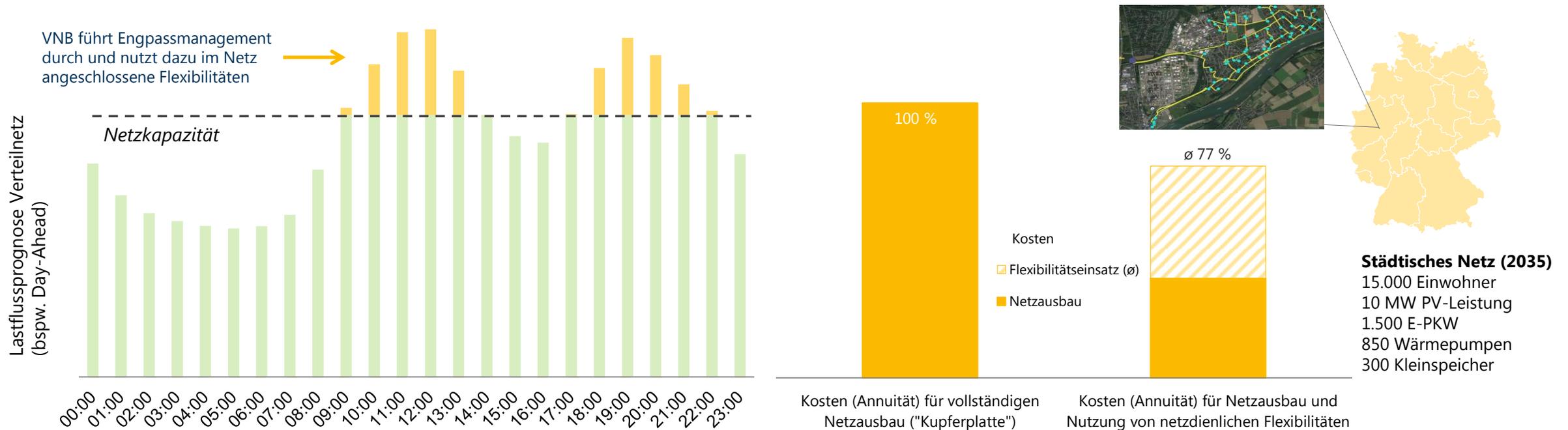
Im Grundverständnis ist der Verteilnetzbetreiber ein neutraler Infrastrukturdienstleister, der den Kunden einen diskriminierungsfreien Zugang zu heutigen und zukünftigen Energiemärkten ermöglicht.



<sup>1</sup>Mehr als zusätzliche 40 Mio. E-PKW, mehr als 15 Mio. zusätzliche elektrische Wärmelösungen, mehr als 5 Mio. zusätzliche Erzeugungsanlagen und Speicher im Verteilnetz

# 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 Engpassmanagement 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**

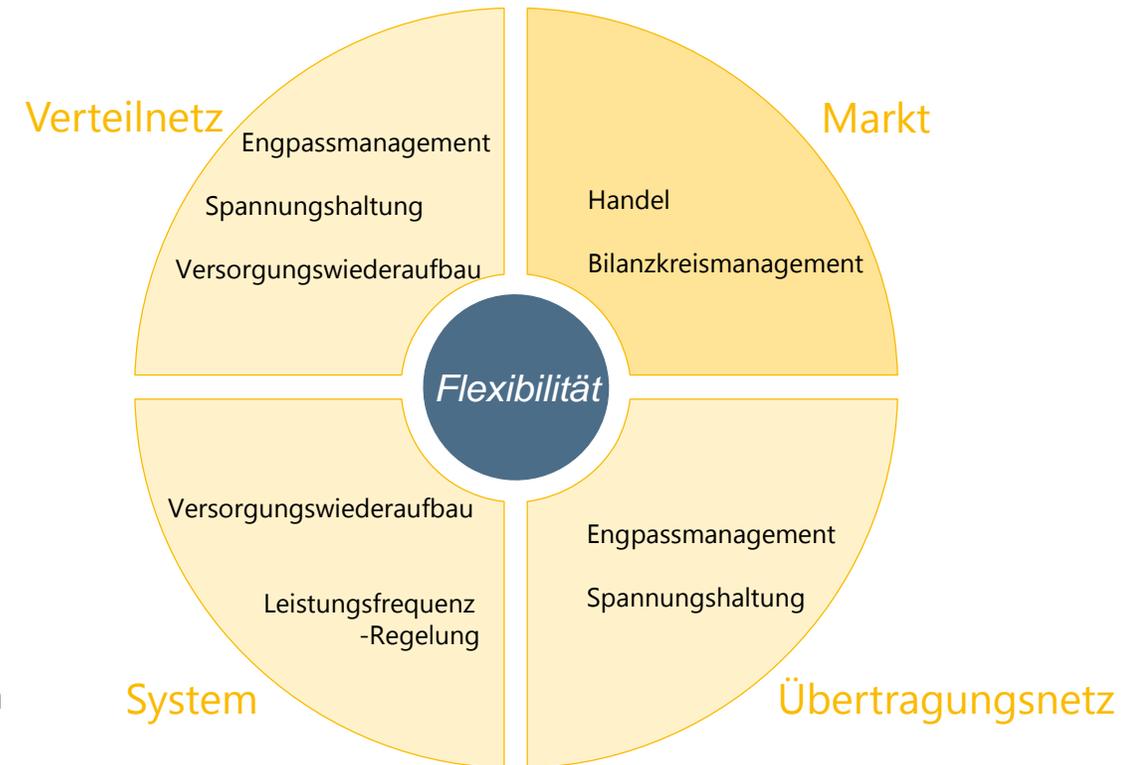
- Die Regelungen zu marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 (1) des EnWG sind ausschließlich für Übertragungsnetzbetreiber vorgesehen - eine entsprechende Regelung für Verteilnetze existiert nicht, ist aber dringend notwendig.
- Das Konzept der Spitzenkappung erlaubt es in der Netzdimensionierung, die Abregelung 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 BMWi<sup>1</sup> „ein wichtiges regulatorisches Handlungsfeld“ dar – hier bedarf es der konkreten 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 kontaktiert Kraftwerk“) – das ist im Verteilnetz aufgrund der Vielzahl an Anlagen 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 – einige Verteilnetze besonders stark – andere in vernachlässigbarem Umfang oder gar nicht.

Die Flexibilitäten im Verteilnetz werden allerdings nicht nur durch den Verteilnetzbetreiber genutzt – er 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, so dass 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.

# Eine regionale Lastdeckung durch intelligente Verknüpfung von Einspeisungen und Lasten im Verteilnetz kann das Übertragungsnetz entlasten.

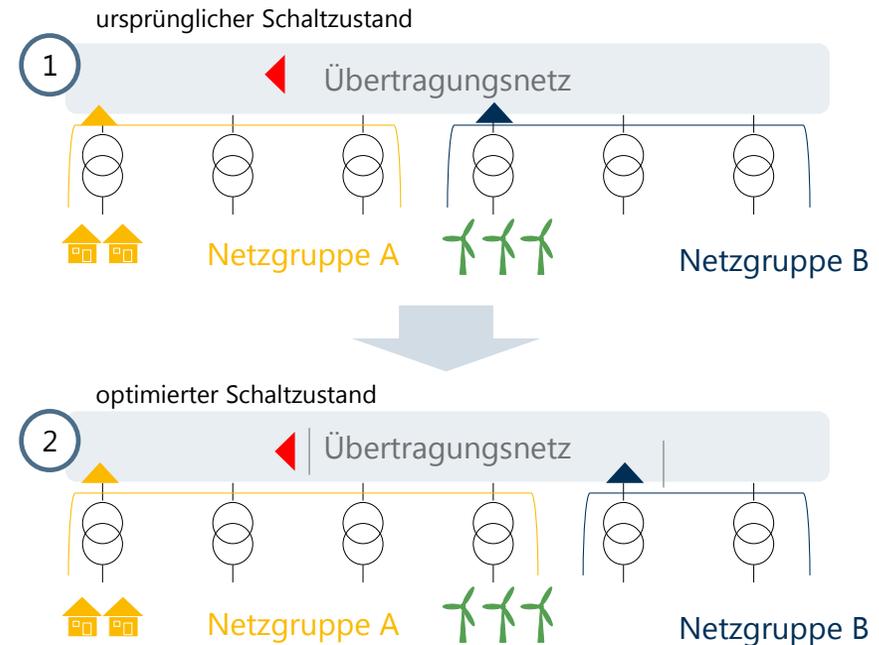
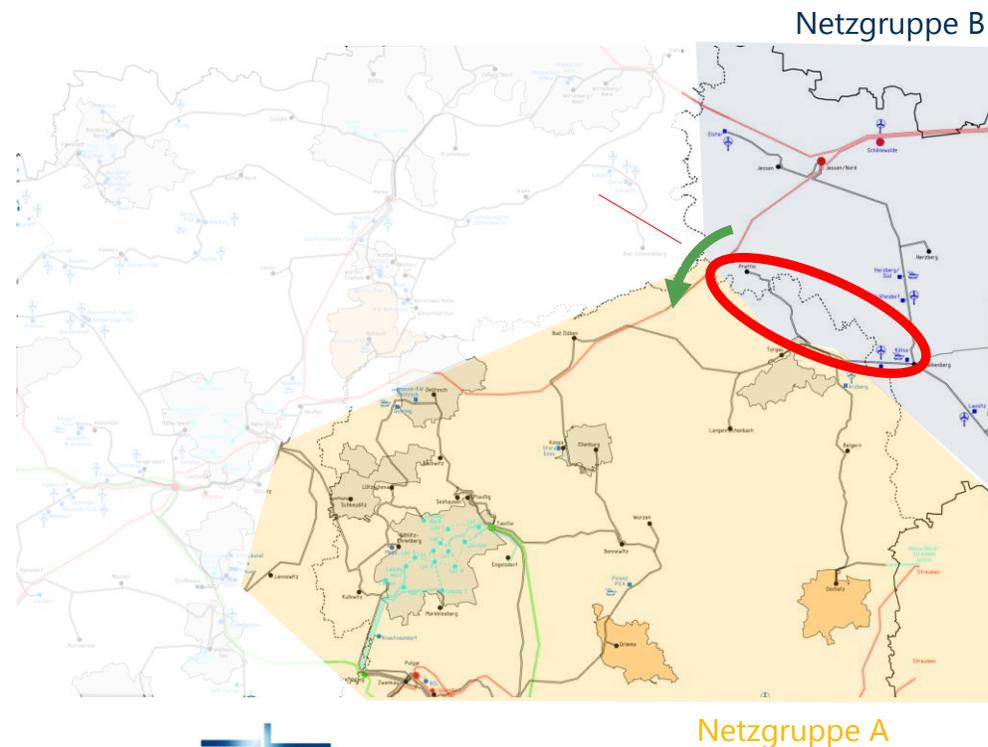
- Engpässe im Übertragungsnetz verursachen sehr hohe Kosten für Redispatchmaßnahmen in Deutschland.
- Eine direkte Deckung der Lasten durch regionale Einspeisungen im Hochspannungsnetz könnte das Übertragungsnetz entlasten und Redispatchkosten reduzieren.
- Die Hochspannungsebene im Verteilnetz wird in Netzgruppen betrieben - bisher wurde eine Entlastung des Übertragungsnetzes nicht in der Schaltung berücksichtigt.



# Im Übertragungsnetz in Sachsen treten Engpässe auf – eine regionale Lastdeckung durch intelligente Schaltmaßnahmen könnte diese entlasten.

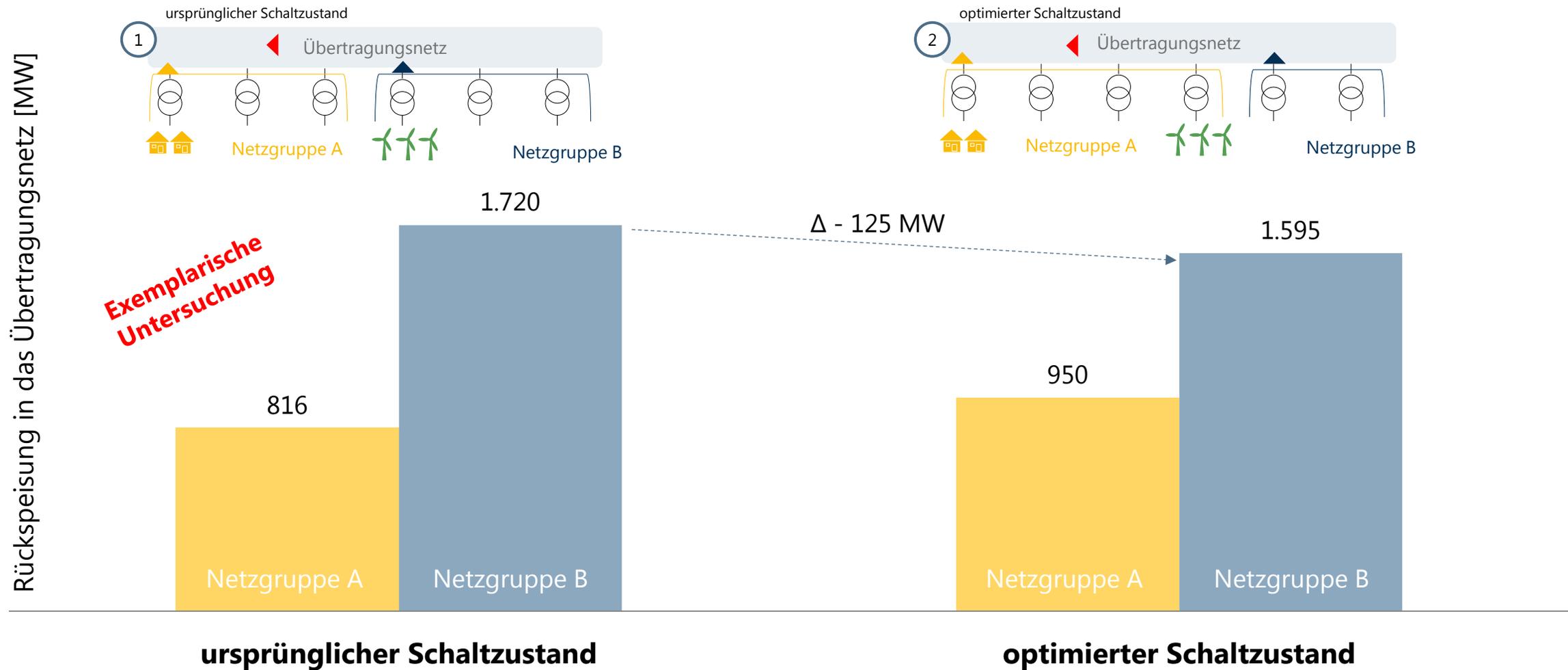
- Das Hochspannungsnetz in Deutschland (96.300 km) wird in getrennten Netzgruppen betrieben – die Netzgruppengröße wird durch die von den vorhandenen Leistungsschaltern beherrschbare Kurzschlussleistung sowie der Einhaltung der Löschbedingungen begrenzt.
- Durch intelligente Schaltmaßnahmen im Verteilnetz kann der vertikale Lastfluss beeinflusst und das Übertragungsnetz entlastet werden - die Schaltmaßnahmen beeinflussen die Netzverluste im Hochspannungsnetz.

## Exemplarische Untersuchung einer einfachen Schaltmaßnahme



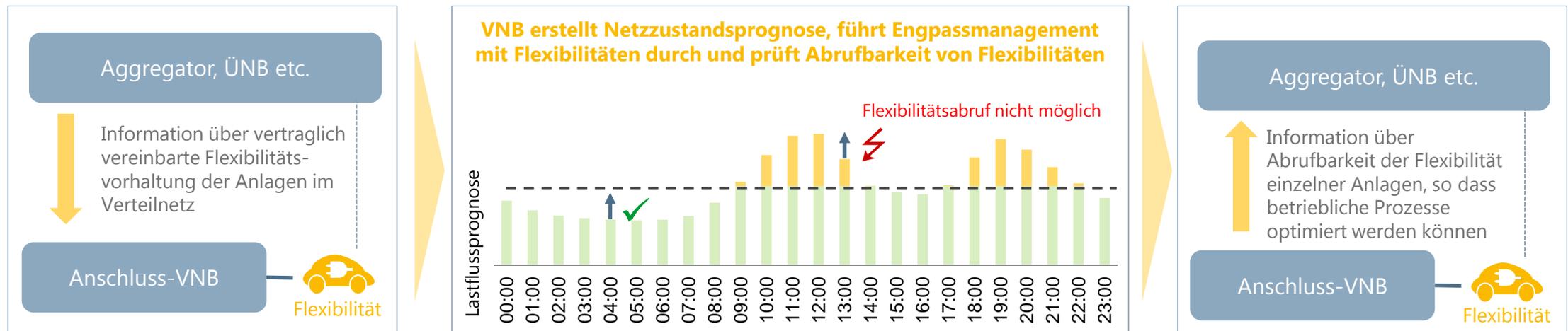
Technische Randbedingungen ✓

Netzbezogene Maßnahmen im Verteilnetz tragen dazu bei, das Übertragungsnetz um 125 MW zu entlasten.



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

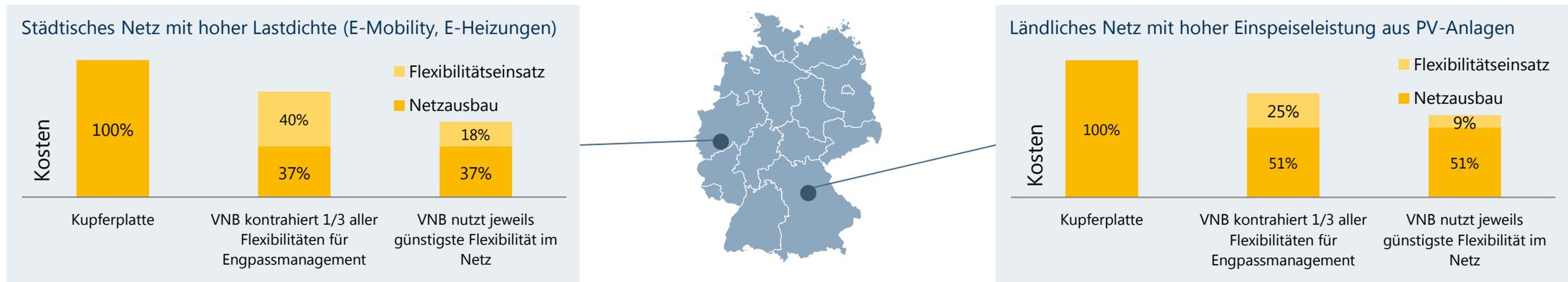
- Ein sicherer Abruf von Flexibilitäten muss in jedem Fall gewährleistet werden können - dazu muss der Verteilnetzbetreiber eine Netzverträglichkeitsprüfung (NVP) durchführen. Sind Engpässe im Netz zu erwarten, sind diese mit geeigneten Verfahren zu beheben.
- Das Ergebnis der NVP führt aber ggfls. auch 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 zwingend Informationen über die vertraglich vereinbarten Flexibilitäten und deren physische Abrufbarkeit von den Marktteilnehmern erhalten, um eine Red-Flag-Situation ausrufen zu können.
- Die NVP ist im Einzelnen auszugestalten, insbesondere im Hinblick auf die Bedingungen für Engpassmanagement sowie eventueller Entschädigungen und Folgen einer Red-Flag-Situation.



Der Verteilnetzbetreiber analysiert die Abrufbarkeit der Flexibilität einzelner Anlagen und teilt diese den Flexibilitätsnachfragern mit, so dass diese ihre betrieblichen Prozesse optimieren können.

Zusätzliche Kostenvorteile entstehen dann, wenn jeweils die günstigsten Flexibilitäten genutzt werden.

- Das heutige Konzept sieht 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 facilitieren.
- 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, so dass eine vorrangige Verwendung durch den VNB effizient ist.



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

# 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.

## **Ordnungspolitischen und regulatorischen Rahmen für netzdienliches Verhalten von VNB zur Behebung von Engpässen im Übertragungsnetz schaffen**

- 2 Deutschlandweites Potential abschätzen, Umsetzung ausgestalten (Informationen über bevorstehende Engpässe im ÜN mit betroffenen VNB austauschen), Kosten für netzdienliches Verhalten der VNB müssen grundsätzlich vergütet werden.

## **Netzbetriebsführung automatisieren und digitalisieren**

- 3 Verteilnetzbetreiber, insbesondere von Netzengpässen betroffene, müssen die Prozesse der Netzbetriebsführung automatisieren und digitalisieren – eine regulatorische Abbildung dieser Kosten ist notwendig.

## **Red-Flag-Mechanismus ausgestalten**

- 4 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**

- 5 Ein Markt für Flexibilitäten mit örtlicher Komponente ermöglicht zusätzliche Effizienzvorteile – die Ausgestaltung muss weiter konkretisiert und dem identifizierten Nutzen die mit der Umsetzung entstehenden Kosten gegenübergestellt 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.