



Vergleichende Bewertung von Smart-Market-Designs zur Integration von Flexibilitätsoptionen

10. Niedersächsische Energietage

7.11.2017

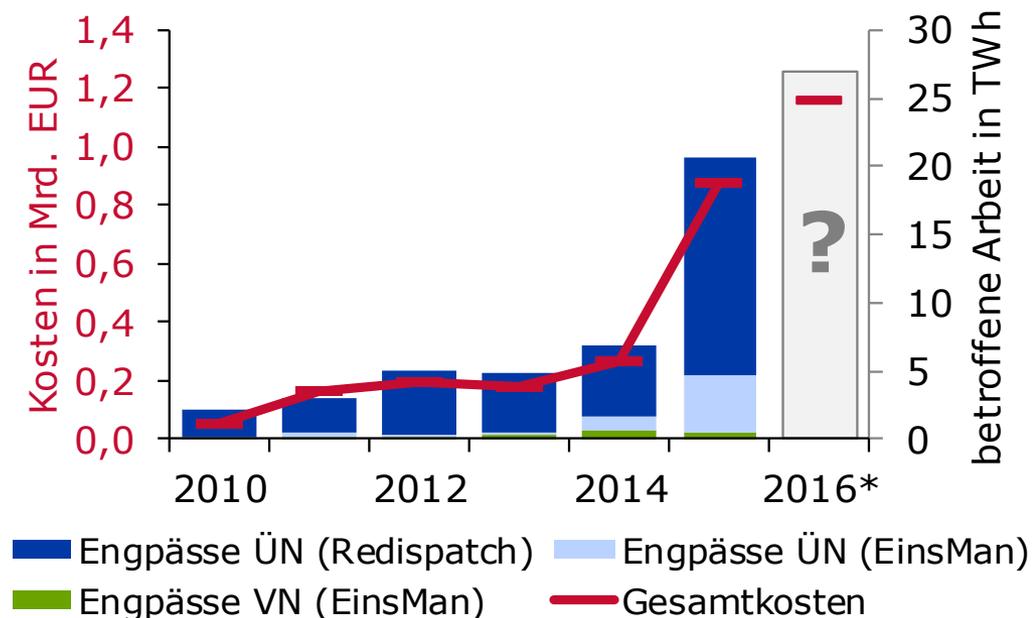
Dr. Christian Nabe

Netzengpässe sind zu einem relevanten Bestandteil des Stromsystems geworden. Dies bleiben sie auch zukünftig.

Gegenwart

Zukunft

Entwicklung der Maßnahmen zur Netzengpassbehebung



Quelle: Ecofys, BNetzA, MELUR

- > Verschiedene Treiber lassen eine weitere Zunahme der Volumina und Kosten der Maßnahmen erwarten
 - Starker EE-Zubau, neue Verbraucher (lastgetriebene Engpässe),
 - Netzausbauverzögerungen,
 - hohe Mindesterzeugung von konventioneller Erzeugung,
 - Spitzenkappung im Verteilnetz,
 - weitere EU-Marktintegration

Wir brauchen neue Mechanismen zur Flexibilitätsnutzung, um eine Gesamtoptimierung beim Netzausbau zu ermöglichen.

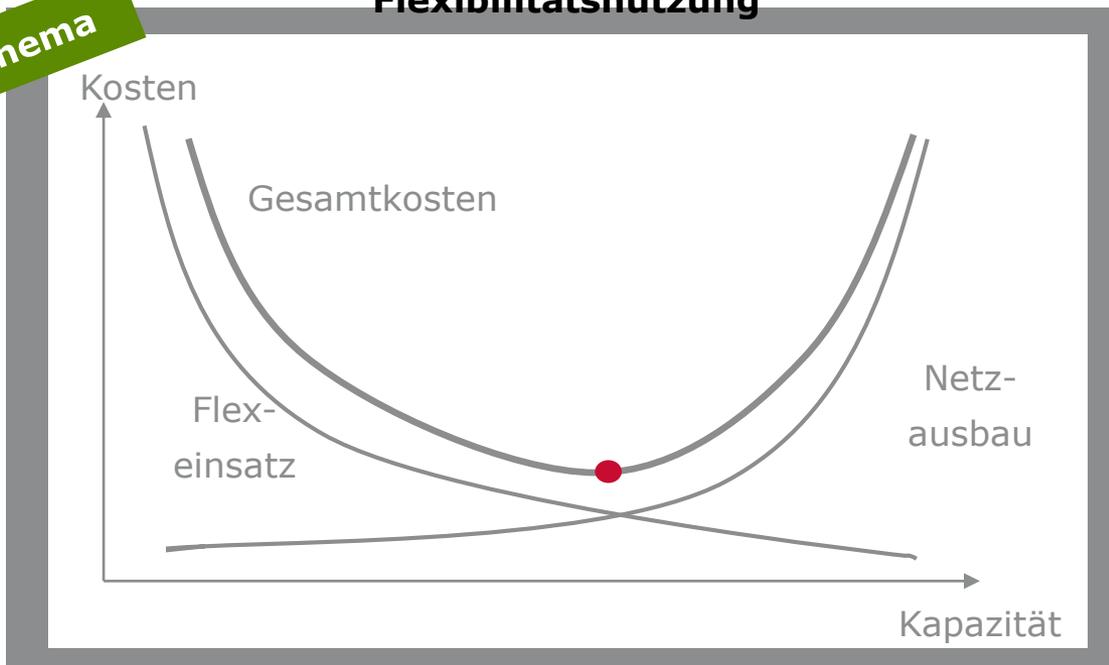
> Zur Lösung sind folgende Punkte zu klären:

- Ausgestaltung geeigneter Mechanismen zur Flexibilitätsnutzung
- Optimierung zwischen Netzausbau und Flexibilitätsnutzung

Untersuchungsbereich der Studie

Optimum des VNB - Trade-Off zwischen Netzausbau und Flexibilitätsnutzung

Schema



Rahmenbedingungen für Gesamtoptimierung müssen geschaffen werden.

Die Studie trägt dazu bei.

Smart Markets müssen gleichzeitig die Anforderungen des System- und Netzbetriebs berücksichtigen.

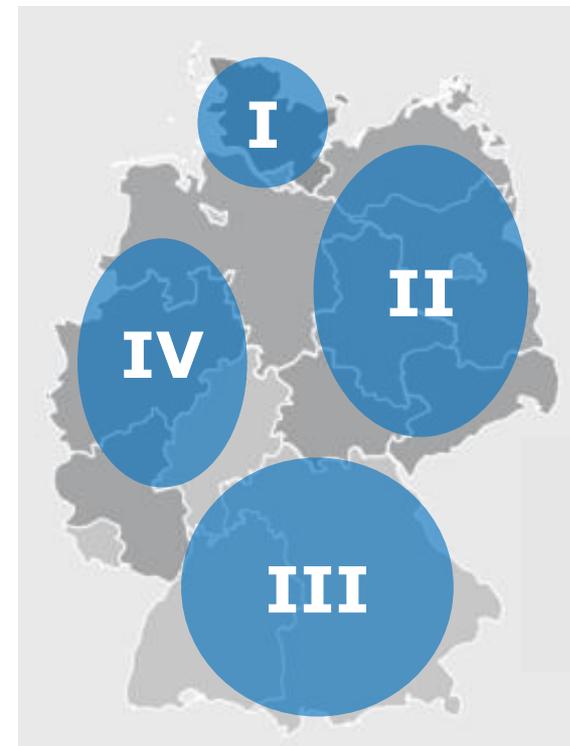
Dienstleistungen an der Schnittstelle zwischen Netz und Markt

Was?	Wofür?	Wo?	
		zentral (Übertragungs- netzebene)	dezentral (Verteilnetzebene)
Bereitstellung Regelleistung (Flexibilität systemweit)	Frequenzhaltung, Systembilanz	1. Zentrale Flexibilitätsbereitstellung für Systembilanzausgleich	5. Dezentrale Flexibilitätsbereitstellung für Systembilanz- ausgleich
Bereitstellung, Einsatz Redispatch- kapazitäten (lokale Flexibilität)	Engpassmanagement Übertragungsnetz	2. Zentrale Flexibilitätsbereitstellung zum Netzengpass- management auf Übertragungsnetzebene	3. Dezentrale Flexibilitätsbereitstellung zum Netzengpass- management auf Übertragungsnetz- ebene
Bereitstellung, Einsatz Redispatch- kapazitäten (lokale Flexibilität)	Engpassmanagement Verteilnetz	- entfällt -	4. Dezentrale Flexibilitätsbereitstellung zum Netzengpass- management auf Verteilnetzebene

Dementsprechend stehen Netzregionen vor unterschiedlichen Herausforderungen.

- > Wir unterscheiden vier **typische Netzgebietsklassen**:
 - I. Winddominiert (z. B. Schleswig-Holstein)
 - II. Lastschwach / EE-dominiert (z. B. Brandenburg)
 - III. Photovoltaikdominiert (z. B. Bayern)
 - IV. Laststark / vorstädtisch (Zukunft mit E-Autos)
- > Die Auswahl der Regionen erfolgte in Anlehnung an aktuelle **Verteilnetzstudien**, z. B. für das BMWi oder die dena.
- > Wesentliche Unterscheidungsmerkmale sind:
 - Netzstruktur (Erzeugung, Last, Netz)
 - Umfang und Art der Netzenspässe

Geographische Zuordnung (schematisch)



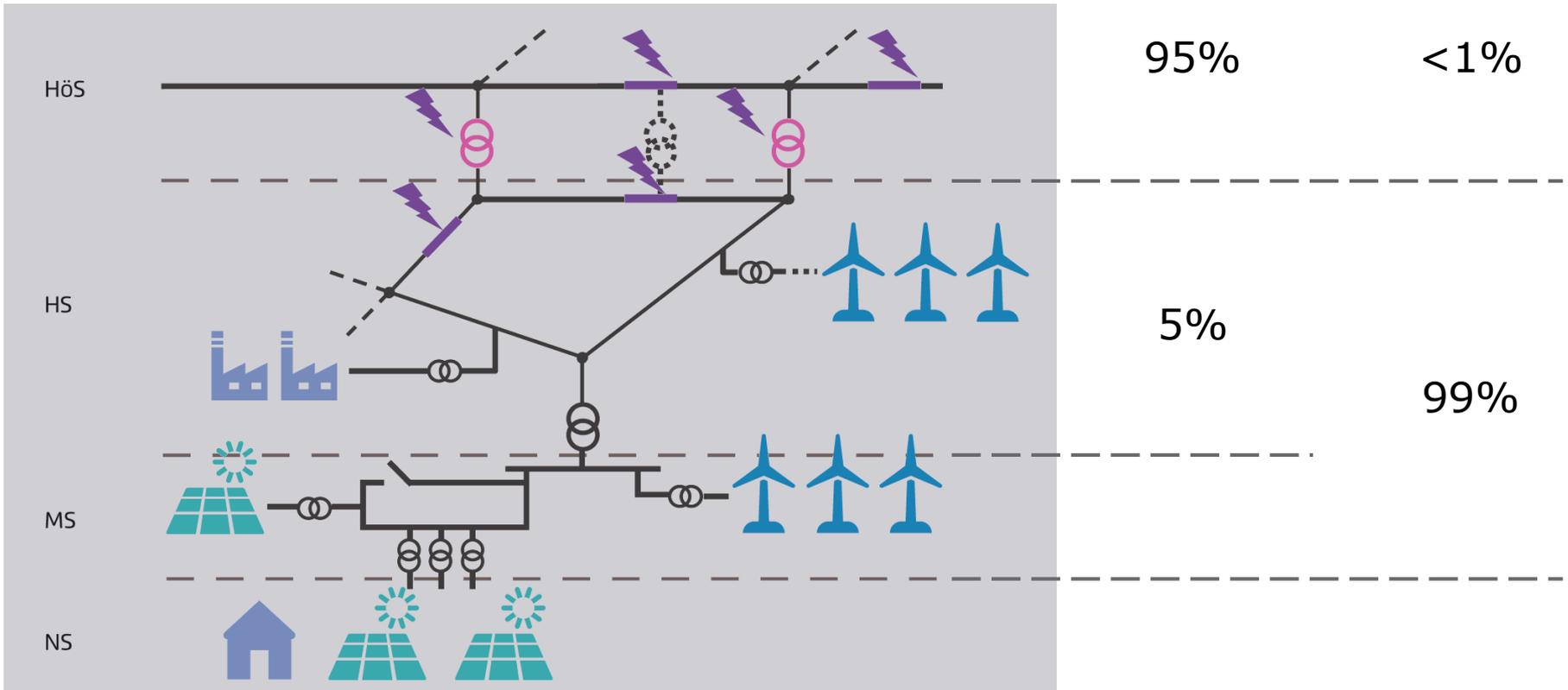
Charakterisierung der Netzgebietsklassen: I Winddominiert (z. B. Schleswig-Holstein)

Illustration der Netzgebietsklasse und das zugehörige Aufkommen von Netzengpässen

EinsMan nach...

Ort der Ursache

Ort der Abregelung



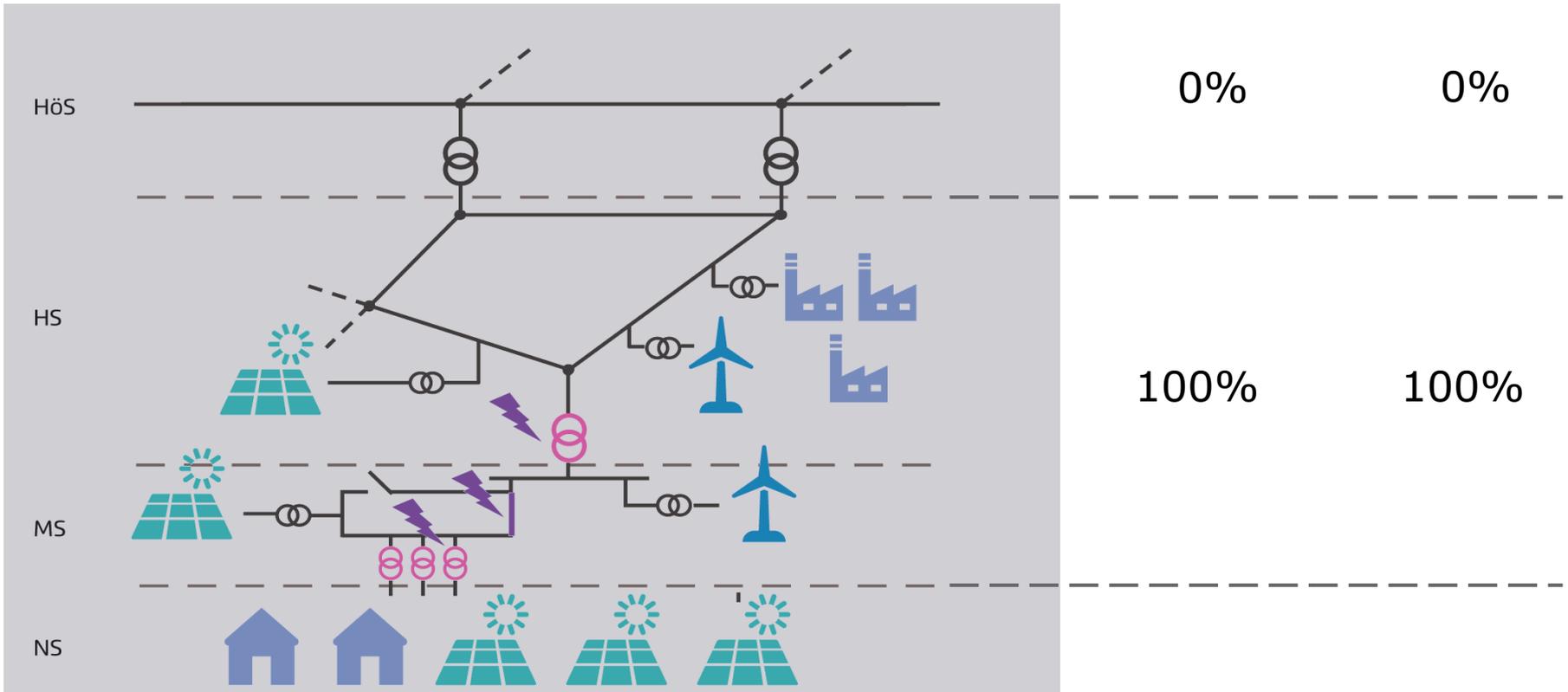
Charakterisierung der Netzgebietsklassen: III Photovoltaikdominiert (z. B. Bayern)

Illustration der Netzgebietsklasse und das zugehörige Aufkommen von Netzengpässen

EinsMan nach...

Ort der Ursache

Ort der Abregelung



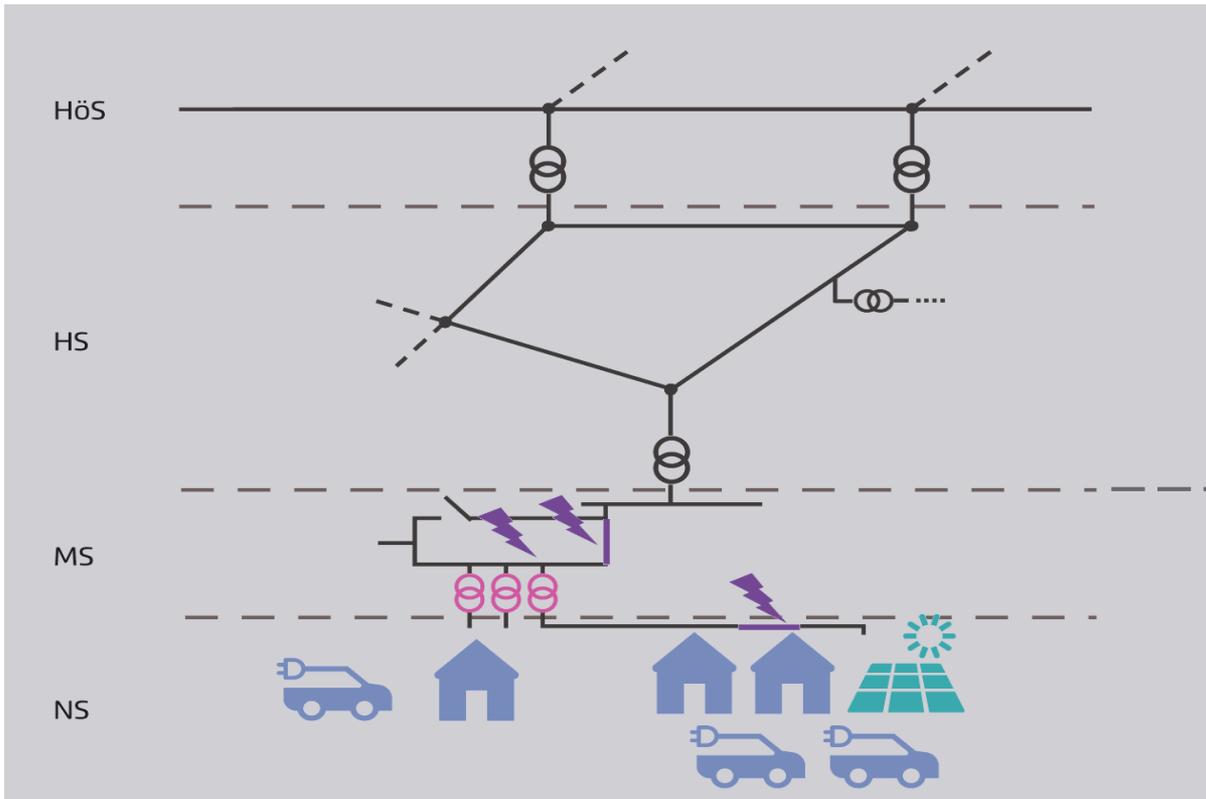
Charakterisierung der Netzgebietsklassen: IV Laststark / vorstädtisch (Zukunft mit E-Autos)

Illustration der Netzgebietsklasse und das zugehörige Aufkommen von Netzengpässen

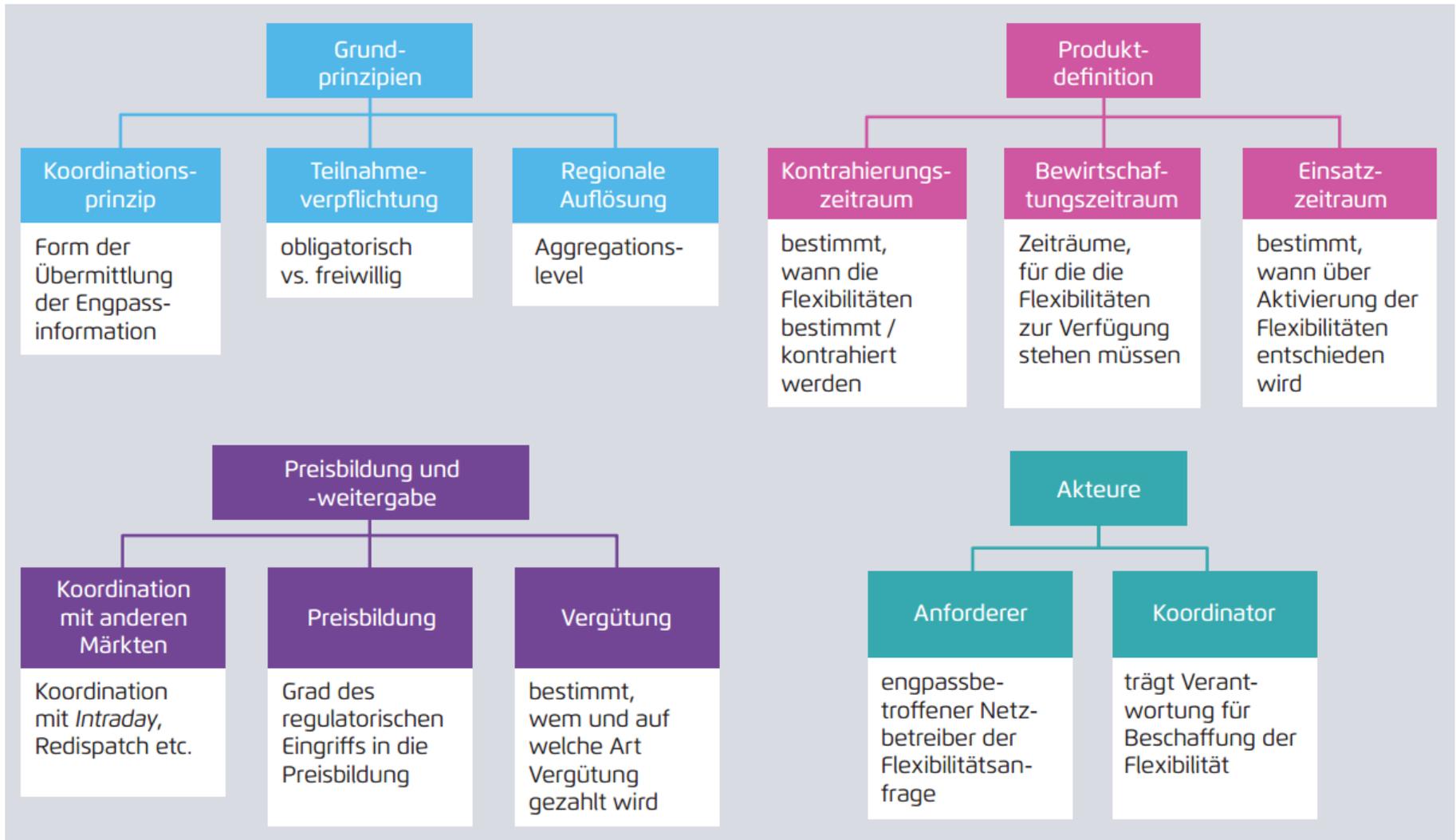
EinsMan nach...

Ort der Ursache

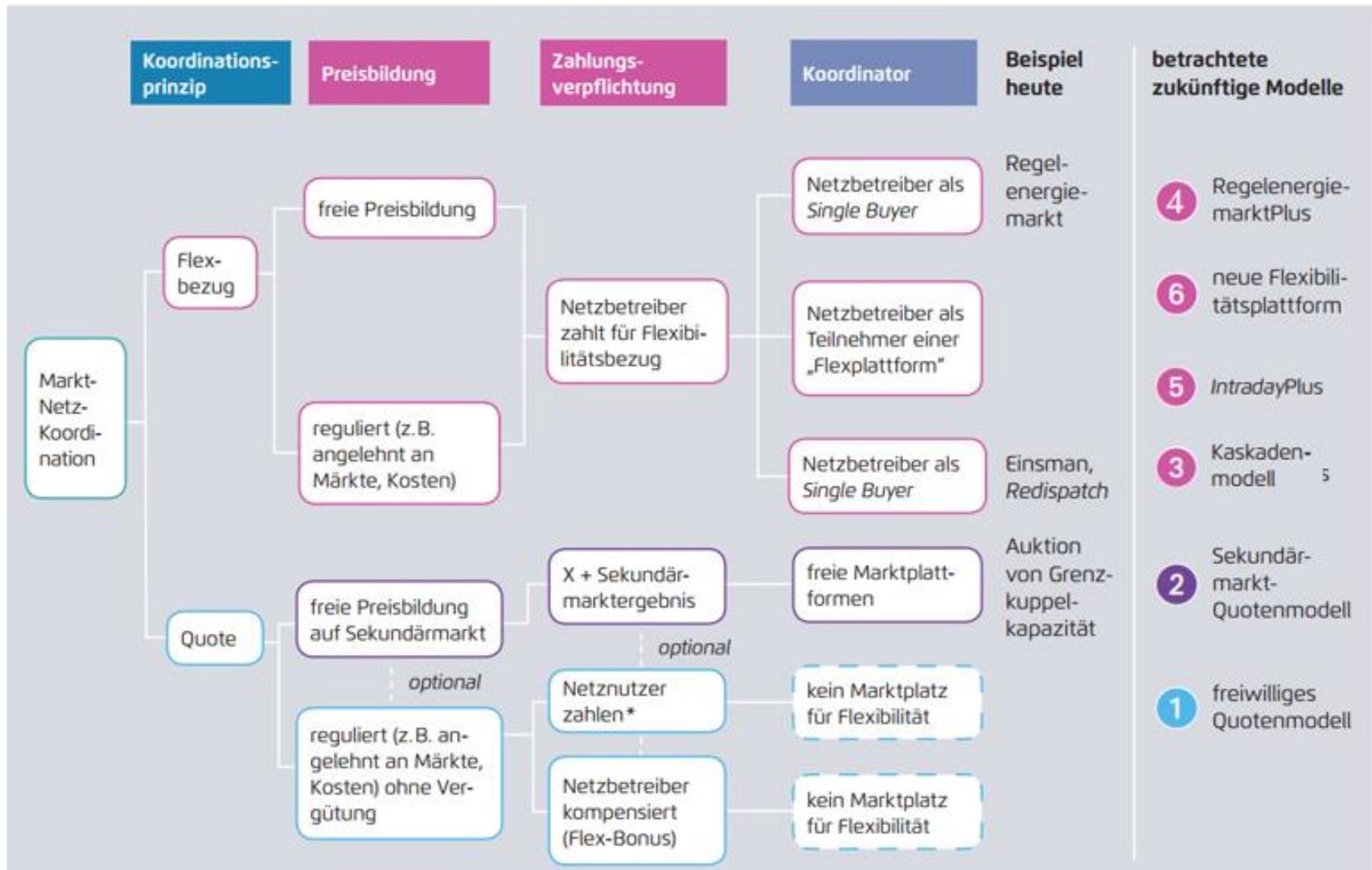
Ort der Abregelung



Smart Market Modelle können anhand von wesentlichen Eigenschaften beschrieben werden.

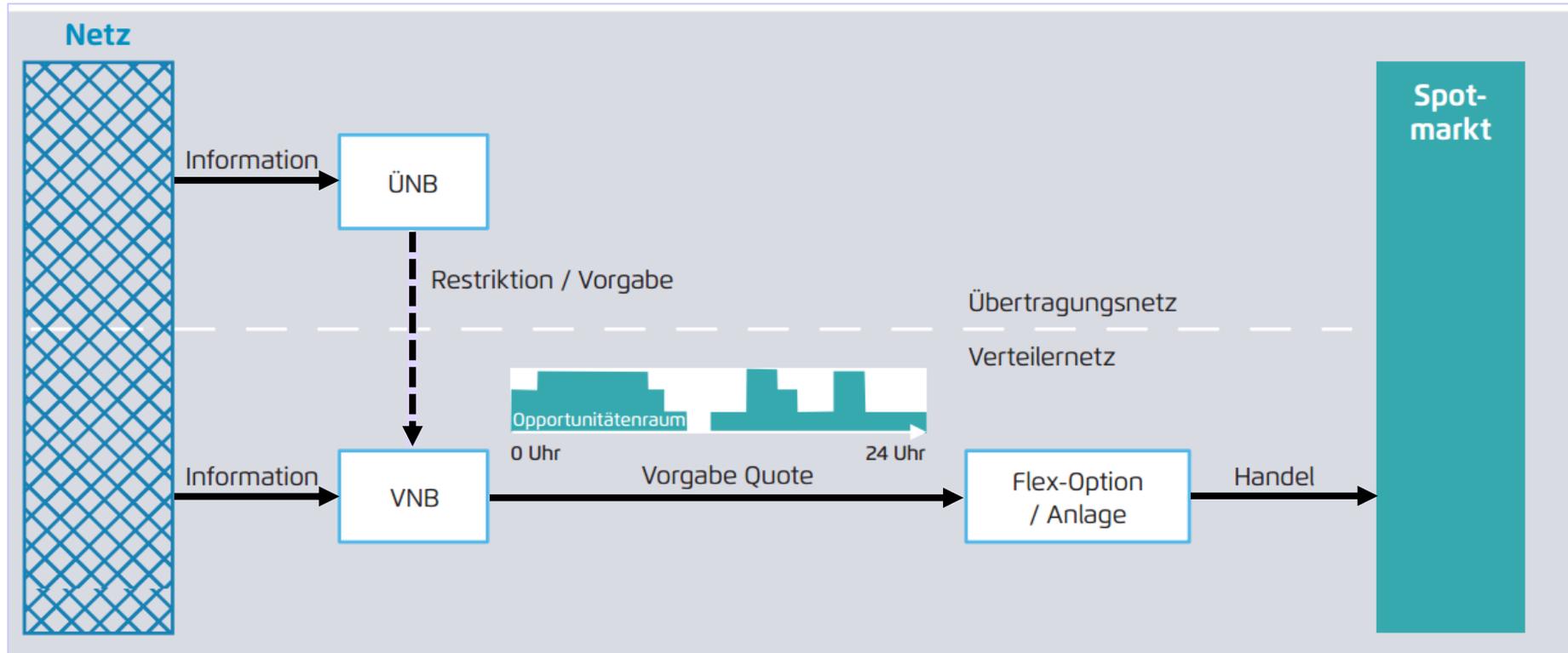


Aus vier wesentlichen Eigenschaften wurden 6 Modelle kombiniert.



Im freiwilligen Quotenmodell können die Flexanbieter an einem Quotierungsprogramm des Netzbetreibers teilnehmen.

1 freiwilliges Quotenmodell

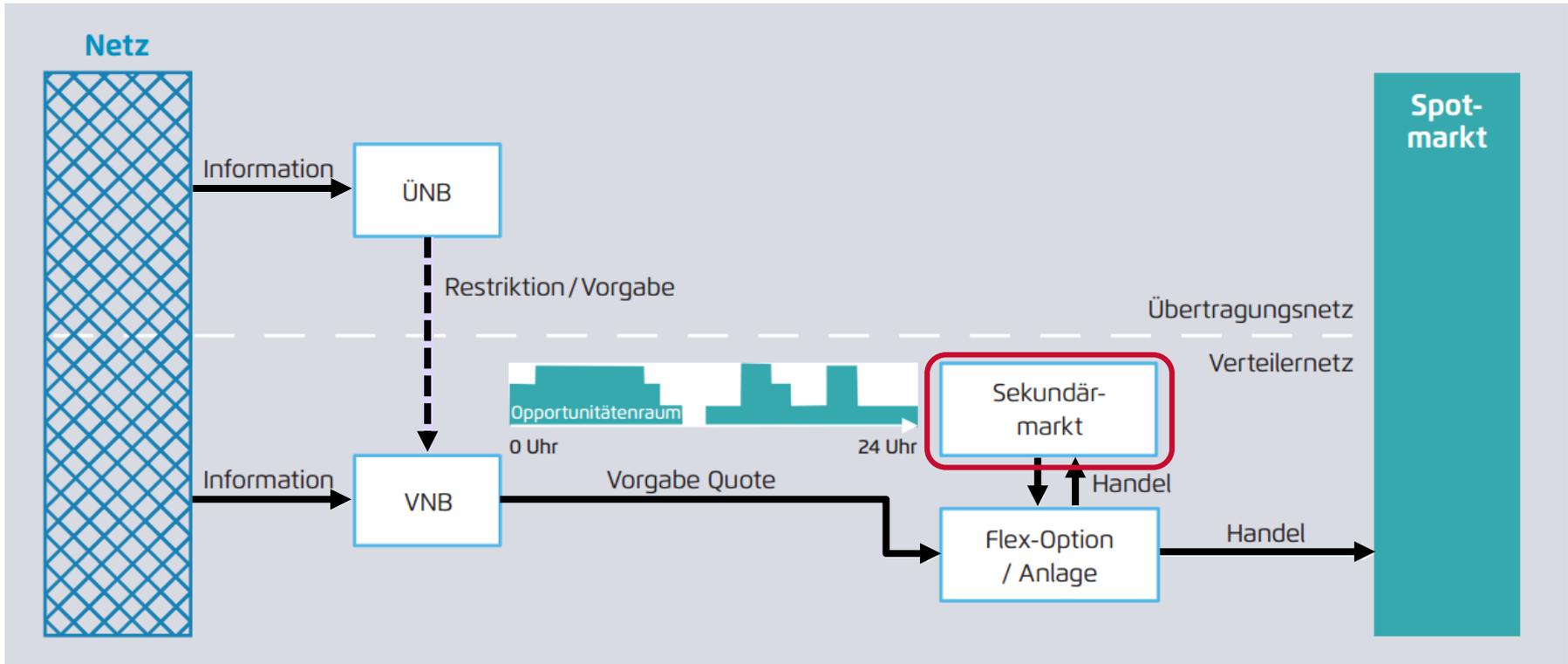


Grundgedanke: Freiwillige Teilnahme der Flex-Optionen an Quotierung gegen regulierte Vergütung (mit Leistungspreis und Arbeitspreiskomponente)

Im Sekundärmarkt-Quotenmodell können Flexanbieter zugeteilte Quoten handeln.

2

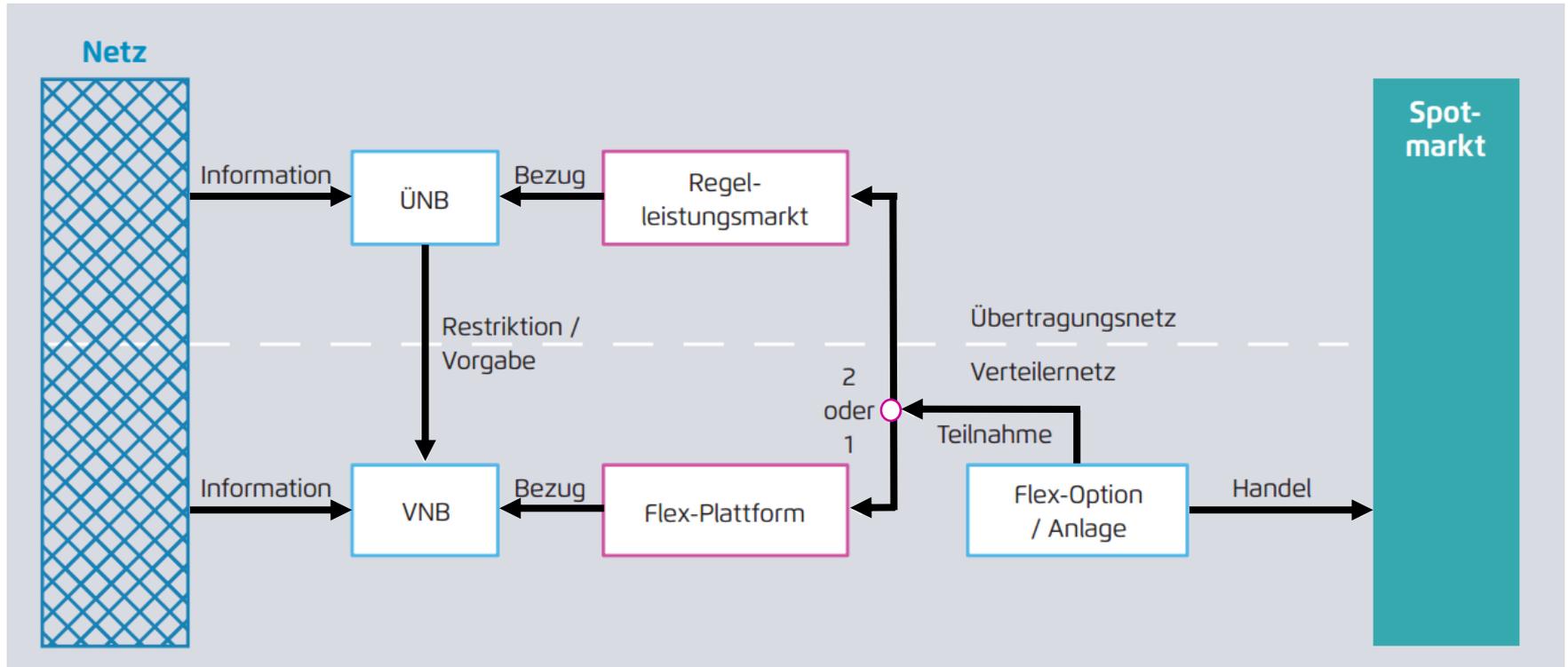
Sekundärmarkt-Quotenmodell



Grundgedanke: Verpflichtende Teilnahme, jedoch kann die Quotenverpflichtung mit anderen relevanten Flexoptionen gehandelt werden.

Im Kaskadenmodell wird eine Flex-Plattform auf durch den VNB für sein Netzgebiet betrieben.

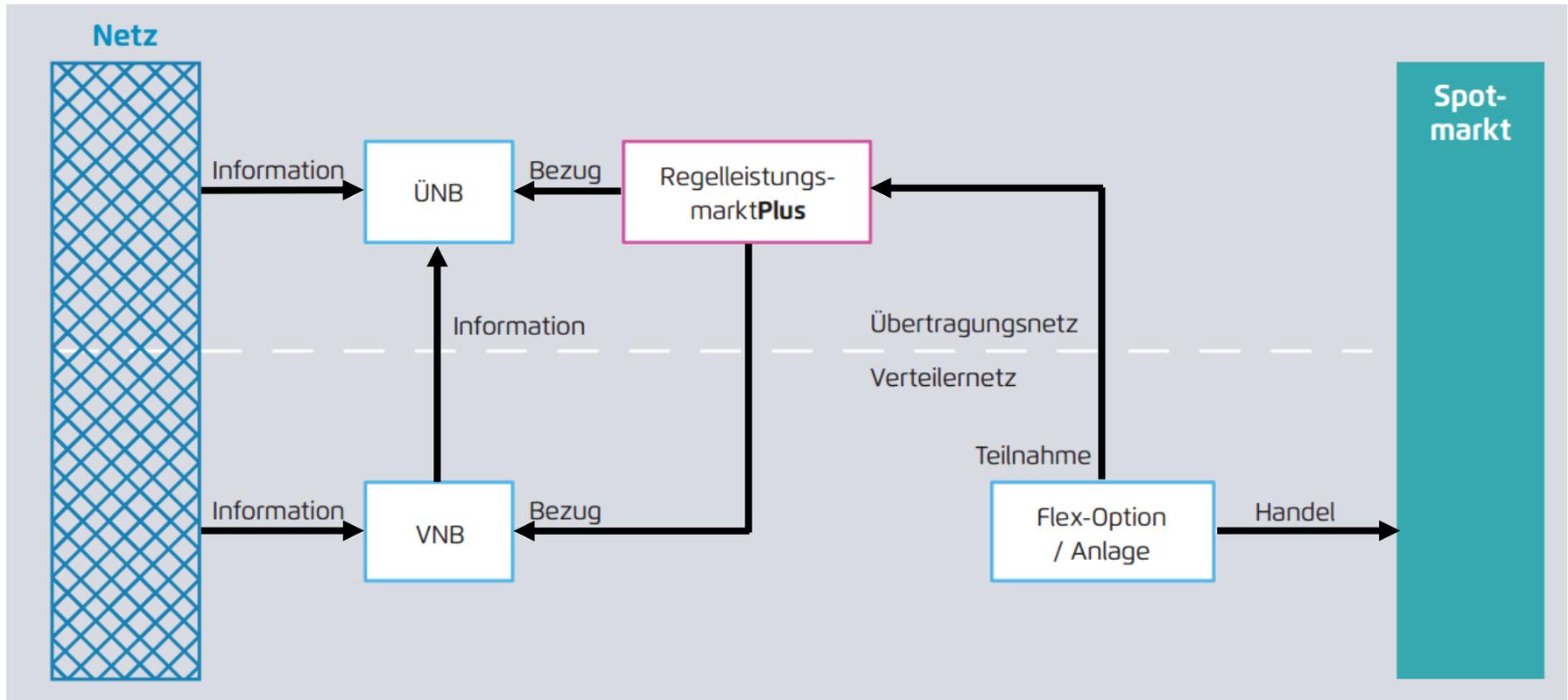
3 Kaskadenmodell



Grundgedanke: Eine neue Plattform auf VNB-Ebene bietet dem VNB als Single Buyer die Möglichkeit, Flexibilitäten zu regulierten Preisen zu beziehen

Der RegelenenergiemarktPlus dagegen ergänzt den bestehenden Regelenenergiemarkt um lokale Informationen.

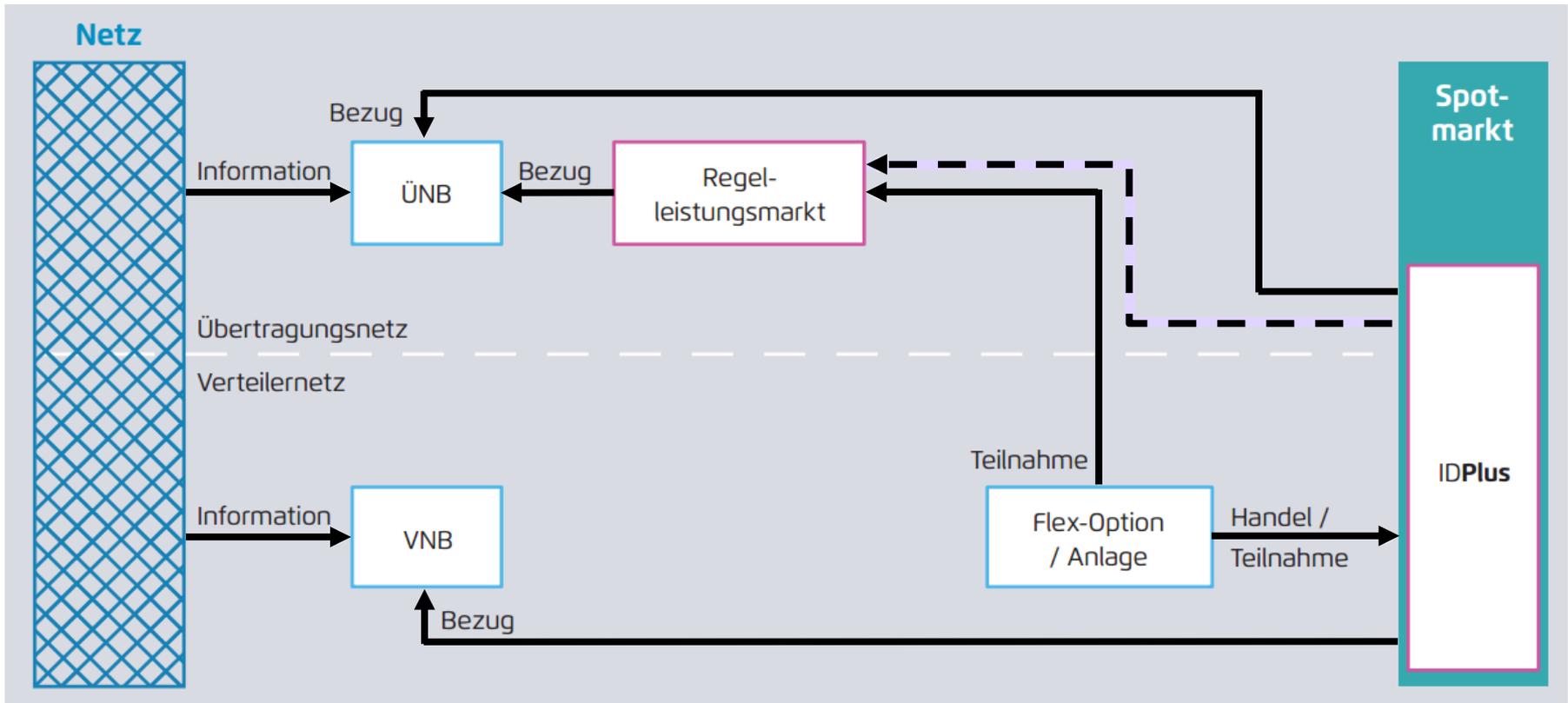
4 RegelenenergiemarktPlus



Grundgedanke: Der Regelenenergiemarkt enthält eine lokale Komponente und wird von VNB auch zum lokalen Engpassmanagement genutzt.

Ähnlich nutzt der IntradayPlus den bestehenden Intraday-Markt.

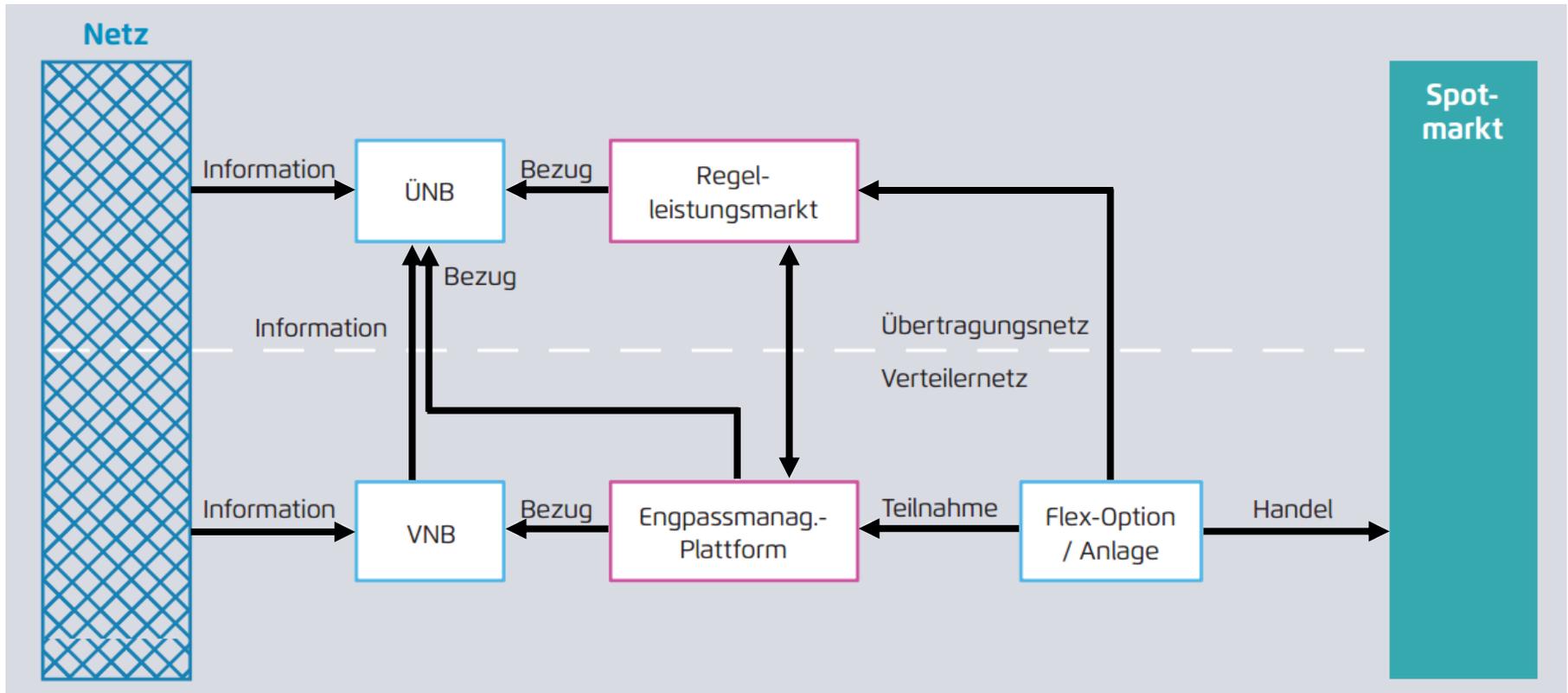
5 IntradayPlus



Grundgedanke: Der Intradaymarkt enthält eine lokale Komponente und wird von VNB auch zum lokalen Engpassmanagement genutzt.

Für die neue Flexibilitätsplattform wird eine Plattform für Engpassmanagementprodukte aufgebaut.

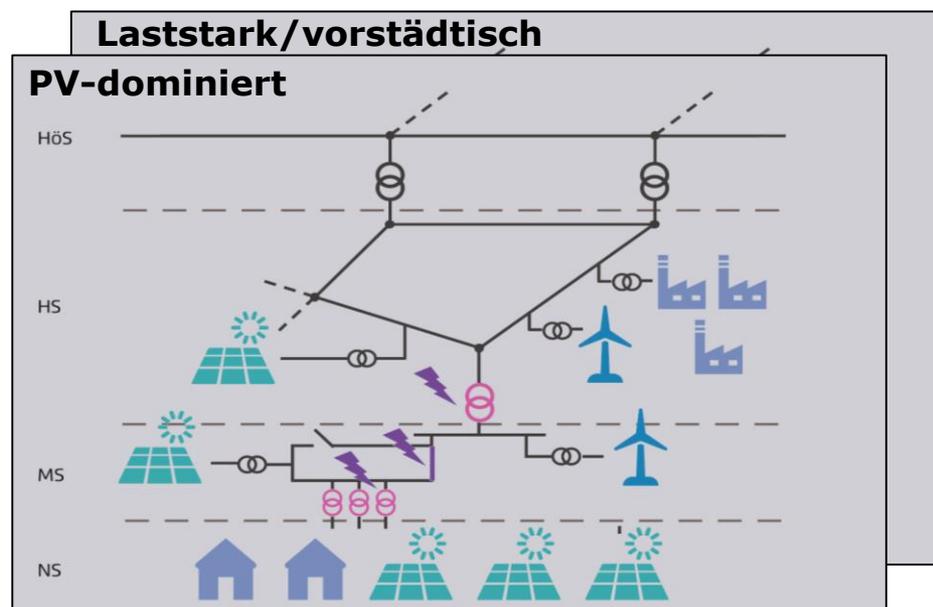
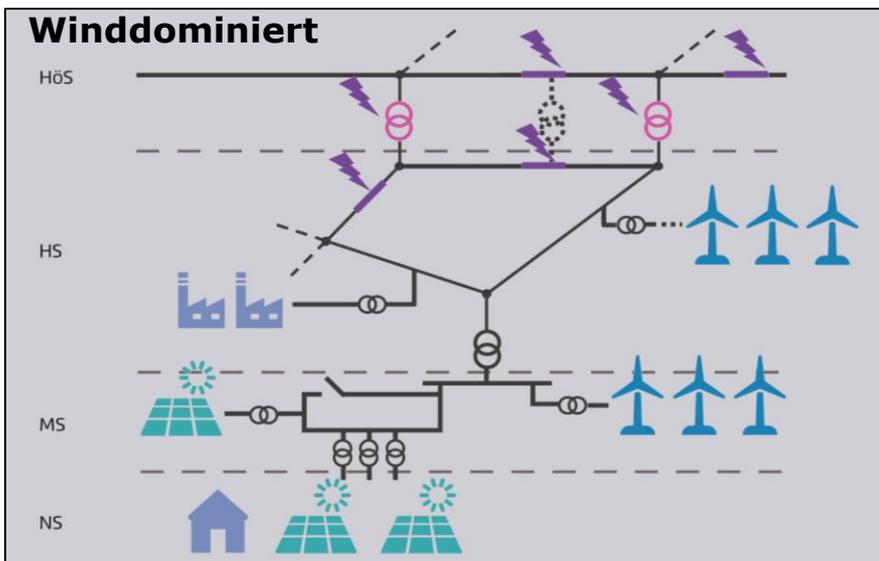
6 neue Flexibilitätsplattform



Grundgedanke: Eine neue, sowohl vom ÜNB als auch VNB nutzbare, Plattform zum Engpassmanagement existiert neben dem Regelleistungsmarkt, ist aber eng daran gekoppelt.

Die Bewertungen müssen differenziert nach Netzgebietsklassen durchgeführt werden.

- In jeder der betrachteten Netzgebietsklassen existieren unterschiedliche Rahmenbedingungen für Smart Markets, z.B. im Hinblick auf:
 - Netztopologien
 - Netzengpassursache
 - Möglichkeiten Netzengpässe zu beheben
 - Möglichkeiten Marktmacht auszuüben



Die Bewertung der Modelle erfolgt anhand der folgenden vier Kriterien.

1. Statische Systemeffizienz

- Erfolgt eine kostenoptimale Entlastung des Engpasses durch eine Flexibilität unter Berücksichtigung ihrer Sensitivität? Gilt dies auch unter Berücksichtigung der Transaktionskosten im Vergleich zum Effizienzgewinn?

2. Dynamische Effizienz

- Werden Rahmenbedingungen geschaffen, die langfristig effiziente Investitionsentscheidungen ermöglichen?

3. Regulatorische Herausforderungen

- Wie kann das Modell in die bestehende Regulierungspraxis eingegliedert werden? In welchem Umfang sind Anpassungen vorzunehmen?

4. Umsetzbarkeit

- In welchem Umfang sind praktische Voraussetzungen gegeben (z.B. Mess- und Steuerungstechnik)?
- Inwieweit ist das Konzept konsistent mit politischen Prioritäten?

Besteht die Möglichkeit Überrenditen zu erzielen, indem Marktmacht missbraucht wird?

Kann eine Preisregulierung fehlende Voraussetzungen für einen Markt ersetzen?

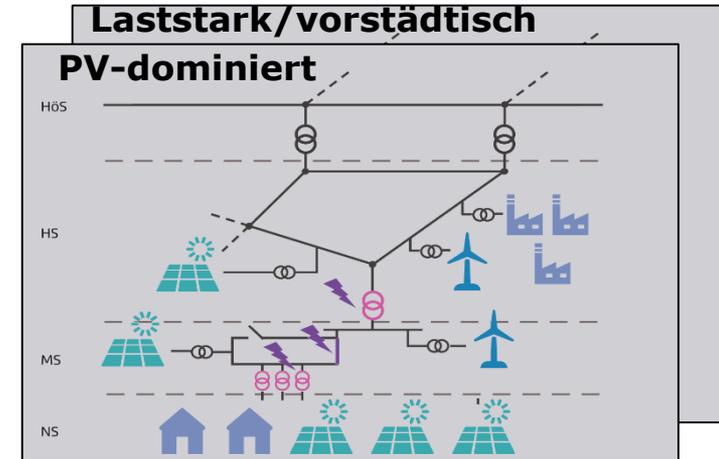
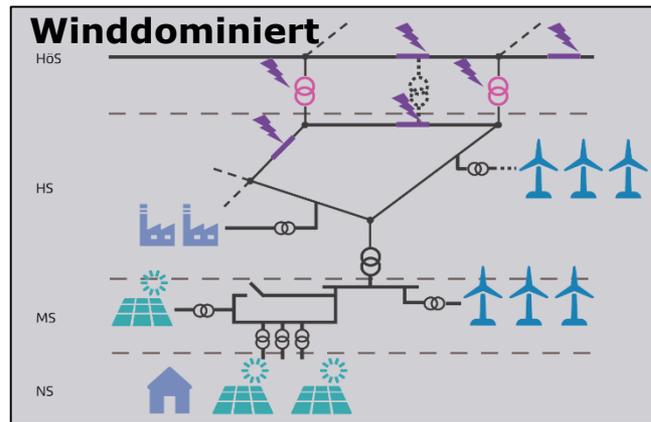
Welche Auswirkungen hätte Regulierung auf Innovation und Investition?

Welchen Missbrauchsmöglichkeiten muss zusätzlich regulatorisch begegnet werden?

Kann an bestehende gesetzliche Regelungen angeknüpft werden?

Die Marktstruktur in den unterschiedlichen Netzgebietsklassen prägt die Modellpräferenz.

Kein Modell ist für alle Netzgebietsklassen gleichermaßen vorteilhaft, denn die Modelle können unterschiedlich gut mit den verschiedenen Marktstrukturen umgehen.



Modellpräferenz bei
ausreichendem
Wettbewerb

RegelenergiemarktPlus
Neue Flexibilitätsplattform

Sekundärmarkt-Quotenmodell

Modellpräferenz bei
nicht
ausreichendem
Wettbewerb

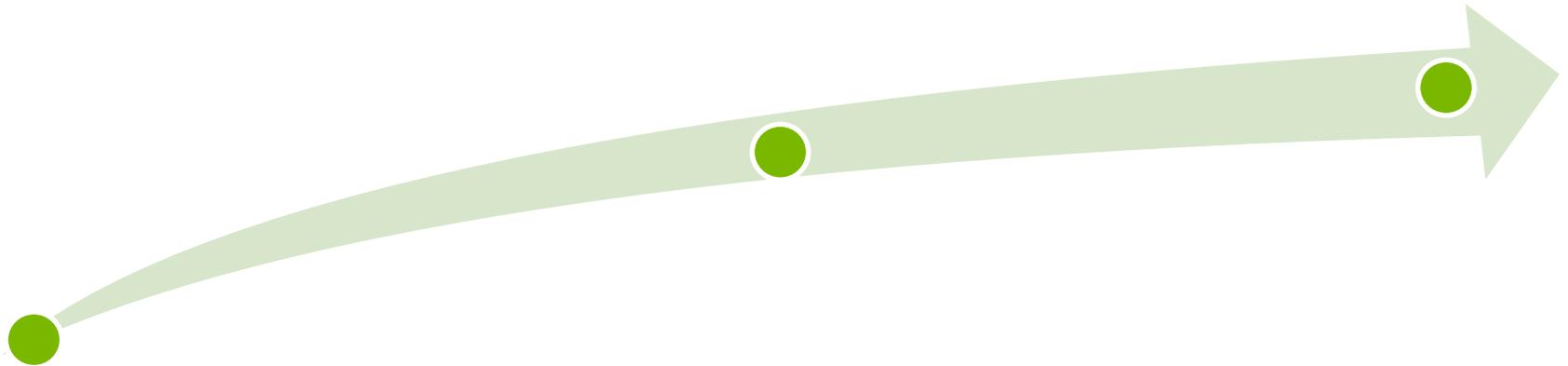
Kaskadenmodell

Kaskadenmodell
Freiwilliges Quotenmodell

Weiter Abwägungen sind zur Entscheidung zwischen den Modellen im Fokus erforderlich.

- > Die vorgenommenen Analysen dienen nur als erste Orientierung.
- > Vertiefte Analysen sind vorzunehmen bezüglich:
 - der Produktgestaltung, insbesondere der Kompatibilität mit existierenden Produkten
 - der Verknüpfung mit bestehenden Märkten, dazu wurden erste Anregungen geliefert.
- > Smart Marktes als Instrumente der Netzengpassmanagements haben zwangsläufig eine regionale Komponente.
- > Die Vorschläge berühren die Fragestellung zum zukünftigen Zuschnitt von Preiszonen; es kann aus der Analyse aber keine Empfehlung diesbezüglich abgeleitet werden.

Smart Markets sind eine No-Regret Option.



Kurzfristig (t+2)

- > Freiwilliges Quotenmodell im Rahmen der Ausgestaltung von § 14a EnWG
- > DA Engpassprognose durch VNB (110 kV)
- > Vorrang für Netzengpassbehebung vor Regelleistungsabruf
- > Abbau von Hemmnissen im System der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen
- > Evaluierung der Ausschreibungen von zuschaltbaren Lasten gemäß § 13 (6) EnWG
- > Prüfung der Wirksamkeit von Smart Market-Demonstrationsvorhaben (SINTEG, enera etc.)

Mittelfristig (t+5)

- > Verpflichtende Bereitstellung von regionalen Fahrplänen
- > Implementierung eines weiteren Smart Market-Modells mit Flexbezug in Norddeutschland
- > Ggf. Einführung eines Sekundärmarktes für das Quotenmodell
- > Koordinierung der verschiedenen Smart Markets mit dem Redispatch-Prozess der ÜNB
- > Weiterentwicklung der Engpassprognose für VNB

Langfristig (t+10)

- > Integration weiterer Sektoren in Smart Markets
- > EU-Koordination (mit Mechanismen / Smart Markets im Ausland)



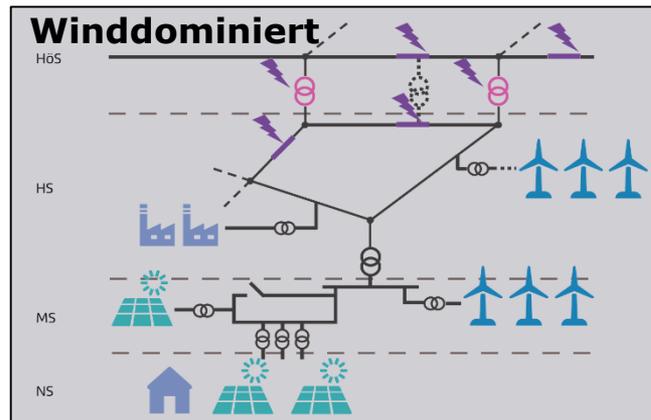
Dr. Christian Nabe

C.Nabe@ecofys.com

**sustainable energy
for everyone**

In der windenergiedominierten Netzgebietsklasse sind die Bedingungen für freie Marktpreisbildung am ehesten erfüllt.

In der windenergiedominierten Netzgebietsklasse liegt ein vermaschtes Netz mit zahlreichen erzeugungsseitigen Flexibilitäten sowie PtH vor.



Begründung

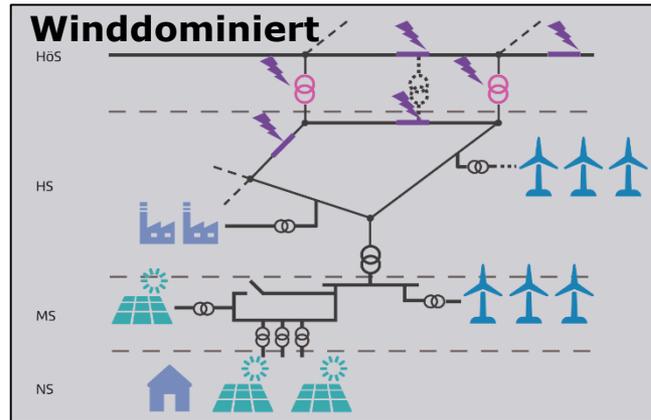
- Bei ausreichendem Wettbewerb bringt freie Preisbildung statisch und dynamisch effizientere Marktergebnisse.
- Quotenmodelle sind in vermaschten Netzstrukturen und inhomogenen Flexibilitäten schwierig anwendbar.
- IntradayPlus wird aufgrund Marktmachtfähigkeit nicht empfohlen.

Modellpräferenz bei
ausreichendem
Wettbewerb

RegelenergiemarktPlus
Neue Flexibilitätsplattform

Jedoch kann auch in der winddominierten Netzgebietsklasse regulierte Preisbildung angebracht sein.

In der windenergiedominierten Netzgebietsklasse liegt ein vermaschtes Netz mit zahlreichen erzeugungsseitigen Flexibilitäten sowie PtH vor.



Begründung

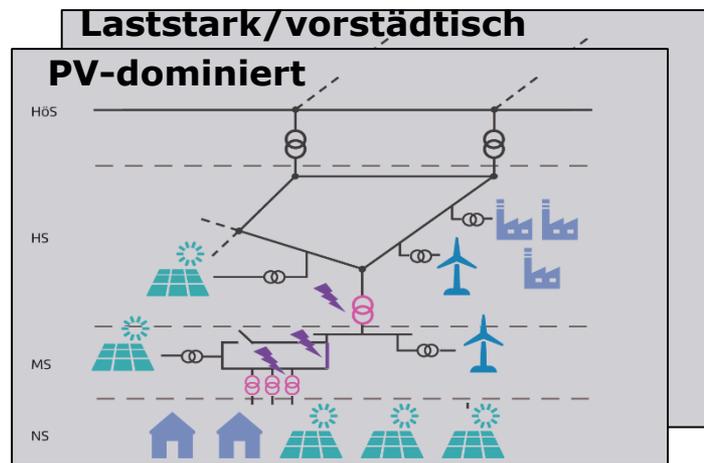
- Bei nicht ausreichendem Wettbewerb verbleibt das Kaskadenmodell als einziges Flexbezugsmodell mit regulierter Preisbildung.
- Das Modell entspricht damit einem erweiterten Redispatch.
- Die Preisfestlegung stellt jedoch eine Herausforderung dar.

Modellpräferenz bei
nicht
ausreichendem
Wettbewerb

Kaskadenmodell

Liegt in PV-oder lastdominierten Netzen kein ausreichender Wettbewerb vor sind regulierte Preise zu empfehlen.

In der photovoltaik-dominierten sowie der laststark/vorstädtischen Netzgebietsklasse sind die Möglichkeiten der Auflösung der Engpässe beschränkt.



Begründung

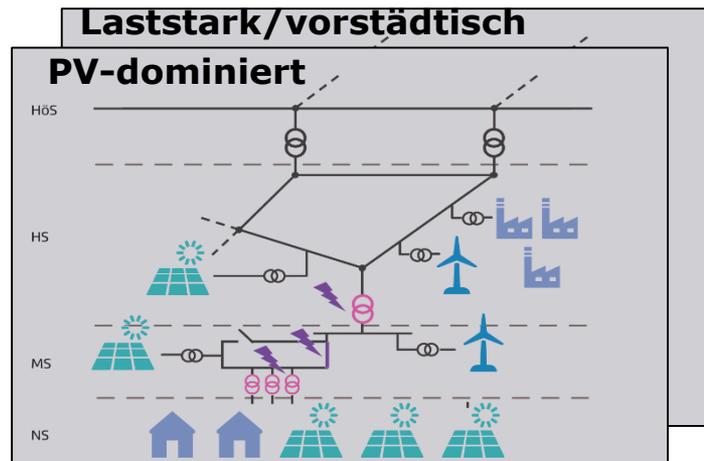
- Quotenmodelle bieten sich bei homogenen und kleinteiligen Flexibilitäten aufgrund ihrer Einfachheit an.
- Durch regulierte Preise wird die fehlende Möglichkeit der effizienten Preisbildung kompensiert.
- Das Kaskadenmodell kommt alternativ infrage, wenn die erhöhten Transaktionskosten gerechtfertigt werden können.

Modellpräferenz bei
nicht
ausreichendem
Wettbewerb

Kaskadenmodell
Freiwilliges Quotenmodell

Das Sekundärmarkt-Quotenmodell ist vorzuziehen, wenn Wettbewerb in Strangnetzen erzeugt werden kann.

In der photovoltaik-dominierten sowie der laststark/vorstädtischen Netzgebietsklasse sind die Möglichkeiten der Auflösung der Engpässe beschränkt.



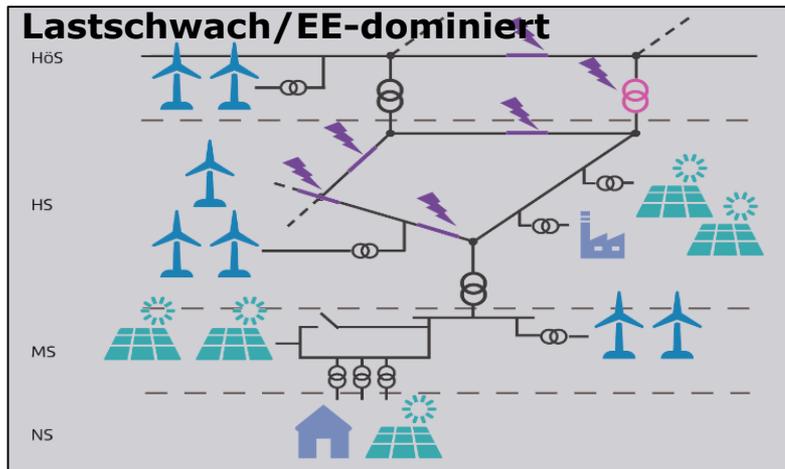
Modellpräferenz bei
ausreichendem
Wettbewerb

Sekundärmarkt-Quotenmodell

Begründung

- Der Sekundärmarkt hilft, die Ineffizienz der statische Zuteilungsregel von Quotenmodelle zu vermindern.
- Dies ist dann relevant, wenn Flexibilitäten inhomogen sind
- D.h sie haben unterschiedliche Möglichkeiten, Präferenzen und damit Kosten.

Für die Netzgebietsklasse „lastschwach/EE-dominiert“ bietet sich das Kaskadenmodell am ehesten an.



In der lastschwachen Netzgebietsklasse sind die wesentlichen Flexoptionen die engpassverursachende Erzeugung.

- > Für die Netzgebietsklasse „lastschwach“
 - erscheint eine Quotierung unter Berücksichtigung von Sensitivitäten möglich, dies ist jedoch kein wesentlicher Fortschritt gegenüber EinsMan;
 - lassen die Modelle mit Flexbezug keine wesentliche Effizienzverbesserung erwarten, da kaum Lasten zur Energieaufnahme zur Verfügung stehen;
 - bietet sich aufgrund des eingeschränkten Angebotes an alternativen Flexibilitätsoptionen das Kaskadenmodell mit regulierter Preisbildung am ehesten an.