

ECOFYS



A Navigant Company



© Didi Lavcheva-Thinkstockphotos

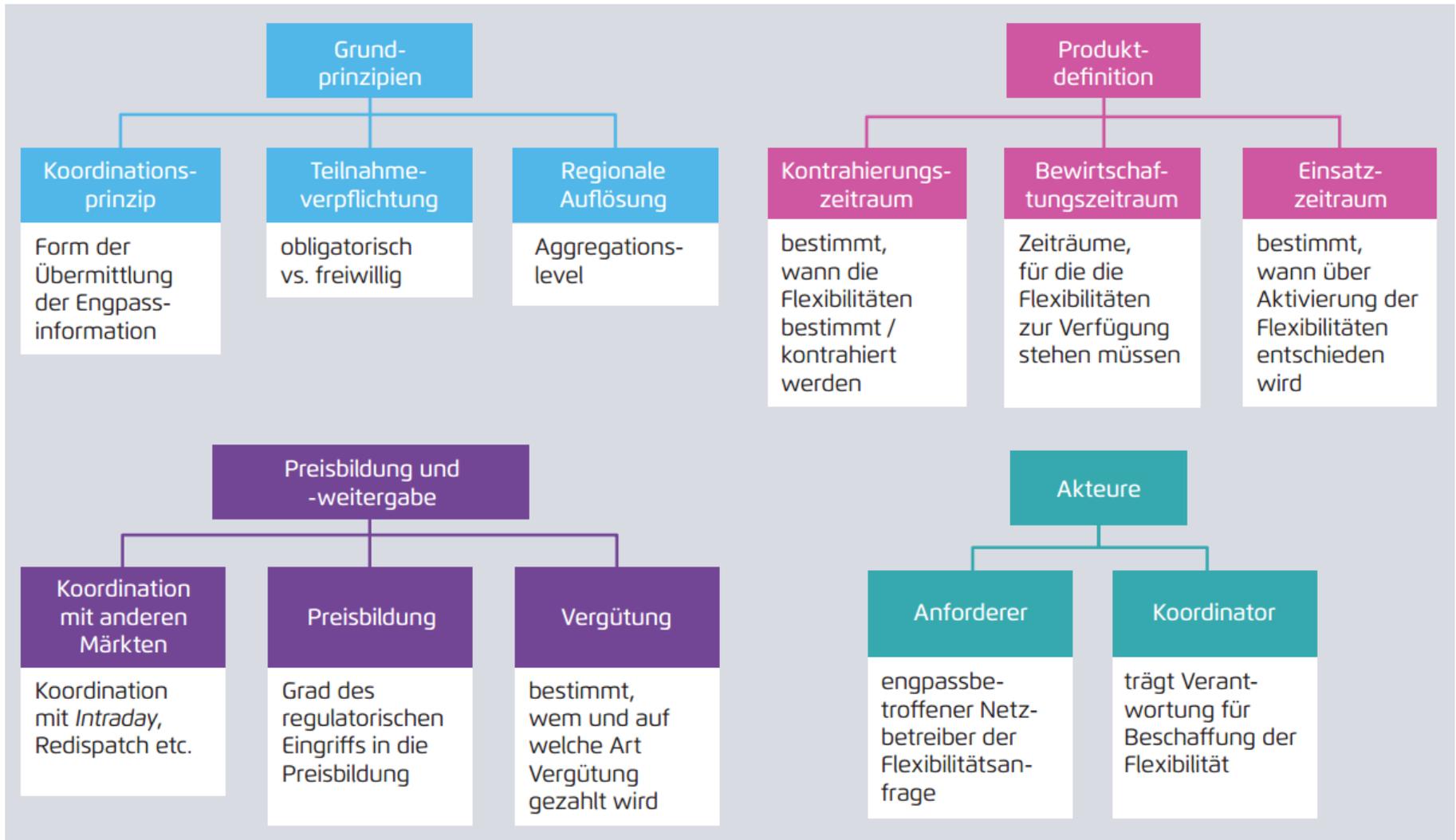
Smart Market Modelle

Konzepte und Bewertung

21.3.2017

Dr. Christian Nabe

Smart Market Modelle können anhand von wesentlichen Eigenschaften beschrieben werden.



Aus diesen Eigenschaften kann eine morphologischer Kasten erstellt werden, der die Modelle beschreibt.

Grundprinzipien			Preisbildung und -weitergabe			Akteure		Produktdefinition		
Koordinationsprinzip	Teilnahmeverpflichtung	Regionale Auflösung	Koordination mit anderen Märkten	Preisbildung	Vergütung	Anforderer	Koordinator	Kontrahierungszeitraum	Bewirtschaftungszeitraum	Einsatzzeitraum
Bestimmt, in welcher Form die Engpassinformation übermittelt wird	obligatorisch vs. freiwillig	bestimmt die Größe der Marktgebiete (Aggregatzebene)	bestimmt die Koordination mit Intraday, Redispatch etc.	definiert den Grad des regulatorischen Eingriffs in die Preisbildung	Bestimmt, wem und auf welche Art Vergütung gezahlt wird	engpassbetroffener Netzbetreiber, der Flexibilität anfragt	trägt Verantwortung für Beschaffung der Flexibilität	bestimmt, wann die Flexibilitäten bestimmt/kontrahiert werden	bestimmt, für welche Zeiträume die Flexibilitäten zur Verfügung stehen müssen	bestimmt, wann über die Aktivierung der Flexibilitäten entschieden wird
Quotierung (Markteinschränkung)	„freie Marktteilnahme“	Netzstrang	Einschränkung des Marktvolumens	kein Eingriff	Vergütung an Flex-Anbieter	VNB	VNB	jährlich	> 1 Jahr	Day-ahead
Flexbezug (Netzengpassbeseitigung, aktiver Bezug vom Markt)	„obligatorische Teilnahme“	Verteilnetz	Harmonisierung und Doppelnutzung von Produkten	Ober-/ Untergrenzen	Vergütung des Netzbetreibers	ÜNB	ÜNB	monatlich	1 Jahr	Intraday
		netzbetreiberübergreifende Gebiete	keine Koordination	an anderen Märkten angelehnt/indexiert	Reduzierte Netzentgelte	Aggregator	Aggregator	Day-ahead	1 Monat	Month-ahead
				regulatorische Festlegung			Bilanzkreisverantwortlicher	4 h ahead	täglich	
USW.	USW.	USW.	USW.	USW.	USW.	USW.	USW.	USW.	USW.	USW.

Smart Market Modelle werden anhand von vier wesentlichen Eigenschaften beschrieben.

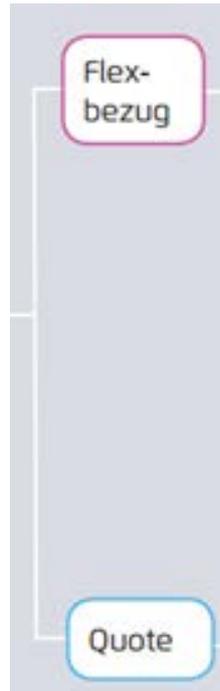
Koordinations-
prinzip

Preisbildung

Zahlungs-
verpflichtung

Koordinator

Das Koordinationsprinzip beschreibt, wie die Engpassinformation übermittelt wird.



Beschreibung

Netzbetreiber behebt Engpässe, indem er als Nachfrager für Flexibilitäten auftritt und diese einsetzt

Netzbetreiber gibt dem Markt Restriktionen vor, d.h. er limitiert die Erzeuger und/oder Verbraucher auf Basis von Einspeiseprognosen

Beispiele

Einspeisemanagement, Redispatch

Freischaltzeiten für Nachspeicherheizungen, Wärmepumpen (§ 14a EnWG – Anlagen)

Die Preisbildung für Flexibilität kann frei oder reguliert erfolgen.



Beschreibung

Beispiele



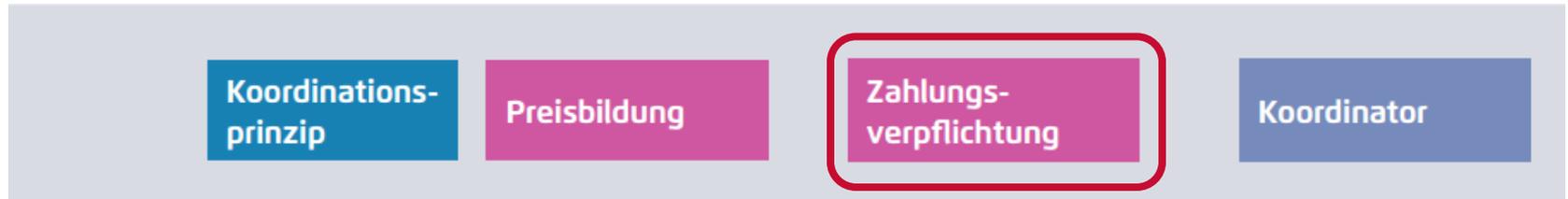
Nur Angebot und Nachfrage bestimmen den Marktpreis. Es erfolgt kein wesentlicher regulatorischer Eingriff.

Day-ahead-, Intraday-,
Regelenergiemarkt

Preis wird regulatorisch festgelegt, absolut oder in Anlehnung an andere Marktpreise

Reduziertes Netzentgelt
gem. § 14a EnWG
Redispatch

Die Zahlungsverpflichtung für die Engpassbehebung kann für Netzbetreiber oder Netznutzer bestehen.



Beschreibung

Beispiele

Netzbetreiber zahlt für Flexibilitätsbezug

Der Netzbetreiber trägt die volle Verantwortung und damit die Kosten für die Behebung der Netzengpässe (Paradigma der „Kupferplatte“).

Redispatch
Reduzierte Netzentgelte gemäß § 14a EnWG

Netzbetreiber kompensiert (Flex-Bonus)

Der betroffene Betreiber einer Erzeugungsanlage oder der Verbraucher muss die Kosten für Netzengpässe tragen, das heißt für die Nutzung zahlen bzw. im Engpassfall auf eine Einspeisung/einen Bezug verzichten.

Kapazitätsvergabe an Interkonnektoren

Netznutzer zahlen*

Schließlich ist zu klären, auf welcher Plattform sich der Koordinator die Flexibilität beschafft.



Beschreibung

Beispiele

Netzbetreiber als
Single Buyer

Netzbetreiber beschafft Flexibilität auf eigener Plattform (oder nutzt bestehende Plattform exklusiv)

Netzbetreiber als
Teilnehmer einer
„Flexplattform“

Netzbetreiber sind Teilnehmer unter anderen Akteuren, die Flexibilität für ihre Zwecke beschaffen

freie Marktplat-
tformen

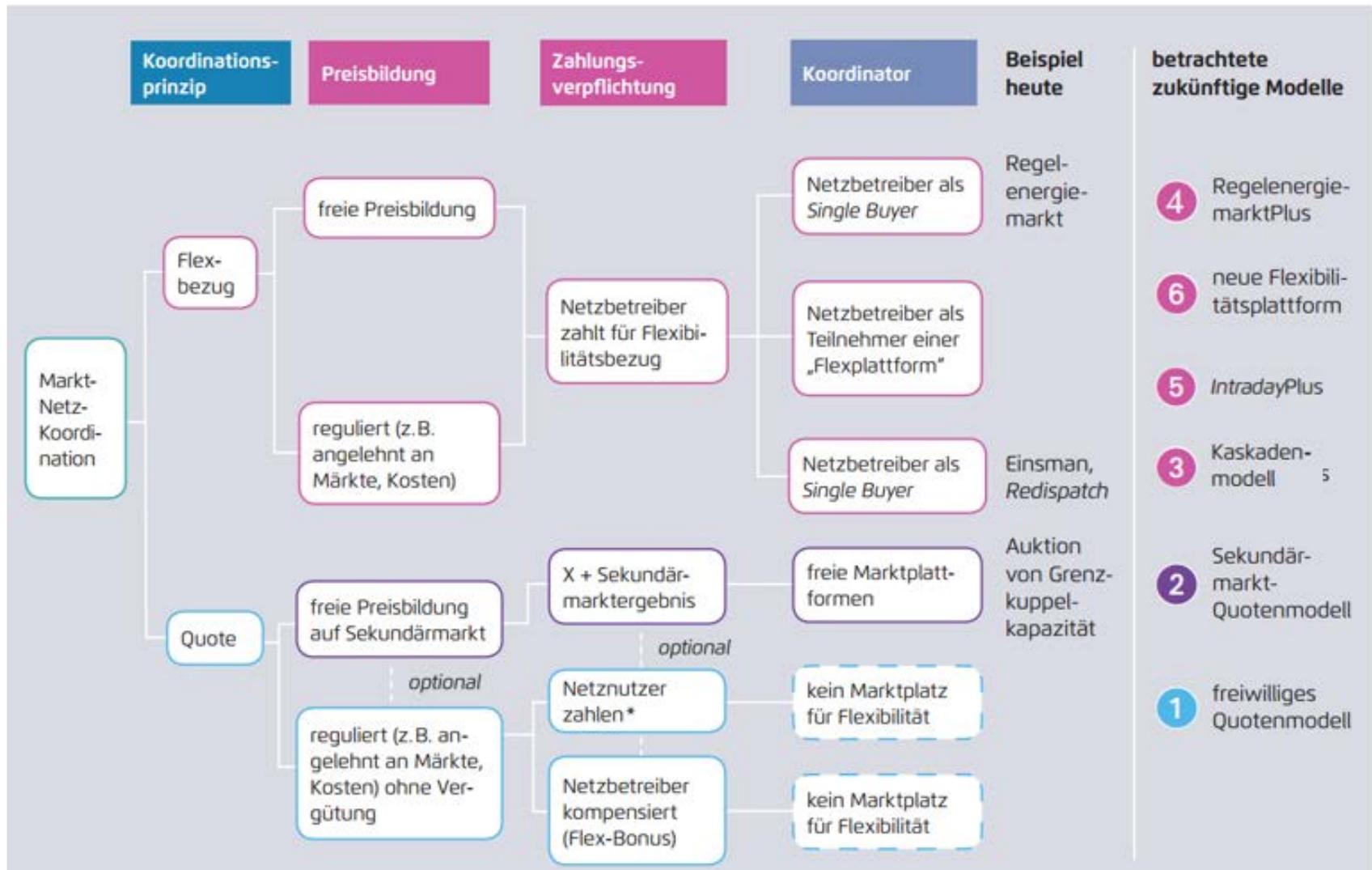
Netzbetreiber erhält das Marktergebnis als Ergebnis des Handels von nichtregulierten Akteure auf freien Handelsplätzen

kein Marktplatz
für Flexibilität

Flexibilität wird nicht gehandelt, Netzbetreiber managt Flexibilitäten nach eigenem Informationsstand

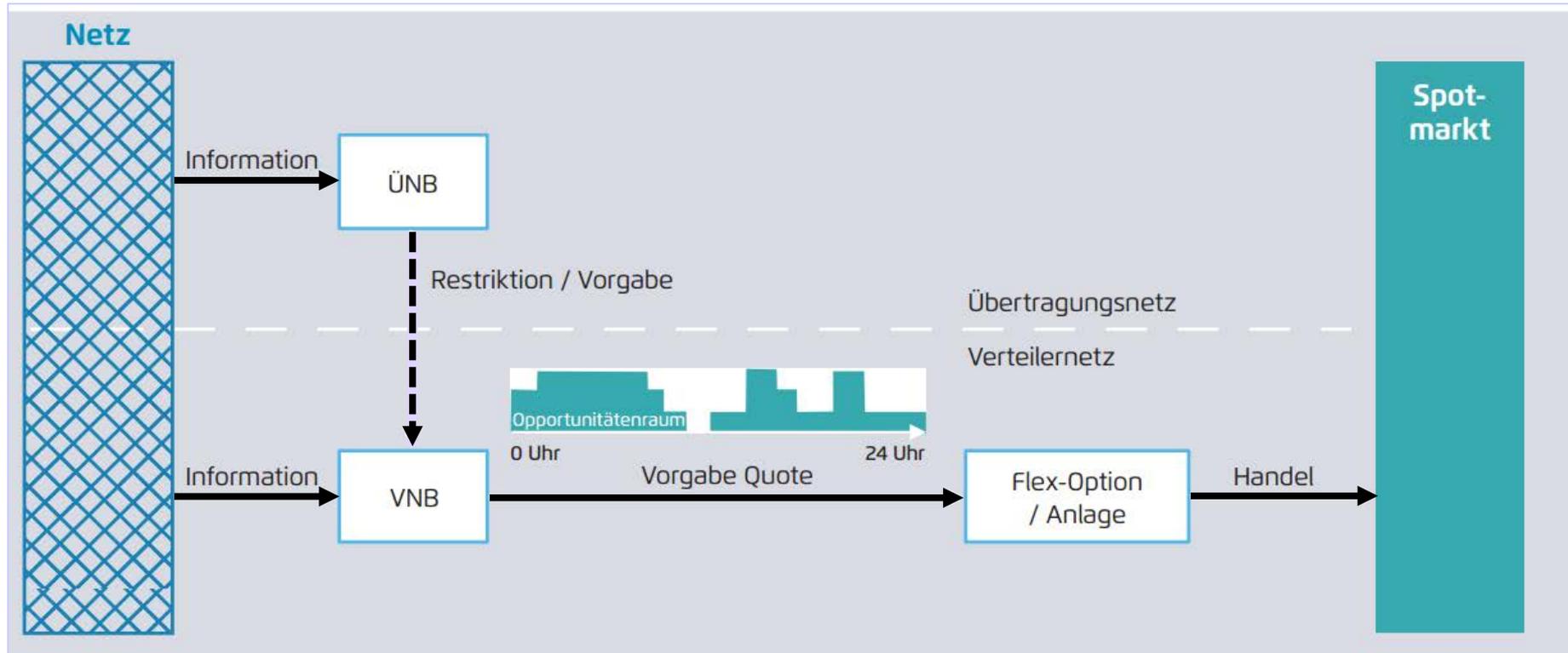
Regelenergiemarkt

Die Eigenschaften wurden zu 6 Modellen kombiniert.



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

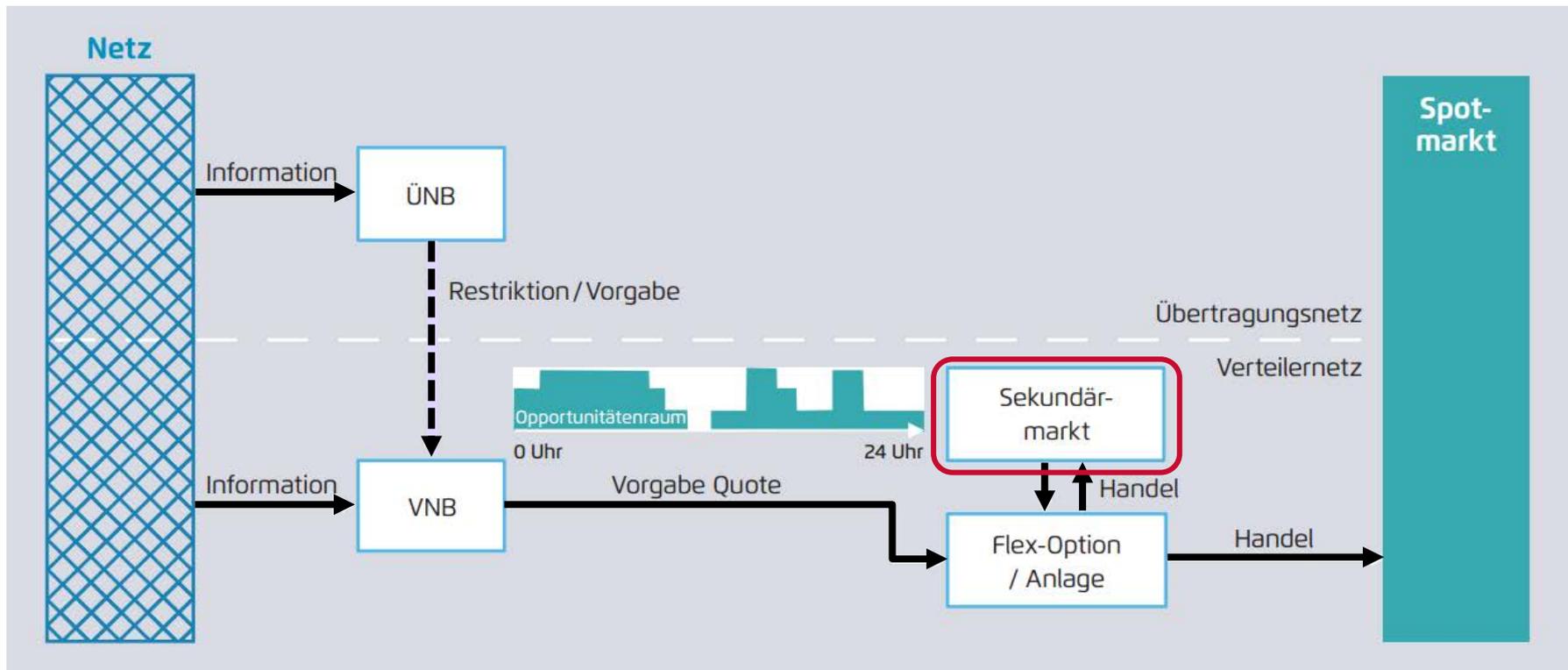
1 freiwilliges Quotenmodell



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

Im Sekundärmarkt-Quotenmodell können Flexanbieter zugeweilte Quoten handeln.

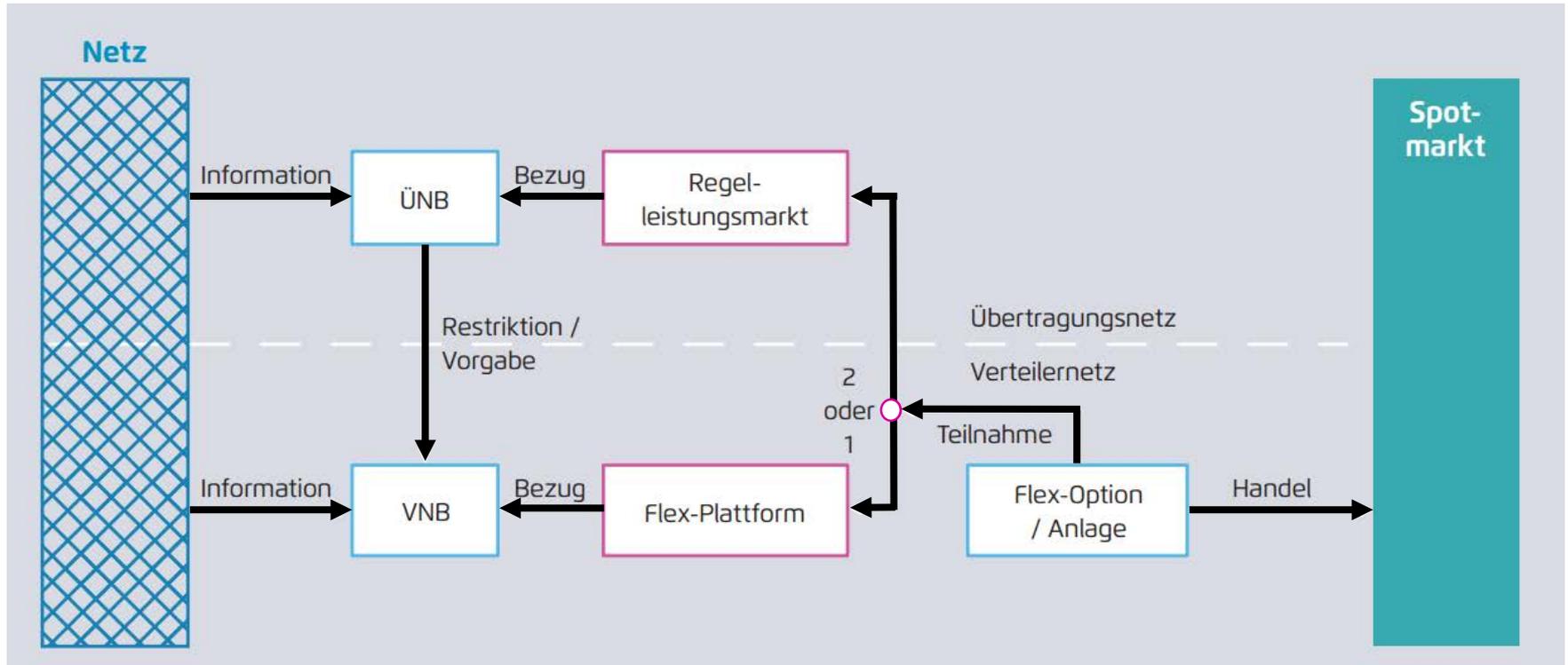
2 Sekundärmarkt-Quotenmodell



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.

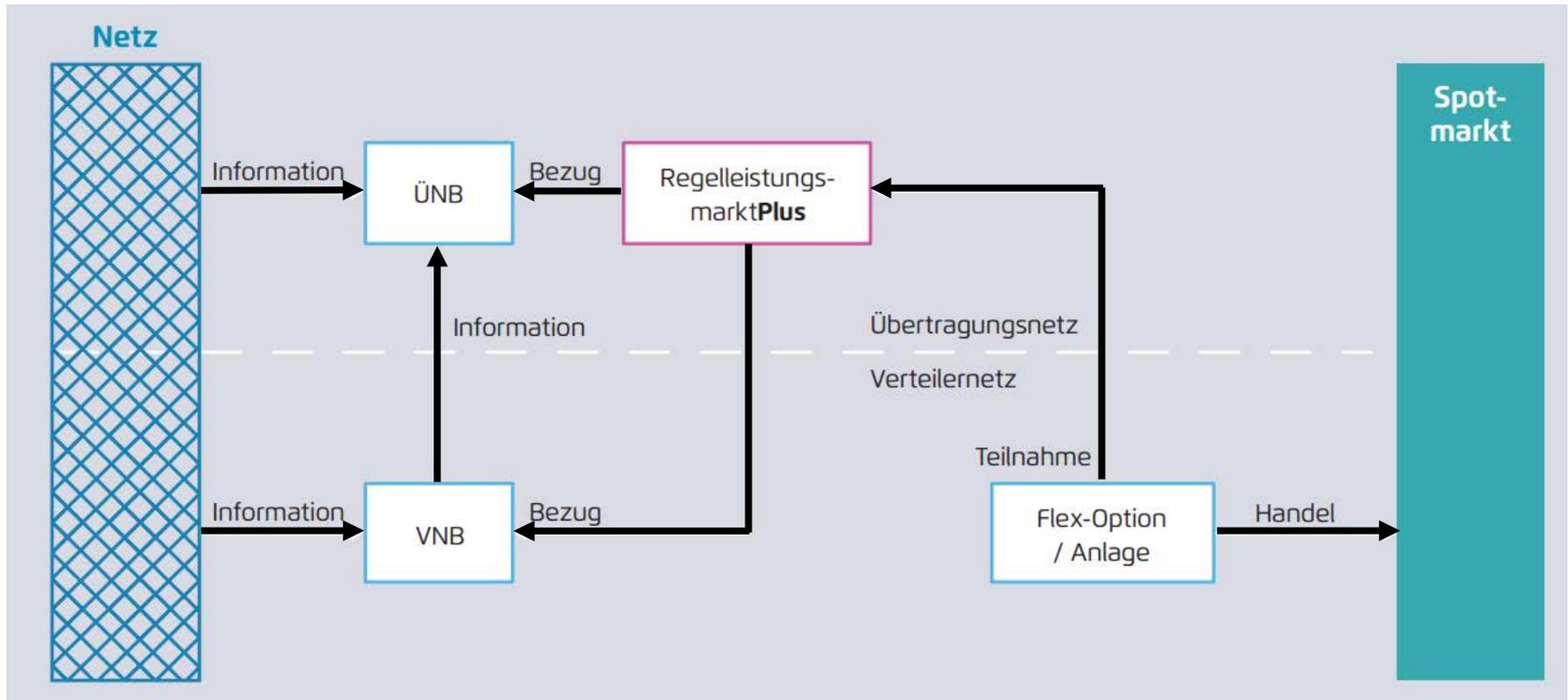
3 Kaskadenmodell



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.

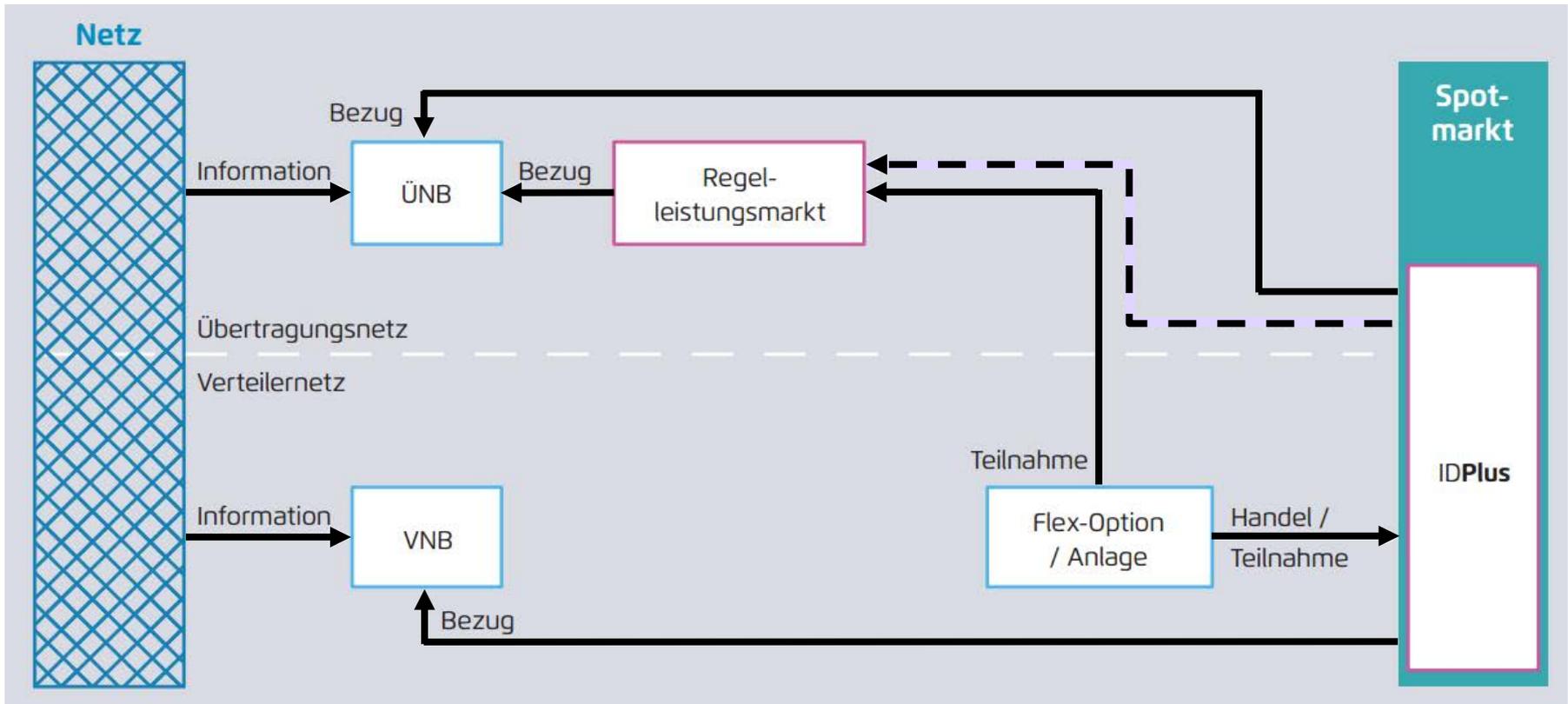
4 RegelenenergiemarktPlus



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

Ähnlich nutzt der IntradayPlus den bestehenden Intraday-Markt.

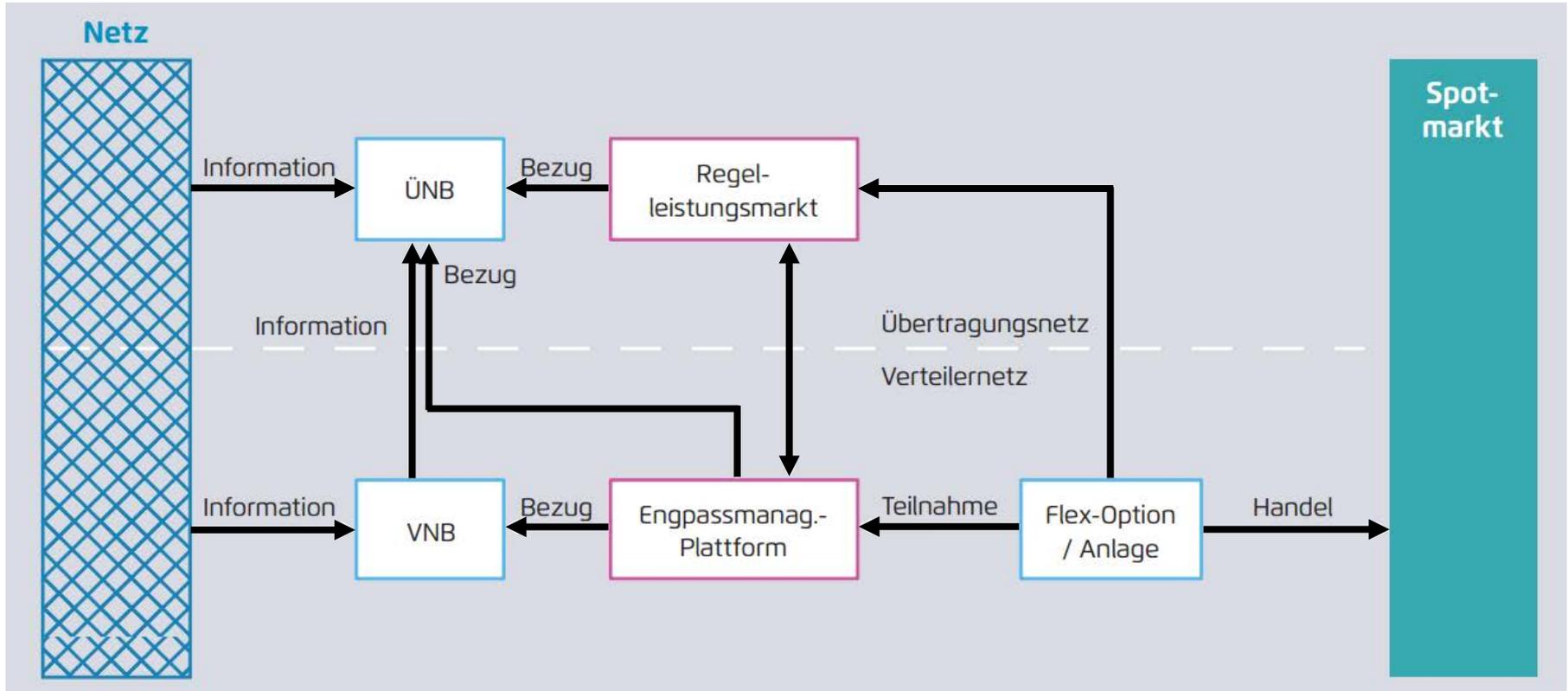
5 IntradayPlus



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

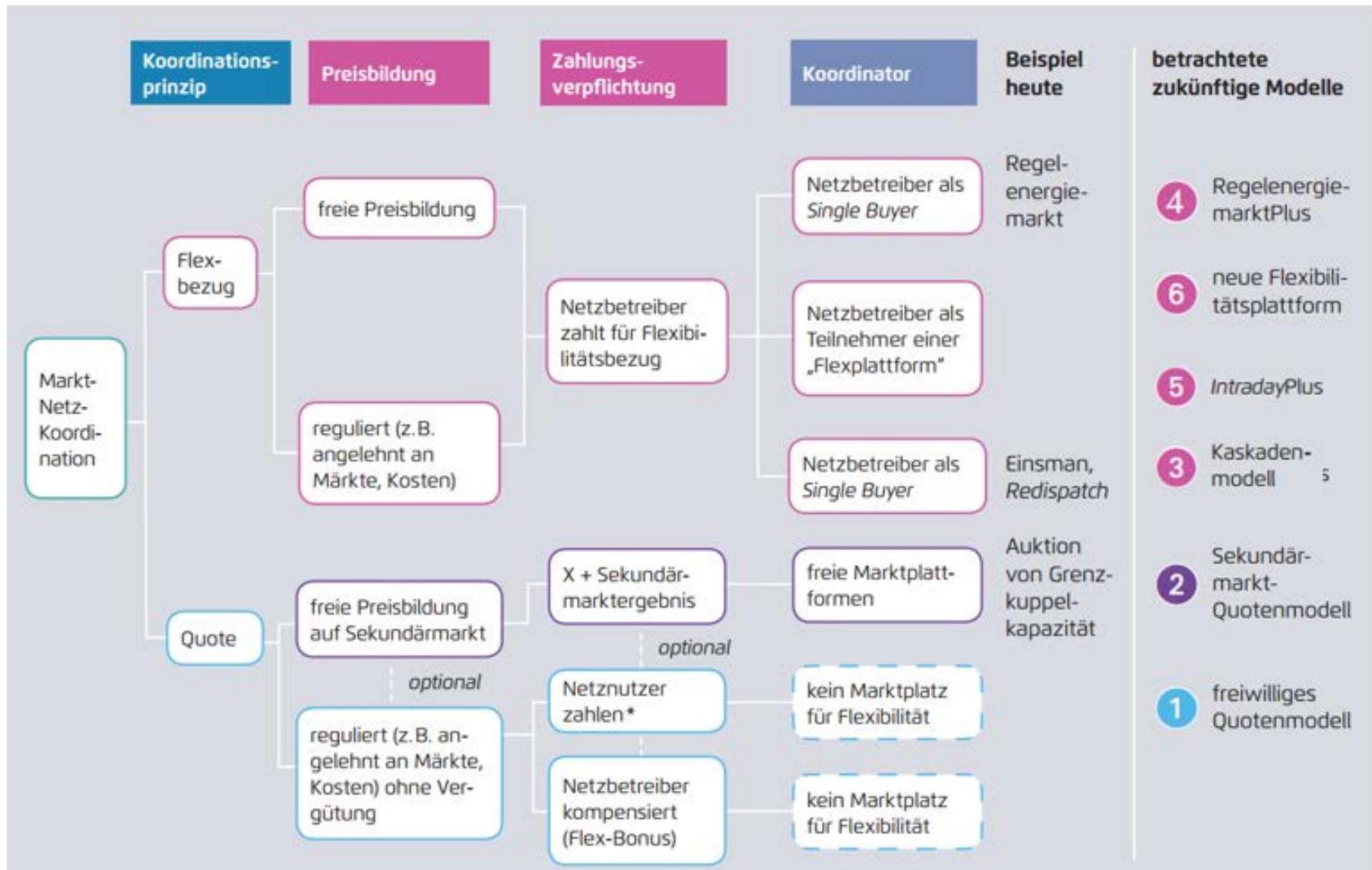
Für die neue Flexibilitätsplattform wird eine Plattform für Engpassmanagementprodukte aufgebaut.

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.

Fragen zu den Modellen?



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

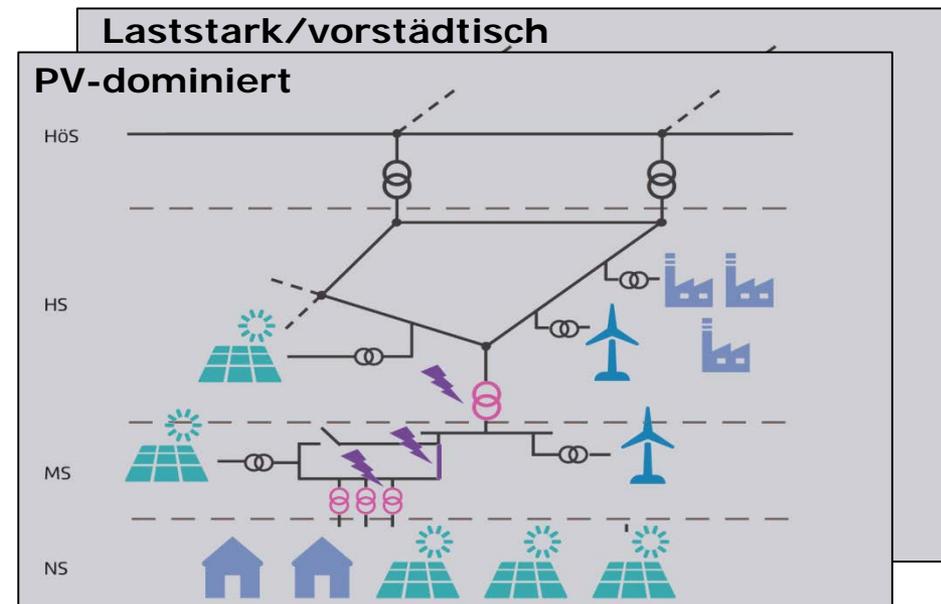
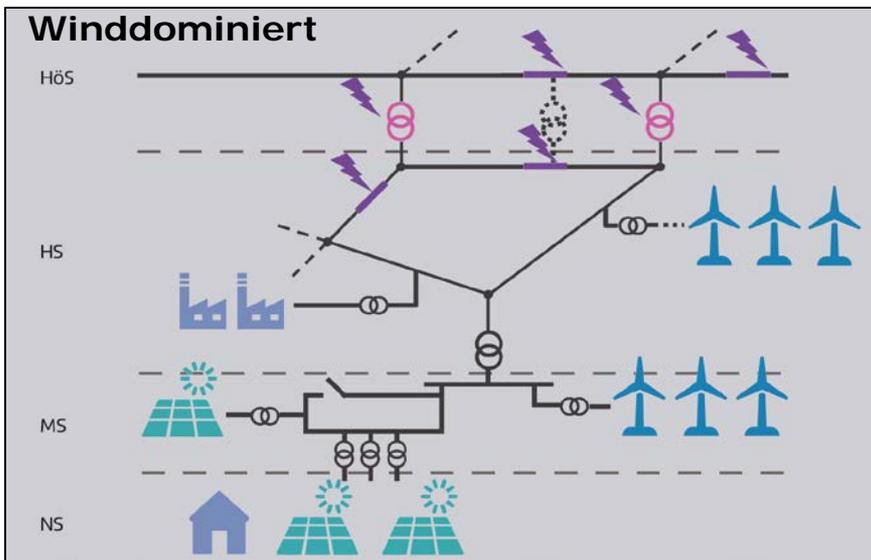
- Wie kann das Modell in die bestehende Regulierungspraxis eingegliedert werden?
- In welchem Umfang sind Anpassungen vorzunehmen?

4. Umsetzbarkeit

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

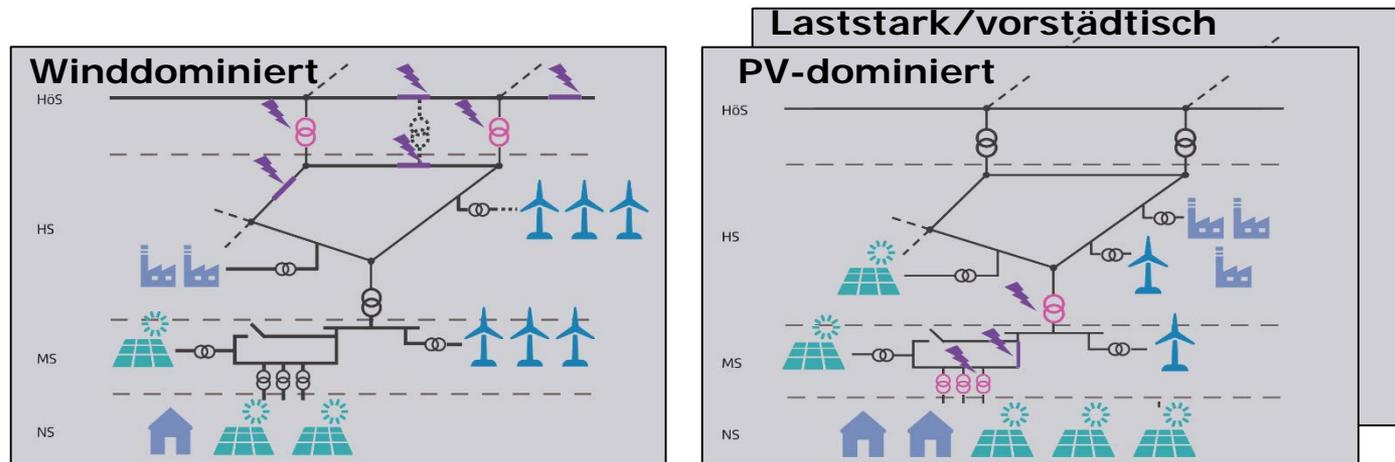
Die Bewertungen müssen differenziert nach Netzgebietsklassen durchgeführt werden.

- 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 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

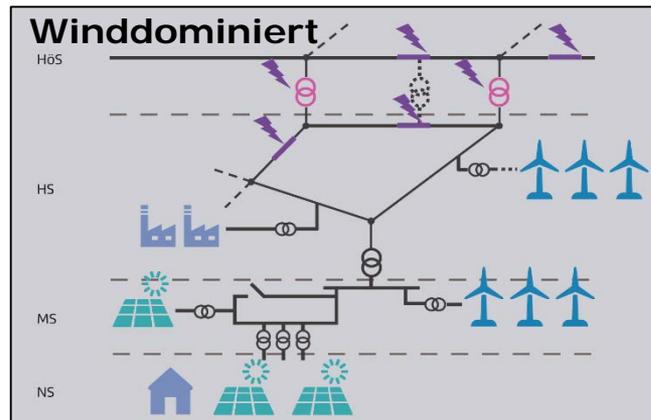
Modellpräferenz bei
nicht
ausreichendem
Wettbewerb

Kaskadenmodell

Kaskadenmodell
Freiwilliges Quotenmodell

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

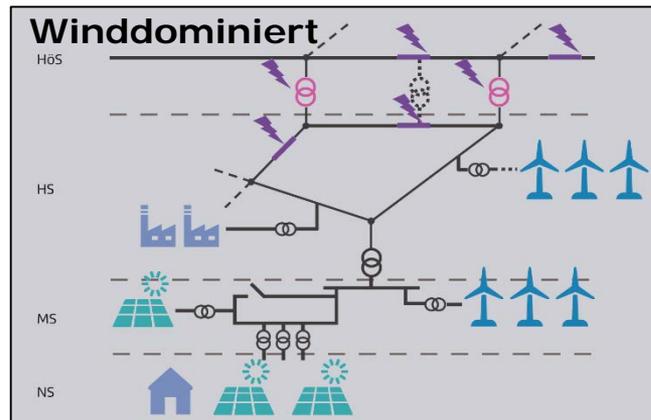
- Bei ausreichendem Wettbewerb bringt freie Preisbildung statisch und dynamisch effizientere Marktergebnisse.
- Quotenmodelle sind in vermaschten Netzstrukturen und inhomogenen Flexibilitäten schwierig anwendbar.
- IntradayPlus wird aufgrund Marktmachtfähigkeit nicht empfohlen.

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

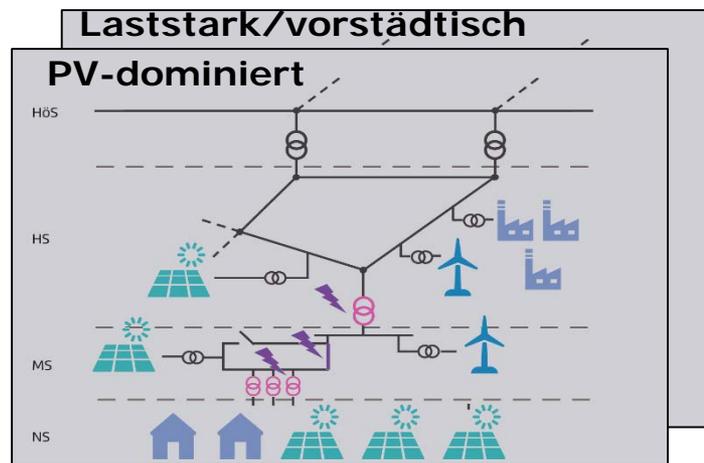
- Bei nicht ausreichendem Wettbewerb verbleibt das Kaskadenmodell als einziges Flexbezugsmodell mit regulierter Preisbildung.
- Das Modell entspricht damit einem erweiterten Redispatch.
- Die Preisfestlegung stellt jedoch eine Herausforderung dar.

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

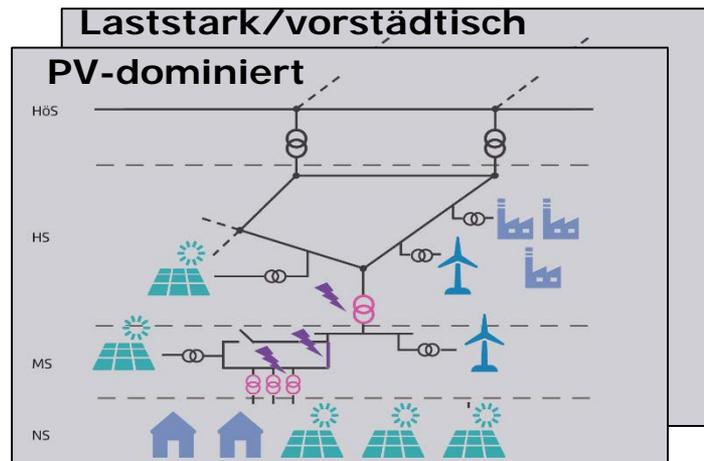
- Quotenmodelle bieten sich bei homogenen und kleinteiligen Flexibilitäten aufgrund ihrer Einfachheit an.
- Durch regulierte Preise wird die fehlende Möglichkeit der effizienten Preisbildung kompensiert.
- Das Kaskadenmodell kommt alternativ infrage, wenn die erhöhten Transaktionskosten gerechtfertigt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



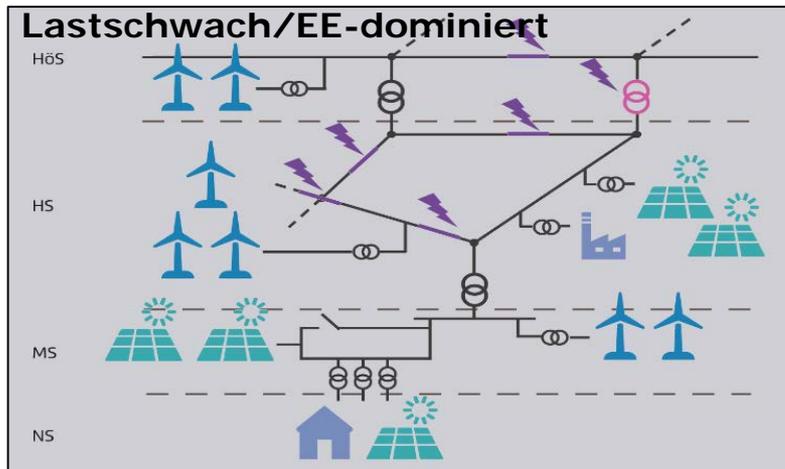
Modellpräferenz bei
ausreichendem
Wettbewerb

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.



- > 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.

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

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.

Die Implementierung von Smart Market-Modellen erfordert unterschiedlich umfangreiche Anpassungen des Regulierungsrahmens.

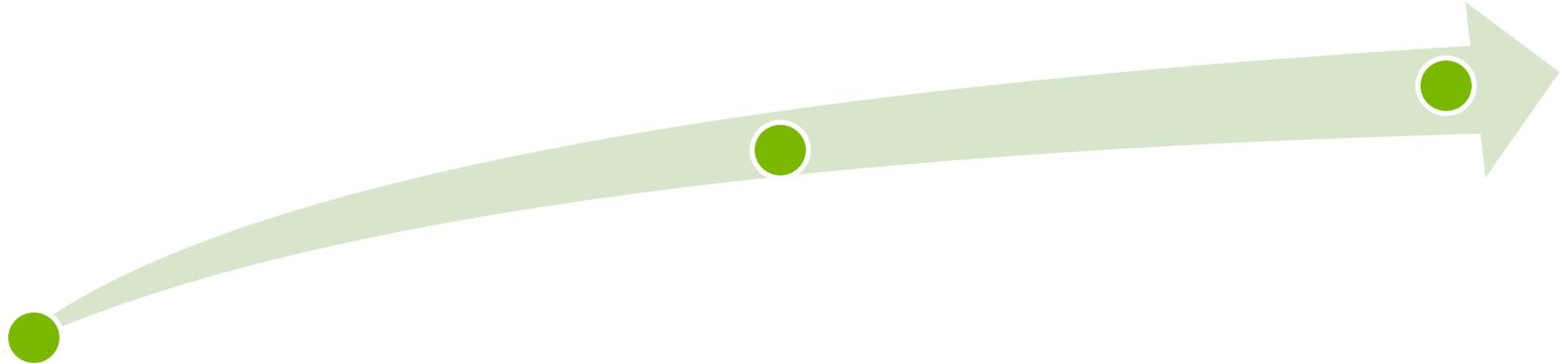
Themenkomplex	freiwillige Quote	Quote-Sekundärmarkt	Kaskade	Regelleistung Plus	Intraday Plus	Flexplattform
Strommarkt	●	●	●	●	●	●
Netzplanung, Anreizregulierung	●	●	●	●	●	●
System- und Betriebsführung	●	●	●	●	●	●
Datenerfassung, -austausch, Steuerung	●	●	●	●	●	●
technische Anforderungen	●	●	●	●	●	●
Mittelwert	●	●	●	●	●	●

● wenige Anpassungen erforderlich

● einige Anpassungen erforderlich

● umfangreiche Anpassungen erforderlich

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**