



bne

Flexibilitätsvermarktung im dt. Strommarkt – Die Rolle von Aggregatoren und integrierten Flexibilitätsvermarktern

RA Sebastian Schnurre

19.11.2015 | AG Flexibilität



Gliederung

I. Vorbemerkungen

II. Lösungsansatz

III. Eignung der Marktsegmente

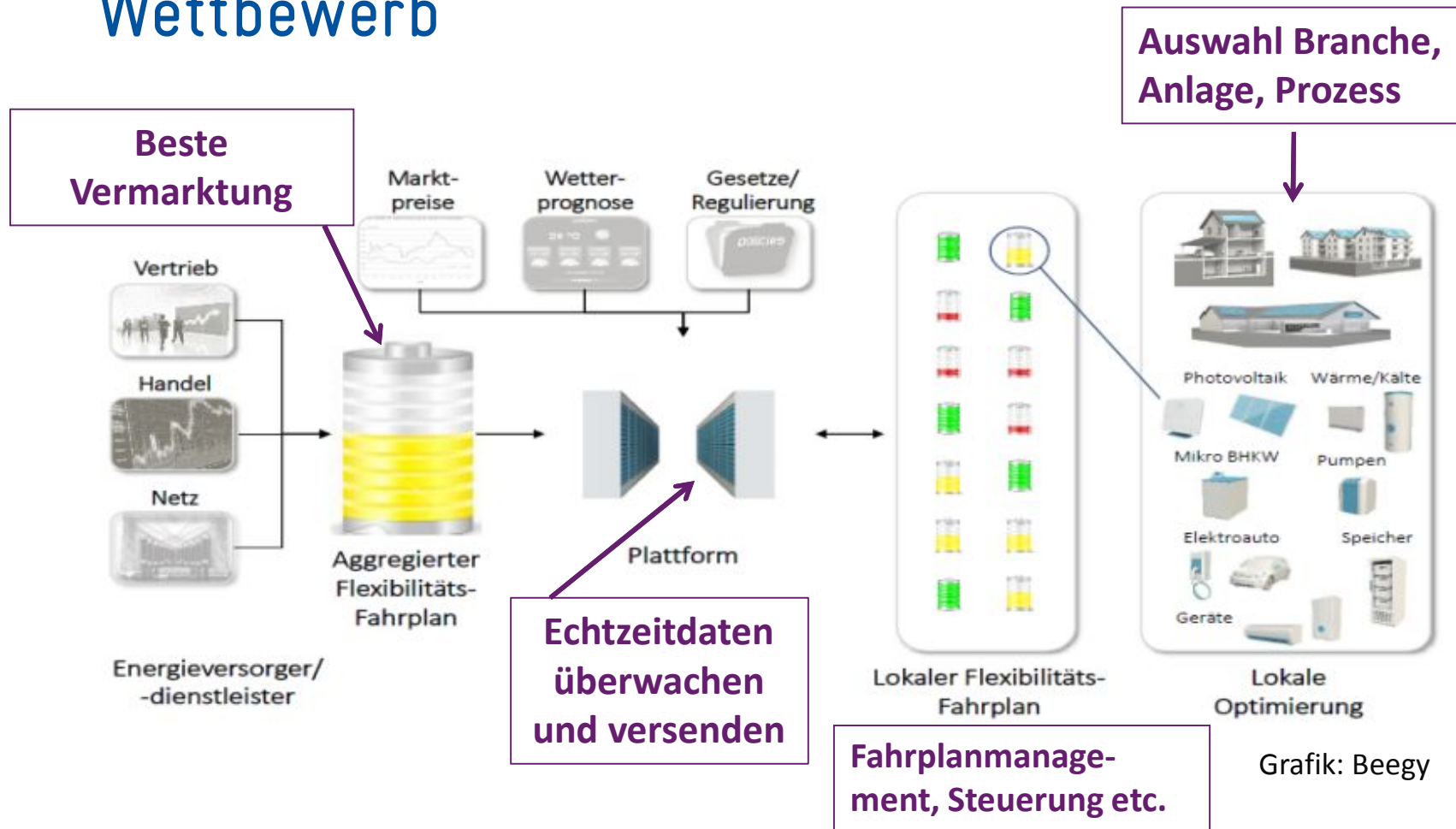
IV. Rechtsrahmen und Fazit



Warum Flexibilität? Mittlerweile eine rhetorische Frage!

Weißbuch S.54: „Werden Flexibilitätsoptionen **effizient über Marktpreissignale eingesetzt**, können erneuerbare Energien besser integriert und die Stromversorgung kostengünstiger gewährleistet werden. Für die **Sekundärregelleistung** sollen **Eintrittsbarrieren** für spezielle Anbieter von Lastmanagement – oft auf Aggregatoren genannt – **abgebaut** werden (Maßnahme 10).“

Funktion Flexibilitätsvermarktung – Wo steckt Wettbewerb



Grafik: Beegy



Interessenausgleich Lieferant vs. Aggregator

Varianten bei der Durchführung der Flexibilitätsvermarktung

1. Integrierter Lieferant und Flexibilitätsvermarkter
2. Separater Lieferant und separater Flexibilitätsvermarkter (=Aggregator)
3. Kooperations- bzw. Dienstleistungsverhältnis (z.B. White Labeling)

Interessenausgleich – klärungsbedürftige Themenfelder

1. Finanzielle Auswirkungen und deren Berücksichtigung
2. Wettbewerb und Geschäftsgeheimnisse
3. Informationsaustausch – Was, wann, wie



Prämissen

1. **Nicht jedes finanzielle Risiko für Marktakteure ist mit einem Ablehnungsgrund neuer Geschäftsmodelle gleichzusetzen – Voraussetzung ist allerdings, dass das Risiko begrenzt und überschaubar ist und gesamtgesellschaftliche Vorteile durch das Geschäftsmodell hebbbar scheinen. (innovativ)**
2. **Eine auch unabhängige Einbindung der Flexibilitätsvermarktung kann derartige Vorteile mit sich bringen:** Insbesondere Wettbewerbsdruck, Liquidität des Marktes, niedrigere Preise. (wettbewerblich)
3. **Standardisierte Prozesse sind wichtig und wertvoll** (zeigen die Erfahrungen aus der Liberalisierung der Energiebelieferung überdeutlich). (einheitlich und kostengünstig)



Gliederung

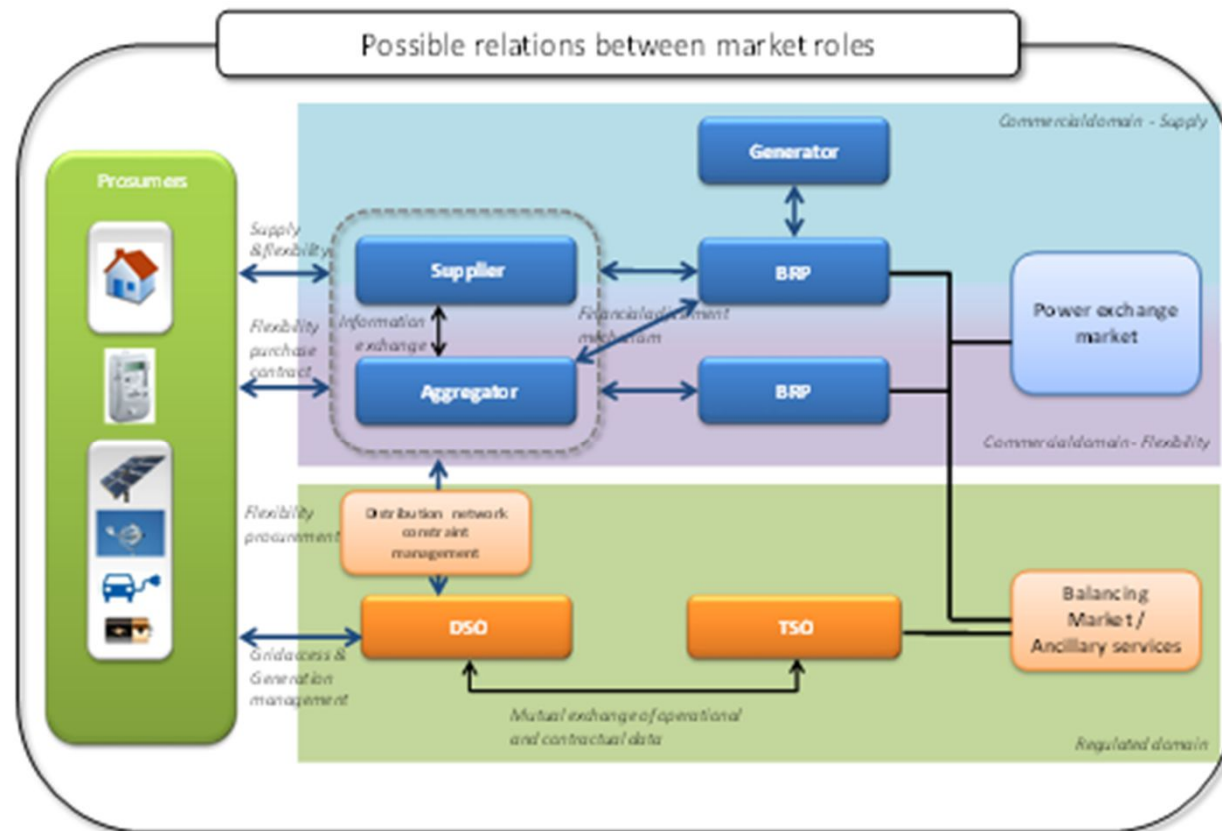
I. Vorbemerkungen

II. Lösungsansatz und Schlüsselfragen

III. Eignung der Marktsegmente

IV. Rechtsrahmen und Fazit

Der Modellansatz



Trennung der Verhältnisse!!!

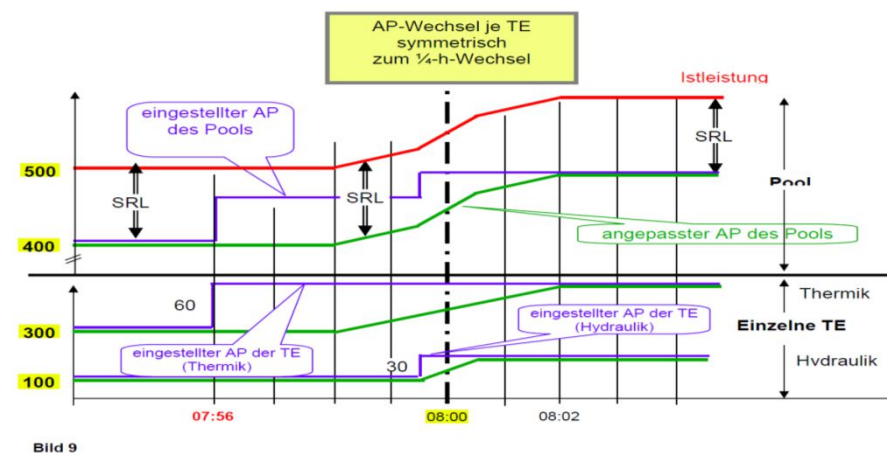
Verhältnis von Aggregator/Kunde hat vor allem Auswirkungen auf:

- **Energiemengenabrechnung** im Bilanzkreis (ÜNB/Lieferant)
- **Kundenabrechnung** (inkl. Netzaabrechnung etc.)

Schlüsselfrage 1: Baseline und Nachholeffekte

Was ist eine Baseline?

Flexibilität+Baseline=tats. Leistungsverlauf
Baseline im SRL-Segment ist aktuell Regelung zum
Arbeitspunkt (Grafik rechts)



Es gibt weltweit unzählige verwendete Baselines, die von einer Vielzahl unterschiedlicher Kriterien abhängig sind.

Zeitpunkt sollte möglichst nahe am Erbringungszeitpunkt der Flexibilität liegen (1) und Einflusskriterien definiert und ausgeschlossen werden (2).

Nachholeffekte:

Evaluierung anhand der praktischen Erfahrungen vornehmen! Relevanz im Bereich Regelleistungsmärkte begrenzt. Keine vereinfachenden Aussagen möglich (unterschiedliche Beurteilung hybride Substitution oder Power-to-Heat bzw. Mobilität liegt z.B. auf der Hand).

Schlüsselfrage 2: Kompensation

	Beschreibung	Pro	Contra
1	Individueller Preis	Kein Risiko für LF	Offenlegung, Transaktionskosten
2	Portfoliopreis pro BK	Keine Offenlegung (Kunde, Beschaffung)	Risiko LF da kundenindivid. Abweichungen möglich, Nachprüfbarkeit
3	Portfoliopreis pro Kundengruppe	Geringes Risiko LF	Wie bestimmt man die Gruppen? Festlegungsproblem
4	Preisformel (Mix Termin und Spot)	Transparent, einfach, keine Offenlegung	LF hat Restrisiko, Intraday tendenziell problematisch
5	Allgemeiner Preis (z.B. Mehr- Minder mengenpreis)	Wie 4.	Wie 4.



Gliederung

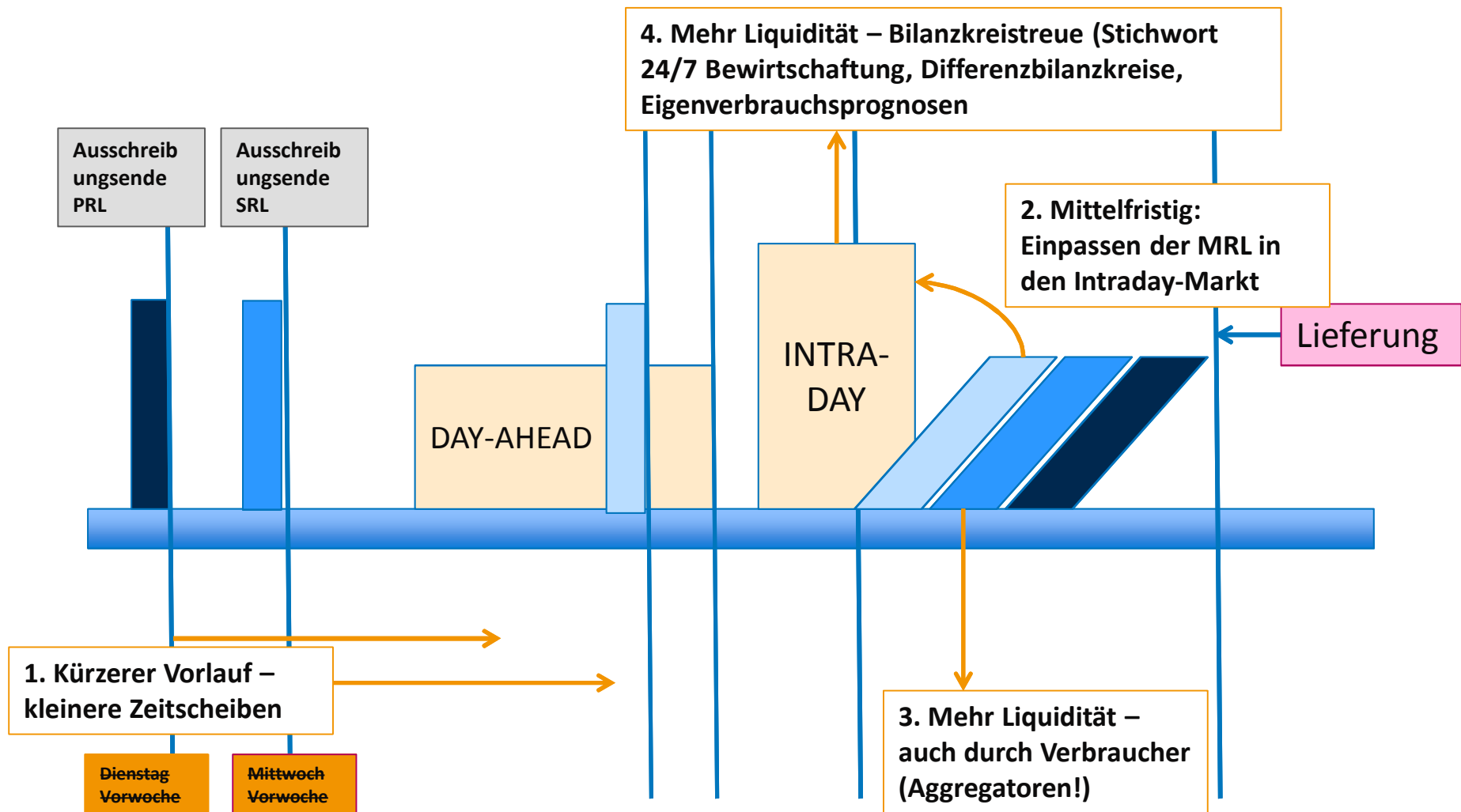
I. Vorbemerkungen

II. Lösungsansatz

III. Eignung der Marktsegmente

IV. Rechtsrahmen und Fazit

Anpassung Marktrahmen - Diskussionsstand



Regelleistungsmarkt (SRL und MRL)

Grundfall – 20 Einheiten negative Regelleistung werden von BK 2 planmäßig geliefert

ÜNB	Flex.Vermarkter (BK 2)	LF (BK1)
<ul style="list-style-type: none"> - 20 Einheiten zuviel (Überspeist) - Nimmt Umbuchungen vor 	<ul style="list-style-type: none"> - Schaltet Verbraucher an - Erhält 20 vom ÜNB, gibt diese weiter an BK1 	<ul style="list-style-type: none"> - Erhält 20 von BK2, um erhöhten Verbrauch zu decken - Verrechnung Kompensation 20

Verbraucher (und BK2) schafft nicht die volle Erbringung und liefert nur 17 Einheiten neg. Regelleistung

SRL	<ul style="list-style-type: none"> - ÜNB gibt nur 17 ab – Haftungsfall 	<ul style="list-style-type: none"> - Erhält 17 vom ÜNB, gibt diese weiter an BK1 	<ul style="list-style-type: none"> - Erhält 17 von BK2 - Verrechnung Kompensation 17
MRL	<ul style="list-style-type: none"> - Fahrplan: ÜNB gibt 20 ab 	<ul style="list-style-type: none"> - Erhält 20 vom ÜNB, gibt aber nur 17 an BK1 ab - Überschüssige 3: Ausgleichsenergie 	<ul style="list-style-type: none"> - Erhält 17 von BK2 - Verrechnung Kompensation 17

Verbraucher (und BK2) übererfüllt und liefert 23 Einheiten neg. Regelleistung

SRL	<ul style="list-style-type: none"> - ÜNB gibt 23 ab (Übererfüllung) - Vergütet nur 20 davon 	<ul style="list-style-type: none"> - Erhält 23 vom ÜNB, gibt diese weiter an BK1 	<ul style="list-style-type: none"> - Erhält 23 von BK2 - Verrechnung Kompensation 23
MRL	<ul style="list-style-type: none"> - Fahrplan: ÜNB gibt 20 ab 	<ul style="list-style-type: none"> - Erhält nur 20 vom ÜNB, gibt aber 23 an BK1 ab - Fehlende 3: Ausgleichsenergie 	<ul style="list-style-type: none"> - Erhält 23 von BK2 - Verrechnung Kompensation 23

Spotmarkt (Day-Ahead und Intraday)

Wesentlicher Unterschied zum Regelleistungsmarkt: Die Einsatzzeit entscheidet sich allein nach ökonomischen Prinzipien und nicht nach physikalischem Einsatzerfordernis.

Regelung müsste folglich folgende Punkte antizipieren und lösen (beispielhaft):

- Es gibt hierfür keinen neutralen Dritten
- Es liegt nahe, dass bei einem festgeschriebenen und bekannten Kompensationsbetrag, die Bewirtschaftung am Verhältnis Kompensationsbetrag/Spotmarktpreis und nicht am Spotmarktpreis als solchem ausgerichtet wird.
- Informations- und Pflichtenkatalog müsste detailliert die Frage klären, wie gleichzeitige Intradaybewirtschaftung durch BK1 und BK2 verhindert werden kann.

Zwischenfazit: Wirkweise Regelleistungsmarkt evaluieren, Marktakzeptanz und etwaige Probleme überprüfen und Öffnung auf dieser Basis ergebnisoffen prüfen.



Einbindung kleinerer Anlagen

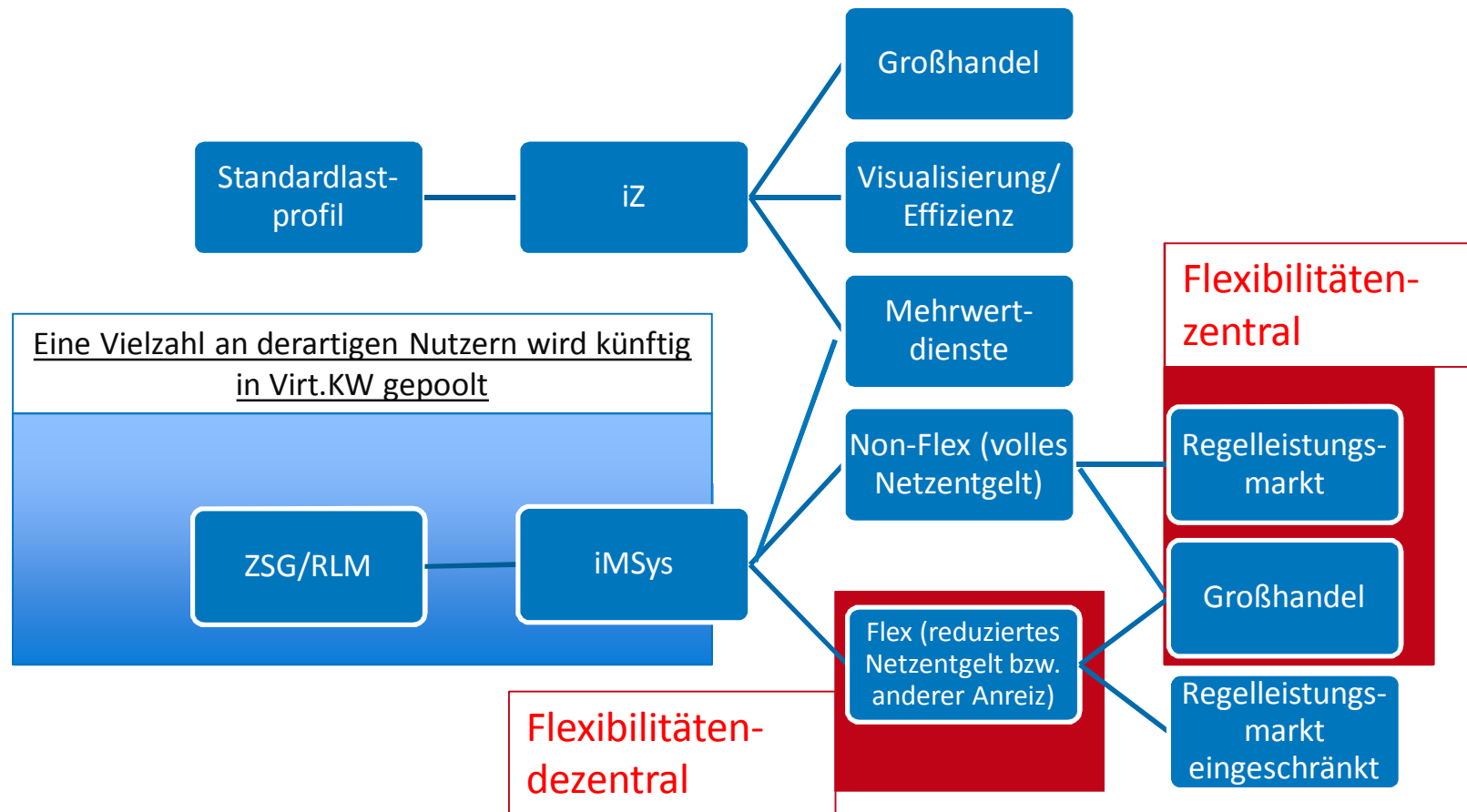
Vorab: Pooling für alle Verbraucher unter 5–10 GWh Regelfall! Zuordnungsschritt deshalb erforderlich: z.B. über Vergabe Bilanzierungsgebiet an Flexibilitätsvermarkter.

Wie können Anlagen unterhalb von 100.000 kWh Jahresverbrauch eingebunden werden?

- Marktzugangskosten müssen für kleinere Anlagen gesenkt werden: Präqualifikationsvoraussetzungen anpassen (z.B. über technische Präqualifikation ab Werk für Massenmarkt/VHP-ready)
- Eichrechtliches Problem angehen (z.B. über Berücksichtigung der Steuersignale über die Steuerbox)

Das Potenzial der kleinen Verbraucheranlagen ist enorm, braucht aber neue regulatorische und technische Ansätze.

Marktlogik für „Kleinstflexibilitäten“





Gliederung

- I. Vorbemerkungen
- II. Lösungsansatz
- III. Eignung der Marktsegmente
- IV. Rechtsrahmen und Fazit**



Rechtsrahmen und Fazit

Aktuell: Geringfügige Änderung des §26 Abs.3 StromNZV (SRL-Öffnung Bilanzkreis und Satz zum Informationsaustausch) in Strommarktgesetz.

Was fehlt bisher:

- Aussage zur Verfahrensstandardisierung (bzw. Prozesseinleitung) inkl. Kompensationsbestimmungsmethode, Konkretisierung der Informationspflichten etc.
- Maßgebliche Hindernisse in Netzentgeltstruktur fortentwickeln
- Einführung neue Zeitscheiben Regelleistungsmarkt etc.
- Technische Einbindung von „Kleinstflexibilitäten“
- Kohärente Logik in Preisbestandteilen zu Speichern



bne

Vielen Dank für Ihre
Aufmerksamkeit!

RA Sebastian Schnurre
Bundesverband Neue
Energiewirtschaft e. V.
Hackescher Markt 4
D-10178 Hannover

Telefon +49 30 400548-16
Telefax +49 30 400548-10
sebastian.schnurre@bne-
online.de
www.bne-online.de