

bne

Intelligente Messsysteme zur Verbesserung von Effizienz und Flexibilität auf der Ebene der Verteilernetzbetreiber

RA Sebastian Schnurre

04. September 2015 | WS EnReg PWC Berlin

Bundesverband Neue Energiewirtschaft

- Gegründet 2002, Hintergrund war die beginnende Liberalisierung der Energiewirtschaft.
- Tritt ein für eine Energiewende mit wettbewerbsfreundlichem Ordnungsrahmen und diskriminierungsfreiem Netzbetrieb.
- Vertritt knapp 50 Unternehmen, die auf den wettbewerblichen Wertschöpfungsstufen agieren; Geschäftsmodelle:
 - Strom- und Gasvertrieb
 - Digitalisierung, Messwesen und Smart Markets
 - VPP, Aggregatoren, Smart Grids, E-Mobility
 - Energiedienstleistungen und Energieeffizienz
 - EE-Direktvermarktung



Gliederung

I. Herausforderungen

II. Politischer/Rechtlicher Rahmen

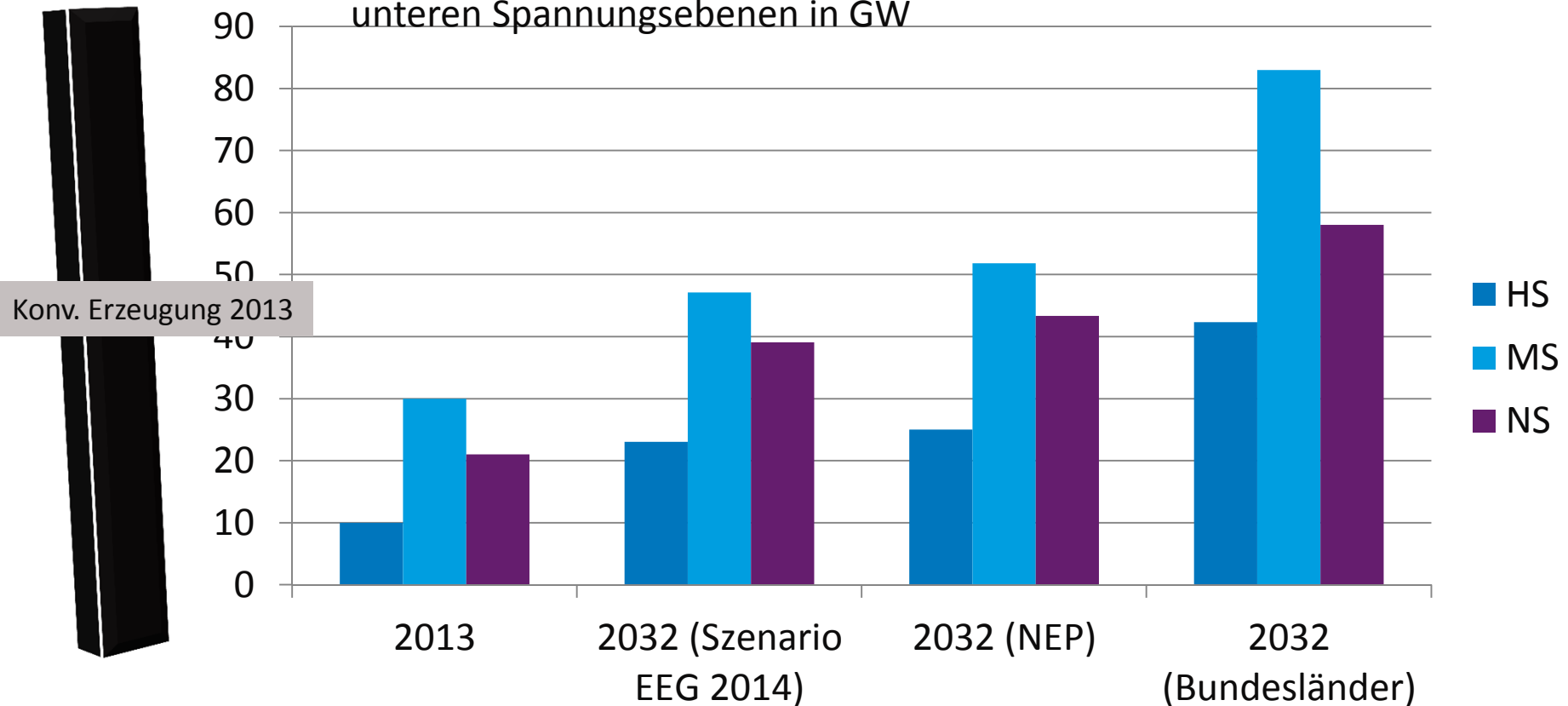
III. Lösungsansatz Flexmarkt

- Wissen
- Können
- Wollen
- Tun

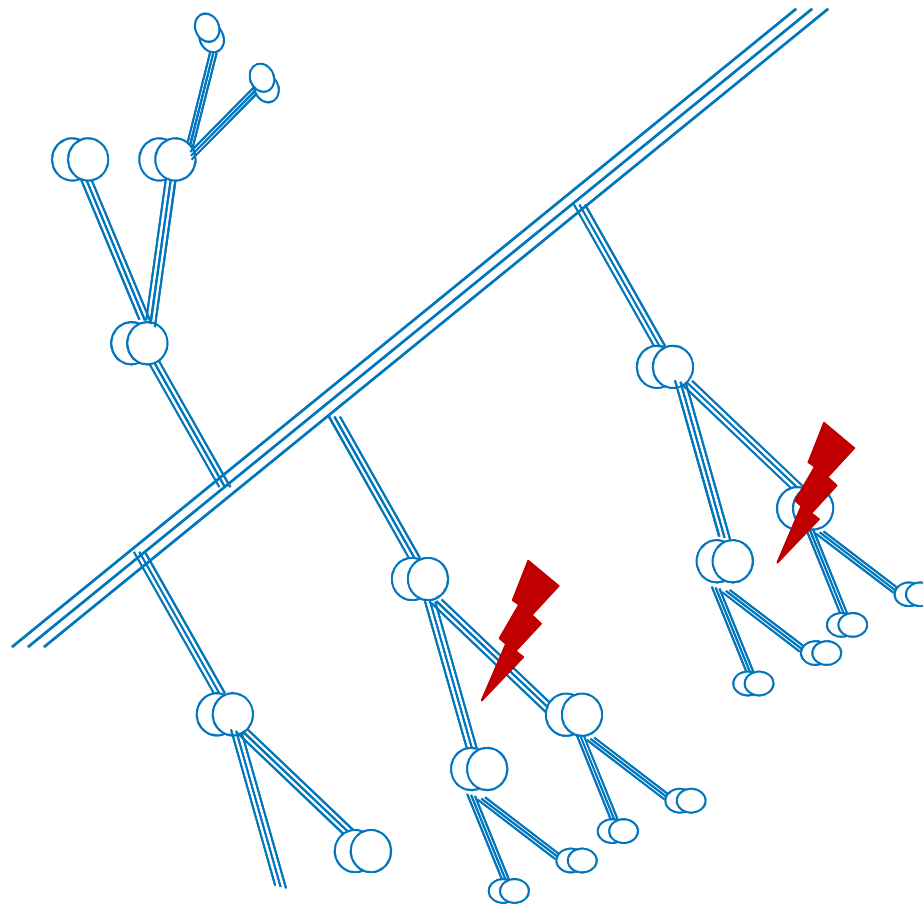
IV. Fazit

Herausforderung „Dezentralität“

Angeschlossene Wind und PV-Leistung auf den unteren Spannungsebenen in GW



Herausforderung: Keine Kupferplatte!



Ist der Preis niedrig,
steigt der Verbrauch –
gleichzeitig bei allen
preissensiblen Kunden



Herausforderung Regulierungsdschungel

884 Verteilernetzbetreiber

Knapp 800 mit verbundenem eigenem Vertrieb

884 jährlich uneinheitliche Preisblätter

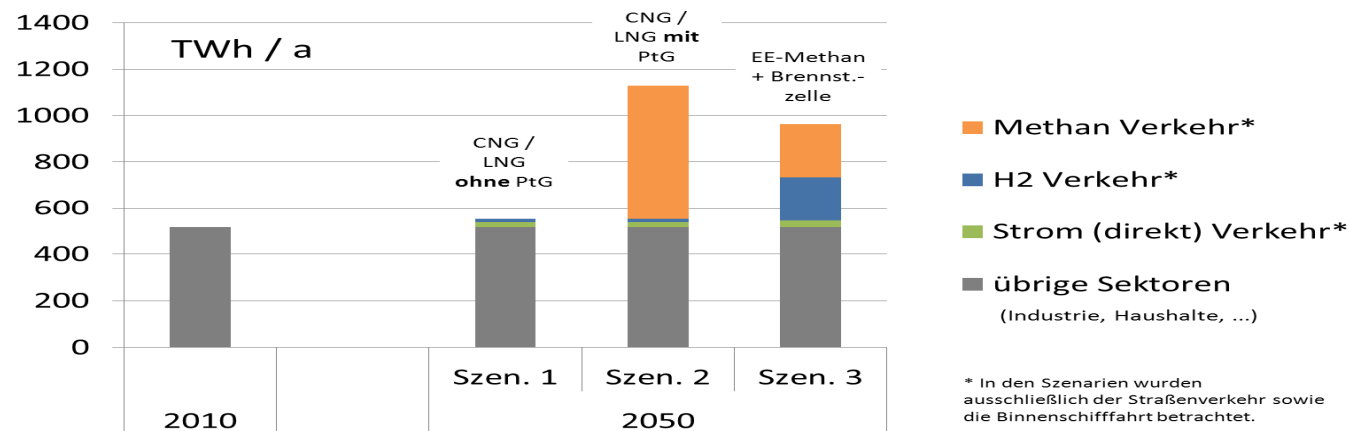
884 unterschiedliche Netznutzungsentgelte zwischen
4 – 8 Ct/kWh

Individuell ausgehandelte Nachlässe zwischen Netz
und Industrie

Herausforderung „Neue Verbraucher“

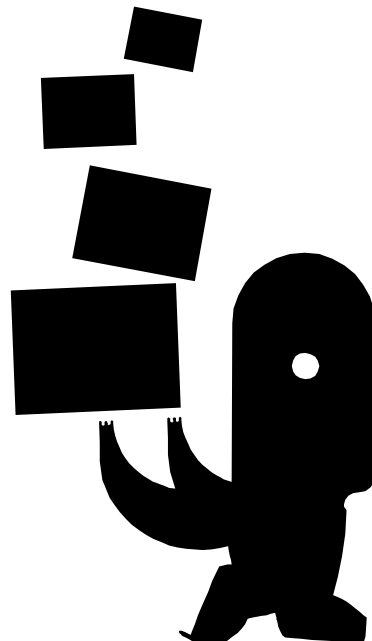
NEP 2014: „Die Entwicklung des Energiebedarfs der Endverbraucher lässt sich nicht sicher vorhersehen.“

Hier geht es nicht um Bagatellwerte:



Problembewusstsein hinsichtlich Wechselwirkungen!

Koordinierungs- und Planungserfordernis!!!





Gliederung

I. Herausforderungen

II. Rechtlicher Rahmen – Status Quo

III. Lösungsansatz Flexmarkt

- Wissen
- Können
- Wollen
- Tun

IV. Fazit



Europäischer Rahmen: Smart Meter Rollout

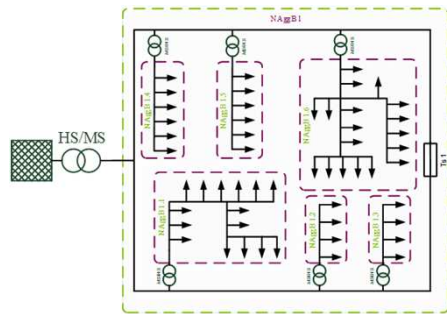
Investitionsmehraufwand nach Kosten-Nutzen-Analyse des BMWi bis 2022:
7 Mrd. €

„Die Mitgliedstaaten gewährleisten, dass intelligente Messsysteme eingeführt werden, durch die die aktive Beteiligung der Verbraucher am Stromversorgungsmarkt unterstützt wird. Die Einführung dieser Messsysteme kann einer wirtschaftlichen Bewertung unterliegen, bei der alle langfristigen Kosten und Vorteile für den Markt und die einzelnen Verbraucher geprüft werden sowie untersucht wird, welche Art des intelligenten Messens wirtschaftlich vertretbar und kostengünstig ist und in welchem zeitlichen Rahmen die Einführung praktisch möglich ist.“ (EU-Binnenmarktrichtlinie 2009/72/EG Anhang 1 Ziff.2)

Wie viel intelligente Messsysteme müssen bis 2020 eingebaut werden?

“Where roll-out of smart meters is assessed positively, at least 80 % of consumers shall be equipped with intelligent metering systems by 2020.”

Marktrolle im Wandel



Netzbetreiber

Anreizregulierung

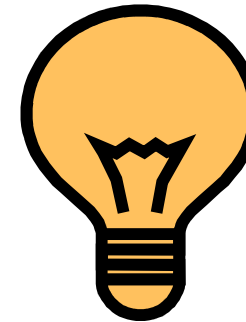
§ 7 Abs.2 AE MsbG: „Kosten des grundzuständigen Messstellenbetreibers nach ... unterliegen den Preisobergrenzen dieses Gesetzes. Sie sind weder bei den Entgelten für den Netzzugang nach ... noch bei der Genehmigung der Entgelte ... zu berücksichtigen...“



Messstellenbetreiber

grundzuständig: POG
wettbewerblich: nicht reguliert

§ 36 Abs. 2 AE MsbG: „An die in den §§ 31 und 32 genannten Preisobergrenzen ist der nach den §§ 5 oder 6 beauftragte Dritte nicht gebunden.“

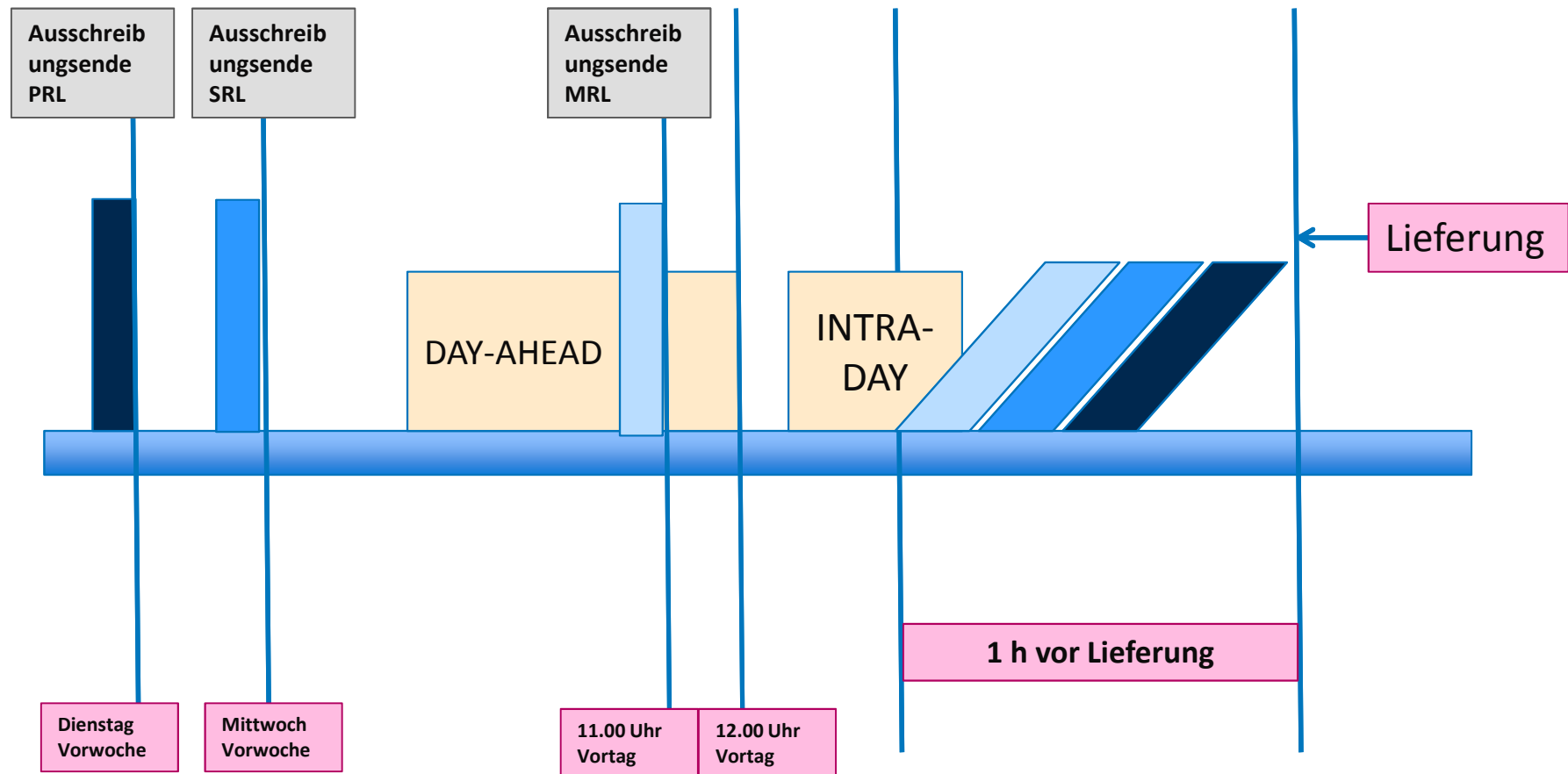


Lieferant u./o. Aggregator

wettbewerblich –
eigenständige Rolle von
Flexibilitätsvermarktern noch
unklar

Weißbuch BMWi: „Im ersten Schritt soll der Zugang für Aggregatoren zu den Regelenergiemärkten vereinfacht werden ... Zukünftig soll diese Öffnungspflicht auch für die Sekundärregelenergie gelten. Hierfür soll die Stromnetzzugangsverordnung in § 26 Abs. 3 angepasst werden, um die Öffnung der Bilanzkreise auch für die Sekundärregelenergie vorzusehen.“

Flexibilitätsvermarktung



Flexibilitätsmechanismus § 14a EnWG

§14a EnWG: ¹Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben denjenigen Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn ihnen im Gegenzug die Steuerung von vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, zum Zweck der Netzentlastung gestattet wird.

§31 Abs.1 S.1 Nr.5 MsbG (Entwurf): „ab 2017 Messstellen an Zählpunkten mit einer unterbrechbaren Verbrauchseinrichtung nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes vor der Teilnahme der unterbrechbaren Verbrauchseinrichtung am Flexibilitätsmechanismus nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet und ... nicht mehr als 100 Euro jährlich in Rechnung gestellt werden“

Begründung Gesetzesentwurf: „Derartige Lastverlagerungen zu netzdienlichen Zwecken sind ein wichtiger Anwendungsfall für intelligente Messsysteme, denn es ist zum einen eine Abrechnung nach individuellen Zeiträumen und zum anderen eine zuverlässige Steuerbarkeit von Verbrauchseinrichtungen erforderlich. Da der Nutzen intelligenter Messsysteme für diese Verbrauchsgruppe auf der Hand liegt, soll auch diese zu den Vorreitern gehören.“

Neuer Satz 4 im §14a EnWG (Entwurf):
„Die Bundesregierung wird ermächtigt, ..., insbesondere einen Rahmen für die Reduzierung von Netzentgelten und die vertragliche Ausgestaltung vorzusehen sowie Steuerungshandlungen zu benennen, die dem Netzbetreiber vorbehalten sind, und Steuerungshandlungen zu benennen, die Dritten, insbesondere dem Lieferanten, vorbehalten sind.“

Hindernisse bei Kooperationen der VNB

Grundvorschrift: § 6 Abs. 1 ARegV – Kostenprüfung durch die Bundesnetzagentur.

Personalkosten werden nach Genehmigungspraxis der BNetzA nur im eigenen Unternehmen – aber nicht im Falle der Erbringung von Dienstleistungen anerkannt.

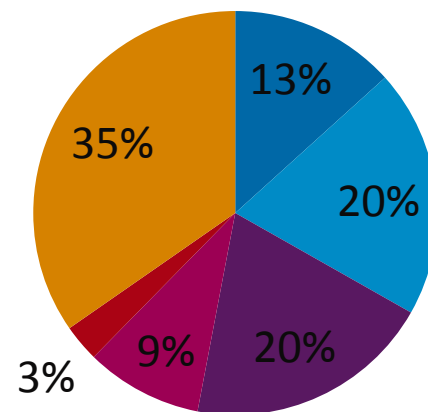
Vorteilsregelungen vereinfachtes Verfahren: „Im Rahmen der Evaluierung haben sich Befunde für erlösseitige materielle Besserstellungen der Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren gegenüber den Netzbetreibern im Regelverfahren gezeigt. Diese materiellen Besserstellungen und die Vereinfachungen können Entscheidungen zu ansonsten effizienten Netzzusammenschlüssen zwischen kleinen Netzbetreibern behindern oder Entscheidungen begünstigen, Netze aufzuspalten. Materielle Besserstellungen sollten deshalb abgebaut werden.“

Die Notwendigkeit der Korrektur ergibt sich insbesondere hinsichtlich der Pauschale für dnbK. So fallen die dnbK im Ausgangsniveau der Netzbetreiber im Regelverfahren (deutlich) niedriger aus als der derzeitige Pauschalwert für dnbK für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren mit 45 %. Außerdem besteht der wesentliche Teil der dnbK im Durchschnitt aus vorgelagerten Netzkosten und vermiedenen Netzentgelten (nur Strom) und fällt je Netzbetreiber sehr unterschiedlich aus. Es wird daher empfohlen, im vereinfachten Verfahren die vorgelagerten Netzkosten und die vermiedenen Netzentgelte (nur Strom) netzbetreiberindividuell in der Erlösobergrenze abzubilden und nur noch einen Pauschalwert für die restlichen dnbK anzusetzen. In Anlehnung an das Regelverfahren kann dieser Pauschalwert rund 5 % (großzügig gerundete Erfahrungswerte aus Regelverfahren) betragen (Option 1) oder es erfolgt ein Rückgriff auf den tatsächlichen Durchschnittswert der Vorperiode im Regelverfahren (Option 2).“ (Evaluierungsbericht BNetzA, S.319/320)

Status Quo: SLP

**Welches Profil haben H0-Kunden
tatsächlich (Zahlen anhand beispielhafter
Stichproben)?**

■ H0 ■ G2 ■ G6 ■ G0/1/3/4/5 ■ L0/1/2 ■ Kein Profil



Status Quo

Rechtsgrundlagen Zählerstandsgangbilanzierung:

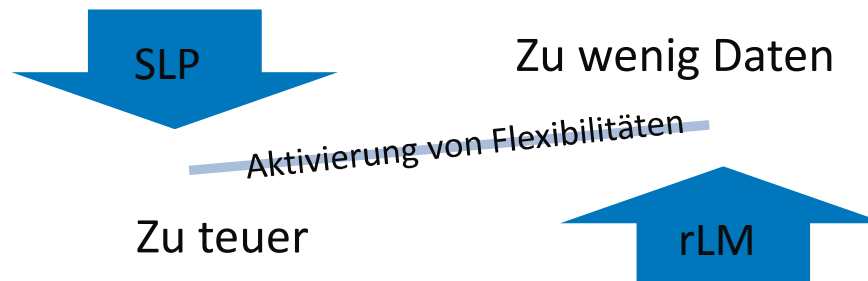
§12 StromNZV: (1) ¹Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben im Niederspannungsnetz für die Abwicklung der Stromlieferung an Letztverbraucher mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100 000 Kilowattstunden vereinfachte Methoden (standardisierte Lastprofile), Zählerstandsgangmessung anzuwenden, die eine registrierende Lastgangmessung nicht erfordern.

Definition in §2 Nr. 11 MSysVO (notifiziert): ... „ist Zählerstandsgangmessung die Messung einer Reihe viertelstündig ermittelter Zählerstände von elektrischer Arbeit und stündlich ermittelten Zählerstände von Gasmengen.“

§21i Abs. 1 Nr. 7 EnWG: ...ermächtigt die Bundesregierung durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates... „das Verfahren der Zählerstandsgangmessung als besondere Form der Lastgangmessung näher zu beschreiben;“

BISHER NICHT PRAKTIZIERT

Grund- problem:



Aussagen zur ZSG im AE MsbG

Verpflichtende ZSG: § 57 MsbG AE

- Letztverbraucher über 100.000 kWh mit RLM oder ZSG
- Letztverbraucher mit iMSys mit ZSG
- Unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG mit ZSG

Standardmäßige Übermittlung nach § 62 MsbG AE

- Täglich für den Vortag an LF und BIKO ab 10.000 kWh und in allen Fällen des § 14a EnWG
- Monatlich für den Vormonat an den VNB Monatsarbeit und Maximalleistung

Auswirkungen für Handhabung des §14a EnWG, Abschaffung analytisches Verfahren etc.



Gliederung

I. Politischer/Rechtlicher Rahmen

II. Herausforderungen

III. Lösungsansatz Flexmarkt

- Wissen
- Können
- Wollen
- Tun

IV. Fazit



Flexmarkt

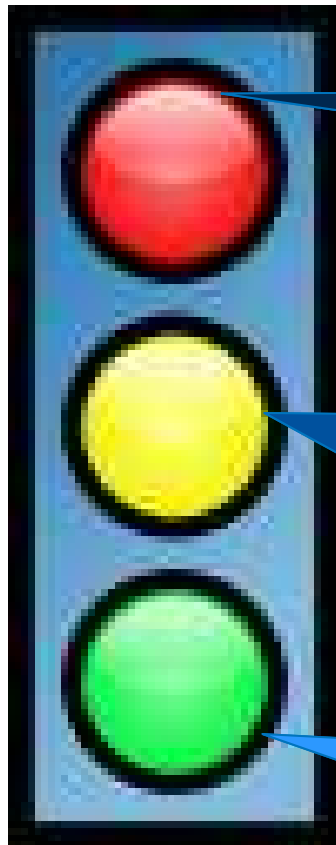
Wissen: Kenntnis und Planbarkeit des Bedarfs an Flexibilitäten

Können: Zugang und technische Möglichkeit, die Flexibilität zu steuern

Wollen: Ausreichender Anreiz, die Flexibilität auch tatsächlich dann abzurufen, wenn sie benötigt wird

Tun: Zuordnung, Bilanzierung und Abrechnung

Basis für Flexmarktkonzeption: Im Rahmen der BMWi-AG intNZ entwickelte Netzampel



Kritische Netzsituation: Eingriffsrechte des VNB – Systematik über §13 EnWG

Potenzieller Netzengpass: Zuständige Entität interagiert mit Flexibilitätsvermarktern und aktiviert lokale Flexibilitätspotenziale. Spanne der Produkte denkbar von gesicherten Vorhalteprodukten bis hin zu Kurzfristprodukten. Vorrang vor Regelleistungsmarkt. Rote Ampelphase wird ausgelöst, wenn Aktivierungspotenzial zu klein ist.

Normaler Netzzustand: Keine Intervention – Marktpreise einzig relevanter Faktor

Flexmarkt: Wissen

900 Verteilernetzbetreiber

bilden 25 Netzcluster/Regelverbände

Signal geht an
einzelne VNB und
Markt

Teil-
nehmer

24-h-
Vorlauf

Abrufzeit

Leistung

Zuerst über
gemeinsame
Internetplatt-
form

In der Folge
automatisiert
über Schnittstelle
Markt-
kommunikation

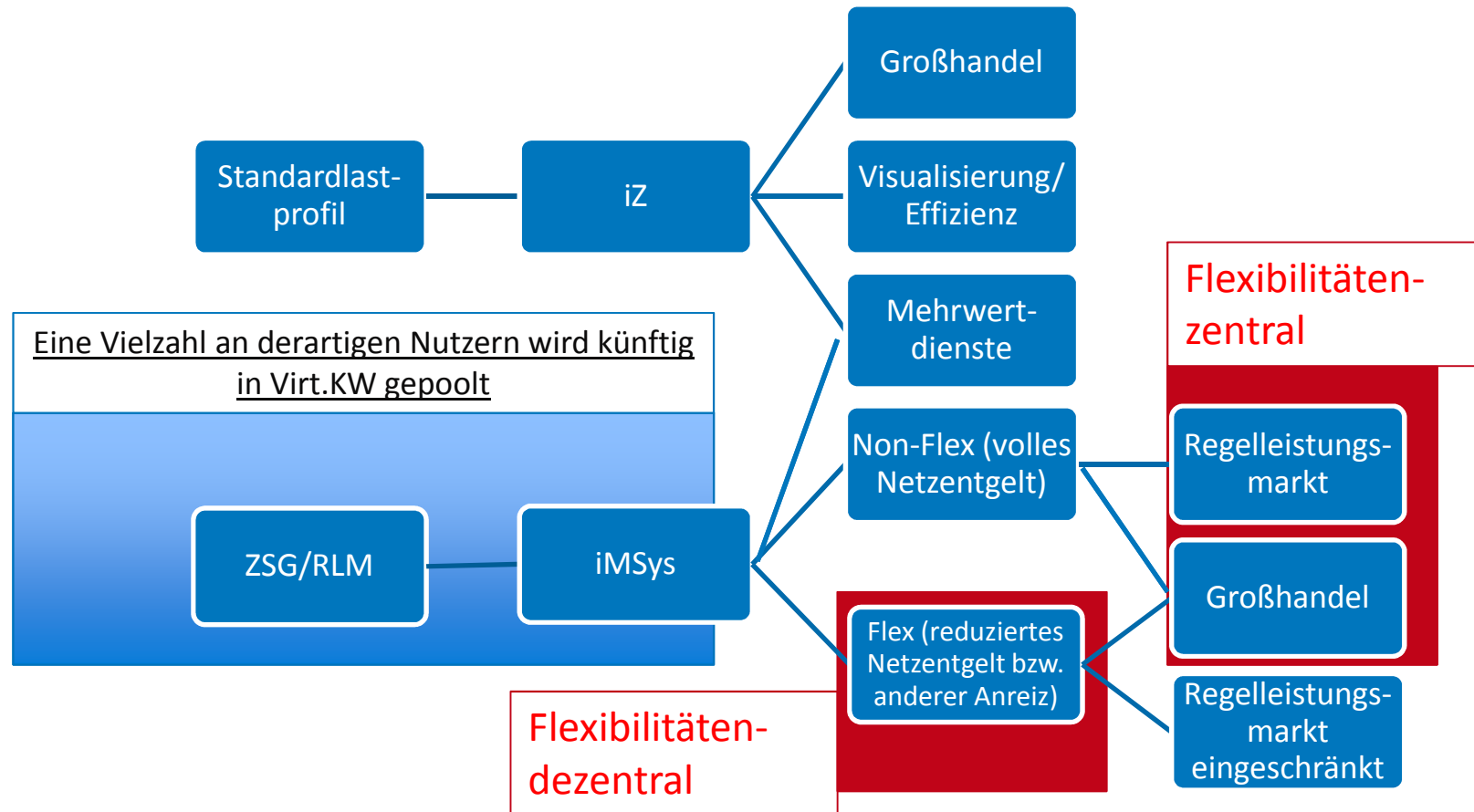
Jeder Lieferant/
Aggregator mit
dem gemeldeten
Portfolio

Perspektivisch
kürzere
Vorlaufzeiten und
verschiedene
Produkte denkbar

Unbegrenzt

Angeforderte
Leistung,
Leistungsbe-
grenzung, variable
Sperrzeiten etc.

Zukünftiger Marktrahmen (energiewirtschaftlicher Fokus)





Gliederung

I. Politischer/Rechtlicher Rahmen

II. Herausforderungen

III. Lösungsansatz Flexmarkt

- Wissen
- Können
- Wollen
- Tun

IV. Fazit



Zusammenfassung: Auf dem richtigen Weg!

- Trennung und Entflechtung Netzbetrieb und Messwesen
- Ausstattung der dezentralen Flexibilitäten mit entsprechender Mess- und Steuerungsinfrastruktur
- Fortentwicklung Strommarkt insbes. Flexibilitätsvermarktung
- Ablösung der Standardlastprofile
- Kooperationsmöglichkeiten im Rahmen der Anreizregulierung verbessern

Zusammenfassung: To-Do-Liste

- Fortentwicklung des § 14a EnWG zu einem dezentralen Flexibilitätsmechanismus mit allen erforderlichen Festlegungen
- Umstellung der Entgelte, Abgaben etc. auf Zählpunkt direkt vor dem Netzanschlusspunkt
- Fortentwicklung der technischen Richtlinien, um Use-Case der zentralen und dezentralen Flexibilitätsvermarktung zu verankern, Einbindung BSI-konforme Steuerbox in Logiken
- Finanzierungsfragen für Smart Grid sind zu klären
- Neuausgestaltung der Netzentgelte und z.B. Fragen der Einbindung von mobilen Speichern und Disharmonie zwischen §118 Abs. 6 und §14a EnWG klärungsbedürftig



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