



bne

Ausgestaltungsvorschlag für einen dezentralen Flexibilitätsmechanismus im Verteilernetz

Berlin, 13.01.2017

Flexibilitätsmechanismus § 14a EnWG

§14a EnWG alt: 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.

§14a EnWG n.F. (GDEW 2016) :

„... wenn mit Ihnen im Gegenzug die **netzdienliche Steuerung** von **steuerbaren Verbrauchseinrichtungen**, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, **vereinbart** wird ...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.“

§31 Abs.1 S.1 Nr.5 MsbG: „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 intelligente 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.“

Klarstellung zur Steuerung

Grundsatz: Einsatzbereichbezogene Weiterentwicklung

Unterschiedliche Einsatzbereiche (z.B. Industriepark mit gleichzeitiger Erfassung mehrerer Medien, Windturbine mit Funktionalitäten zum Einspeisemanagement und zur Direktvermarktung, PV-Kleinanlage mit Speicherung eines Steuerprofils) bringen unterschiedliche Anforderungen an ein Smart-Meter-Gateway mit sich. Die unter Beteiligung der relevanten Stakeholder weiterentwickelten Schutzprofile und Technischen Richtlinien des BSI werden dies genauso wie die Prüfung des BSI zur technischen Möglichkeit des Einbaus vor dem Start des Rollouts berücksichtigen. Für den technischen Umstellungsprozess gelten angemessene Bestandsschutzregelungen und Umstellungsfristen. (BT-Drs. 18/8919)

bne-Vorschlag löst Steuerung über folgenden Ansatz:

- Ein intelligentes Messsystem am Netzverknüpfungspunkt ist erforderlich, aber hinreichend
- Bis zum Zeitpunkt einer über das SMGW massenmarkttauglich durchführbaren Steuerung von Einheiten gilt folgendes:
 - In der gelben Phase steuert der 14a-Dienstleister (LF bzw. Aggregator) über seine proprietäre Steuerungsinfrastruktur (Präventivinstrument)
 - In der roten Phase begrenzt der NB die aufgenommene oder eingespeiste Leistung über das Gateway (Kurativinstrument)
- Ab dem Zeitpunkt einer über das SMGW massenmarkttauglich durchführbaren Steuerung sind ggf. Steuerungsanwendungsfälle in der gelben Phase über die allgemeine SMGW-Infrastruktur abzuwickeln.

Pflichteinbau

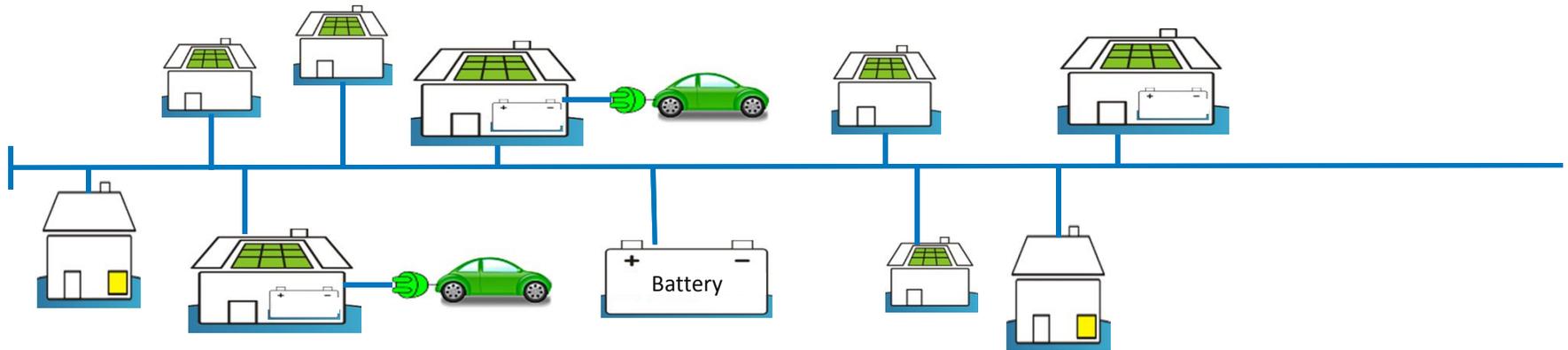
Gruppe	2017-2020	2020-2025	2025-2032	POG
ZP > 100.000 kWh/a				angemessen
50.000-100.000 kWh/a				200 Euro
20.000-50.000 kWh/a				170 Euro
10.000-20.000 kWh/a				130 Euro
6.000-10.000 kWh/a			bis 2028	100 Euro
§ 14a EnWG	Übergangsfrist?			100 Euro
Anlagen > 100 kW			bis 2028	angemessen
30-100 kW				200 Euro
15-30 kW				130 Euro
7-15 kW				100 Euro
Einbau mod. MessE				20 Euro

**BEACHTEN: § 31 Abs.5
MsbG**

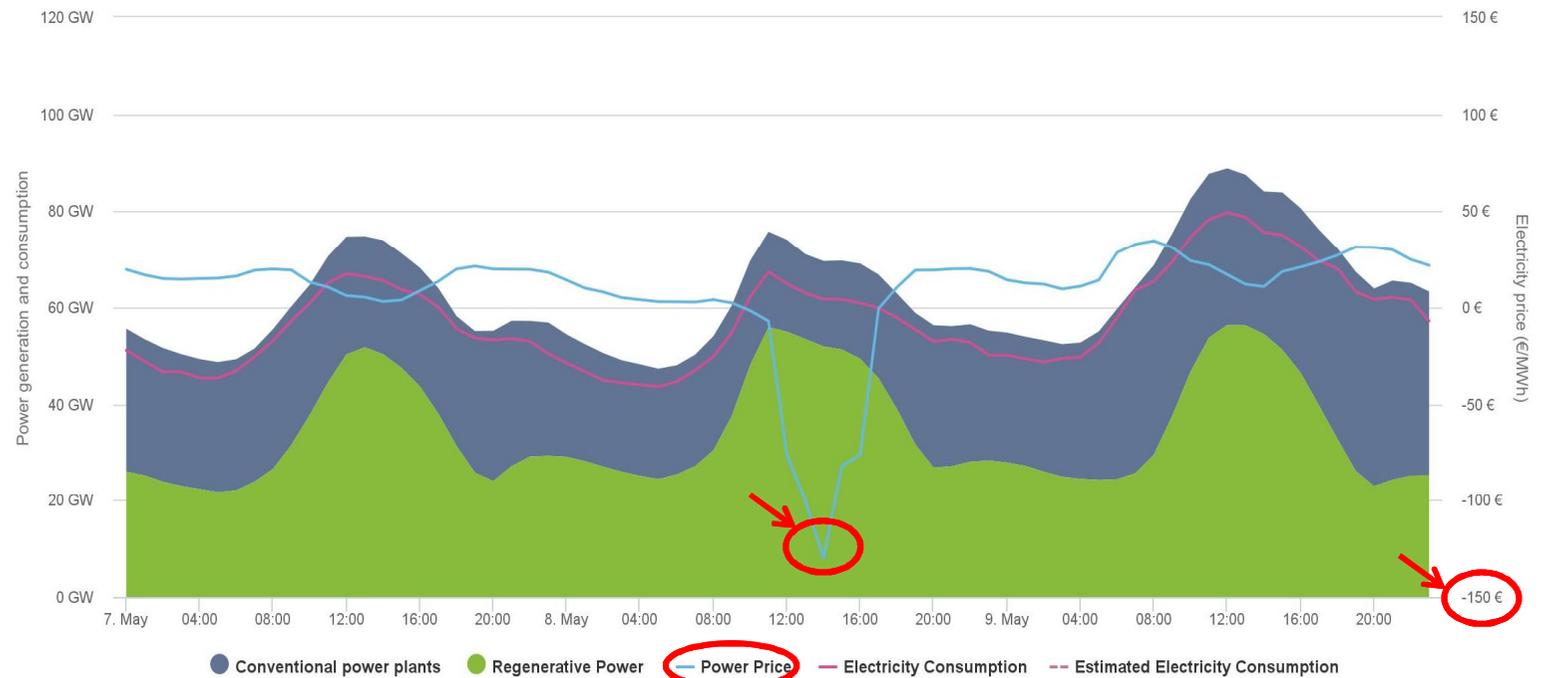
Optionaler Einbau

Gruppe	ab 2018	ab 2020	POG
4.000-6.000 kWh/a			60 Euro
3.000 -4.000 kWh/a			40 Euro
2.000-3.000 kWh/a			30 Euro
<2.000 kWh/a			23 Euro
Neuanlage zwischen 1-7 kW			60 Euro

Kernproblematik Gleichzeitigkeit

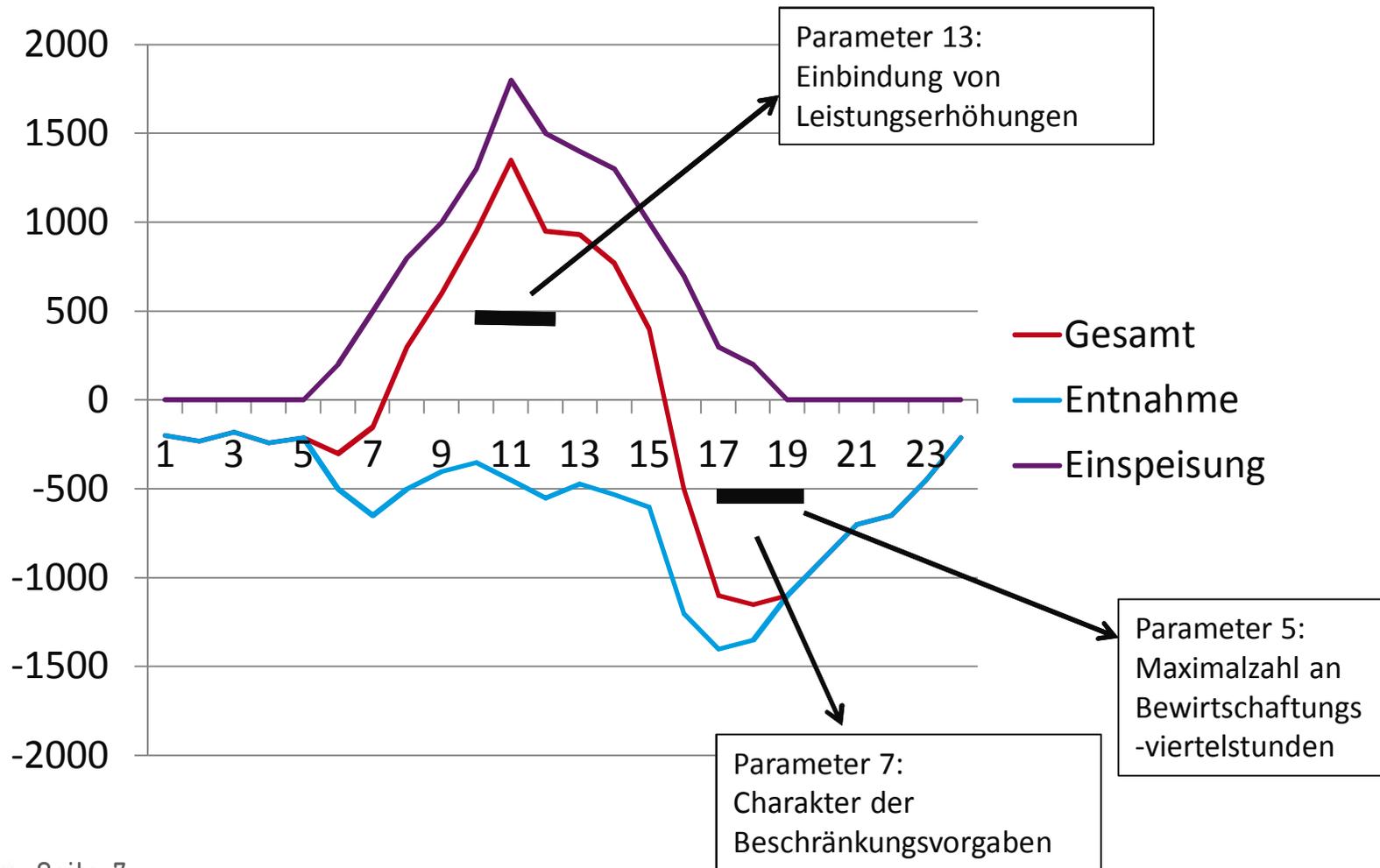


EPEX Spot
Power Price
(Day Ahead)



Prinzipien

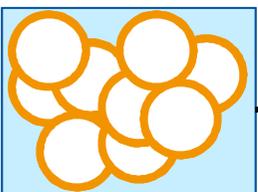
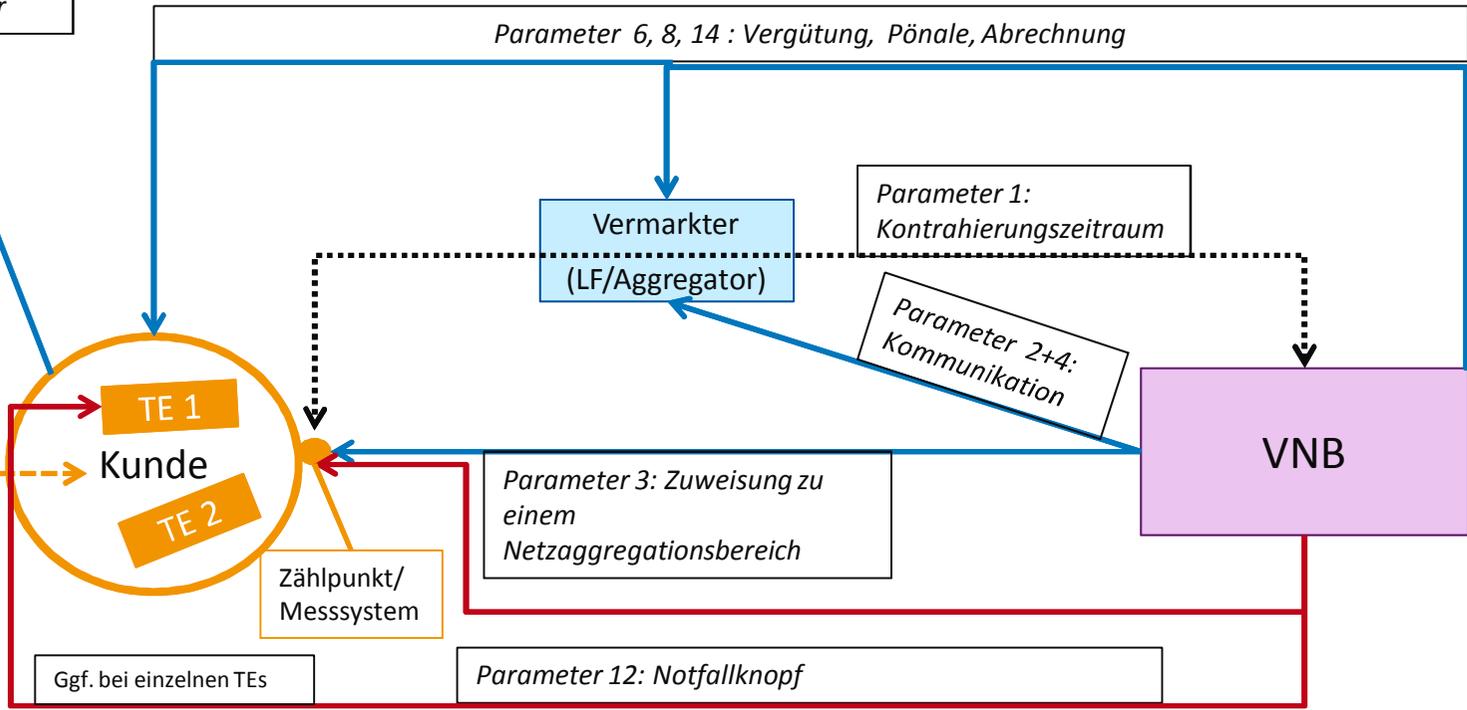
1. Politische Akzeptanz – Zahl an Gewinnern und Verlierern muss sich in überschaubarem Rahmen bewegen
2. Keine Kannibalisierung von Strompreissignalen durch neue Marktplätze (Kernproblem Liquidität)
3. Transaktionskosten niedrig halten – auf möglichst vielen bestehenden Kommunikationsansätzen aufbauen
4. Netzdienlichkeit berücksichtigen (Lösung muss strangbezogen einsetzbar sein)
5. Bundesweite Implementierbarkeit gewährleisten (kein Flickenteppich an Lösungsansätzen, sondern einheitliches Grundprinzip)
6. Öffnung der Flexibilitäten für den Markteinsatz zu Zeiten, bei denen Netzdienlichkeitsinteressen nicht entgegenstehen
7. Theoretische Trennbarkeit der Vermarktung von der Stromlieferung
8. Einbeziehung von Erzeugung bei Letztverbrauchern
9. Einheitlicher Mechanismus mit unterschiedlichen Parametern für alle Spannungsebenen
10. Kein Ersatz und Konterkarierung von Netzausbau – der Nutzer sollte immer die Möglichkeit zur wirtschaftlichen Abwägung haben, ob er eine Einschränkung hinnimmt oder auf die fortwährende Nutzbarkeit seines Netzanschlusses bestehen möchte
11. Freiheitsgrade bei der Berücksichtigung der spezifischen Netzsituation



Parameter 10 a) b) :
Atypischer
Netznutzer und
Großverbraucher

Parameter 11: Einbindung
Mobilität

mobile
TE



Parameter 9: Pooling



bne

RA Sebastian Schnurre
Leiter Flexibilität und
Digitales
Bundesverband Neue
Energiewirtschaft e. V. //
Association of Energy Market
Innovators

Hackescher Markt 4
D-10178 Berlin, Germany
Telephone +49 30 400548-16
Fax +49 30 400548-10
sebastian.schnurre@bne-
online.de
www.bne-online.de