

IKT FÜR
ELEKTROMOBILITÄT

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Anregungen zur Ausgestaltung von § 14a EnWG

Verfasst von den Mitgliedern der
Taskforce Lastmanagement der
Fachgruppe Recht des BMWi-Förderprojektes
„IKT für Elektromobilität“

in 2018/19

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	4
1.1	Arbeit der Task Force Lastmanagement.....	5
1.2	Anwendungsbereich für das Managen von Kundenanlagen: längere Standzeiten ..	5
1.3	Ausdehnung des § 14a EnWG auf die Mittelspannungsebene	7
1.4	Ausdehnung des § 14a EnWG auf Erzeugungsanlagen	8
1.5	Ziel der Arbeit der Task Force Lastmanagement	8
2	Management Summary	10
2.1	„Kundensystem 2030“ (Arbeitsgruppe 1)	10
2.2	Wirtschaftliche „Sofortlösungen“ (Arbeitsgruppe 2).....	11
2.3	Steuerung mittels einer „Steuerbox“ (Arbeitsgruppe 3)	12
2.4	Umsetzung der Rechtsfolge des § 14a EnWG „Reduziertes Netzentgelt“ (Arbeitsgruppe 4).....	12
2.5	Integration von ÖPNV (Arbeitsgruppe 5)	13
3	„Kundensystem 2030“ (Arbeitsgruppe 1)	14
3.1	Notwendigkeit eines Managements von Ladevorgängen.....	14
3.2	Vorteile eines externen Managements von Ladevorgängen	15
3.3	Anwendbarkeit von § 14a EnWG.....	16
3.4	Annahmen für das Kundensystem 2030.....	16
3.5	Prozessbeschreibung für das Kundensystem 2030 – Markt und Netzkapazitätssignale	18
3.6	Mögliche Netznutzungs- und Tarifierungs-Szenarien.....	19
3.7	Empfehlung der Verfasser	21
4	Wirtschaftliche „Sofort“-Lösung bis intelligente Messsysteme zur Verfügung stehen (Arbeitsgruppe 2)	22
4.1	Rahmenbedingungen	22
4.2	Anregungen von drei „Sofortlösungen“	23
4.3	Normierung als ein Mittel zur Umsetzung der angeregten „Sofortmaßnahmen“	25
4.4	Übergangslösung/Bestandsschutz	25
5	Steuerung mittels einer „Steuerbox“ (Arbeitsgruppe 3)	26
5.1	Einleitung	26
5.2	Steuerung über eine „Steuerbox“	26
5.3	Koordinierung der Fahrpläne erforderlich	27

6	Umsetzung der Rechtsfolge des § 14a EnWG „Reduziertes Netzentgelt“ (Arbeitsgruppe 4)	28
6.1	Einleitung	28
6.2	Netzdienliche Flexibilität im Verteilnetz.....	28
6.3	Grundsätze der Steuerungsarchitektur und Verknüpfung mit den Ampelphasen ..	29
6.4	Netzentgeltlogik.....	30
6.4.1	Reduziertes Netzentgelt nach heutigem Verständnis.....	30
6.4.2	Diskussion zu verpflichtender Steuerbarkeit	30
6.4.3	Diskussion zu Umkehr der Entgeltlogik.....	31
6.4.4	Direkte Zahlung an Stelle eines reduzierten Netzentgelts.....	33
6.4.5	Weitere Überlegungen.....	33
6.5	Plädoyer	34
7	Integration von ÖPNV (Arbeitsgruppe 5)	35
8	Abstimmungsergebnis.....	37
9	Mitglieder der Arbeitsgruppen bzw. Verfasser der Texte	41

1 Einleitung

Flexible Verbrauchseinrichtungen werden in Zukunft, um die Stabilität des Elektrizitätsversorgungssystems sicherzustellen, einen wichtigen Gegenpart für den Ausgleich der hochvolatilen Erneuerbaren Erzeuger bilden müssen. Mit dem Markthochlauf der Elektromobilität und der Elektrifizierung des Wärmesektors entstehen ähnliche Herausforderungen wie mit der Einbindung der Erneuerbaren Energien zukünftig auch auf der Lastseite: Der klassische, passive Verbraucher wird sich verändern durch das Innehaben neuer flexibler Verbrauchseinrichtungen wie Elektromobilität, Wärmepumpen und Stromspeicher. Er wird zum aktiven Netznutzer, wodurch neue Engpässe in den Verteilnetzen auf der Lastseite nicht zwingend, aber doch mit einer hohen Wahrscheinlichkeit auftreten können. Wie auf der Einspeiseseite (Wind, PV) sind auch auf der Lastseite zudem hohe Gleichzeitigkeiten¹ möglich. Auch wenn der Eintritt einer netzschädlichen Gleichzeitigkeit noch nicht für die kommenden zwei Jahre zu befürchten ist, bedarf es doch bereits jetzt Weichenstellungen im Rechtsrahmen wie auch in der technischen Ausrüstung der Verteilnetze in der Niederspannungsebene, um rechtzeitig gerüstet zu sein für ein funktionierendes Lastmanagement verbunden mit der Reduktion des Netzausbaubedarfs auf ein sinnvolles Maß. Es dürfte weitestgehend unbestritten sein, dass ohne netzorientiertes Management der neuen, flexiblen Verbrauchseinrichtungen, insbesondere der Ladeeinrichtungen für Elektromobile, ein deutlicher Ausbau der Verteilnetze anstünde.

Erfasst werden durch § 14a EnWG nicht nur neue steuerbare Verbrauchseinrichtungen, wie Ladeeinrichtungen für Elektromobile und Stromspeicher, sondern auch Bestandsanlagen, wie Nachtspeicheröfen und Wärmepumpen. Diese Anlagen zeichnen sich dadurch aus, dass sie durch die Möglichkeit der Steuerung eine netzdienliche Eigenschaft für das Verteilnetz in dem Sinne erbringen, dass sie ein Glätten der Lastspitzen möglich machen.

„Die Elektromobile“, gemeint sind offenkundig Ladeeinrichtungen für Elektromobile, wurden als einzige Verbrauchsanlage der §14a-Regelung explizit in den Tatbestand aufgenommen. Aus Verteilnetzbetreibersicht gilt es den Blick nicht auf die einzelne „Last“, also das einzelne Fahrzeug (Ladeeinrichtung), zu beschränken, sondern auf das Managementpotential der Gesamtheit der Elektromobile bei einem relevanten Markthochlauf zu lenken, deren Ladevorgänge sich ganz überwiegend im privaten Raum (zu Hause, beim Arbeitgeber) und allenfalls in den Fällen längerer Standzeiten an Bahnhöfen, Flughäfen oder Laternen über Nacht („Laternenparker“) auch im öffentlichen Raum „steuern“ lassen.

Ein Kunde, der seine Ladeeinrichtung als grundsätzlich „flexibel“ beim Verteilnetzbetreiber eingeordnet hat (gesteuertes Laden über Nacht bzw. über Tag, „wie immer“) sollte für Ausnahmefälle die Möglichkeit einer sofortigen und uneingeschränkten Ladung bekommen („heute einmal anders“-Option), in den Fällen, in denen er sein Fahrzeug schon in einer Stunde für eine weitere Fahrt benötigt.

¹ Gleichzeitigkeit ist über das Verhältnis der höchsten zeitgleichen Summenlast aller betrachteten Verbraucher zur Summe der zeitungleichen Jahreshöchstlasten der einzelnen Verbraucher definiert.

Der Verteilnetzbetreiber muss bei kritischem Netzzustand sofort reagieren können und den Leistungsbezug der managbaren Lasten (Ladeeinrichtung, Wärmepumpe, etc.) für den Zeitraum, in dem der kritische Netzzustand andauert, steuern und dadurch verhindern, dass eine Netzüberlastung eintritt, eine Vorlaufphase vor diesem Zustand tritt faktisch nicht ein.

1.1 Arbeit der Task Force Lastmanagement

Die Task Force Lastmanagement Elektromobilität nahm im Juni 2017 ihre Arbeit auf mit dem Ziel, Handlungsanregungen an den Gesetzgeber, Energierechtsreferat des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, zur Ausgestaltung des § 14a EnWG und einer zukünftigen, auf § 14a EnWG basierenden, Rechtsverordnung zu formulieren. Die Task Force Lastmanagement besteht nicht nur aus Vertretern der geförderten IKT für Elektromobilitäts-Projekte, sondern wird auch von Vertretern der Energie- (Verteilnetze wie Elektrizitätsversorgungsvertriebe), der Automobil-Branche, Vertretern von Chargepoint Operatoren „(CPO“) und Elektromobilitätsserviceprovidern („EMSP“) sowie Verbänden, wie dem Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) und dem Bundesverband Neue Energiewirtschaft (BNE) getragen.

Bis zum September 2018 beriet sich die Task Force Lastmanagement in sechs Workshops. Ergänzend fand ein Expertengespräch mit dem ebenfalls vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderten Projekt „Barometer – Digitale Energiewende, Top 2-Gutachten zu § 14a EnWG“ im Juli 2018 statt. In diesem Treffen wurde eine große Übereinstimmung zwischen den Überlegungen der Task Force Lastmanagement, insbesondere der AG 1 zum Kundensystem 2030, und den Überlegungen der Gutachter des Top 2-Gutachtens festgestellt.

Für das Erstellen von Handlungsanregungen, haben die Mitglieder der Task Force Lastmanagement sich auf **fünf Arbeitsgruppen** aufgeteilt. Die Ergebnisse aus diesen Einzelgruppen wurden jeweils auf den Workshops allen Mitgliedern der Task Force Lastmanagement vorgestellt und diskutiert.

Die Arbeitsgruppen sind:

- AG 1: Entwicklung möglicher Zielmodelle für ein Kundensystem 2030
- AG 2: Wirtschaftliche „Sofort“-Lösung bis ein intelligentes Messsystem (Smart Meter Gateway) zur Verfügung steht
- AG 3: Steuerung mittels intelligenten Messsystems
- AG 4: Umsetzung der Rechtsfolge des § 14a EnWG „Reduziertes Netzentgelt“
- AG 5: Integration von ÖPNV

1.2 Anwendungsbereich für das Managen von Kundenanlagen: längere Standzeiten

Der Fokus des für das Managen relevanten Anwendungsbereichs liegt in Bezug auf

Ladeinfrastruktur bei privaten Ladeeinrichtungen, sei es zu Hause oder beim Arbeitgeber, da die lang andauernden Standzeiten sich ideal für das Managen von Lasten zur Glättung von Lastspitzen eignen. Öffentliche Ladeeinrichtungen sind nur in den Ausgestaltungen, welche vor Aufnahme der Definition des öffentlich zugänglichen Ladepunktes durch die Ladesäulenverordnung (§ 2 Ziff. 7 LSV) als „halböffentlich“ bezeichnet wurden, aufgrund der längeren Standzeiten für die Abfederung der Mittags- und Abendpeaks für eine Teilnahme am Lastmanagement bei längeren Standzeiten relevant. Gemeint ist das Laden an öffentlich zugänglichen Ladepunkten mit längeren Standzeiten, wie z. B. in Parkhäusern, am Flughafen, an Bahnhöfen oder an die sog. Laternenparker über Nacht. Diese Ladesituationen stehen neben dem privaten Laden (Laden zu Hause über Nacht und beim Arbeitgeber am Tag) im Fokus bei einem gesteuerten, lastspitzenvermeidenden Laden Grundsätzlich macht es daher Sinn in Bezug auf das Lastmanagement zu unterscheiden zwischen kurzen Standzeiten mit kurzen Ladezeiten im öffentlichen Straßenraum (mit höherem Tarif), die sich nicht oder kaum eignen für das Lastmanagement und längeren/langen Stand- und Ladezeiten, auf denen der Schwerpunkt liegt in Bezug auf das Lastmanagement.

Es handelt sich hierbei um Wechselstromladeeinrichtungen, bei deren Nutzung nicht das rasche Fortbewegen im Fokus steht, sondern der Zustand des (Voll-)Ladens vom Kunden erst für den Zeitpunkt der Abfahrt nach mehreren Stunden Ziel des Ladevorgangs ist, das neben andere Zwecke wie Parken, Serviceleistungen, Lastmanagement tritt.

Kurze Stand-/Ladezeiten irrelevant für gesteuertes Laden	Lange Stand-/Ladezeiten Typischer Anwendungsbereich für gesteuertes Laden	
Öffentlich zugängliche AC-Ladepunkte	Öffentliche zugängliche Ladepunkte („halböffentlich“)	Hauptanwendungsfall: Private Ladepunkte
Kurzladen im öffentlichen Parkraum in der Stadt, auf Einzelhandels-Parkplätzen, an der Autobahn, an Tankstellen	Laden über mehrere Stunden am Tag und ggf. auch über Nacht in Parkhäusern, am Flughafen, an Bahnhöfen, an Laternen über Nacht, auf Hotelparkplätzen	Laden zu Hause („über Nacht“), Laden beim Arbeitgeber („Laden am Tag“)

Abb. 1: Anwendungsbereich für gesteuertes Laden, Graphik: K. V. Boesche

Gleichstromladeeinrichtungen, bei deren Nutzung es dem Kunde hingegen gerade darauf ankommt, ein rasches Aufladen des Elektromobils zum Zwecke des zügigen Fortbewegens ankommt, stehen hingegen nicht im Fokus des Lastmanagements. Als tauglicher Adressat für ein lokales Lastmanagement wäre in diesen Fällen vorstellbar ein zentraler „Ladepark“ mit mehreren Ladeeinrichtungen hinter dem Netzanschluss, über die die dahinter liegenden

Gleichstromladepunkte gemanagt werden. Die einzelne Gleichstromladepunkte eignen sich hingegen für ein Lastmanagement aufgrund der kurzen Ladezeiten hingegen nicht.

Die Anforderungen des **Mess- und Eichrechts** gelten nur für Ladeinfrastrukturen, an denen abgerechnet wird. Diese befinden sich überwiegend im öffentlich zugänglichen Bereich. Wie dargestellt, eignen sich öffentlich zugängliche Ladepunkte aufgrund der zeitlich begrenzten kurzen Aufenthaltsdauer in aller Regel nicht für ein Lastmanagement. Nur in den Fällen des Ladens mit längerem Aufenthalt, wie auf Parkplätzen an Flughäfen und Bahnhöfen oder den sog. „Laternenparkern“ in größeren Städten, wird auch ein Laden an öffentlich zugänglichen Ladepunkten im Sinne der Ladesäulenverordnung für ein gesteuertes Laden relevant werden. An diesen Ladeeinrichtungen müssen die Vorgaben des Mess- und Eichrechts eingehalten werden. Im Fokus des gesteuerten Ladens liegt hingegen das Laden im privaten Bereich, in dem in aller Regel nicht abgerechnet wird, so dass dort die Vorgaben des Mess- und Eichrechts und damit auch die Anforderungen des Dokuments 6-A des Regelermittlungsausschusses der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt (PTB) ebenso wenig Anwendung finden wie die der Anwendungsregel VDE-AR-E 2418-3-100 "Einheitliche Anforderungen für eichrechtskonforme Ladeeinrichtungen".

1.3 Ausdehnung des § 14a EnWG auf die Mittelspannungsebene

Die Vorschrift des § 14a EnWG ist bislang durch den Wortlaut explizit auf das Niederspannungsnetz begrenzt. Dies ist einerseits verständlich, da viele heute existierenden „steuerbare Verbrauchseinrichtungen“ (z. B. Wärmepumpen) bei kleinen und kleinsten Letztverbrauchern verbaut sind, die häufig in der Niederspannung an das elektrische Netz angeschlossen sind. Andererseits ist festzustellen, dass der **Nutzen**, den ein Netzbetreiber **aus dem Managen einer Verbrauchseinrichtung** ziehen kann, **mit deren Größe** (genauer ihrer Höchstlast) **wächst**. Größere Verbraucheranlagen haben, wenn sie prinzipiell steuerbar sind, auch ein größeres Potenzial zur Netzentlastung. Mit Blick auf sehr große Einheiten (Industriebetriebe etc.), die direkt an das Übertragungsnetz oder das nachgelagerte 110-kV-Netz angeschlossen sind, muss mit Blick auf **§ 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG** (marktbezogene Maßnahmen) aber festgestellt werden, dass diese ihr **Abschaltpotenzial ggf. bereits an einen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) kontrahiert** haben.²Insofern hat der Gesetzgeber in der Kombination der Vorschriften gewissermaßen eine Vorentscheidung dergestalt getroffen, indem das **größeren Lasten ggf. innewohnende Potenzial eher den ÜNB „zugewiesen“** wird bzw. zunächst von diesen für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems genutzt werden können soll. Gleichwohl verbleiben für die Mittelspannung Potenziale, die bisher noch nicht adressiert wurden, so dass es Sinn macht, § 14a EnWG anzupassen.³ Der Anreiz, der

² Vgl. hierzu auch Eckpunktepapier "Redispatch" BK6-11-098.

³ Vgl. Franz/Boesche in Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Aufl. (Erscheinen voraus. im Februar 2019), Kommentierung von § 14a EnWG, Rn.48-49 (so auch schon in der Voraufgabe).

durch die bisherige Fassung der Vorschrift des §14a EnWG gesetzt wird, reicht als Anreiz für Mittelspannungskunden allerdings bei weitem nicht aus. Hier müssten Anreize geschaffen werden, die die Prozess- sowie Folgekosten deutlich übersteigen.

Sollte die Mittelspannungsebene einbezogen werden, müsste zugleich sichergestellt werden, dass der Kunde nicht doppelt gefördert wird bzw. ständig wechselt zwischen reduzierten Netzentgelten nach § 14a EnWG und Flexibilitätsmärkten.

1.4 Ausdehnung des § 14a EnWG auf Erzeugungsanlagen

Überdies macht es nach Auffassung der Task Force Lastmanagement mit Blick auf den Gesamtzusammenhang (Steuerung nicht nur des Verbrauchs, sondern auch der Erzeugung) und gerade auch speziell in Bezug auf Elektromobile (Kombination in Haushalten mit PV-Anlagen und dadurch, dass diese zukünftig durch Rückspeisung auch zu Einspeisern werden) Sinn, § 14a EnWG nicht nur auf Verbrauchsanlagen zu beschränken, sondern auf Erzeugungsanlagen auszudehnen. Eine entsprechende Ausdehnung würde auch passen zu der Vorschrift des § 29 Abs. 1 Nr. 2 MsbG, wonach Erzeugungsanlagen von über 7 kW (ebenso wie § 14a-EnWG Verbrauchsanlagen) an ein intelligentes Messsystem anzubinden sind. In der ursprünglichen Gesetzesbegründung zu der Vorgängerregelung des § 21c Abs. 3 EnWG heißt es auch im Sinne einer Ausdehnung des § 14a EnWG passend, sie könne dem Betreiber des Verteilernetzes wichtige Daten liefern, aus denen sich Belastungszustände des Netzes herleiten ließen, was zu einem optimierten Netzbetrieb beitragen könne.⁴ Für eine Ausdehnung des § 14a EnWG auch auf Erzeugungsanlagen, müsste der Gesetzestext wie der Titel angepasst werden. Eine Herausforderung besteht allerdings darin, dass Erzeugungsanlagen im heutigen Marktmodell keine Netzentgelte zahlen; also durch ein reduziertes Entgelt kein Anreiz zu einer Teilhabe gesetzt werden könnte.⁵

EWE NETZ sieht die Ausdehnung des § 14a EnWG auf Einspeiseanlagen wie die Ausdehnung auf Mittelspannungsanlagen nicht als erforderlich an. Einspeiser oberhalb der Niederspannung könnten besser über Flexibilitätsmärkte in ein netzdienliches Lastmanagement einbezogen werden.

Netze BW sieht die Ausdehnung des §14a EnWG auf Einspeiseanlagen als nicht erforderlich und eher kontraproduktiv an.

1.5 Ziel der Arbeit der Task Force Lastmanagement

Die Task Force Lastmanagement Elektromobilität nahm sich zum Ziel Anregungen an den Gesetzgeber zur Ausgestaltung des § 14a EnWG und einer zukünftigen auf § 14a EnWG basierenden Rechtsverordnung zu formulieren, die sowohl von den Vertretern der Energie-

⁴ Vgl. BT-Drs.17/6072, S. 79.

⁵ Ob es ggf. auch negative Entgelte geben könnte und ob diese als Reduktion eines Entgelts von Null gelten könnten, soll an dieser Stelle zunächst nicht diskutiert werden.

(Netze, Vertriebe) wie der Automobilbranche (beide auch in der Rolle des Charge Point Operators „CPO“) und Vertretern von Elektromobilitätsservice Providern („EMSP“) mitgetragen werden. An den Sitzungen nahmen auch Vertreter der Branchenverbände BDEW und BNE teil. Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) nahm zwar bis zum Stand Oktober 2018 noch nicht an den Sitzungen teil, die Inhalte der hiermit vorgelegten Handelsanregungen, insbesondere der Ausführungen der AG 1 zu einem Kundenmodell 2030 werden jedoch vom VKU grundsätzlich mitgetragen. Unterschiedliche Auffassungen bestehen über den Weg, hin zu dem entworfenen Zielsystem („Sofortmaßnahmen“) und die Frage, welche Sofort-Maßnahmen ergriffen werden könnten. Hier gilt es dringend, einen Weg zu beschreiten, der nicht in Pfadabhängigkeiten führt – sollte dies auch eine längere Periode des Übergangs erfordern.

Des Weiteren waren sich die Mitglieder der Task Force Lastmanagement darüber einig, dass man gerade im Falle von privaten Wechselstromladepunkten einen sonst zu befürchtenden erheblichen Ausbau der Verteilnetze zu bewerkstelligen hätte, wenn man nicht die Weichen und Umsetzung für ein gemanagtes Laden schaffe und realisiere, weitestgehend durch effektive Lastmanagementmaßnahmen verhindern könne, man aber auch bei einem entsprechenden Markthochlauf an Elektromobilen und dem Interesse der Elektromobilnutzer an schnellem (Voll-)Laden beispielsweise an Tankstellen und Autobahnen, nicht um einen Ausbau der Verteilnetze auf Niederspannungs-, aber auch auf Mittelspannungsebene wird herum kommen können. Dies wird sich nicht vollständig über ein flexibles Steuern der Lasten wird abfangen lassen („**optimierter Netzausbau**“). Das Entstehen einer physikalischen Knappheit des Netzes dürfte dann im Wesentlichen vorgebeugt sein. **Ein frühzeitiges Steuern bzw. Managen der Kundenanlagen soll einem Eingreifen in Form eines „harten“ Abschaltens von Kundenanlagen durch den Verteilnetzbetreiber möglichst vorgegreifen. Dieser absolute Ausnahmefall soll gerade durch die Systematik eines § 14a EnWG bzw. einer § 14a EnWG-Rechtsverordnung in der zukünftigen Fassung verhindert werden. Eine Anwendbarkeit dauerhaft reduzierter Netzentgelte wäre für diese Fälle des harten Durchgriffs nicht das richtige Instrument. Es setzt auf dauerhaften Anreiz und nicht auf Vollzug im Ausnahmefall.**

Auf dem 5. Workshop der Task Force Lastmanagement im Mai 2018 wurde sehr angeregt diskutiert, wie mögliche **Zielmodelle in 2030** – basierend auf den Überlegungen der AG 1 – aussehen könnten, um zu überdenken, welche Schritte auf dem Migrationspfad Sinn geben und welche eher einem Laufen in die „falsche Richtung“ gleichkämen.

Ganz maßgebend ist dabei die Frage, ob sich bei einer entsprechenden **Verbreitung von Elektromobilen von 12 % in 2030 eine Freiwilligkeit, die § 14a EnWG bislang voraussetzt, noch aufrechterhalten lässt oder ob sie sich nicht in der Hochlaufphase zu einem MUSS verdichten muss, da nur bei einer Teilnahme (nahezu) aller Inhaber von Elektromobilen im Idealfalle kombiniert mit PV-Anlagen, Wärmepumpen und/oder Speicheranlagen an der Bereitschaft sich managen zu lassen, ein Abfedern von Lastspitzen verwirklicht werden kann.**

2 Management Summary

Im Folgenden werden die Kernaussagen aus den jeweiligen Texten der Arbeitsgruppen wiedergegeben:

2.1 „Kundensystem 2030“ (Arbeitsgruppe 1)

Das System des Flexumers ist gekennzeichnet durch folgende Eigenschaften:

- Es befindet sich ein iMSys im Kundensystem des Flexumers. Je nach Anschlusszenario und Messkonzept können weitere Unterzähler (moderne Messeinrichtungen) notwendig sein.
- Über das iMSys wird die aktuell vorliegende Netzkapazität im jeweiligen Netzsegment empfangen und der Leistungsbezug aus dem Netz durch das EMS entsprechend begrenzt.
- Das Energie-Management-System (EMS) kann perspektivisch die Funktion der Controllable Local System-Schnittstelle (CLS) übernehmen ohne dabei harte Schalthandlungen vorzunehmen und ist als solche als Teil des iMSys anzusehen.
- Regional spezifische Marktsignale erreichen das EMS und werden an Kunden weitergeleitet, die ihren Strombezug managen lassen.
- Die Kommunikation zwischen iMSys und EMS ist noch unklar, diese ist zu standardisieren. Gleiches gilt für die Kommunikation zwischen Energiemarkt / Netzbetreiber und iMSys.
- Die Anlagenkombination ist skalierbar
- Heutige Funkrundsteuerung wird nicht mehr erforderlich sein, da hiermit keine intelligente Beeinflussung möglich ist.
- Flexibilität ist erforderlicher Bestandteil der Energiewende und bringt einen positiven Nutzen für Kunden Das Zielsystem kann ein Maximum an Flexibilität bereitstellen, da es über ein integriertes Energiemanagement verfügt und damit alle einzelnen Komponenten gesamthaft konzentriert und gleichzeitig die Kundenbedürfnisse erfüllt.

Für das beschriebene Netznutzungs- und Tarifierungs-Szenario „**Bedingte Nutzung (Cap & Pray)**“ des skizzierten Kundensystems 2030 spricht aus Sicht der Mitglieder der Arbeitsgruppe 1, dass es eine **verursachungsgerechte Kostenverteilung abbildet, dass Netzausbaumaßnahmen und -kosten bezogen auf den einzelnen Hausanschluss minimiert und, volkswirtschaftlich betrachtet, optimiert werden, dass die garantierte unbedingte Kapazität den üblichen**

Haushaltsbedarf abdeckt und zudem Reserven bietet. Die optionale Teilnahme am Flexibilitätsmarkt werde dadurch gewährleistet, dass die externe Managementhandlung durch die VNB nur als selten angenommen werden und die Stromvertriebe (Flexibilitätsvermarkter) durch das Management ihres Portfolios heraus eigene Prognosen aus Erfahrungswerten, Wahrscheinlichkeiten und Wettervorhersagen erstellen und damit das Risiko einer erforderlichen externen Beeinflussung durch den VNB stärker eingrenzen könnten. Eine Incentivierung für die Anschaffung erforderlicher Steuerungskomponenten und für die Bereitschaft, die Verbrauchsanlagen hinter dem Netzanschluss steuern zu lassen, sei optional denkbar.

2.2 Wirtschaftliche „Sofortlösungen“ (Arbeitsgruppe 2)

Es werden drei alternative „Sofortlösungen“ vorgestellt, wobei deutlich gemacht wird, dass es eine echte Sofortlösung im wörtlichen Sinne nicht geben kann, da es dazu zum einen mangelt an der fehlenden „intelligenten“ Ausstattung der Verteilnetze auf Niederspannungsebene, zum anderen an der fehlenden technischen Ausstattung von „intelligenten“ Instrumenten, wie ein Energiemanagementsystem, eine Steuereinheit und intelligente Messsysteme beim Nutzer.

- Als erste Alternative wird die **Nutzung der Telematik-Schnittstelle zwischen Fahrzeughersteller und Fahrzeug** skizziert. Damit kann der Fahrzeughersteller, die Zustimmung des Kunden vorausgesetzt, das Fahrzeug orten und den Leistungsbezug des Elektromobils während des Ladevorgangs regeln. Dieses wäre über den Aufbau einer Kommunikations-Infrastruktur zur indirekten Steuerung möglich. Die Anforderung zur Leistungsreduktion erfolgt dann indirekt vom Verteilnetzbetreiber über Serviceprovider und Fahrzeughersteller-Backendlösungen zu den Fahrzeugen, die den jeweiligen VNB Netzen zugeordnet werden.
- Als zweite Alternative wird die Abbildung der Funktionalitäten über ein zentrales nachgelagertes Steuerungssystem beschrieben, das durch Dritte betrieben werden kann. Hierbei ist auch eine temporäre Entkopplung eines kompletten Haushaltes vom Netzübergabepunkt denkbar (also eine Einspeise- und Bezugsvorgabe von 0 kW). Voraussetzung ist eine Kommunikation zu Betriebszuständen des Netzes und eines lokalen Energie-Management-Systems (EMS). Um zu vermeiden, dass jeder Verteilnetzbetreiber mit allen Backendsystemen der Fahrzeughersteller eine Kommunikation aufbauen muss, ist die Schaffung einer zwischengeschalteten Serviceebene erforderlich, an die Flexibilitäts-Vermarkter und VNB netzregionsbezogenen Leistungsreduktionsanforderungen melden und andererseits Fahrzeughersteller aus ihrer Fahrzeugpoolbewirtschaftung dort netzregionsbezogene Flexibilitätsangebote abgeben und Abrufe entgegennehmen können.
- Als dritte Alternative wird daran angeknüpft, was auch heute schon teilweise angewandt wird: Vereinbarungen über proprietäre technische Maßnahmen zwischen VNB und EMSP, die präventiv (außerhalb des Bereiches der „roten Ampelphase“) zum Zwecke der Netzdienlichkeit umgesetzt werden. Diese dienen dem Nivellieren diverser netzrelevanter Parameter. Das kann bspw. über Profile, Freigabe- oder Sperrzeiten

erfolgen. Backendbetreiber, die zur Steuerung in der Lage sind, würden die Steuereingriffe (z. B. über Lastgänge an der Wallbox oder der Kundenanlage oder auch Ladeprotokolle in den Fahrzeugen) nachträglich belegen, um die Konformität zum §14a zu erklären

Sollte es zu Standardisierungslösungen der Alternativen 1., 2. und/oder 3. kommen, wäre es wichtig, dass innerhalb der zukünftigen § 14a EnWG-Verordnung **diese Standardisierungslösung/en ausdrücklich als Übergangslösung** anerkannt werden. Des Weiteren ist ein **ausreichender Bestandsschutz sicherzustellen**, um Stranded Investments nach einem evtl. Wechsel zur Steuerung über iMSys zu verhindern.

2.3 Steuerung mittels einer „Steuerbox“ (Arbeitsgruppe 3)

Zunächst ist voranzustellen, dass es sich bei der „Steuerbox“ nicht um die FNN-Steuerbox⁶, sondern eine Steuereinheit handelt.

Der Kunde bzw. ein von ihm zur Anlagensteuerung beauftragter Dritter (z.B. Lieferant, OEM, Aggregator) bestimmt den konkreten Fahrplan der Anlage unter Einhaltung der VNB-Vorgaben. Die Fahrpläne werden an eine an das intelligente Messsystem anzuschließende Steuereinheit mit standardisierten Schnittstellen übermittelt. Diese „Steuerbox“ kann entweder ein eigenes Gerät sein oder deren Funktionalität kann in einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung bzw. einem Energie-Management-System (EMS) verwirklicht werden.

2.4 Umsetzung der Rechtsfolge des § 14a EnWG „Reduziertes Netzentgelt“ (Arbeitsgruppe 4)

Die AG 4 hat sich mit der Umsetzung der Rechtsfolge des § 14a EnWG, dem reduzierten Netzentgelt befasst.

Das von der AG 4 als präventiv eingreifend beschriebene „Bewirtschaftungsmanagement“ innerhalb der Kundenanlage (EMS) wird dabei auf Basis der Restriktionen des VNB durch den Flexibilitätsvermarkter oder Kunden durchgeführt.

Es werden Überlegungen dazu getroffen, die Einrichtung neuer flexibler Verbrauchseinrichtungen grundsätzlich an die Bedingung zu knüpfen, dass der Strombezug steuerbar ist. Die Arbeitsgruppe hat die Vor- und Nachteile einer verpflichtenden Steuerbarkeit in Umkehrung der bisherigen Logik des § 14a EnWG ausführlich gegeneinander abgewogen. In der Konsequenz einer solchen Verpflichtung müssten Netznutzer, die nicht an einer präventiven

⁶ Die final angestrebte FNN-Steuerbox ermöglicht ein interoperables Handling von Verbrauchseinrichtungen über definierte Schnittstellen. Zum momentanen Zeitpunkt zeichnet sich als eine Lösung, die Umsetzung über den Standard IEC 61850 ab.

Steuerung teilnehmen, höhere Netzentgelte zahlen.

Eine weitere Variante sieht vor, dass anstelle eines reduzierten Netzentgeltes eine freiwillige Beteiligung an einem netzdienlichen Bewirtschaftungsmanagement erwogen wird, verbunden mit der Zahlung eines Geldbetrages an den Anbieter der Flexibilität. Der Netznutzer würde weiterhin das nicht reduzierte Netzentgelt leisten und für die Erbringung der netzdienlichen Flexibilität eine Zahlung erhalten.

Eine Reform der Netzentgeltstruktur Bedarf einer gesamthaften Betrachtung, die nicht im Rahmen der Task Force Lastmanagement angegangen werden konnte. Diese steht auf der politischen Agenda und wird im Rahmen anderer Projekte im Auftrag des BMWi behandelt.

Die Arbeitsgruppe 4 sah sich – wie beschrieben – vor eine Zerreißprobe gestellt. Zur Umkehr der Entgeltlogik konnte keine einstimmige Empfehlung erzielt werden. Folgende Variante wurde u. a. kontrovers diskutiert: die Steuerbarkeit wird verpflichtend, wenn ein Bewirtschaftungsmanagement innerhalb der Kundenanlage (präventiv, „gelbe Phase“, VNB informiert mit Vorlauf und Kunde bzw. Flexibilitätsanbieter führt durch) möglich ist. Insbesondere das Zugrundelegen eines Ampelkonzepts für den Anwendungsfall Elektromobilität fand keinen breiten Zuspruch. Es entstand eine intensive Diskussion über die „gelbe Phase“ im Zusammenhang mit dem Laden an (Heim-)Ladepunkten. In Anwendungsfall Elektromobilität ist der Übergang von einer stabilen Netzsituation hinzu einer kritischen Netzsituation („rote Phase“) fließend. Eine „gelbe Phase“, die ein eventuelles, präventives Bereitstellen von Informationen ermöglichen könnte, ist hier kaum gegeben.

2.5 Integration von ÖPNV (Arbeitsgruppe 5)

Die Integration des ÖPNV in das Themenfeld des gesteuerten Ladens wird durch den Ausbau der elektrifizierten Fahrzeugflotten relevant.

Dabei ist der ÖPNV, ähnlich wie andere Flotten, als Sonderfall zu den in AG 1 betrachtetem „Zielmodell 2030 Flexumer“ zu betrachten.

Der ÖPNV, insbesondere das (ausschließliche) Laden auf Betriebshöfen, ist aufgrund der Anbindung an Mittel- bzw. Hochspannung und vergleichsweise lange Stand- sowie Ladezeiten (abhängig von der Einsatzstrategie des Betreibers) bei gleichzeitig vielen, großen zu ladenden Einheiten, geeignet, gesteuertes Laden zuzulassen. Große Lasten (zerteilbar in kleinere Einheiten) bieten hier die Möglichkeit zum netzdienlichen Laden.

3 „Kundensystem 2030“ (Arbeitsgruppe 1)

Dieses Dokument setzt sich mit dem Zielmodell eines Kundensystems ab dem Kalenderjahr 2030 auseinander und zeigt sinnvolle Szenarien für die Ausgestaltung einer Anreizwirkung in Anlehnung an den heutigen §14a EnWG. Das Kalenderjahr 2030 wurde ausgewählt, um frei von aktuellen Restriktionen bezüglich der Verfügbarkeit technischer Komponenten bzw. gesetzlicher Vorgaben zu agieren. Selbstverständlich können die folgenden Ausführungen auch für einen anderen Startzeitpunkt zutreffen.

3.1 Notwendigkeit eines Managements von Ladevorgängen

Mit zunehmender Marktdurchdringung der Elektromobilität im Privatkundensektor steigt auch gleichzeitig der Wunsch bzw. Bedarf nach Lademöglichkeiten auf dem eigenen Grundstück. Wallboxen für den Privatkundenbereich erreichen heute Leistungsstufen von bis zu 22 kW. Aktuell erfolgt der überwiegende Anteil der Ladevorgänge an Ladepunkten im privaten Umfeld oder beim Arbeitgeber. Verteilnetze in Deutschland sind i. d. R. jedoch auf die haushaltsübliche Nutzung ausgelegt, bei der Elektromobilität noch keine Berücksichtigung findet. Der Leistungsbezug für Ladevorgänge erstreckt sich konstant über die komplette Dauer des Ladevorgangs. Dieser Vorgang kann bis zu mehreren Stunden andauern. Die gleichzeitige Leistungsbeanspruchung durch eine Mehrzahl von Wallboxen in einem Straßenzug könnte zur Folge haben, dass Netzausbaumaßnahmen erfolgen müssen. Damit verbundene Investitionen würden über die Netzentgelte auf alle Kunden im jeweiligen Netzgebiet umgelegt werden. Dies würde die Verursachungsgerechtigkeit in Frage stellen.

Eine kostensenkende Abhilfe könnte hier der Einsatz von Technologien zum Managen von Ladevorgängen schaffen. Im privaten Umfeld besteht i. d. R. genügend zeitliche Flexibilität (ist immer dann gegeben, wenn die Standzeit größer ist als die erforderliche Ladezeit), um z. B. den täglichen Energiebedarf beim Laden eines Elektromobiles netzdienlich zu gestalten. Möglich ist auch die Flexibilität am Markt anzubieten, z. B. als Teil eines virtuellen Kraftwerks.

Vor dem Hintergrund, dass in zahlreichen Großstädten ein Fahrverbot für Fahrzeuge mit älteren Verbrennungsmotoren verhandelt wird, wird im Gewerbekundensektor ebenfalls mit einem steigenden Einsatz von Elektromobilen gerechnet. Im Gegensatz zum Privatkundensektor werden die Netzanschlüsse für Gewerbekunden, wie z. B. dem öffentlichen Personennahverkehr maßgeschneidert an die Bedürfnisse des jeweiligen Kunden errichtet. D. h. die erforderliche Leistung in kW wird i. d. R. durchgängig als feste Kapazität zugesichert und bereitgestellt. Eine externe Beeinflussung der Leistung wäre hier mit komplexen Restriktionen verbunden; so müssten die Produktions- bzw. Betriebsprozesse berücksichtigt werden, um extreme, wirtschaftliche Auswirkungen zu vermeiden. Einzig, um einen drohenden Blackout zu vermeiden wäre eine externe Beeinflussung durch den VNB die letzte Maßnahme. **Selbstverständlich würde die Möglichkeit demjenigen Gewerbekunden offenstehen, sich steuern zu lassen, wenn seine betrieblichen Vorgänge dies zulassen. Diese Kunden könnten sich am Flexibilitätsmarkt, d.h. marktgesteuert, beteiligen und dort ihre Kapazitäten anbieten.**

Bislang ist durch § 14 EnWG nur die Niederspannungsebene adressiert. Zukünftig ist auch eine Einbeziehung der Mittelspannungsebene und damit eine Adressierung nicht nur kleiner Gewerbekunden denkbar (s. dazu das Kapitel zum Anwendungsbereich).

3.2 Vorteile eines externen Managements von Ladevorgängen

Bis 2030 würden nicht nur die Netzausbaukosten bei einer angenommenen Steuerbarkeit als Regelfall reduziert, sondern auch das Ziel erreicht werden, die Aufnahmeverträglichkeit der Erneuerbaren Energien zu steigern und damit die Einspeisemanagementmaßnahmen zu reduzieren. Von einer Reduzierung der Kosten würden alle Kunden profitieren. Erreicht werden kann dies durch intelligente Lösungen zur externen Beeinflussung von flexiblen, fernsteuerbaren (d.h. durch digitale Signale erreichbare) Anlagen.

Die Zunahme flexiblen und extern beeinflussbarer Anlagen bringt sowohl für den Verteilnetzbetreiber echte Vorteile (Abfederung von Lastspitzen, bessere Prognosen, reduzierter Netzausbau) als auch für die **Stromvertriebe, durch die Schaffung weiterer Flexibilitätsoptionen**, neuer Kundenprodukte und damit insgesamt einen volkswirtschaftlichen Mehrwert.

Ab einer Massenmarktdurchdringung sollte die intelligente Steuerung etabliert sein, vor allem wenn steuerbare, flexible Anlagen durch Marktsignale bzw. Preistabellen der Stromvertriebe im Schwarm gleichzeitig ein- oder ausspeisen. Dadurch, dass mehr Flexibilität in den Markt kommt, wird der Markt insgesamt größer (intrinsisch). Darin liegt die Chance für die Stromvertriebe. Vor der Erreichung dieser Marktdurchdringung, kann es trotzdem zu „Hotspots“ und somit zu lokalen Netzengpässen („Zahnarzt-Allee“) kommen.

Der Komfortgewinn des Ladens zu Hause statt an einer öffentlichen Tankstelle ist Kunden gegenüber zu kommunizieren. **Auch müssten seitens der Energievertriebe die Kunden über die Auswirkungen auf die Netzentgelte einer rein marktgesteuerten Ladesteuerung oder einer jederzeitigen, dauerhaften Verfügbarkeit von Ladeleistungen bis 22 kW an jedem Haushaltsanschluss aufgeklärt werden. Dies käme einer Ver-x-fachung des heutigen Verteilnetzes gleich.** Dem Kunden ist auch zu verdeutlichen, dass er von einem Management seiner Anlagen nichts spürt, da dies automatisiert ablaufen wird und er insofern auch keine durch ihn wahrnehmbaren Komforteinbußen haben wird. Neben dem rationalen Verständnis des Kunden für diesen notwendigen Beitrag zur Energiewende, mag ein zusätzlicher finanzieller Anreiz darin bestehen, dass das von ihm gezahlte Netzentgelt deutlich günstiger ausfallen wird als das eines Kunden, der seine neuen, flexiblen Lasten nicht managen lässt. Die Gewährung eines reduzierten Netzentgeltes gemäß der heutigen §14a EnWG-Regelung wird dann obsolet. Will der Kunde ein Schnellladen jederzeit, ist ihm dies nur gegen einen Aufpreis einzuräumen, z. B. über die Bestellung zusätzlicher Leistungskapazität. Damit werden die erforderlichen Netzstabilisierungsmaßnahmen beglichen.

Die Stromvertriebe müssen ihr Portfolio managen, dies gehört zu den typischen von den Vertrieben auch bislang schon wahrgenommenen Aufgaben. Die Alternative statischer Zeitfenster als Übergangsmodell würde die Stromvertriebe hierbei deutlich stärker einschränken als eine

seltene externe Managementhandlung durch den VNB. Der genaue Handlungszeitpunkt für Steuerungsmaßnahmen durch die VNB lässt sich in der Niederspannung bei geplanten Wartungs-, Instandhaltungs- oder Erweiterungsmaßnahmen mit teilweise längerer Vorlaufzeit ankündigen. Ungeplante Steuerungsmaßnahmen sind hingegen von vielen externen Faktoren abhängig, wie z. B. dem volatilen, tagesindividuellen Verhalten der Kunden in einem Netzstrang. Exakte, verbindliche Vorhersagen sind hierzu auf Seiten der VNB in der Niederspannung nicht realisierbar. Die Stromvertriebe können aus ihrem Tätigkeitsfeld, dem Portfoliomanagement, heraus eigene Prognosen aus Erfahrungswerten, Wahrscheinlichkeiten und Wettervorhersagen erstellen und damit das Risiko von erforderlichen Steuerungsmaßnahmen der VNB, z. B. aufgrund von marktseitig erzeugter Gleichzeitigkeit eingrenzen.

3.3 Anwendbarkeit von § 14a EnWG

Die Annahme, dass 2030 eine Marktdurchdringung von 12 % Elektromobilen existiert, deren Nutzer bei Zulassung eines flexiblen Netzanschlusses ggf. geringere Netzentgelte zu zahlen haben, wirft die Frage auf, ob auf die anderen Netznutzer höhere Netzentgelte zukommen und wie dies zu rechtfertigen ist. Hier ist in Betracht zu ziehen, dass die Elektrifizierung des Verkehrssektors politisch erklärtes Ziel ist. Blicke der Weg über die Steuerung neuer Lasten (Ladeeinrichtung, Wärmepumpe etc.) verwehrt, würde ein Netzausbau in erheblichem Maße erforderlich werden, der klar höhere Netzentgelte für jeden Kunden zur Folge hätte.

Somit ist eine Umkehr der bisherigen Logik des § 14a EnWG vom Ausnahme- zum Regel- und Allgemeinfall ohne eine Netzentgeltreduzierung denkbar. Andernfalls könnten in einem Massenmarkt dadurch die Netzentgelte für Kunden ohne steuerbare flexible Anlagen deutlich ansteigen. Hier ist abzuwiegen, ob die volkswirtschaftlichen Kosteneinsparungen eines reduzierten Netzausbaus inkl. intelligenter Netztechniken eine Incentivierung der Kunden mit steuerbaren flexiblen Anlagen (z.B. reduzierte Netzentgelte) rechtfertigt.

3.4 Annahmen für das Kundensystem 2030

Für 2030 erwartet die Bundesregierung eine Marktdurchdringung von 6 Millionen Elektromobile (EV), dies entspricht 12 % der Kraftfahrzeuge. Diese Annahme wird zugrunde gelegt und als ideal angenommen, dass sich neben dem Ladepunkt für Elektromobile auch Einspeiser (Photovoltaik-Anlage ohne EEG-Förderung) und weitere steuerbare Anlagen wie z. B. eine Wärmepumpe beim Kunden befinden. Auch werden sich stationäre Speicher am Markt etabliert haben. Kunde kann gleichermaßen ein Eigenheimbesitzer, der Mieter eines Wohnhauses / Mehrfamilienhauses, der Betreiber von Ladeeinrichtungen am Arbeitsplatz oder der Betreiber von Ladeeinrichtungen eines Fuhr- oder Gewerbeparks sein.

In diesem Zielmodell wird der Fokus auf ein Kundensystem, das im Idealfall über einen stationären Speicher und/oder eine Erzeugungsanlage und ein lokales Energiemanagementsystem (EMS) verfügt, gelegt. Das „zentrale“ EMS ist die Schnittstelle „nach draußen“. Intern

existieren verhandelnde Energiemanagementsysteme für die jeweilige Komponente des Kundensystems (z.B. Ladepunkt, Wärmepumpe, Speicher).

Das Modell ist skalierbar und eignet sich sinngemäß für Ein- und Mehrfamilienhäuser mit mindestens einer steuerbaren Anlage, wie z. B. den Ladepunkt für Elektromobile. Hier wird seitens des VNB nicht direkt die Leistungsaufnahme einzelner Anlagen (z.B. Ladepunkt, Wärmepumpe) reglementiert, sondern die Leistungsaufnahme des Netzanschlusses der gesamten Kundenanlage. Das EMS des Kunden ist dabei in der Verantwortung, den aktuell maximal möglichen Netzbezug/die maximal mögliche Netzeinspeisung durch entsprechende Regelung einzuhalten. Die Steuerbarkeit des Ladepunktes erfolgt dabei implizit. Vorrangig wird der Arbeitspunkt des Netzanschlusses durch den VNB /marktseitige Kommunikation beeinflusst. Unter der Beachtung und Einhaltung eventueller Netzrestriktionen besteht hier insbesondere für die Energievertriebe die Option an der Flexibilität des Kunden zu partizipieren.

Über eine Voreinstellung des Kunden am EMS, legt dieser fest, welche Anlagen, z. B. Elektromobil (EV), Wärmepumpe (WP) etc., im Falle eines Engpasses mit Priorität versorgt werden sollen. So lässt sich beispielsweise festlegen, dass das Fahrzeug beim Eintreffen als erstes bis zur Gewährleistung einer definierten Mindestreichweite geladen wird, die je nach Fahrzeug variiert. Wichtig ist die Umkehr der Entscheidungshoheit: Nicht das EMS teilt die Leistung zu, die Anlagen entnehmen nach eigener Entscheidung im Rahmen der verfügbaren Leistung. Was nicht bedeutet, dass automatisch die Versorgung der Anlage zuerst erfolgt, die in der Voreinstellung als Rangerste benannt ist. So ist vorstellbar, dass der Kunde gewünschte Reichweite und einen geplanten Abfahrtszeitpunkt eingibt. Trifft das Fahrzeug mit nahezu leerer Batterie ein, wird es zunächst die Mindestenergiemenge als Sofortladung geladen. Bis zum Abfahrtszeitpunkt wird dieser erreichte Mindestladezustand nicht mehr unterschritten.

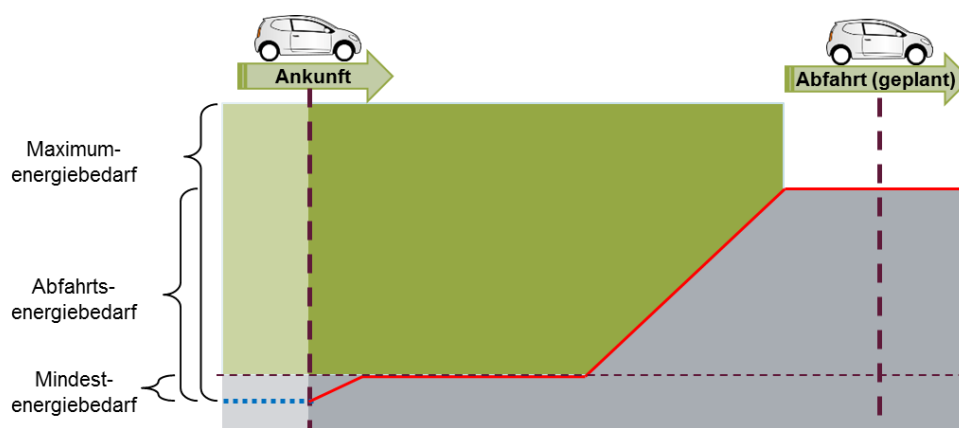


Abb. 1: „Flexband“ (grüne Fläche)

3.5 Prozessbeschreibung für das Kundensystem 2030 – Markt und Netzkapazitätssignale

Die Marktsignale (diese können sich auch regional unterscheiden), z. B. in Form von Tarif-Tabellen über die kommenden 24 h, werden über das intelligente Messsystem (iMSys) empfangen und durch das EMS berücksichtigt. Ebenso wird über das iMSys die aktuell vorliegende Netzkapazität im jeweiligen Netzsegment empfangen und der Leistungsbezug aus dem Netz durch das EMS entsprechend begrenzt.

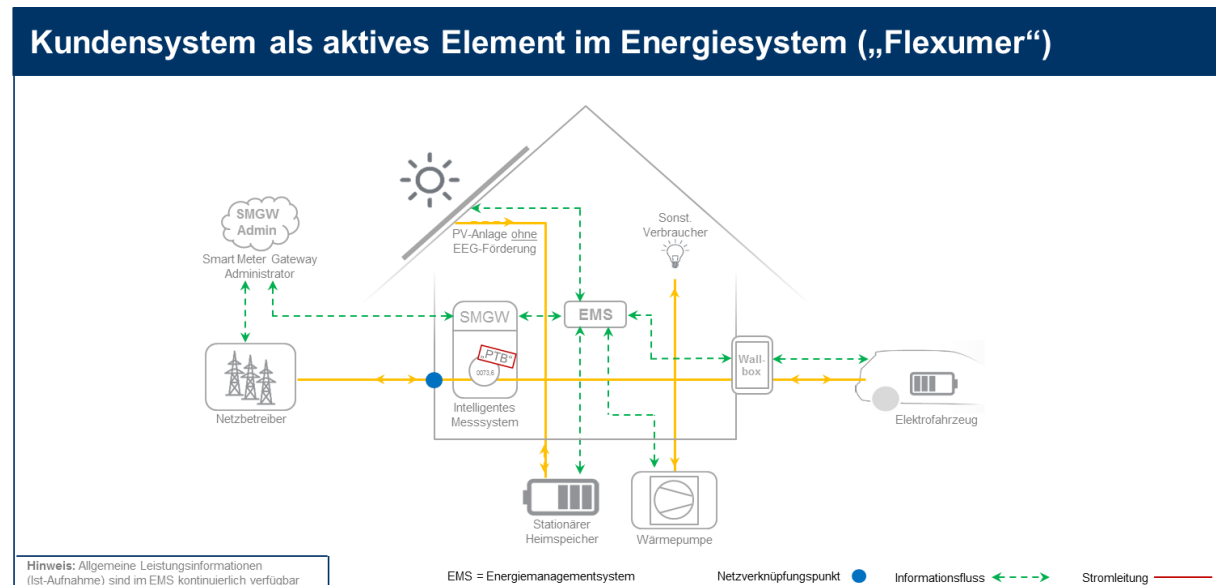


Abb. 2: Zielmodell 2030 „Flexumer“ (Haus mit EMS)

In der Darstellung des Zielmodells für 2030 sind Stromflüsse orange, Kommunikationsflüsse grün gezeichnet. Das System des Flexumers ist gekennzeichnet durch folgende Eigenschaften:

- Es befindet sich ein iMSys im Kundensystem des Flexumers. Je nach Anschlusszenario und Messkonzept können weitere Unterzähler (moderne Messeinrichtungen) notwendig sein.
- Über das iMSys wird die aktuell vorliegende Netzkapazität im jeweiligen Netzsegment empfangen und der Leistungsbezug aus dem Netz durch das EMS entsprechend begrenzt.
- Das EMS kann perspektivisch die Funktion der Controllable Local System-Schnittstelle (CLS) übernehmen ohne dabei harte Schalthandlungen vorzunehmen und ist als solche als Teil des iMSys anzusehen.
- Regional spezifische Marktsignale erreichen das EMS und werden an Kunden weitergeleitet, die ihren Strombezug managen lassen.

- Die Kommunikation zwischen iMSys und EMS ist noch unklar, diese ist zu standardisieren. Gleiches gilt für die Kommunikation zwischen Energiemarkt / Netzbetreiber und iMSys.
- Die Anlagenkombination ist skalierbar.
- Heutige Funkrundsteuerung wird nicht mehr erforderlich sein, da hiermit keine intelligente Beeinflussung möglich ist.

Flexibilität ist erforderlicher Bestandteil der Energiewende und bringt einen positiven Nutzen für Kunden. Das Zielsystem kann ein Maximum an Flexibilität bereitstellen, da es über ein integriertes Energiemanagement verfügt und damit alle einzelnen Komponenten gesamthaft konzentriert und gleichzeitig die Kundenbedürfnisse erfüllt.

3.6 Mögliche Netznutzungs- und Tarifierungs-Szenarien

Heute ist es so, dass der Anschlussnehmer ein einmaliges Netzanschlussentgelt für die Errichtung des Anschlusses zahlt, während der Anschlussnutzer Netzentgelte pro kWh und ggf. pro Leistung monatlich entrichtet.

Zukünftig ist vorstellbar, dass der Anschlussnehmer, der sich dafür entscheidet, seine flexiblen Verbrauchsanlagen managen zu lassen, einmalig ein reduziertes Netzanschlussentgelt entsprechend der bestellten Anschlussleistung zu zahlen hat (oder er bekommt dieses gänzlich erlassen).

Der Anschlussnutzer, und zwar unabhängig davon, ob er personenidentisch mit dem Anschlussnehmer oder personenverschieden ist, zahlt ein Netzentgelt pro kWh und differenziert pro kW. Er profitiert von reduzierten Netzentgelten, wenn er seine flexiblen Anlagen managen lässt. Das laufende Netzentgelt pro kW und kWh wird höher ausfallen, wenn der Anschlussnutzer seine Anlagen (seien sie unflexibel oder flexibel) nicht managen lässt.

Die nachfolgenden Modelle stehen unabhängig voneinander. Die Kombination bzw. ein dynamischer Wechsel zwischen den Modellen ist nicht vorgesehen bzw. aufgrund der jeweiligen Eigenschaften (z. B. einmalige Netzanschlussertüchtigung) nicht sinnvoll. Es ist vorstellbar, dass Einmalkosten über mehrere Jahre umgelegt werden und dadurch eine Bindung an das Modell bestehen würde. Auch macht es Sinn die Wahlentscheidung des Kunden, seine „neuen“ steuerbaren Lasten managen zu lassen, für einen Zeitraum von z. B. fünf Jahren zu befristen, so dass der Kunde (Anschlussnutzer) oder auch ein zukünftiger, freiwillig an seiner Stelle eingetretener neuer Anschlussnutzer am Ende dieser Frist diese Entscheidung verlängern oder wahlweise beenden kann.

Es ist explizit darauf hinzuweisen, dass unabhängig von der Modellwahl und damit ggf. der Zustimmung Dritter, der VNB bei einem drohenden Blackout gesetzlich immer zu Steuerung der Lasten in seinem Netzgebiet berechtigt ist. Dieses Recht dient der Sicherstellung der Versorgungssicherheit (§ 1 EnWG).

1) Unbedingte Nutzung („Cap and Pay“)

Ein Mindestleistungswert von z. B. 5 kW⁷ pro Anschlussnutzer wird immer fest garantiert. Wer immer mehr will, muss auch bei der Erstellung des Anschlusses oder bei dessen nachträglicher Erweiterung (Anschlussertüchtigung) mehr zahlen. Das Modell ist auf alle Kunden anwendbar. Das Netzentgelt wird auf den Mindestleistungswert von z. B. 5 kW bzw. auf den höheren Anschlusswert gezahlt. § 14a EnWG ist in der aktuellen Fassung unnötig.

Zusätzliches Potential kann durch Teilnahme am Flexmarkt (Speicher bietet Kapazität an gegenüber VNB/Markt) entstehen. Dafür ist eine intelligente Kommunikation erforderlich, ansonsten kann das hausinterne Management der Energiebedarfe über das EMS erfolgen, d. h. intelligente Kommunikation ist ansonsten für den Fall 1 nicht erforderlich.

Eine ggf. vorliegende Bindung durch die Beauftragung zusätzlicher Kapazität geht bei einem Wechsel des Anschlussnehmers für die Restlaufzeit auf den neuen über. Die Verrechnung der anfallenden Kosten bei Beauftragung zusätzlicher Kapazität ist ggf. zwischen Vermieter (Anschlussnehmer) und Mieter (Anschlussnutzer) zu vereinbaren.

2) Bedingte Nutzung („Cap and Pray“)

Wie beim ersten Modell „unbedingte Nutzung“ wird der Mindestleistungswert von z. B. 5 kW immer fest zugesagt. Darüber hinaus ist der Leistungsbezug bis zur technischen Anschlussleistung ohne weitere Mehrkosten möglich, aber nicht unbedingt garantiert. Die Leistung oberhalb des Mindestleistungswerts von z. B. 5 kW wird in diesem Fall als steuerbare Kapazität bereitgestellt. Dieses Modell setzt auf intelligente Kommunikation und Steuerung auf. Es ist keine Incentivierung erforderlich (wie ein reduziertes Netzentgelt beim heutigen §14a EnWG), aber z. B. ein einmaliger Kostenzuschuss vorstellbar. Für Kunden mit gesteuerten, flexiblen Lasten („Flexumer“), wie Ladeeinrichtungen, Wärmepumpen, Speicheranlagen, stellt es eine Umkehr des § 14a EnWG von der Ausnahme zum Regelfall dar.

Zusätzliches Potential besteht durch eine Teilnahme am Flexibilitätsmarkt (Speicher bietet Kapazität an gegenüber dem VNB/Markt). Dafür ist der Einsatz eines intelligenten Messsystems erforderlich. Die Inhouse-Steuerung könnten die Energievertriebe in Eigenregie, z. B. durch Preissignale, übernehmen.

⁷ Nach Erkenntnissen des BET in dem Projekt Barometer/Digitale Energiewende, Gutachten Topthema 2, verbraucht ein durchschnittlicher drei Personen-Haushalt in Deutschland 2.600 kWh im Jahr, die maximal nachgefragte Leistung liegt bei Haushalten ohne Durchlauferhitzer bei etwa 5 kW (Wertangabe gemäß Foliensatz des BMWi-Projektes Barometer - Digitale Energiewende zum Präsenztermin „Expertenworkshop“ vom 09.07.2018 in Bonn). Dabei sind die 5 kW beispielhaft zu verstehen, es könnten auch 4 oder 6 kW sein.

3) § 14a EnWG „status quo extended“

§ 14a EnWG bleibt wie er ist. Die gesamte Energiemenge bezogen auf den Netzanschluss etc. erhält im Gegenzug zur eingeräumten Steuerbarkeit (ohne garantierte Mindestleistung) ein reduziertes Netzentgelt nach kWh-Menge. Aufgrund der Tatsache, dass das EMS den aktuell zulässigen maximalen Netzbezug ausregelt, erhält das gesamte Kundensystem für die Kundenflexibilität ein reduziertes Netzentgelt, unabhängig von der Häufigkeit der Regelungsvorgänge durch den VNB.

4) §14a EnWG „reloaded“

Der Kunde erhält einen einmaligen Investitionszuschuss. Als Anreiz wird keine Reduzierung auf das Netzentgelt, sondern eine **Pauschale pro Ereignis** (Flexabruf) gewährt, für den flexibel steuerbaren Leistungsanteil.

3.7 Empfehlung der Verfasser

Die Verfasser des Zielmodellbilds 2030 favorisieren das Szenario „**Bedingte Nutzung (Cap & Pray)**“ aus den folgenden Gründen:

- Es bildet eine **verursachungsgerechte Kostenverteilung** ab.
- **Netzausbaumaßnahmen und -kosten werden bezogen auf den einzelnen Hausanschluss vermieden** und, volkswirtschaftlich betrachtet, verringert.
- Die **garantierte unbedingte Kapazität deckt den üblichen Haushaltsbedarf** ab und bietet zudem Reserven.
- Die optionale Teilnahme am Flexibilitätsmarkt wird gewährleistet, da **die externe Managementhandlung durch die VNB nur als selten** angenommen werden und die **Stromvertriebe (Flexibilitätsvermarkter) durch das Management ihres Portfolios heraus eigene Prognosen aus Erfahrungswerten, Wahrscheinlichkeiten und Wettervorhersagen erstellen und damit das Risiko einer erforderlichen externen Beeinflussung durch den VNB stärker eingrenzen** können.
- Eine **Incentivierung** für die Anschaffung erforderlicher Steuerungskomponenten und für die Bereitschaft, die Verbrauchsanlagen hinter dem Netzanschluss steuern zu lassen, ist optional **denkbar**.

4 Wirtschaftliche „Sofort“-Lösung bis intelligente Messsysteme zur Verfügung stehen (Arbeitsgruppe 2)

Dieser Absatz betrachtet Möglichkeiten einer zeitnahen Lösung, als Interims-Umsetzung, da ein genauer Zeitrahmen für den Einsatz intelligenter Messsysteme aktuell nicht absehbar ist. Den Mitgliedern der Arbeitsgruppe 2 ist bewusst, dass es keine „Sofort“-Lösung im Sinne eines wortwörtlich unmittelbaren Lastmanagements geben kann, da es dazu schon an den technischen Voraussetzungen einer intelligenten Steuerung sowohl auf Seiten der Verteilnetze in der Niederspannungsebene, wie auf Seiten der Kunden als „Betreiber“ der Verbrauchsanlagen fehlt.

4.1 Rahmenbedingungen

Gemäß § 29 ff MsbG sind steuerbare Verbrauchseinrichtungen mit einem intelligentem Messsystem (iMSys) auszustatten, das über CLS-Implementierungen⁸ auch die Steuerbarkeit von Verbrauchsanlagen ermöglichen soll, sobald die technische Möglichkeit nach § 30 MsbG gegeben ist. Die zertifizierte technische Möglichkeit zur Steuerung von Anlagen über die iMSys existiert derzeit nicht. Somit werden für steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG Stand heute von den Netzbetreibern die jeweils verfügbaren Technologien (z. B. Rundsteuersignal) vorgegeben und eingesetzt. Diese Technologien sind aber oftmals für Elektromobile ungeeignet.

Möglicherweise sind sowohl die derzeit in der Entwicklung befindlichen Messsysteme als auch mögliche Modelle zur Steuerung außerhalb des iMSys im Sinne einer wirtschaftlichen „Sofortlösung“ generell ansetzbar. Absehbar ist schon jetzt, dass für die speziellen Anforderungen der Elektromobilität die bisher beschriebenen Anwendungsfälle des BSI voraussichtlich nicht in einem absehbaren Zeitraum anwendbar sein werden. Eine Anschluss- bzw. Integrationsfähigkeit an das Datenmodell intelligenter Messsysteme ist jedoch stetig zu beobachten und als Ziel zu definieren. Die im Folgenden beschriebenen Optionen erfüllen möglicherweise diese Kriterien. Diese sind auch mit mobilen Zählpunkten abbildbar. Jedoch muss bei mobilen Zählpunkten die Netzallokation sichergestellt sein.

Ein möglicher Ansatz eines bekannten Rahmens ist die **Übernahme der Standards zur Umsetzung des § 9 EEG** (Einspeisemanagement), die bei allen Netzbetreibern, für die Steuerung von §14a-Verbrauchern eingeführt sind. Dabei muss die Erzeugungsanlage ihre Wirkleistung auf einen vom Netzbetreiber vorgegebenen Leistungswert ohne Trennung vom Netz reduzieren können. Bewährt haben sich Sollwerte von 100%, 60%, 30% und 0% (keine Einspeisung).⁹ Eine solche Ansteuerung würde dem FNN-Lastenheft für die iMSys-kompatiblen Steuereinrichtungen voll entsprechen und den Anpassungsaufwand in der Zukunft minimieren. Zu

⁸ <https://www.vde.com/resource/blob/1603870/adf7264e2e91b5142fcec3a8f2f1bf0/vde-fnn-steuerbox-infoblatt-data.pdf>.

⁹ Siehe z.B. VDE-AR-N 4105 / Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz

bedenken ist jedoch, dass es bei Elektromobilen mit hoher Wahrscheinlichkeit zu einer Reduzierung des Bezugs kommen würde.

4.2 Anregungen von drei „Sofortlösungen“

Verschiedene Studien (wie z.B. „Gesteuertes Laden V3.0 – Endbericht zur Nutzerforschung“ und „Charge Forward (USA, CA) – Detailbericht zur Nutzerforschung“¹⁰) haben gezeigt, dass Transparenz in der Ladesteuerung und die Möglichkeit eines selbstbestimmten Eingriffs von sehr hoher Bedeutung für den Fahrzeugnutzer ist.

Von daher unterliegen alle genannten Anregungen der Anforderung, dass sich die beteiligten Organisationen (Fahrzeughersteller – Charge Point Operator – Mobility Service Provider – Verteilnetzbetreiber) innerhalb einer technischen Umsetzung untereinander abgestimmt verhalten.

- 1) Ein Lösungsansatz ist die **Nutzung der Telematik-Schnittstelle zwischen Fahrzeughersteller und Fahrzeug**. Damit kann der Fahrzeughersteller, die Zustimmung des Kunden vorausgesetzt, das Fahrzeug orten und den Leistungsbezug des Elektromobils während des Ladevorgangs regeln. Dieses wäre über den Aufbau einer Kommunikations-Infrastruktur zur indirekten Steuerung möglich. Die Anforderung zur Leistungsreduktion erfolgt dann indirekt vom Verteilnetzbetreiber über Serviceprovider und Fahrzeughersteller-Backendlösungen zu den Fahrzeugen, die den jeweiligen VNB Netzen zugeordnet werden.

Dieser Lösungsansatz setzt die Zustimmung der Kunden zur Fahrzeugortung voraus, was die Anwendung potenziell einschränkt. Diverse Pilotprojekte der Vergangenheit zeigen aber eine sehr hohe Bereitschaft der Fahrzeugnutzer zum aktiven Beitrag zu intelligenten Ladestrategien.

Vorteile sind:

- die Unabhängigkeit von Ladeinfrastrukturen, da viele Elektromobilenutzer heute den Invest in fest installierte Wallboxen vermeiden und bereits ein großes Marktangebot für leistungsstarke Drehstrom-Ladekabel zu sehr niedrigen Kosten bestehen. Diese entziehen sich weitgehend einer konventionellen Ansteuerungsmöglichkeit.
- die Information und Interaktion im Falle eines netzbedingten Eingriffs in einen Ladevorgang direkt über die OEM-seitige Lade-Smartphone-App mit dem Kunden als wesentlichen Stellhebel für eine hohe Nutzerakzeptanz.

Eine hohe Nutzerakzeptanz in Bezug auf die vorher benannten Punkte beziehen sich auf Ergebnisse der bereits genannten Studien, die vorrangig sich mit dem Thema

¹⁰ iCharge Forward Analysis - Ipsos RDA Draft PGE 1.4.17v2 und Untersuchung Potentiale gesteuertes Laden unter Nutzung der vollen Kommunikationsmöglichkeiten zwischen Ladeinfrastruktur und Fahrzeug: Gesteuertes Laden V3.0, 12/2012 bis 12/2015, des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, Endbericht Teilbereich 5, Nutzerforschung, Endbericht_TP5_GLv3.0_FINAL.pdf

Nutzerforschung beschäftigt haben.

Hürden sind:

- wenn ein Fahrzeug bspw. in einer Tiefgarage steht, ist die Backend-Kommunikation nicht mehr sichergestellt.
 - Die Kommunikation vom OEM direkt zum Fahrzeug führt vorbei an einer möglicherweise vorhandenen weiteren Kundenschnittstelle zum Netz und lässt so alle lokalen Randbedingungen an diesem gemeinsam genutzten Netzanschlusspunkt außer Betracht. Das kann bei weiteren relevanten vorhandenen Verbrauchern (EVs anderer OEMs, Wärmepumpe, etc.) zu Zielkonflikten führen.
- 2) Neben der Verwendung eines nach § 30 MsbG definierten Systems soll auch die Möglichkeit in Betracht gezogen werden, die Abbildung der Funktionalitäten über ein **zentrales nachgelagertes Steuerungssystem umzusetzen, das durch Dritte betrieben werden kann**. Hierbei ist auch **eine temporäre Entkopplung eines kompletten Haushaltes vom Netzübergabepunkt denkbar** (also eine Einspeise- und Bezugsvorgabe von 0 kW). Voraussetzung ist eine Kommunikation zu Betriebszuständen des Netzes und eines lokalen Energie-Management-Systems (EMS). Um zu vermeiden, dass jeder Verteilnetzbetreiber mit allen Backendsystemen der Fahrzeughersteller eine Kommunikation aufbauen muss, ist die Schaffung einer zwischengeschalteten Serviceebene erforderlich, an die Flexibilitäts-Vermarkter und VNB netzregionsbezogen Leistungsreduktionsanforderungen melden und andererseits Fahrzeughersteller aus ihrer Fahrzeugpoolbewirtschaftung dort netzregionsbezogene Flexibilitätsangebote abgeben und Abrufe entgegennehmen können. Eine derartige zwischengeschaltete Ebene, die die Zuordnung von steuerbaren Einheiten zu Verteilnetzen ermöglicht, ist ohnehin in jedweder künftigen Ausprägung von Ansteuerung auf Kommunikationsbasis erforderlich und könnte hier im Rahmen der Sofortmaßnahmen in einer ersten Form etabliert werden.
- 3) Bereits heute ist auch möglich, dass **proprietäre technische Maßnahmen** zwischen VNB und EMSP vereinbart werden, die präventiv (außerhalb des Bereiches der roten Ampelphase) zum Zwecke der Netzdienlichkeit umgesetzt werden. Diese dienen dem Nivellieren diverser netzrelevanter Parameter. Das kann bspw. über Profile, Freigabe- oder Sperrzeiten erfolgen. Backendbetreiber, die zur Steuerung in der Lage sind, würden die Steuereingriffe (z. B. über Lastgänge an der Wallbox oder der Kundenanlage oder auch Ladeprotokolle in den Fahrzeugen) nachträglich belegen, um die Konformität zum §14a zu erklären. Die Kosten wären minimal, da seitens der VNB vorhandene Messtechnik und seitens der Backendbetreiber bestehende Steuermöglichkeiten genutzt werden können.

Das Lastmanagement benötigt dabei simplifizierte Profilvergaben, solange keine Messtechnik zur Verfügung steht, die im Verteilnetz eine eindeutige Detektion der aktuellen Ampelphase ermöglicht. Größen, die heute bereits lokal vom VNB messbar

sind, können bei der Profilvorgabe berücksichtigt werden. Alle zum Prozess notwendigen Profile müssen dezentral gespeichert werden, so dass die Steuerung nicht auf eine Verbindung zum VNB angewiesen ist.

4.3 Normierung als ein Mittel zur Umsetzung der angeregten „Sofortmaßnahmen“

Die technische Ausgestaltung der Alternativen 1., 2. und 3. wäre in den für Normierungsarbeiten zuständigen Verbänden des FNN und der DKE anzusetzen. Zur Gewährleistung der Einhaltung technischer Standards ist die Umsetzung über eine **Anwendungsregel** zu empfehlen. Als Anregung zur Ausgestaltung sollen die aufgezählten fachlichen Ansätze dem technischen Gremium mitgegeben werden, sowie grundsätzliche Betrachtungen zum Rechtsrahmen in die Ergebnisse einfließen.

Mit Stand vom 15.09.2018 wurde eine Anfrage zur „Prüfung der Notwendigkeit und Machbarkeit einer zeitnahen Anwendungsregel in Zusammenarbeit mit dem FNN als Interimsmodell zu Steuerung von Elektromobilen nach § 14a EnWG“ der AG 2 an das Komitee DKE/K 353 innerhalb der Deutschen Kommission für Elektrotechnik gestellt. Die fachliche Diskussion erfolgte innerhalb des Gemeinschaftsarbeitskreises DKE/AK353.0.101 (Lastmanagement beim Laden von Elektromobilen auch unter Berücksichtigung von bidirektionalem Energiefluss). Dieser hat sich für Gespräche mit dem FNN ausgesprochen, organisiert durch das K 353.

Ausgehend davon, dass bis zum Jahresende 2018 Sondierungsgespräche mit einem Ergebnis durchgeführt werden und zeitnah innerhalb Q1/2019 die Arbeiten aufgenommen werden sollten, müsste die Veröffentlichung in Q2/2020 angestrebt werden.

4.4 Übergangslösung/Bestandsschutz

Sollte es zu Standardisierungslösungen der Alternativen 1., 2. und/oder 3. kommen, wäre es wichtig, dass innerhalb der zukünftigen § 14a EnWG-Verordnung **diese Standardisierungslösung/en ausdrücklich als Übergangslösung** anerkannt werden. Des Weiteren ist ein **ausreichender Bestandsschutz sicherzustellen**, um Stranded Investments nach einem evtl. Wechsel zur Steuerung über iMSys zu verhindern. Die heute eingesetzten Lösungen haben eine regulatorisch festgeschriebene Nutzungsdauer von bis zu 25 Jahren,¹¹ müssten aber nach MsbG § 29 bis zum Jahr 2032 durch iMSys ersetzt werden. Die damit verbundene Sonderabschreibung muss regulatorisch anerkannt werden. Eine Möglichkeit wäre die Öffnung des Kapitalkostenaufschlags nach § 10a ARegV für solche Sonderabschreibungen. Entscheidend ist, dass die Übergangslösungen die spätere Ausstattung mit iMSys nicht erschweren oder verhindern oder im Widerspruch zu den im FNN-Lastenheft für die Steuerbox vorgesehenen Steuermöglichkeiten stehen.

¹¹ § 6 StromNEV in Verbindung mit Anlage 1 StromNEV.

5 Steuerung mittels einer „Steuerbox“ (Arbeitsgruppe 3)

5.1 Einleitung

Gemäß §14a EnWG müssen Netzbetreiber Letztverbrauchern oder Lieferanten ein reduziertes Netzentgelt für steuerbare Verbraucher anbieten, wenn diese im Gegenzug eine netzdienliche Steuerung ermöglichen. Nach § 29 MsbG müssen diese Einrichtungen zukünftig über ein intelligentes Messsystem eingebunden sein. Im Rahmen der Verordnungsermächtigung des §14a EnWG können Steuerungshandlungen benannt werden, die dem Netzbetreiber vorbehalten sind, und Steuerungshandlungen benannt werden, die dritten vorbehalten sind.

In der Task-Force Lastmanagement der Begleitforschung zum Förderprogramm IKT für Elektromobilität III wird dabei folgende Grundarchitektur als zweckmäßig erachtet: Grundsätzlich gibt der Anschlussverteilnetzbetreiber den Rahmen vor, welche maximale Leistung zu einem konkreten Zeitpunkt die steuerbaren Verbrauchseinrichtungen beziehen dürfen. Diese Information kann im Rahmen des präventiven Lastmanagements dem Kunden über einen gewissen Zeitraum hinweg im Voraus bereitgestellt werden (1 Jahr bei aktueller Umsetzung, bis zu 24 h bei zukünftiger Einbindung von Prognosen), um eine darauf angepasste Planung zu ermöglichen. Im Rahmen des reaktiven Lastmanagements kann trotzdem eine kurzfristige Veränderung der maximalen Leistung erfolgen.

Der Kunde selbst bzw. ein von ihm zur Anlagensteuerung beauftragter Dritter (Lieferant, OEM, Aggregator, ...) bestimmt den konkreten Fahrplan der Anlage unter Einhaltung der VNB-Vorgaben. In dem Fall, dass der konkrete Fahrplan der Anlage durch den einen Dritten vorgegeben wird, hat der Letztverbraucher ebenfalls die Möglichkeit, eine geringere Leistung zu beziehen, als vom Dritten durch den Fahrplan bereitgestellt wird (z.B. wenn der Energiebedarf bereits gedeckt ist oder eine Störung in der Verbrauchseinrichtung vorliegt). Ebenfalls haben Dritte die Möglichkeit, anstelle oder in Kombination mit einem konkreten Fahrplan über ein Tarifsignal bei dem Kunden ein bestimmtes Verbrauchsverhalten anzureizen. In jedem Fall muss jedoch die Übermittlung des konkreten Maximalfahrplans an die lokale Steuereinheit der steuerbaren Verbrauchseinrichtung als geschlossenes System betrachtet werden. Hierzu lassen sich zwei zentrale Forderungen ableiten.

5.2 Steuerung über eine „Steuerbox“

Vorab sei klargestellt, dass mit Steuerbox nicht zwingend die FNN-Steuerbox¹² gemeint ist, sondern der Begriff allgemein für eine Steuereinheit mit Funktionen, die der FNN-Steuerbox vergleichbar sind, stehen soll.

Die Fahrpläne werden an eine an das Intelligente Messsystem anzuschließende Steuereinheit

¹² Die final angestrebte FNN-Steuerbox ermöglicht ein interoperables Handling von Verbrauchseinrichtungen über definierte Schnittstellen. Zum momentanen Zeitpunkt zeichnet sich als eine Lösung, die Umsetzung über den Standard IEC 61850 ab.

mit standardisierten Schnittstellen übermittelt. Diese Steuerbox kann entweder ein eigenes Gerät sein oder deren Funktionalität kann in einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung bzw. einem Energie-Management-System (EMS) verwirklicht werden. Die konkrete Ausgestaltung der Steuerungsmöglichkeiten, Schnittstellen und Protokolle soll dabei in den entsprechenden Gremien und Standardisierungsausschüssen geregelt werden. Dabei ist auch die Definition eines **Rückkanals notwendig, über welche der Netzbetreiber den tatsächlichen Leistungsverlauf am Netzanschlusspunkt nachvollziehen** kann. Ein solcher Nachweis muss nicht notwendigerweise Live erfolgen, sondern kann dem Netzbetreiber auch nachträglich übermittelt werden. Die **Messdaten eines intelligenten Messsystems sind grundsätzlich für diesen Zweck geeignet**. Im Lastenheft „Steuerbox – Funktionale und konstruktive Merkmale“ in der Version 1.0 sind die Anforderungen für eine Steuerbox für die folgenden Systeme im Niederspannungsnetz spezifiziert:

- Lastmanagement für Wärmepumpen und Speicherheizungen nach §14a EnWG
- Einspeisemanagement für EEG- und KWK-Erzeugungsanlagen

Eine Weiterentwicklung des Standards bezüglich der Ladeeinrichtungen für E-Mobilität, Speicher und Heim-Energie-Management-Systemen in den entsprechenden Gremien ist noch erforderlich.

Es wird erwartet, dass in Zukunft mehrere Verbrauchseinrichtungen, welche in den Bereich des §14a fallen, in Kombination mit Erzeugungs- und Speichereinheiten am gleichen Standort betrieben werden. Nach derzeitigem Stand wird für jede Anlage ein einzelner Zählpunkt zum Netzbetreiber benötigt. Es soll angestrebt werden, dass eine einzelne Steuerbox alle dahinter gelagerten Systeme über eine Verbindung verwalten kann.

5.3 Koordinierung der Fahrpläne erforderlich

Da sichergestellt werden muss, dass keine divergierenden Fahrpläne von diversen Dritten und dem Anschluss-VNB an die steuerbare Verbrauchseinrichtung übertragen werden, bedarf es einer koordinierenden Stelle. Diese stellt sicher, dass die VNB-Vorgaben eingehalten sind und die Fahrpläne von unter Umständen auch mehreren Stromlieferanten entsprechend den Anforderungen des BSI an die Steuerbox übertragen werden. Die steuerbare Verbrauchseinrichtung oder ein dazwischengeschaltetes EMS muss so gestaltet sein, dass diese stets maximal so viel Leistung bezieht, wie der Fahrplan erlaubt. Die technische so wie organisatorische Positionierung dieser koordinierenden Stelle bleibt zu klären.

6 Umsetzung der Rechtsfolge des § 14a EnWG „Reduziertes Netzentgelt“ (Arbeitsgruppe 4)

6.1 Einleitung

Funktionierende Energienetze sind die Grundlage für eine erfolgreiche Energiewende. Die Integration erneuerbarer Energien und zunehmende Netzengpässe stellen bereits heute hohe Herausforderungen für das Stromnetz dar. Da der Ausbau des Verteilnetzes mit hohen Kosten verbunden ist, hat die Energiebranche ein Ampelkonzept vorgestellt. Ziel des Konzeptes ist es, durch die Nutzung netzdienlicher Flexibilität im Verteilnetz den Netzausbau auf intelligente und volkswirtschaftlich sinnvolle Weise zu reduzieren.

Das Ampelkonzept stellt ein Modell zur Diskussion, wie Marktteilnehmer und Verteilnetzbetreiber (VNB) bei Netzengpässen im Verteilnetz in Zukunft miteinander interagieren. In der Logik einer Ampel wird zwischen der grünen Marktphase, in der das Stromnetz dem Markt ohne Einschränkungen zur Verfügung steht, und der roten Netzphase, in der die Netzstabilität gefährdet ist, eine gelbe Übergangsphase beschrieben. Die gelbe Phase tritt ein, wenn sich ein Netzengpass in einem definierten Netzsegment abzeichnet. In der gelben Phase wird die von den Marktteilnehmern angebotene Flexibilität von den VNB genutzt, um die rote Phase zu verhindern.

Die Idee des Ampelkonzepts im Verteilnetz wird in der Branche und über die deutschen Grenzen hinaus bereits intensiv diskutiert.

Flexibilität kann auf unterschiedliche Weise genutzt werden. Wenn die VNB Flexibilität zur Bewirtschaftung lokaler kritischer Netzsituationen nutzen, sprechen wir von netzdienlicher Flexibilität. Auf diese Weise kann Netzausbau reduziert oder zeitlich verschoben werden. Darüber hinaus gibt es noch zwei weitere Formen der Flexibilitätsnutzung. Systemdienliche Flexibilität wird vom Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zum Erhalt der Systemstabilität mit Hilfe von Regelleistung genutzt und marktdienliche Flexibilität ermöglicht den systemweiten Abgleich von Einspeisung und Verbrauch der Marktteilnehmer. Dieses Diskussionspapier konzentriert sich auf die Nutzung netzdienlicher Flexibilität.

6.2 Netzdienliche Flexibilität im Verteilnetz

Die netzdienliche Flexibilität hat für das Zusammenwirken von Verteilnetzen und Marktteilnehmern in der gelben Ampelphase eine besondere Bedeutung. Im Gegensatz zu den beiden anderen Flexibilitätsformen ist netzdienliche Flexibilität durch die lokale oder regionale Komponente mit seiner Wirkung in einem konkreten Netzsegment geprägt. Bei einer netzdienlichen Flexibilität kann es sich um eine Änderung entweder der Einspeisung oder des Verbrauchs handeln.

Netzdienliche Flexibilität muss, um den lokalen Netzausbaubedarf wirksam auf ein

ökonomisch sinnvolles Niveau zu begrenzen, tatsächlich verfügbar sein. Die ökonomische Abwägung zwischen Netzausbau und Nutzung von Flexibilität orientiert sich am Netzausbaubedarf und den Netzausbaukosten und erfolgt durch die VNB.

Ein Vorteil des Ampelkonzepts besteht darin, dass sich die netzdienliche Flexibilität mit den anderen beiden Flexibilitätsformen kombinieren lässt. Solange die lokalen Netzrestriktionen über die netzdienliche Flexibilität eingehalten werden, können die dabei zugestandenen Netzkapazitäten auch systemdienlich oder marktdienlich genutzt werden.

6.3 Grundsätze der Steuerungsarchitektur und Verknüpfung mit den Ampelphasen

Die Netzintegration der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG (z.B. Ladepunkte für Elektromobilität, Wärmepumpen, Speicher oder deren Kombination hinter einem Energiemanagementsystem) erfolgt über die VNB. Dabei wird unterschieden zwischen Bewirtschaftungsmanagement (präventiv in der „gelben Ampelphase“) und Steuerungsmanagement der VNB (kurativ in der roten Ampelphase).

Das Bewirtschaftungsmanagement entspricht der sogenannten gelben Ampelphase und kommt mit längerem Vorlauf zum Einsatz. Dabei ist in Schritt 1 (heute) aufgrund der „noch“ geringen Durchdringung von Sensorik im Verteilnetz und von intelligenten Messsystemen und Aktorik bei den Prosumern ein längerer Vorlauf des Bewirtschaftungsmanagements notwendig und aufgrund der weiterhin geringen Stückzahl von E-Mobilen auch vertretbar, als in späteren Schritten.

Das Bewirtschaftungsmanagement in der „gelben Phase“ wird dabei auf Basis der Information des VNB durch den Flexibilitätsvermarkter oder Kunden durchgeführt. Wenn der Kunde das Bewirtschaftungsmanagement selbst durchführt, benötigt er hierfür einen Liefervertrag, der dies in der Energiebeschaffung berücksichtigt. Zur Flexibilitätsvermarktung kann der Kunde Stromlieferanten, Aggregatoren, OEM oder sonstige Mobilitätsdienstleister beauftragen. Das bedeutet, dass in der gelben Phase Flexibilitätsvermarkter für die Fahrweise der Anlagen verantwortlich sind.

Beim Bewirtschaftungsmanagement werden zwei Formen unterschieden:

Die erste Form des Bewirtschaftungsmanagements bezieht sich auf die **Bewirtschaftung einzelner steuerbaren Verbrauchseinrichtungen oder einer klar physikalisch abgrenzbaren Teilmenge an Verbrauchs- und Erzeugungseinrichtungen hinter dem Netzverknüpfungspunkt**. Diese Teilmenge muss die jeweiligen Bewirtschaftungsvorgaben des VNB einhalten – allerdings dahingehend abgeschwächt, dass das restliche, ungesteuerte Verbraucherverhalten hinter dem Hauptzähler nicht zugerechnet wird

Die zweite Form ist das **ganzheitliche Bewirtschaftungsmanagement am Netzverknüpfungspunkt inklusive aller „hinter dem Zähler“ liegenden Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten inklusive der Ladepunkte**. Bei dieser Form des Bewirtschaftungsmanagements muss gesamthaft sichergestellt werden, dass in den vom Verteilnetzbetreiber vorgegebenen

Bewirtschaftungsviertelstunden die entsprechend zur Verfügung stehenden Kapazitäten nicht durch die Summe der einzelnen Verbrauchseinheiten überschritten werden.

Auch die Abwicklung über einen mobilen Zählpunkt ist nicht per se ausgeschlossen – sichergestellt sein muss bei der Bewirtschaftung aber in jedem Fall, dass die korrekte Zuordnung eines Zählpunktes zu einem physisch und örtlich festem Punkt eingehalten wird und sich die Bewirtschaftungsvorgaben am physischen Punkt ausrichten. In den weiteren Ausführungen wird der Schwerpunkt auf das Bewirtschaftungsmanagement einer Teilmenge hinter einem Netzverknüpfungspunkt gelegt. Es muss sichergestellt werden, dass die VNB-Vorgaben zum Bewirtschaftungsmanagement eingehalten werden.

Das Steuerungsmanagement findet hingegen in der sogenannten roten Ampelphase statt und kommt kurzfristig und kurativ (Information über Abschaltungen mit weniger als eine Stunde Vorlauf) aufgrund einer physikalisch kritischen Phase im Netz des zuständigen VNBs zum Einsatz. Das Steuerungsmanagement bezieht sich auf den Netzverknüpfungspunkt. Im Use-Case Elektromobilität kann dies eine Beschränkung der Leistungsaufnahme eines Ladepunktes bedeuten.

6.4 Netzentgeltlogik

Zur netzdienlichen Steuerung von Elektromobilen sind unterschiedliche Ansätze denkbar.

6.4.1 Reduziertes Netzentgelt nach heutigem Verständnis

§ 14a EnWG bietet für Netzkunden in der Niederspannung die Möglichkeit ein reduziertes Netzentgelt zu beanspruchen, wenn deren Verbrauchseinrichtungen über einen separaten Zählpunkt verfügen und netzdienlich gesteuert werden können und eine Vereinbarung geschlossen wurde. Als steuerbare Verbrauchseinrichtung in diesem Sinne gelten auch Elektromobile.

Zielstellung der aktuellen Gesetzeslage ist auch, die Besitzer von Elektromobilen durch einen finanziellen Anreiz von der netzdienlichen Steuerung des Ladevorgangs zu überzeugen. Für den Erfolg dieser bestehenden Regelung ist die Höhe der Netzentgeltreduktion entscheidend. Die Höhe der Netzentgeltreduktion sollte aus volkswirtschaftlicher Sicht nicht die Höhe der Kosten des sonst erforderlichen Netzausbaus übersteigen.

6.4.2 Diskussion zu verpflichtender Steuerbarkeit

Ist in den Verbrauchseinrichtungen eine Steuerung vorhanden, ist damit auch die Möglichkeit für den Netzbetreiber verbunden, in einer akuten Netzengpasssituation (rote Ampelphase) kurativ einzugreifen. Wenn keine Steuerung vorhanden ist, hat der Netzbetreiber diese Möglichkeit nicht, mit der Folge, dass in einigen Netzteilen die Einrichtung eines neuen Ladepunktes

erst mit dem Ausbau des Netzes möglich ist, da anderenfalls das Netz überlastet würde.

Es ist daher überlegenswert, die Einrichtung neuer Verbrauchseinrichtungen grundsätzlich an die Bedingung zu knüpfen, dass der Verbrauch steuerbar ist. Damit nehmen sie noch nicht am präventiven Bewirtschaftungsmanagement im Sinne des § 14a EnWG teil, sie hätten jedoch bereits die technischen Voraussetzungen zur Teilnahme. Mit der Verpflichtung zur Steuerbarkeit hätten die Netzbetreiber von Anfang an die Möglichkeit, die Last an den Ladepunkten zu reduzieren. Damit wäre es möglich, auch in den Netzen Ladepunkte einzurichten, in denen die Kapazität (noch) nicht groß genug ist, um die neue Anwendungsarten mit durchgängig voller Leistung versorgen zu können. Auch aus Marktsicht und Systemsicht ist eine Steuerung der Verbrauchseinrichtungen erforderlich, um eventuelle Flexibilität bewirtschaften zu können (grüne Ampelphase).

Die Vorteile einer verpflichtenden Steuerbarkeit sind:

- Die Netzbetreiber können auch bei Netzen, in denen die verfügbare Kapazität knapp und die Ertüchtigung zeitlich langwierig ist, unmittelbar einen Anschluss realisieren, ohne damit eine Netzüberlastung zu riskieren. Der erforderliche Netzausbau kann dann im Anschluss bedarfsgerecht erfolgen. Dies ist für Neuanschlüsse von hoher Bedeutung, da diese ggf. nicht ein halbes Jahr auf die Nutzung ihrer steuerbaren Verbrauchseinrichtungen warten möchten (z.B. Wallbox, Speicherheizungen, Batterien). Die Netzintegration der Elektromobilität kann ggf. zügiger erfolgen.
- Die Netzbetreiber haben die Sicherheit, eine Überlastung des Netzes verhindern zu können. Sie können somit im Falle einer Überlastung eine graduelle Steuerung vornehmen, ohne den gesamten Strang abschalten zu müssen.
- Die Steuerungsinfrastruktur kann ggf. von anderen Energiemarktteilnehmern mit genutzt werden. Somit sinken die Erschließungskosten der kleinteiligen Flexibilität für die Energiemarktteilnehmer.

Die Nachteile einer verpflichtenden Steuerbarkeit sind:

- Die zusätzlichen Kosten für die Steuerbarkeit müssten auch dann gezahlt werden, wenn das Netz keine Einschränkungen hat.
- Die Vorschrift wäre technologiespezifisch, für andere Verbrauchseinrichtungen gibt es keine derartige Verpflichtung. Es wäre ein Katalog aller Verbrauchseinrichtungen erforderlich, die verpflichtend steuerbar sein müssen. Nur diese würden in der roten Phase vorrangig durch die Netzbetreiber gesteuert.
- Elektromobile, die über eine gewöhnliche Schuko-Steckdose laden, werden von einer verpflichtenden Steuerbarkeit nicht erfasst.

6.4.3 Diskussion zu Umkehr der Entgeltlogik

Mit dem erwarteten Hochlauf an steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und dem durch die Steuerbarkeit verbundenen Potential einer hohen Gleichzeitigkeit dieser Lasten wird ohne Eingriffsmöglichkeit des VNBs ein hoher Verteilnetzausbau erwartet. Durch eine intelligente und auf die Bedürfnisse des Netzes bezogene Steuerung kann der erforderliche Netzausbau optimiert und der Investitionsbedarf reduziert werden.

Die Kosten für den Verteilnetzausbau sowie die Kosten der gewährten Netzentgeltreduzierungen im aktuellen Rechtsrahmen sind über die Netzentgelte von allen Letztverbrauchern zu tragen, obwohl nur eine kleine Gruppe die Nutznießer davon sind. Von daher ist zu hinterfragen, ob die im § 14a EnWG hinterlegte Belohnung der Verursacher (also Reduzierung der Netzentgelte für steuerbare Verbrauchseinrichtungen) weiterhin gerechtfertigt und verursachungsgerecht ist. **Eine mögliche Korrektur könnte durch eine Umkehr der Entgeltlogik erfolgen, d.h. Netznutzer, die nicht an einer präventiven Steuerung teilnehmen, müssten hierfür ein höheres Entgelt zahlen.** In dem Fall würde die netzdienliche Steuerbarkeit der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen zum Normalfall werden. Das bedeutet, eine steuerbare Verbrauchseinrichtung wird bei ihrer Installation zunächst mit einer netzdienlichen Steuerungsmöglichkeit versehen. Die restlichen Verbrauchseinrichtungen hinter diesem Netzverknüpfungspunkt bleiben ungesteuert. Ein reduziertes Netzentgelt wird für die netzdienliche Steuerbarkeit im Sinne des präventiven Bewirtschaftungsmanagements bei einer Neuinstallation von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nicht gewährt. Für den Verbrauch dieser Verbrauchseinrichtungen sind Netzentgelte analog zu seinem restlichen Verbrauch zu entrichten. Möchte der Kunde jedoch von der präventiven Steuerbarkeit ausgeschlossen werden und zu jedem Zeitpunkt (ausgenommen die rote Ampelphase) die volle Leistung beziehen können, so wird ihm dies auf Antrag ermöglicht. In der Folge ist von ihm ein höheres Netzentgelt zu entrichten. Voraussetzung hierfür ist die Anpassung der heutigen Netzentgeltsystematik.

Die Vorteile einer Umkehr der Entgeltlogik sind:

- Die Netzausbaukosten werden verursachungsgerecht auf die Netznutzer verteilt, da sie für die uneingeschränkte Nutzung einen höheren Preis zahlen müssen. D.h., die Kunden, die aus Komfortgründen nicht gesteuert werden möchten, müssen auch die daraus resultierenden Mehrkosten tragen. Andernfalls würden die Mehrkosten über die Netzentgelte sozialisiert.
- Die Netzbetreiber bekommen weiterhin eine ehrliche Information, wieviel Netzausbau der Letztverbraucher wünscht. Andernfalls muss der Netzbetreiber antizipieren, für wieviel Netzausbau der Netznutzer tatsächlich eine Zahlungsbereitschaft hat.

Die Nachteile einer Umkehr der Entgeltlogik sind:

- Aus Perspektive der Netznutzer/Ladesäulennutzer stellt dies eine grundsätzliche Einschränkung der Ladeleistung dar, die sie nur durch ein erhöhtes Netzentgelt aufheben können. Damit wird aber die Akzeptanz der Elektromobilität gefährdet.
- Die Umkehr der Entgeltlogik würde auch für Netze greifen, für die keine Engpässe vorhanden sind.
- Die Fokussierung auf die Ladepunkte in Hinblick auf die Netzausbaukosten greift zu kurz, da alle Verbraucher gemeinsam die benötigten Netzkapazitäten bestimmen. Eine zumindest teilweise Vergemeinschaftung der Ausbaukosten kann deshalb gerechtfertigt sein. Allerdings sind die Netzentgelte in ihrer heutigen Struktur hinsichtlich der Verteilungsgerechtigkeit problematisch. Es sollte eine grundlegende Überarbeitung dieser Strukturen erfolgen und nicht Sonderregelungen für einzelne Technologien eingeführt werden.

- Lösungen, die am Netzanschlusspunkt wirken, und nicht lediglich an der Verbrauchseinrichtung, würden damit erschwert, da die Kunden dann bereits eine Steuerung am Ladepunkt hätten und die damit verbundenen Kosten bereits bezahlt hätten.
- Es würde eine spezielle Regelung nur für Ladepunkte geschaffen werden, da für andere Anwendungen, wie. z.B. kleinere Wärmepumpen eine Steuerung nicht notwendig ist oder anders ausgeführt werden müsste. Damit wäre aber das Ziel einer einheitlichen, technologieutralen Neuregelung für flexible Nutzer nicht mehr vereinbar.
- Die Information zu Zahlungsbereitschaft lässt sich auch mit der Bereitschaft zur Steuerung bei einem reduzierten Netzentgelt feststellen.

6.4.4 Direkte Zahlung an Stelle eines reduzierten Netzentgelts

Als Gegenleistung für eine freiwillige Beteiligung an einem netzdienlichen Bewirtschaftungsmanagement ist anstatt eines reduzierten Netzentgelts auch die Zahlung eines Geldbetrages an den Anbieter der Flexibilität möglich. **Der Netznutzer würde weiterhin das nicht reduzierte Netzentgelt leisten und für die Erbringung der netzdienlichen Flexibilität eine Zahlung erhalten.** Die Höhe der Zahlung wäre dann analog des reduzierten Netzentgeltes zu ermitteln und würde sich an dem Umfang der angebotenen Flexibilität bemessen. Dabei würden die Zahlungen pauschal vom Netzbetreiber ermittelt und nicht individuell ausgehandelt. Mit einer solchen Lösung könnten auch verlässlich aktivierbare Einspeisungen in das Netz in ein Bewirtschaftungsmanagement eingebunden werden, für die bisher keine Netzentgelte zu zahlen sind. Zudem könnten auch Dienstleister, die für den Letztverbraucher die Einhaltung der Anforderungen des Bewirtschaftungsmanagements sicherstellen, unmittelbar Anspruchsberechtigte für die Zahlung werden. Damit könnten zusätzliche Anbieter für einen solchen Markt aktiviert werden. Die Zahlungen könnten zudem unabhängig von Änderungen der Netzentgeltsystematik ausgestaltet werden und wären somit für die Kalkulation der Angebote der Anbieter leichter zu handhaben.

6.4.5 Weitere Überlegungen

Abhängig von der zukünftigen Ausgestaltung des §14a EnWG und dessen Verordnung ist zu überprüfen, inwiefern ein separater Zählpunkt für steuerbare Verbrauchseinrichtungen erforderlich ist. Wie die hier dargestellten Bewirtschaftungsmodelle zeigen, ist nicht immer ein separater Zählpunkt notwendig. Des Weiteren ist zu beachten, dass gegebenenfalls für bestehende steuerbare Verbrauchseinrichtungen eine Übergangslösung gefunden werden muss, um soziale Härten zu vermeiden und um den Vertrauensschutz für getätigte Investitionen sicherzustellen.

Die Verursachungsgerechtigkeit der derzeitigen Netzentgeltstruktur muss in Frage gestellt werden. Eine Reform der Netzentgeltstruktur Bedarf jedoch einer gesamthaften Betrachtung. Diese steht auf der politischen Agenda und wird in einer anderen Arbeitsgruppe unter Leitung des BMWi behandelt.

6.5 Plädoyer

In Kapitel 6.3 wurde Bewirtschaftungsmanagement (präventiv, gelbe Phase, VNB informiert mit Vorlauf und Flexibilitätsanbieter führt durch) und Steuerungsmanagement (kurativ, rote Phase, VNB informiert und führt durch) gegeneinander abgegrenzt. In Kapitel 6.4 wurden u.a. Vor- und Nachteile einer verpflichtenden Steuerbarkeit aufgeführt.

Aus Sicht der Arbeitsgruppe wäre folgender Kompromiss vorstellbar:

- Zu Kapitel 6.3 und 6.4.2: Steuerbarkeit wird verpflichtend, wenn ein Bewirtschaftungsmanagement gemäß Kapitel 6.3 möglich ist.

Weiterhin besteht Dissens:

- Zu Kapitel 6.4.3: Für die Netzentgeltlogik konnte keine einstimmige Empfehlung erzielt werden.

7 Integration von ÖPNV (Arbeitsgruppe 5)

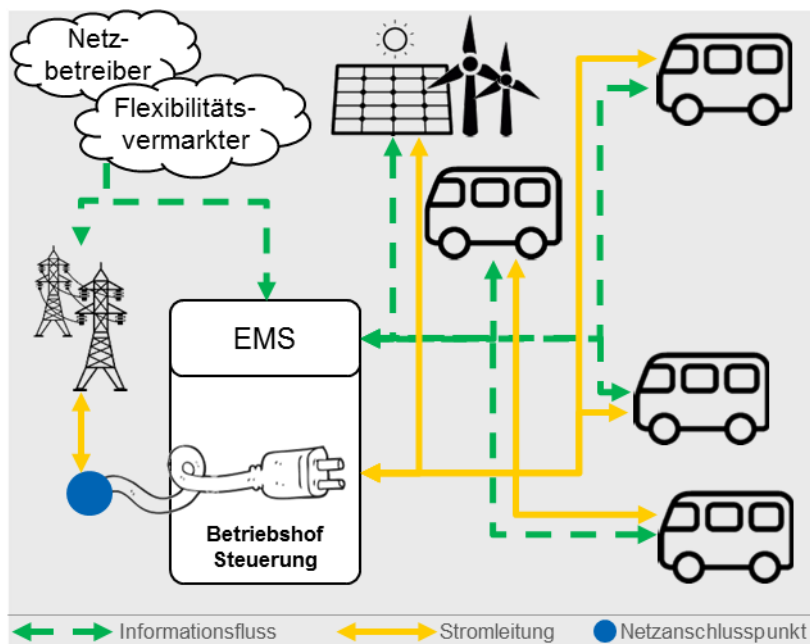
Die Integration des ÖPNV in das Themenfeld des gesteuerten Ladens wird durch den Ausbau der elektrifizierten Fahrzeugflotten relevant.

Dabei ist der ÖPNV, ähnlich wie andere Flotten, als Sonderfall zu den in AG 1 betrachtetem „Kundensystem 2030 Flexumer“ zu betrachten.

Der ÖPNV, insbesondere das (ausschließliche) Laden auf Betriebshöfen, ist aufgrund der Anbindung an Mittel- bzw. Hochspannung und vergleichsweise lange Stand- sowie Ladezeiten (abhängig von der Einsatzstrategie des Betreibers) bei gleichzeitig vielen, großen zu ladenden Einheiten, geeignet, gesteuertes Laden zuzulassen. Große Lasten (zerteilbar in kleinere Einheiten) bieten hier die Möglichkeit zum netzdienlichen Laden.

Andere Ladestrategien und Anwendungsfälle sind möglich, bieten aber ggf. nicht die gleichen Flexibilitätsanforderungen wie Betriebshofladen:

- Opportunitätsladen an Haltestellen im Netz verteilt (über Pantografen),
- Streckenladen über O-Bus-Leitung und Bedienung von Randlagen über Batterie.



Es gelten grundlegend die gleichen Eigenschaften für den ÖPNV (und andere Flotten) wie sie auch im „Zielmodell 2030 Flexumer“ gelten, bspw. EMS (Energimanagementsystem), Erreichbarkeit durch Marktsignale, positiver kommerzieller Nutzen für den ÖPNV-Betreiber (siehe Grafik). Somit sind die Voraussetzungen für Anwendung einer Steuerung vorhanden (u.a. Mittelspannung, EMS, Flexibilität beim Laden).

Eine Analogie der Verbraucher (private Haushalte und [halb-]öffentliche Flottenbetreiber) und eine entsprechend analoge Behandlung, gemäß dem Szenario „Bedingte Nutzung – Cap & Pray“ mit den entsprechenden gesamtwirtschaftlichen Vorteilen sind also grundsätzlich

vorstellbar.

Allerdings sind die Lasten stark von der Ladestrategie des Unternehmens, dem Liniennetz, dem Fuhrpark, etc. abhängig. Die Abwägung und Verhandlung des Netzanschlusses und der garantierten Last ist unternehmensspezifische Aufgabe der individuellen Vertragsgestaltung zwischen dem ÖPNV-Unternehmen (oder auch anderen Flottenbetreibern) und dem Netzbetreiber.

Formulierung in zukünftigen Texten sollten deshalb so offen gewählt werden, dass auch ÖPNV und andere Flotten darunterfallen. Fixe Wertvorgaben beispielweise für den Netzanschluss sollten vermieden werden, da diese bei verschiedenen Verbrauchern unterschiedlich sein können.

8 Abstimmungsergebnis

Am 10. Oktober 2018 wurden die Texte der Arbeitsgruppen 1 – 5 den Mitgliedern der Task Force zur Abstimmung gestellt. Es bestand die Möglichkeit generell allen Texten zuzustimmen. Alternativ bestand die Möglichkeit einzelnen Texten zuzustimmen und andere abzulehnen. Die Ablehnung konnte mit einem Kommentar begründet werden. Die Frist zur Abstimmung war zunächst auf den 15. Oktober 2018 gesetzt und wurde dann auf den 22. Oktober 2018 verlängert. Es gab 33 Teilnehmer an der Abstimmung. Die Mitgliederanzahl der Task Force Lastmanagement überschreitet die Teilnehmerzahl, so dass die Auswertung nur begrenzt als ausschlaggebend betrachtet werden kann. Allerdings hat sich ein Großteil derjenigen an der Abstimmung beteiligt, die auch aktiv im Rahmen der einzelnen Arbeitsgruppen mitgewirkt haben. Die Abstimmung erfolgte nicht anonym. Dies geschah bewusst, um Rückfragen bei den Verfassern von Kommentaren zu ermöglichen und um auch widerspiegeln zu können, in welcher Weise die Anregungen der Kommentare in der Überarbeitung der Texte Berücksichtigung fanden.

Allen Texten stimmten 59,38 % uneingeschränkt zu, 40,62 % nicht. Die meisten Kommentare gab es zu den Texten der Arbeitsgruppen 1, 2 und 4. Unter denjenigen, die nicht allen Texten zustimmten, brachten 38,46 % der Teilnehmer Kommentare zum Text der Arbeitsgruppe 1 30,77 % zum Text der Arbeitsgruppe 2 mit und 46,15 % zum Text der Arbeitsgruppe 4 ein. Bei dem Text der Arbeitsgruppe 3 gab es eine Zustimmung von 84,62 % und bei dem Text der Arbeitsgruppe 5 eine Zustimmung von 76,92 %. Die fehlenden Zustimmungen hatten unterschiedliche Gründe, zum Teil beruhten sie auf Missverständnissen, die dann im Wege der Bearbeitung der Kommentare geklärt werden konnten, so dass deren Verfasser bei einer erneuten Abstimmung dem Text zugestimmt hätten. Diese Unklarheiten beruhten zum Teil darauf, dass der Verteiler der Task Force Lastmanagement und der entsprechende Adressatenkreis der Umfrage auch Personen enthält, die nicht aktiv an der intensiven Arbeit der Task Force und an dem Verfassen der Texte beteiligt waren. Die fehlende Nähe zu den im Rahmen von Workshops erarbeiteten Ergebnissen spiegelt sich dadurch zu einem Teil in den Abstimmungsergebnissen wieder.

Zu einem eher geringeren, aber relevanten Anteil gab es aber jeweils zu den Texten der Arbeitsgruppen 1, 2 und 4 seitens einzelner aktiverer Mitglieder der Task Force Lastmanagement eine grundsätzliche Ablehnung. Diese Erkenntnisse werden im Folgenden dargestellt:

Der Ausgang der Abstimmung hat sehr deutlich gemacht, dass

- 1) das Zielkonzept 2030 wie es in dem **Text der Arbeitsgruppe 1** beschrieben wird, vor allem von Vertretern der Verteilnetzbetreiber und Automobilherstellern (volle) Zustimmung findet, während es von Vertretern der Stromlieferanten, Aggregatoren bzw. Flexibilitätsvermarktern kritisch bis ablehnend betrachtet wird. Kritisiert wurde vor allem die dem Verteilnetzbetreiber in dem Zielkonzept 2030 zukommende Rolle, die seitens der kritisierenden Teilnehmer der Abstimmung lieber bei den Stromlieferanten bzw. Flexibilitätsvermarktern gesehen worden wäre.

2) an dem Text der **Arbeitsgruppe 2** wurde von einzelnen Teilnehmern kritisiert, dass die skizzierten Anregungen – anders als der Titel verkündet – keine tatsächlich im Sinne des Wortes „sofort“ verfügbaren Maßnahmen einer netzdienlichen Steuerung für die Anwendung des § 14a EnWG beschreibe. Dies gelte insbesondere für den unter 1. des Textes der Arbeitsgruppe 2 beschriebenen Lösungsansatz. Die netzdienliche Steuerung müsse, um den lokalen Netzausbaubedarf wirksam auf ein ökonomisches sinnvolles Niveau zu begrenzen, tatsächlich verfügbar sein und könne nicht durch den Verteilnetzbetreiber auf andere Branchen (Automobilhersteller) delegiert werden. Der Verteilnetzbetreiber könne sich an dieser Stelle nicht auf die Systemverfügbarkeit anderer Branchen verlassen.

Insbesondere einzelne Vertreter von Verteilnetzbetreibern lehnen die Inhalte des Textes der Arbeitsgruppe 2 damit ab, da eine Zuordnung von gesteuerten Fahrzeugen unabhängig von einer fest installierten Ladeinfrastruktur gegebenenfalls zu einer für den Verteilnetzbetreiber nicht zu beherrschenden Engpasssituation führten.

Im Übrigen wird gegen den in dem Text angeregten Standardisierungsprozess eingewandt, dass – falls ein solcher für eine Übergangslösung erforderlich sein sollte – dies dem Wesen nach einer kurzfristig verfügbaren Übergangslösung widerspreche. Hinzu komme, dass nach Abschluss der angedachten Standardisierung (Q1-2020) das Ergebnis in nutzbare Produkte überführt werden müsse, was nach Ansicht von zwei Teilnehmern weitere Jahre in Anspruch nehmen dürfe. Parallel würden sich auch weitere Lösungen entwickeln, die dem Zielsystem näher lägen.

Die Mitglieder der Arbeitsgemeinschaft 2 waren sich bei Übernahme der Aufgabe, eventuell mögliche technische/rechtliche „Sofortlösungen“ zu durchdenken, bewusst, dass diese keine echten Sofortlösungen im Sinne einer unmittelbaren Implementierung und einer ad hoc-Umsetzung darstellen können, da es zu der nach § 14a EnWG erforderlichen netzdienlichen Steuerung an den erforderlichen Steuerungselementen sowohl auf Seiten der Verteilnetzbetreiber auf Niederspannungsebene wie auf Seiten der Ausstattung der Ladeinfrastruktur mangle. Ziel war daher, Lösungen zu finden, die bei entsprechendem Einsatz aller Beteiligten innerhalb von einem bis anderthalb Jahren möglich waren.

3) Es fällt auf, dass es gegenüber dem Text der **Arbeitsgruppe 4** eine ebenso grundsätzliche Ablehnung einiger Abstimmungsteilnehmer (Verteilnetzbetreiber, OEM) wie es seitens anderer Teilnehmer (Stromlieferanten, Aggregatoren) gegenüber dem Text der Arbeitsgruppe 1 eine grundsätzliche Ablehnung gibt. Der Text der Arbeitsgruppe 4 wird tendenziell aus der Sicht einiger Verteilnetzbetreiber und Automobilhersteller, die in Teilen sogar Mitglieder der Arbeitsgruppe 4 waren, kritisch hinterfragt bzw. abgelehnt, während er von Seiten der Stromlieferanten, Aggregatoren bzw. Flexibilitätsvermarktern tendenziell eher eine Zustimmung erfährt. Bei dem Text der Arbeitsgruppe 1 verhält es sich genau umgekehrt. Hier gibt es grundsätzlich eine sehr breite Zustimmung, abgelehnt bzw. kritisch hinterfragt wird er aber von einzelnen Stromlieferanten

bzw. Aggregatoren, die sich durch das entworfene Kundensystem 20130 in ihrer Rolle als Flexibilitätsvermarkter beschränkt sehen.

Kritisch gesehen wird insbesondere das Anknüpfen an das „Ampelkonzept“, dazu heißt es seitens einzelner Teilnehmer an der Abstimmung: In dem Dokument der Arbeitsgruppe 4 werde auf ein „nicht näher definiertes und nicht abgestimmtes Ampelkonzept (z. B. wo liegen die Grenzen der einzelnen Ampelphasen?) verwiesen“. Diese Vorgehensweise erweise sich an dieser Stelle als nicht sachgerecht. Die Unterteilung der Steuerung von flexiblen Verbrauchseinrichtungen in ein „Bewirtschaftungsmanagement“ und ein „Steuerungsmanagement“ gemäß Kapitel 6.3 des Textes der Arbeitsgruppe 4 und die gleichzeitige feste Zuordnung zu den Ampelphasen 'gelb' und 'rot' könne nicht mitgetragen werden. Insbesondere die nicht näher definierte „gelbe Ampelphase“ schließe Steuerungsmaßnahmen durch die Verteilnetzbetreiber von vorneherein aus und setze längere Vorlaufzeiten voraus. Netzengpässe könnten kurzfristig auftreten bzw. die Erkenntnis darüber, dass es zu solchen komme. Daher müssten präventiv, schnelle Steuerungshandlungen durchgeführt werden. Nur der Verteilnetzbetreiber könne die Situation in seinem Netz am besten einschätzen und am schnellsten darauf reagieren. Bei längerfristig andauernden Netzengpässen werde der Verteilnetzbetreiber Planungsmaßnahmen ergreifen, um die Situation allgemein zu verbessern. Nicht verständlich sei von der Rechtsfolgenseite des § 14a EnWG her, warum der Verteilnetzbetreiber reduzierte Netzentgelte anbieten solle, wenn er nicht steuern dürfe. Des Weiteren solle das „Bewirtschaftungsmanagement“ offen ausgestaltet sein, sodass der Netznutzer auch in Eigenregie seine Kapazitäten vermarkten könnte.

Kritik wird vereinzelt geäußert an den Ausführungen in Abschnitt 6.3 des Textes der Arbeitsgruppe 4, dieser sei nicht kongruent mit dem Text der Arbeitsgruppe 3. In Abschnitt 6.3 werde stets die Steuerung durch einen Aggregator vorausgesetzt. Dies sei in der Niederspannungsebene nicht praxistauglich, da es nicht überall Aggregatoren gäbe und es dem Kunden letztlich auch die Option zur Installation eines eigenen Energiemanagements, das selbständig auf Verteilnetzbetreibersignale reagiert, nehme.

Einzelne Teilnehmer der Umfrage lehnen ihre Zustimmung zu dem Papier der Arbeitsgruppe 4 aus drei Aspekten ab: In der roten Phase müsse der Verteilnetzbetreiber steuern bzw. eingreifen können, das sei nach dem aktuellen Rechtsrahmen schon möglich. Im Rahmen des § 14a EnWG sei vielmehr eine Steuerung in der gelben Phase notwendig. Auch dem Verteilnetzbetreiber müsse eine Steuerung ermöglicht werden. Die Steuerung der Verbrauchsanlagen in der Niederspannungsebene alleine der Rolle des Flexibilitätsvermarkters zuzuordnen, werde nicht geteilt. Der Letztverbraucher müsse die Möglichkeit haben, selber zu entscheiden, wem er das Steuerungsrecht erteile. Im Zweifelsfall sei anzunehmen, dass eine Steuerung durch den Netzbetreiber durchzuführen sei. Zudem sei nicht verständlich, dass einerseits der Verteilnetzbetreiber eine Reduzierung der Netzentgelte in Aussicht stellen solle, er aber in netzrelevanten Zeiten nicht steuernd eingreifen könne.

An der Abstimmung haben Vertreter der folgenden Unternehmen/Verbände teilgenommen:

BDEW (2 Teilnehmer)
Berater E-Mobilität (HWK) [*von Nordenskjöld*]
BMW AG (2 Teilnehmer)
Carano Software Solutions GmbH
Digital Energysolutions
DKE
Ecofys/Navigant
Entelios AG
envia Mitteldeutsche Energie AG
E.ON SE (Netzwirtschaft und Regulierungssteuerung)
EWE NETZ GmbH (2 Teilnehmer)
EBG compleo
FH Erfurt
ifak e.V.
innogy SE
Mobilitätswerk GmbH
Netze BW GmbH
NOW GmbH
Rechtsanwaltskanzlei Boesche
smartlab Innovationsgesellschaft mbH (2 Teilnehmer)
Stromnetz Hamburg GmbH
The New Motion Deutschland GmbH (Shell Group)
TU Dresden
ubitricity Gesellschaft für verteilte Energiesysteme mbH (2 Teilnehmer)
Volkswagen AG
VDE
VDE e.V. | Energietechnische Gesellschaft (ETG)
WAYDO GmbH

9 Mitglieder der Arbeitsgruppen bzw. Verfasser der Texte

Mitglieder der AG 1 – Kundensystem 2030

Gunnar Bärwaldt, VW; Dr. Katharina Vera Boesche, Rechtsanwaltskanzlei/Leitung Task Force Lastmanagement (Koordination der AG 1); Michael Tomaszuk, EWE NETZ Netzvertrieb; Michael Westerburg, EWE NETZ

Mitglieder der AG 2 – Wirtschaftliche „Sofort“-Lösung bis intelligente Messsysteme zur Verfügung stehen

Benjamin Greiner, Ubitricity; Armin Gaul, Innogy; Werner Harms, WAYDO (Koordination der AG 2), Dennis Haub, vormals DKE, mittlerweile Bender; Sascha Hillenbrand, Netze BW; Xaver Pfab, BMW; Helena Selle, Porsche

Mitglieder der AG 3 – Steuerung mittels einer „Steuerbox“

Moritz Dickehage, smartlab (Koordination der AG 3); Sascha Hillenbrand, Netze BW; Helena Selle, Porsche; Bastian Pfarrherr, Stromnetz Hamburg; Enrico Lang, FNN

Mitglieder der AG 4 – Umsetzung der Rechtsfolge des § 14a EnWG „Reduziertes Netzentgelt“

Arndt Börkey, bne; Elke Bouillon, FH Erfurt Martin Herrmann, E.ON; Sascha Hillenbrand, NetzeBW, Dr. Christian Nabe, Navigant; Mark Oswald, Innoman; Isa Ryspaeva, BDE; Frank Schnellhardt, Innoman; Dr. Jan Christopher Strobel, BDEW; Michael Tomaszuk, EWE NETZ; Jan Zacharias, Entelios (Koordination der AG 4)

Mitglieder der AG 5 – Netzintegration von ÖPNV

Nora Dörr, VDE (Koordination der AG 5), Dennis Haub, vormals DKE, mittlerweile Bender, Florian Regnery, FNN im VDE; Dirk Weißer (init, Projekt MENDEL; René Pessier/Philipp Randt, TU Dresden, Projekt eMobility-Scout; Bastian Pfarrherr, Stromnetz Hamburg