

Bidirektionales Laden flächendeckend ermöglichen

Februar 2026

Nötige Maßnahmen - Zusammenfassung

1. Vermeidung von Stromnebenkosten für zwischengespeicherten Strom erfordert weitere Klarstellungen
2. Entbürokratisierung von V2G ermöglichen
3. Rechte von Aggregatoren stärken
4. Datenverfügbarkeit für V2G-Geschäftsmodelle regeln
5. Smart Meter Gateway und dazugehörige Prozesse beschleunigen
6. Rechtsrahmen für Rückspeisung aus Fahrzeugen standardisieren
7. Netzanschlussbedingungen für bidirektionales Laden (AC) schaffen
8. Nutzung von V2G Flexibilität zur Netzentlastung (ÜNB/VNB)
9. Harmonisierung der technischen Anforderungen (TAR, TAB)
10. Virtuelle Bilanzkreise ermöglichen
11. Zählerfortschrittsanzeige – Bedarf zur digitalen, nachvollziehbaren Umsetzung
12. Maßnahme 26 „Förderung von innovativen bidirektionalen Ladelösungen“ im Masterplan Ladeinfrastruktur 2030 umsetzen

Im Detail

1. Vermeidung von Stromnebenkosten für zwischengespeicherten Strom erfordert weitere Klarstellungen

Problemkern

Mehrfachbelastung von zwischengespeichertem und rückgespeistem Strom aus Elektrofahrzeugen sind bislang weitgehend, aber noch nicht vollständig gelöst; Aufgrund einer weiter fehlenden Gleichstellung mit stationären Stromspeichern sind weitergehende Regelungen erforderlich. Die Festlegung der BNetzA zu marktaktiven Speichern (MiSpeL) skizziert eine mögliche Lösung, die aber bislang nicht für alle Umlagen und Abgaben nutzbar ist.

Daher sind folgende Punkte umzusetzen:

- Ausweitung der Saldierungsmöglichkeit des § 21 Energiefinanzierungsgesetzes (EnFG) auf weitere Stromnebenkosten (Stromsteuer, Konzessionsabgabe etc.)
- Zügige Finalisierung der BNetzA-Festlegung zu marktaktiven Speichern (MiSpeL) als Umsetzung des § 21 EnFG inkl. zügige Implementation in den entsprechenden Prozessen zwischen Netzbetreiber und Lieferanten (speziell in der sog. Marktkommunikation)

Änderungsbedarf | Betroffene Rechtsnormen

a) Stromsteuer für V2G

- **Stromsteuerbefreiung für rückgespeisten Strom (StromStG §5a Abs. 3)**

Nach der Neuregelung des Stromsteuerrechts für das bidirektionale Laden im vergangenen Jahr deuten einige juristische Einschätzungen darauf hin, dass die angepeilte Befreiung von Mehrfachbesteuerung rückgespeisten Stroms bei V2G-Anwendungen in Verbindung mit eigener Erzeugung (z.B. PV) durch die aktuelle Rechtslage nicht gewährleistet wird. Zur Schaffung von Rechtssicherheit erscheint eine umfassende, eindeutige Neuregelung sinnvoll, die der derzeitigen Privilegierung für stationäre netzgekoppelte Stromspeicher entspricht.

- **§ 5 Abs. 4 StromStG**
 - Aktuell: Privilegierung nur für *stationäre netzgekoppelte Stromspeicher und ggf. für V2G-Geschäftsmodelle mit Erzeugungsanlage, wobei erhebliche Rechtsunsicherheiten fortbestehen*
 - **Änderungsbedarf:**
 - Erweiterung des Speicherbegriffs im StromStG auf **mobile Speicher (bidirektionale Elektrofahrzeuge) – Empfehlung: über eine Erweiterung § 5a StromStG (als neuer Spezial-Paragraph für bidirektionales Laden), um alle V2G-Anwendungsfälle mit Rückspeisung (nicht nur V2H wie jetzt) aufzunehmen**
 - Minimallösung: Stärkung § 11a Satz 3 StromStV mit verpflichtender Nutzung des § 21 Energiefinanzierungsgesetz um die Stromsteuerbefreiung für eigenerzeugten Strommengen auch nach Rückspeisung ins Stromnetz (gemeinsam mit Graustrom) zu erhalten

b) Stromsteuerhöhe für Haushalte

- **§ 3 StromStG i.V.m. Art. 10 RL 2003/96/EG**
 - Politisch diskutierte, aber nicht umgesetzte Absenkung auf EU-Mindestmaß würde alle Stromkunden und damit auch Nutzer von V2G-Technologien entlasten – Alternative zu o.g. Stromsteuer-Lösung für V2G
 - **Änderungsbedarf:**
 - Absenkung auf **0,1 ct/kWh**

c) Umlagen (KWK, Offshore und 19-2)

- **§ 21 Energiefinanzierungsgesetz (EnFG)**

- Aktuell: Umlagebefreiung für rückgespeisten Strom mittels Saldierungslogik für KWK-, Offshore- und 19-2-Umlage
- **Änderungsbedarf:**
Klarstellung zur Behandlung von Speicherverlusten bei V2G, potentiell durch eine Pauschalierung

d) Konzessionsabgabe

- **Konzessionsabgabenverordnung (KAV), insb.:**

- § 2 Abs. 2 KAV
- § 9 KAV
- Aktuell:
 - Die Konzessionsabgabe wird von Energieversorgern an Gemeinden für die Nutzung öffentlicher Wege zur Verlegung und Betrieb von Leitungen gezahlt. Die zulässige Höhe richtet sich nach der Größe der Gemeinde und beträgt zwischen 1,32 ct/kWh und 2,39 ct/kWh. Das Bundeskartellamt hat 2010 ausgesprochen, dass aufgrund einer getrennten Messung Heizstromverträge als Sonderverträge mit einem Höchstbetrag von 0,11ct/kWh einzuordnen sind. Eine getrennte Messung liegt ebenso im Rahmen des §14a EnWG Modul 2 vor und erlaubt diese Reduktion auch für bidirektionale Anwendungen, hierauf verweist auch die Anwendungshilfe des BDEW. Viele Netzbetreiber akzeptieren diese Rechtsauffassung allerdings nicht.
- **Änderungsbedarf:**
 - Klarstellung, dass § 14a-Anwendungen als **Sondervertragskunden** gelten, wodurch eine Deckelung der Konzessionsabgabe auf **0,11 ct/kWh möglich würde** durch Überführung von Rechtsauslegung des Bundeskartellamts in verbindliches Ordnungsrecht oder
 - Befreiung Speicher und bidirektionaler Ladepunkte von der Konzessionsabgabe über eine Aufnahme der Logik nach § 21 EnFG

e) Regulierung der Netzentgelte liegt in Verantwortung der BNetzA, Bekenntnis des Bundestags für folgende Lösung wünschenswert:

- **Befristete** Netzentgeltbefreiung nach §118 Absatz 6 gilt seit Dezember 25 auch für bidirektionale Ladepunkte, wichtig ist dafür eine entsprechende zügige Umsetzung – idealerweise im Rahmen der MiSpeL - , um eine Anwendbarkeit überhaupt zu ermöglichen.
- **Wichtig: Derzeit laufendes Festlegungsverfahren der BNetzA (AgNes) sollte auf eine dauerhafte** Netzentgeltsystematik hinarbeiten, die eine Marktaktivierung von Speichern und Ladepunkten nicht verhindert (inkl. Beibehalt und Weiterentwicklung des 14a EnWG). Wichtig dafür: Keine hohen Pauschal- oder Kapazitätspreise, stattdessen gern dynamische Komponenten.

Der Bundestagsbeschluss „Entfall der doppelten Netzentgelte für Elektroautos“ wird in den AgNES Prozess integriert und somit Ende des Jahres ausdefiniert und ist erst bis Anfang 2029 von den Netzbetreibern umzusetzen. Die Umsetzung sollte allerdings so schnell wie möglich passieren. Eine verzögerte Umsetzung würde den bereits angekündigten V2G-Hochlauf verhindern.

2. Entbürokratisierung von V2G ermöglichen

Problemkern

V2G-Geschäftsmodelle können je nach Ausgestaltung dazu führen, dass Kunden ein Gewinn oder ein Bonus ausgeschüttet wird, der ggf. als Einkommen gewertet wird und eine Gewerbeanmeldung sowie Gewerbe- und Einkommenssteuerzahlung nötig machen könnte. Das führt zu unnötiger Bürokratie und Komplexität.

Für die Marktdurchdringung bidirektionaler Ladefunktionen ist es erforderlich, dass private NutzerInnen nicht als umsatzsteuerliche Unternehmer eingestuft werden. Wir schlagen vor, durch eine Anpassung des UStAE oder eine Klarstellung zu §2 UStG festzuschreiben, dass Rückspeisungen aus Elektrofahrzeugen keine nachhaltige wirtschaftliche Tätigkeit darstellen und damit nicht zur Unternehmereigenschaft führen. Dies ist unmittelbar national umsetzbar und EU-rechtskonform. Ein einheitlicher Ansatz in allen europäischen Ländern muss vorangetrieben werden: angestellte Dienstwagennutzer sowie Privatpersonen ohne Einzelunternehmen fallen i.d.R. unter die Kleinunternehmerregelung (<25.000 Euro) und haben keine Umsatzsteuer zu entrichten.

Ein ähnliches Problem gab es für PV-Anlagen, für die seit 2022 Steuerbefreiung für kleine Anlagen gilt – analog gilt es eine Befreiung für bidirektionale Ladepunkte vorzunehmen: in Analogie zu Photovoltaikanlagen sollte ein Nullsteuersatz für V2G-Leistungen geprüft werden. Hierfür ist eine Abstimmung mit der EU-Mehrwertsteuersystemrichtlinie erforderlich, da Deutschland neue Nullsteuersätze nur innerhalb der von der EU vorgesehenen Optionen einführen kann. Eine vollharmonisierte Lösung wäre jedoch ein starkes Signal zur Förderung netzdienlicher Flexibilität. Wichtig ist zudem, dass solche V2G-Umsätze nicht auf die

Kleinunternehmergrenzen des §19 UStG angerechnet werden, um zusätzliche steuerliche Belastungen für KundInnen zu vermeiden.

Änderungsbedarf

- **Gesetzliche Klarstellung:**
 - § 3 Einkommenssteuergesetz (EstG) Aufnahme eines neuen Tatbestands als „Steuerfreie Einnahmen“ für bidirektionale Ladepunkte
 - § 3 Gewerbesteuergesetz: Gewerbesteuerbefreiung für bidirektionale Ladepunkte

Änderungsbedarf im Detail

- Entfall der einkommensteuerlichen und gewerbesteuerlichen Erklärungspflichten und Steuerbefreiung (EstG §3 Nr. 74 (neu) + GewStG 3 Nr. 33)
 - Es sollte eine gesetzliche Normierung analog zu § 3 Nr. 72 EStG (Steuerfrei Stromeinspeisung für PV-Anlagen bis 30 kWPeak) angestrebt werden.
- Wir schlagen den untenstehenden Formulierungsvorschlag für §12 Abs. 3 Nr. 5 UStG und §19 Abs. 3 Nr. 2 UStG, weisen jedoch auf die notwendige EU-Abstimmung hin.
 - Formulierungsvorschlag:
 - § 12 Abs. 3 Nr. 5 UStG (neu): „Die Rückspeisung von Strom eines Elektrofahrzeuges in das Stromnetz (bidirektionales Laden) sowie die Bereitstellung von Flexibilität / Kapazität durch Zurverfügungstellung der im Elektrofahrzeug zwischengespeicherten Strommengen.“
 - § 19 Abs. 2 Nr. 3 UStG (neu): „Umsätze, die nach § 12 Abs. 3 Nr. 5 dem Steuersatz von 0 Prozent unterliegen.“

3. Rechte von Aggregatoren stärken

Problemkern

Aggregation durch Dritte (außerhalb bestehender Liefer- und Bezugsverträge) ist speziell für Geschäftsmodelle rund um V2G wichtig. Hintergrund ist, dass Kunden zwar an V2G Interesse haben, aber nicht zwingend ihren Haushaltsstromanbieter wechseln wollen. § 41d Abs. 3 EnWG enthält bereits auf Kundenwunsch die Möglichkeit, die Rolle des Haushaltsstromanbieters und des Aggregators/ Flexibilitätsvermarkters zu trennen. Aufgrund fehlender Standardisierungen der notwendigen Prozesse sind solche Modelle allerdings für alle beteiligten sehr aufwendig und daher nicht skalierbar. Die vorhandene

Festlegung hat die BNetzA bislang nur für eine Standardisierung rund um Regelenergie genutzt (BK-17-046).

Änderungsbedarf

- **Konkretisierung der Pflichten der BNetzA im Rahmen des §41d EnWG**
 - Konkretisierung der Festlegungskompetenz auf Regelenergie und Stromhandel inkl. verbindlicher Fristvorgabe

4. Datenverfügbarkeit für V2G-Geschäftsmodelle regeln

Problemkern

EU-Rechtsrahmen zum Teilen der notwendigen Daten vorhanden, aber Widersprüchlichkeiten zwischen EU Data Act und RED III Art. 20 a; daher unklare nationale Umsetzung und fehlende Operationalisierung.

Änderungsbedarf | Betroffene Rechtsnormen

a) Fahrzeug- und Batteriedaten

- **EU Data Act** (Lex Generalis)
 - Art. 3-5 regelt, dass NutzerInnen und Dritte Zugriff auf alle für neue Geschäftsmodelle relevanten Daten erhalten und legt Rahmenbedingungen für Monetarisierungen fest

VERSUS / steht im Widerspruch

- **RED III – Art. 20a Abs. 3** (Lex Specialis)
 - Legt fest, dass unspezifizierte und techn. nicht ausreichend definierte Datenpunkte (Batteriekapazität, Ladezustand, Leistungseinstellung, Alterungszustand, ggf. Standort des Fahrzeugs) kostenlos (Widerspruch zu EU Data Act) geteilt werden sollten
 - Problematisch:
 - Widerspruch zu EU Data Act sorgt für Unsicherheit und gefährdet Wirtschaftlichkeit neuer Geschäftsmodelle
 - Aufgeführte Datenpunkte zu generisch für energiewirtschaftlich relevante Prozesse

Änderungsbedarf

- Nationale Konkretisierung via EnWG:
 - Verpflichtung und ggf. Vergütung von Datenpunkten entsprechend EU Data Act
 - Konkretisierung der verpflichtend zu teilenden Datenpunkte über die RED III Regulierung hinaus, entsprechend auf im Rahmen der EU Coalition of the Willing inter-industriell erarbeiteten Datenliste
 - Festlegungen zu Datenqualität, -frequenz, -format usw.
 - Konkretisierung der verpflichtenden **Akteure** (Aggregator, VNB, ÜNB, EV OEMs, usw.)
 - Rechtsgrundlage für **standardisierte Datenräume / Data Hubs**

5. SmartMeterGateway-Rollout und dazugehörige Prozesse beschleunigen

Problemkern

Bidirektionales Laden setzt intelligente Messsysteme für die korrekte Messung und Abrechnung bidirektionaler Energiemengen voraus (bspw. für das Vorhandensein von 15-Minuten Daten und die Möglichkeit einer sauberen Saldierung). Ein schneller Smart-Meter Rollout ist entscheidend für die breite Umsetzung. Zusätzlich funktionieren in einigen Fällen bereits heute notwendige Prozesse (bspw. für die Abrechnung des Modul 3 des § 14a EnWG (variable Netzentgelte wie eine zwingende Konfiguration des SMGW auf TAF 7) nicht oder sind zu langsam, sodass Zweifel aufkommen, wie Geschäftsmodelle mit noch größerer Komplexität richtig verarbeitet werden können.

Verglichen mit anderen europäischen Ländern sind die Ziele für den Smart Meter Rollout in DE wenig ambitioniert. Das bisherige Ziel (20% bis Ende 2025) wurde im Mittel zwar erfüllt, allerdings hinken kleinere Messstellenbetreiber oft deutlich hinterher. Hier sind wettbewerbliche Messstellenbetreiber als „Lückenfüller“ erforderlich für attraktives Angebot mit zusätzlichen Kosten (vgl. V2G Angebot von E.ON/BMW). Installierte Smart Meter werden oftmals über Monate hinweg nicht durch die Netzbetreiber „aktiviert“ und sind somit faktisch nicht nutzbar.

Änderungsbedarf

- Messstellenbetriebsgesetz (MsbG)
- Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)

Änderungsbedarf im Detail

- Beschleunigung der Pflichteinbaufälle für V2G-relevante Anschlüsse. Neben dem bestehenden Sanktionsmechanismus der Bundesnetzagentur braucht es ergänzend auch ein Anreizsystem, das Übererfüllung und gute Leistungen beim Einbau honoriert.
- Sicherstellung praxistauglicher, zuverlässig umsetzbarer und sanktionsfähiger Prozesse aller Marktteilnehmenden im Zusammenhang mit § 14a EnWG und MiSpeL, wie die Umsetzung, Abrechnung und Wertübermittlung der Saldierung über die Marktkommunikation.

Submetering via MID ermöglichen: Einheitliche Metering- und Abrechnungssysteme für Ein- und Mehrfamilienhäusern mit einem Smart Meter und ggf. MID Metern in den Geräten ermöglichen. Einbindung von MID-Zählern in SMGW muss möglich sein; speziell bei Anwendungsfälle, für die ein 2. Zähler notwendig wäre (bspw. MiSpeL)

- Beibehaltung und Stärkung der Rechte des wettbewerblichen Messstellenbetreibers (wMSB), um allen Kunden auf Verlangen den Einbau eines Smart Meters zu ermöglichen

6. Rechtsrahmen für Rückspeisung aus Fahrzeugen standardisieren

Problemkern

Die Rückspeisung von Strom aus Fahrzeugbatterien ist bislang rechtlich nicht standardisiert. In der Praxis stützt sich der Anspruch auf § 20 Abs. 1 EnWG (diskriminierungsfreier Netzzugang und Einhaltung der StromNZV) sowie den allgemeinen Gleichbehandlungsgrundsatz nach Art. 3 Abs. 1 GG. Grundsätzlich müssen Netzbetreiber bidirektionale Fahrzeuge einspeisen lassen, zugleich sind jedoch individuelle Netznutzungsverträge und eine automatische vertragliche Berechtigung zur Einspeisung bislang nicht gewährleistet. Zudem ist die Vermarktung derzeit nur über Direktvermarkter möglich. Einheitliche Vorgaben zur Anmeldung von bidirektionalen Wallboxen bei Netzbetreibern fehlen.

Änderungsbedarf

- Schaffung standardisierter Netznutzungsregeln für V2G-Einspeisungen und zur Installation von BiDi-Wallboxen
- Privilegierung nach § 11 EEG auch für Strom aus bidirektionale Ladepunkten ermöglichen

7. Netzanschlussbedingungen für bidirektionales Laden (AC) schaffen

Problemkern

Derzeit sehr heterogene Technische Anschlussbedingungen bei > 850 VNB in Deutschland führen bei bidirektionalen AC-Ladestationen zu extremer Komplexität und prohibitiven Kosten, da sowohl Ladestationen als auch der fahrzeugseitige Onboard-Charger die hunderten unterschiedlichen Netzanschlussbedingungen in jedem einzelnen Fall erkennen und für die Erfüllung zertifiziert werden müssen.

Das Problem multipliziert sich im europäischen/ internationalen Kontext. Bürokratieabbau und Reduktion von Komplexität würde zu besserer Wirtschaftlichkeit und Interoperabilität führen.

Betroffene Rechtsnormen

- **Kurzfristig:** Verpflichtung der Netzbetreiber in D zur einheitlichen Anwendung der VDE Anschlussregelungen 4105 für das bidirektionale Laden, um die heterogenen Anschlussbedingungen abzulösen
- **Mittelfristig:** Zügige Implementation der finalisierten EU Grid Codes – Requirements for Generators (RfG) unter Anwendung internationaler Industrienormen wie ISO 15118-20

8. Nutzung von V2G-Flexibilität zur Netzentlastung (ÜNB/VNB) ermöglichen

Problemkern

V2G-Flexibilitäten können bislang nicht systematisch in Redispatch und Engpassmanagement eingebunden werden. Monetarisierung ebenfalls nicht möglich. Im heutigen kostenbasierten Redispatch 2.0 kommen nur konventionelle Erzeugungsanlagen und die Abregelung von EE-Anlagen und Großspeichern zum Tragen. Lastseitige Flexibilitäten in den Verteilnetzen wie V2G-Anwendungen können über den **aktuellen kostenbasierten Mechanismus** nicht erfasst werden.

Mit dem Konzept für **Redispatch 3.0** existiert mittlerweile ein Vorschlag für einen hybriden (kosten- und marktbasierter) Ansatz, um sowohl großskalige als auch kleinteilige Flexibilitäten abdecken zu können. Zur Steigerung der Resilienz soll dabei nicht nur die Erbringung, sondern stärker die Vorhaltung von flexibler Leistung vergütet werden. Jedoch sind bezüglich dieser Vergütung einige zentrale Fragen weiterhin ungeklärt. Skalierbare Standardprozesse liegen bisher nicht vor.

Zunächst benötigt es, ähnlich wie beim kostenbasierten Redispatch 2.0, durch die Regulierungsbehörde eine **Möglichkeit zur Kostenanerkennung** für die marktbasierter Beschaffung von netzdienlichen Leistungen. Darauf aufbauend könnte eine Erprobungsphase folgen, in der relevante Erkenntnisse gesammelt werden. Hierzu wären zunächst geeignete Anpassungen in § 14c und § 13a Abs. 2a EnWG notwendig.

Änderungsbedarf

- § 13a EnWG (Engpassmanagement) & § 14c EnWG (besondere Netznutzungsformen)
- Rechtsgrundlage für:
 - marktbasierter Beschaffung von Flexibilität
 - Kostenanerkennung durch die Regulierung
- Ermöglichung von Redispatch 3.0-Pilotierungen inkl. Leistungsvergütung

9. Harmonisierung der technischen Anforderungen (TAR, TAB)

Die Vielzahl nationaler Grid Codes stellen ein wesentliches Hindernis für die europaweite Einführung von smarten und bidirektionalen Ladefunktionen dar. Während die VDE FNN Anwendungsregel erste Orientierung auf deutscher Ebene bietet, bleibt sie national begrenzt und berücksichtigt Aspekte wie Cybersecurity, Haftung oder internationale Interoperabilität nicht ausreichend.

Für OEMs bedeutet dies erhebliche Mehrkosten, da Produkte wie bidirektionale DC und AC Ladegeräte in mehr als einem Dutzend EU Ländern separat zertifiziert werden müssen. Ein breiter Markthochlauf ist unter diesen Bedingungen nicht realisierbar.

Wir empfehlen daher:

- Stärkere europäische Harmonisierung (als bisher) der technischen Anforderungen im Rahmen der laufenden Überarbeitung von RfG 2.0 und NC DC 2.0. Hier müsste man eher auf nationaler Ebene aktiv werden, da die Mitgliedsstaaten den RfG als Basis nehmen und dann (viele) zusätzliche nationale Anforderungen erstellen.
- Integration klarer EV spezifischer Anforderungen in europäische Network Codes und die zugehörigen Technischen Anhänge.
- Weltweite Harmonisierung wesentlicher AC-Funktionsverteilungen in ISO/IEC/SAE/UL/GBT Normen, um globale Interoperabilität sicherzustellen.
- Die Zertifizierung der EV nach Grid Code soll in die Homologation integriert werden und über bestehende Datenbanken in den Mitgliedsstaaten (z.B. KBA für Deutschland) abrufbar sein.
- Nur eine europäisch und international abgestimmte Vorgehensweise ermöglicht OEMs die Entwicklung skalierbarer, interoperabler und netzdienlicher Ladefunktionen.

10. Virtuelle Bilanzkreise ermöglichen

Rahmenbedingungen von virtuellen Bilanzkreisen um Energiegemeinschaften wie in Österreich zu ermöglichen, um bidirektionales Laden an öffentlichen Ladepunkten zu ermöglichen, um Ersparnisse für alle Nutzer und nicht nur Eigenheimbesitzer zu ermöglichen.

11. Zählerfortschrittsanzeige – Bedarf zur digitalen, nachvollziehbaren Umsetzung

Gesetzgebung soll so offen sein, dass die Anzeige nicht nur Physisch, sondern auch rein digital angezeigt werden kann (also ohne physisch einsehbaren Zähler).

Problemkern

In verschiedenen gesetzlichen Vorgaben wird die Zählerfortschrittsanzeige am Ladepunkt weiterhin erwähnt. Die aktuell geforderte analoge Darstellung – etwa über ein Sichtfenster direkt am Ladepunkt – entspricht jedoch weder den heutigen technischen Möglichkeiten, der Nutzernachvollziehbarkeit noch einer zeitgemäßen Nutzerführung.

Mit Blick auf eine zunehmend digitalisierte Ladeinfrastruktur sowie zukünftige Funktionen wie das bidirektionale Laden, bei dem der Zähler sowohl vorwärts als auch rückwärts laufen kann, ist eine rein digitale, transparent nachvollziehbare Bereitstellung der Zählerfortschrittsinformationen für die Nutzenden deutlich sinnvoller. Aus diesem Grund sollte die Gesetzgebung dahingehend angepasst werden, dass ein Muss der Physischen Ablesbarkeit entfällt und digital bereitgestellten Informationen z.B. auf einem mitgebrachten mobilen Endgerät ausreichen.

Eine digitale Lösung ermöglicht:

- die eindeutige, gut lesbare und jederzeit abrufbare Dokumentation jedes Ladevorgangs,
- eine rechtskonforme, nutzerfreundliche Darstellung der geladenen bzw. eingespeisten Energiemengen (auch Eichrechtskonform möglich)
- die Nachvollziehbarkeit unterschiedlicher zukünftiger Vergütungsmodelle, insbesondere wenn Einspeise- und Bezugsenergie unterschiedlich bewertet werden.
- Zentralisierte Systeme und Zählerintegration an nicht sichtbarer Stelle

12. Maßnahme 26 „Förderung von innovativen bidirektionalen Ladelösungen“ im Masterplan Ladeinfrastruktur 2030 umsetzen

Der Entwurf zum Masterplan Ladeinfrastruktur 2030 setzt mit dem in zukünftigen Förderprogrammen geplanten „Innovationsbonus“ für bidirektionale Ladeeinrichtungen richtigerweise einen Schwerpunkt. Die Ausgestaltung des Innovationsbonus sollte in

Abstimmung mit der Automobilindustrie erfolgen und auf standardisierte und interoperable Lösungen abzielen. Bei der Ausgestaltung der technischen Fördervoraussetzungen sollten daher die relevanten technischen Gremien und Verbände eingebunden werden. Veröffentlichte Produktstandards für Ladeinfrastruktur (konkret IEC 61851-1 ED4 und IEC 61851-23) sind zu berücksichtigen.