

Stellungnahme

Technische Eckpunkte SMGW-Standardisierung

bne-Stellungnahme zum BSI-/BMW-i-Entwurf
„Technische Eckpunkte für die Weiterent-
wicklung der Standards für die Digitalisie-
rung der Energiewende“ vom 24.3.2021
(Version 0.9)

Berlin, 22. April 2021. Es geht weiter, aber nicht schnell und weit genug. Der Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne) begrüßt die Vorlage der Technischen Eckpunkte durch BMWi und BSI. Die Eckpunkte enthalten wichtige und viele richtige Entscheidungsvorschläge zur Weiterentwicklung der Standards: Die Fernsteuerung und zusätzliche WAN-Anbindung von Anlagen, die Anbindung von Ladeinfrastruktur am Netzanschluss und das Submetering sollen über den CLS-Proxy-Kanal erfolgen. Doch der Vorschlag wird nicht den Anforderungen aller Anwendungsfälle gerecht, etwa bei der Steuerung von Anlagen. Solange einzelne Anwendungsfälle noch nicht mit dem SMGW lösbar sind, muss für diese eine Lösung außerhalb des SMGW ermöglicht werden. Die Vorschläge zur Weiterentwicklung des Metering mit einem „einfachen RLM Strom“ und zur Abbildung dynamischer Tarife sind einfache und pragmatische Lösungen. Gleichzeitig zeigen sich neben diesen Bausteinen die Vielzahl noch offener Fragen und Baustellen, die zeitnah gelöst werden müssen. Trotz guter Ansätze sind die Eckpunkte noch nicht der erwartete Durchbruch zur Beschleunigung der Digitalisierung der Energiewende. Hier müssen dringend der gesetzliche Rahmen grundsätzlich überarbeitet, die Überregulierung durch Mindestanforderungen ersetzt und Prozesse verschlankt werden.

Vorab ein paar allgemeine Anmerkungen: Wir haben die vorliegenden technisch ausgerichteten Eckpunkte zunächst aus einer technischen Perspektive bewertet. Zwar liefern die Eckpunkte einige Antworten auf existierende Fragen, werfen gleichzeitig jedoch viele neue Fragen auf – auch zur Einordnung in den regulatorischen Kontext. Wir bitten BSI und BMWi nachdrücklich – neben den technischen

Punkten – sich auch den **regulatorischen Fragen** anzunehmen, damit hierfür zeitnah Lösungen entwickelt werden können. Darüber hinaus hat das verwendete **Bewertungsschema** Schwächen: Vorteile sind nicht hinreichend herausgearbeitet und kaum messbar angegeben (zur „schnellen Umsetzbarkeit“ etwa wird jeder eine andere Vorstellung haben). Die Relevanz wird eher pauschal dargestellt (insb. das Kriterium „*Hoher Beitrag zur Digitalisierung der Energiewende*“) und basiert teilweise auf nicht stabilen Annahmen (ideale vs. realistische Marktentwicklung, z.B. beim Submetering). Zudem ist nach unserer Ansicht ein „*einheitlicher Standard der IT-Sicherheit*“ kein passendes Ziel und daher nicht als Kriterium geeignet. Stattdessen sollte die „*Erfüllung von Mindeststandards der IT-Sicherheit*“ zur Bewertung der Optionen herangezogen werden.

Unsere Bewertung der Eckpunkte im Einzelnen:

- Grundsatzentscheidung für Nutzung des CLS-Proxy-Kanals

Mit den vorliegenden Eckpunkten schlagen BSI und BMWi einen wichtigen Richtungswechsel vor: Anstatt einer Verarbeitung im SMGW (Gateway als zentrale Plattform) sollen mehrere wichtige Funktionen für die Digitalisierung der Energiewende zukünftig den CLS-Proxy-Kanal nutzen. Dieser stellt eine Kommunikationsverbindung im Smart-Meter-Gateway zwischen den externen Marktteilnehmern über die WAN-Schnittstelle und dem Energiemanagementsystem oder steuerbaren Anlagen her. **Praktisch funktioniert das SMGW mit dem CLS-Kanal dann hier nur noch als Türsteher für einen sicheren Einlass**, während die nötigen **Verarbeitungsvorgänge in Backend-Systemen** erfolgen. Da die betreffenden Verarbeitungsvorgänge aufgrund ihrer Komplexität nicht absehbar standardisiert im SMGW umzusetzen sind, ist die **Lösung mit dem CLS-Kanal ein sinnvoller Weg**. Andere Lösungen dürfen jedoch nicht verboten werden. Im Detail erfordert aber auch die CLS-Proxy-Lösung einige Klarstellungen, auf die wir in den nachfolgenden Abschnitten näher eingehen.

- Fernsteuerung von Anlagen über CLS-Proxy-Kanal soweit die technischen Voraussetzungen für den jeweiligen Anwendungsfall erfüllt sind

Die Nutzung des CLS-Proxy-Kanals zur Fernsteuerung von Anlagen ist grundsätzlich richtig, allerdings ist Steuerung nicht gleich Steuerung. Vielmehr wird unter dem Begriff „**Steuerung**“ **eine Reihe von Anwendungsfällen zusammengefasst, die sich hinsichtlich ihrer technischen Komplexität, Frequenz, Planbarkeit und Systemrelevanz stark voneinander unterscheiden**. Eine rechtliche Verpflichtung, den CLS-Proxykanal für alle energiewirtschaftlich relevanten Steuerbefehle zu nutzen, bevor dieser alle technischen Anforderungen der verschiedenen Steuerungs-Anwendungsfälle erfüllt, hätte potenziell signifikante negative Auswirkungen auf Systemstabilität und Wettbewerb. Eine verpflichtende Nutzung des SMGW für alle energiewirtschaftlich relevanten Steuerbefehle darf daher nur dann in Kraft

treten, wenn das SMGW die technischen Voraussetzungen für alle Anwendungsfälle mitbringt, die Schnittstellen ordentlich definiert und in der Praxis nutzbar sind.

Übergangsweise müssen daher die **Vorgaben zur verpflichtenden Nutzung des SMGW für die Steuerung nach Anwendungsfällen differenzieren**. Planbare und weniger komplexe Steuerbefehle können durchaus zu einem früheren Zeitpunkt verpflichtend über das SMGW kommuniziert werden. Komplexere Steuerungsanwendungen sowie marktliche Anwendungsfälle sollten dagegen erst dann verpflichtend über den CLS-Proxy-Kanal gesendet werden müssen, wenn die technischen Voraussetzungen dafür jeweils erfüllt sind. Außerdem müssen die komplexeren Steuerungen über das SMGW mit verhältnismäßigem Aufwand umsetzbar und die Lösungen wettbewerbsneutral sein. Die Anwendungsfälle der Steuerung lassen sich folgenden drei Gruppen zuordnen:

a) **Steuerung von Erzeugung und Verbrauch im regulierten Markt**

Direktvermarktung von EEG- und KWKG-Anlagen, Einspeisemanagement von EEG- und KWKG-Anlagen durch Netzbetreiber, Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in Energiemarktprodukte oder Netzsteuerungsprozesse – die präzise Steuerung von dezentralen Lasten und Erzeugern soll Stromerzeugung und -verbrauch unter Berücksichtigung von Markt- und Netzparametern flexibler machen. Für diese gesetzlich klar definierten Steuervorgänge ist eine Fernsteuerung über den CLS-Proxy-Kanal des SMGW bereits kurzfristig umsetzbar. Das gilt auch für Redispatch 2.0.

b) **Erbringung von Regelleistung**

Die technischen Anforderungen zur Bereitstellung von Primärregelleistung stehen nicht im Gesetz, sondern werden von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) vorgegeben. Jeder Marktteilnehmer, der sich für die Erbringung von Primärregelleistung präqualifiziert, erfüllt die umfassenden IT-Sicherheitsanforderungen der ÜNB. Allerdings stehen einige Anforderungen der ÜNB der Verwendung des SMGW in der geplanten Ausgestaltung entgegen, z.B. ist die Nutzung von Proxy nach den ÜNB-Bedingungen bei einer Teilnahme am Regelenergiemarkt nicht zulässig. Würde also die Nutzung des CLS-Proxy-Kanals zur Fernsteuerung für alle Anwendungsfälle verpflichtend, führt das faktisch zu einem Ausschluss der Teilnahme am Regelenergiemarkt. Solange die Anforderungen der ÜNB nicht mit den technischen Standards im SMGW vereinbar oder auf diese abgestimmt sind, muss die Bereitstellung von Regelleistung von einer verpflichtenden Steuerung über das SMGW ausgenommen werden.

c) **Marktbezogene Energiemanagement-Lösungen**

Solche Anwendungsfälle erfordern häufig komplexe Steuerbefehle sowie Steuerungsintervalle kleiner als 15 Minuten. Es wäre möglich, aber noch unverhältnismäßig aufwendig, diese Anwendungsfälle zu verpflichten, die Fernsteuerung der Anlagen über das SMGW unter Verwendung des CLS-Proxy-Kanals umzusetzen. Der hohe Aufwand ist teilweise darauf zurückzuführen, dass für

die Anbindung der steuernden Zugriffe von externen Marktteilnehmern bislang weder Kommunikationsprotokolle, Datenmodelle noch der Prozess zum Aufbau eines CLS-Kanals standardisiert sind. Vor einer Verpflichtung sollten daher zunächst grundlegende Standards geschaffen werden. Außerdem ist das Kriterium der „energiewirtschaftlichen Relevanz“ klar zu definieren.

Zwischenfazit: Der bne unterstützt die von BSI und BMWi vorgeschlagene Umsetzung von Option 3 (*Steuerung über CLS-Proxy-Kanal*) für jene Anlagen bzw. Anwendungsfälle, die im 15-Minuten-Takt gesteuert werden. Für eine hochfrequente Steuerung muss jedoch Option 1 (*Steuerung über proprietäre Technik*) ermöglicht werden, solange Option 3 hierfür noch nicht nutzbar ist.

Darüber hinaus müssen weitere **Umsetzungsfragen und die Perspektive der Nutzung des CLS-Proxy-Kanals** geklärt werden:

- Mit welcher Priorisierung ist die Umsetzung von Sollwertvorgaben am Netzanschlusspunkt (z.B. Einspeisungs- vs. Entnahmebeeinflussung) geplant? Wie können zusätzlich Informationen einer Netzzustandsüberwachung hierbei integriert werden? Diese und weitere Detailfragen zur Umsetzung der Fernsteuerung von Anlagen für die energiewirtschaftlichen Anwendungsfälle sollten zeitnah entschieden werden.
- Grundlegende Standards zur Anbindung der externen Marktteilnehmer können die praktische Umsetzung der Lösung für alle Beteiligten erheblich vereinfachen. Wird die Standardisierung von Protokollen, Datenmodellen und Prozessen angestrebt? Der bne würde dies unterstützen.
- **Anbindung von Ladeinfrastruktur am Netzanschluss und Steuerung über CLS-Proxy-Kanal**

Nach Ansicht des bne sind nur abrechnungs-, bilanzierungs- und steuerungsrelevante Vorgänge am Netzanschlusspunkt (und nicht je Ladesäule) über ein SMGW abzubilden. Die Erfassung des Ladestroms am Ladepunkt für die Abrechnung mit dem Kunden erfolgt über geeichte Zähler, jedoch nicht notwendigerweise über ein SMGW. Die Erfassung der Ladeenergie durch das SMGW (Option 1) ist daher weder ein notwendiger noch zeitlich dringender Anwendungsfall.

Beim öffentlichen flexiblen Laden erfolgt die Steuerung über ein Energiemanagementsystem (EMS) des Ladeparks, die Verteilung innerhalb des Ladeparks an die Ladepunkte übernimmt das EMS. Option 2 wäre mit einem hohen Koordinationsaufwand verbunden und die Verarbeitung der Steuerbefehle im SMGW sehr aufwendig in der Umsetzung.

Zwischenfazit: Der bne unterstützt im Ergebnis die Empfehlung von BSI und BMWi zur Umsetzung von Option 3. Bezüglich der Steuerung über den CLS-Proxy-Kanal verweisen wir auf unsere Aussagen im vorangegangenen Abschnitt.

➤ Weitere technische Hürden beseitigen

Im Fall der Elektromobilität gibt es noch andere technische Vorgaben, die den Einbau und damit die Verwendung von intelligenten Messsystemen behindern – etwa beim **Laden von E-Mobilen an Straßenlaternen** oder ähnlichen Ladelösungen. Insbesondere in großen Städten ist der öffentliche Raum knapp und selbst die Parkplatzsuche oft ein Problem. Für alle, denen kein privater Stellplatz (mit Wallbox) zur Verfügung steht, findet das „Laden des E-Mobils zu Hause“ daher auf der Straße statt. Hier muss das Angebot an Ladepunkten deutlich ausgebaut werden, wenn die Nutzung von Elektrofahrzeugen zukünftig der Standard sein soll. Hierfür müssen auch günstige Lademöglichkeiten geschaffen werden und das Laden an Straßenlaternen oder ähnlichen Ladelösungen kann dazu ein günstiger und sinnvoller Lösungsbeitrag, vor allem für Städte, sein. Jede Straßenlaterne ist an das Stromnetz angeschlossen und nach Umstellung auf LED-Leuchtmittel aufgrund von Energieeffizienzmaßnahmen wird nur noch ein Bruchteil der vorhandenen Anschlusskapazität genutzt. Es wäre Verschwendung die vorhandene Infrastruktur nicht anderweitig zu verwenden. Die Stromnetzanschlüsse der Laternen könnten günstig zum (sehr langsamen) Laden von E-Mobilen benutzbar gemacht werden. Das Problem: Die Laternen fallen aus dem Schema eines Standardverbrauchers und wurden bei den Normen des VDE zur Anbringung von Messsystemen nicht mitgedacht. Bestimmte VDE-Anforderungen sind daher beim Einbau eines SMGW in einen Laternenpfahl aufgrund von Platzmangel nicht umsetzbar. Wir bitten BSI und BMWi sich ebenfalls dafür einzusetzen, dass die **VDE-Normen weiterentwickelt** und dieser sinnvolle Anwendungsfall ermöglicht wird.

- Submetering: Datenversand und Parametrisierung über den CLS-Kanal

Vorab eine Anmerkung zu den verschiedenen gesetzlichen Grundlagen mit unterschiedlichen Vorgaben: Sowohl das MsbG als auch die aktuell überarbeitete Heizkostenverordnung regeln die Ausstattung von Liegenschaften mit fernauslesbaren Messsystemen. Beide setzen bzw. setzten EU-Richtlinien zur Energieeffizienz um und selbst das vorliegende Eckpunktepapier begründet die Energiewenderelevanz mit einem Verweis auf die Energieeffizienz im Gebäudesektor.

Vor diesem Hintergrund ist es schwer nachvollziehbar, dass mit der geplanten Heizkostenverordnung eine Messlösung, konkret der Datenversand mittels eigener fernauslesbarer Technik (Option 1) vorrangig umgesetzt werden soll, die in diesem Eckpunktepapier von BMWi und BSI erneut als schlechteste Variante für das Submetering bewertet wird. Die unterschiedlichen gesetzlichen Anforderungen könnten der Nutzung des Liegenschaftsmodells (§ 6 MsbG) entgegenstehen. Die Regelung im Entwurf zur Änderung der HeizkostenV begründen BMWi und BMI mit dem Bedürfnis der Praxis nach einfachen und kostengünstigen Messtechnologien. Doch dieses Bedürfnis gibt es nicht nur im Wärmesektor, sondern in allen Sparten – insbesondere bei jenen Verbrauchern, wo vor allem eine günstige Messwertbereitstellung gefragt ist, jedoch kein Bedarf an weiteren Anwendungen für das SMGW besteht. **Anstatt Strom, Gas, Wasser und Wärme beim Submetering**

unterschiedlich zu regulieren, sind günstige fernauslesbare Messsysteme in allen Sparten gleichermaßen zu ermöglichen.

Zwischenfazit: Der bne unterstützt die empfohlene Umsetzung der Option 3. Allerdings muss Option 2 weiterhin möglich bleiben.

- WAN-Anbindung von Anlagen: Sicherheit durch Nutzung des CLS-Proxy-Kanals

Die zweite WAN-Verbindung ist wichtig für eine Vielzahl von Anwendungen – u.a. Wartung und Betrieb von Erzeugungs-, Speicher- oder Verbrauchsanlagen, sowie die Inbetriebnahme (z.B. eines Ladepunkts), bei der Übermittlung zusätzlicher Infos sowie Übertragung aller Daten, die zur Abrechnung zwischen einem EMP (E-Mobility-Service-Provider) und dem Kunden nötig sind. Bei einem Ausfall oder Unterbrechung der ersten WAN-Verbindung erweist sich diese Anbindung als sehr nützliche Rückfalloption.

Zwischenfazit: Der bne begrüßt die Empfehlung von Option 3. Für eine abschließende Bewertung fehlen allerdings Informationen zu den erwähnten „BSI-Anforderungen“. Nach Ansicht des bne sind hier lediglich Mindestanforderungen durch das BSI zu definieren; darüber hinaus ist die Ausgestaltung den Herstellern zu überlassen. Zudem wäre eine Erläuterung hilfreich, was hier als „energiewirtschaftlich relevant“ angesehen wird und wie etwa die Abgrenzung zur „Heimautomatisierung“ und „Komfortsteuerung“ erfolgen.

- Weiterentwicklung Metering: Relevanz und Mehrsparten-Metering

Bevor wir auf die von BSI und BMWi vorgeschlagenen Bausteine eingehen, erlauben Sie uns ein paar Anmerkungen zur Beschreibung der Relevanz:

- **Mehrsparten-Metering:** „Die Erfassung von Netzzustandsdaten für Elektrizität aber auch für weitere Sparten ermöglicht das frühzeitige Erkennen von drohenden Engpasssituationen und die Verbesserung der Netzführung“, heißt es in den Eckpunkten. Eine solche „Energiewenderelevanz“ für Gas, Wärme und Wasser in Bezug auf die Netzführung und Engpasssituationen sehen wir nicht und die Darstellung ergibt keinen Sinn. Das gleiche gilt für die Beschreibung des Bausteins „Mehrsparten-Metering“ auf Seite 13: „Für das Mehrsparten-Metering (Gas, Wasser, Wärme) am Netzanschlusspunkt werden zusätzliche Messgrößen, z.B. Netzzustandsdaten anderer Medien, erfasst“. Dieser Baustein ist nicht korrekt beschrieben, denn Netzzustandsdaten für Gas, Wasser und Wärme spielen weder bisher noch zukünftig eine Rolle. Das Mehrsparten-Metering dient eher dazu, das gemeinsame Messen mehrerer Medien (bei einem Kunden) über ein iMsys zu bündeln und so Synergieeffekte bei der Messung zu nutzen.

- Im Eckpunktepapier heißt es: „Das iMSys ermöglicht auch die Erstellung von Lastgängen mithilfe kostengünstiger **Basiszähler**, da über den Zählerstandgang im Backend-System die Berechnung der Leistungsmittelwerte für die Konzessionsabgaben- und Netzentgeltermittlung ermöglicht werden („**einfacher**“ RLM).“ Was ist mit „Basiszählern“ gemeint? Die moderne Messeinrichtung verfügt ohne Anbindung an ein SMGW über keine Kommunikationsanbindung, über die sie bspw. häufiger als am Ende des Abrechnungszeitraums Messwerte übermitteln kann. Außerdem kennzeichnen jene Verbraucher, die als Sondervertragskunden gemäß § 2 Abs. 7 KAV gelten, ein jährlicher Stromverbrauch von mindestens 30.000 kWh/Jahr. Sie sind daher ein Pflichteinbaufall für ein intelligentes Messsystem; die Ausstattung mit einer modernen Messeinrichtung erfüllt hier nicht die Vorgaben des MsbG.
- **Weiterentwicklung Messwertverarbeitung: Pragmatische Lösung für „einfachen RLM Strom“ und dynamische Tarife**

Die ¼-Stunden- bzw. 15-Minuten-Messwerte aus der Zählerstandgangmessung enthalten bereits alle Informationen für die Abrechnung verschiedener energiewirtschaftlicher Anwendungsfälle. Wir begrüßen daher den Weiterentwicklungsvorschlag ausdrücklich, zu der sich BMWi und BSI nun offenbar durchgerungen haben. Hiernach sollen Leistungsmittelwerte und **Abrechnungswerte für dynamische Tarife aus den 15-minütigen Zählerstandsgängen im Backend-System berechnet** und die berechneten Werte **zur Tarifierung genutzt werden dürfen**. Mit Umsetzung dieser **einfachen und pragmatischen Lösung, können mehrere TAFs abgedeckt werden**, die zum Teil anders kaum im SMGW umsetzbar sind. Insbesondere die Standardisierung dynamischer Tarife in einem TAF wäre nicht ohne einschränkende Produktvorfestlegungen möglich. Wir bitten insbesondere PTB und Bundesnetzagentur, diese Weiterentwicklung zu unterstützen.

Der Lösungsvorschlag von BMWi und BSI werfen allerdings einige Folgefragen auf, die ebenfalls zeitnah entschieden werden sollten:

- **Datenverarbeitung im Backend-System klären:** Das Eckpunktepapier macht keine Angabe dazu, welches Backend-System gemeint ist. Nach Ansicht des bne wäre eine einfache und zielführende Lösung, jeder **berechtigte Marktteilnehmer (EMT) erhält den 15-Minuten Zählerstandgang** und berechnet daraus die für seine Zwecke erforderlichen Daten. Da bei dynamischen Tarifen die Tarifierung von spezifischen Parametern des jeweiligen Stromliefervertrages abhängt, wäre deren Abbildung im Backend-System des Messstellenbetreibers (MSB) aufgrund der Vielzahl der Kunden und Vertragsprodukte sehr aufwendig. Auch müsste der MSB jederzeit die korrekte Zuordnung der Tarifparameter je Kunde und Vertrag für alle sicherstellen können. Gerade zur Abrechnung dynamischer Tarife ist es unerlässlich, dass der berechtigte EMT den kompletten Lastgang erhält.
- **Sternförmige Kommunikation und Ersatzwertbildung in Einklang bringen:** Leider erschweren widersprüchliche gesetzliche Regelungen eine

Lösungsfindung – einerseits weist das MsbG dem Messstellenbetreiber die Verantwortung für die Aufbereitung der Messwerte (inkl. Plausibilisierung und Ersatzwertbildung) zu, andererseits soll die Datenübermittlung über das Smart-Meter-Gateway direkt an die berechtigten Stellen erfolgen (sternförmige Kommunikation); d.h. die Messwerte werden im täglichen Prozess gar nicht mehr an den Messstellenbetreiber versendet.

Die moderne Messeinrichtung misst fortlaufend und die Messwertverfügbarkeit ist daher wesentlich besser als bei konventionellen Zählern. Die deutlich günstigere Zählerstandgangmessung hat gegenüber der sehr teuren registrierenden Leistungsmessung den Vorteil, dass bei einem Ausfall bei der Datenübermittlung die wiederaufgebaute Kommunikationsverbindung genutzt werden kann, die ausgefallenen Werte nachträglich zu übermitteln.

Nach Ansicht des bne sollten die berechtigten Marktakteure die 15-Minuten-Messwerte bzw. den Lastgang so schnell wie möglich erhalten. Zeitverzögerungen sind insbesondere für marktbezogene und netzdienliche Anwendungen hinderlich. Ziel muss sein, einen möglichst einfachen und pragmatischen Weg zu finden, der schnell umsetzbar ist. Die Bereitstellung lückenhafter Messwerte ist für die Marktpartner besser als gar keine Werte zu erhalten. Wichtig ist, dass für die jeweilige Abrechnung die vollständigen Werte vorliegen und ein hoher Zuverlässigkeitsgrad bei der Übermittlung besteht, so dass Ersatzwertbildung nur einen Ausnahmefall darstellt.

Technisch lässt sich die Ersatzwertbildung gleichermaßen im Gateway, im Backend-System des Messstellenbetreibers - und selbst beim Lieferanten - abbilden. Sowohl zum Ausfüllen von Lücken bei fehlenden Einzelwerten als auch zum Fortschreiben von Zeiträumen ohne gemessene Werte gibt es bereits standardisierte Rechenverfahren zur Ermittlung von Ersatzwerten. Die Berechnung selbst wird durch eine Software ausgeführt. Bis die angesprochenen Widersprüche im Gesetz aufgelöst sind, wird die Ersatzwertbildung wohl vorerst nur im Backend-System umsetzbar sein.

- **Kundenzugang zu Abrechnungsdaten regeln:** Wenn die Datenverarbeitung im Backend-System umgesetzt wird, muss auch der Zugang der Kunden zu den Messwerten für diese Variante gelöst werden. Unser Vorschlag: Die Daten können dem Verbraucher über ein Webportal oder an der HAN-Schnittstelle zur Verfügung gestellt werden. An der HAN-Schnittstelle kann etwa eine einfache Anwendungssoftware bereitgestellt werden, welche die Viertelstundenmesswerte passend zu dem vom Kunden bezogenen Stromtarif umrechnet. Wenn schon einmal Anpassungen vorgenommen werden, dann ist außerdem das vollkommen nutzerunfreundliche Bundesdisplay aus den Anforderungen des MsbG zu streichen.
- **Zeitverzug bei der Datenbereitstellung beseitigen:** Die nach TAF 7 sowie TAF 9, 10 und 14 ermittelten Messwerte werden den Berechtigten bislang erst am Tag nach der Lieferung bzw. Einspeisung übermittelt. Das mag für

Abrechnungsprozesse vollkommen ausreichend sein, nicht jedoch für jene Kernfunktionen, für die diese TAFs entwickelt wurden, d.h. einen angebotsorientierten Stromeinkauf zu Marktpreisen, ein verbessertes Netzmonitoring anhand von Netzzustandsständen, ein intelligentes Engpassmanagement bei der EE-Einspeisung sowie die netzdienliche Steuerung flexibler Verbraucher zu ermöglichen. Und wenn schon intelligente Messsysteme ausgerollt werden, dann sollte mit diesen auch ein Angebot im Regelenergiemarkt ermöglicht werden. Die **Bereitstellung der 15-Minuten-Messwerte nach der Messung ohne Zeitverzug** muss zeitnah als Standardleistung ermöglicht werden. Diese grundlegende Nachbesserung ist auch deshalb geboten, da der grundzuständige Messstellenbetrieb gemäß MsbG lediglich buchhalterisch und informatorisch zu entflechten ist. Zur Gewährleistung eines fairen Wettbewerbs ist dieses Entflechtungsniveau vollkommen unzureichend. Nach Ansicht des bne sollten Messtellenbetrieb und Netzbetrieb mindestens operationell entflochten werden.

- **Anforderungen der Konzessionsabgabenverordnung klarstellen:** Der Lösungsvorschlag zur „einfachen RLM Strom“ ist ein pragmatischer Weg, den Anspruch auf die **reduzierte Konzessionsabgabe** („*gemessene Leistung des Kunden überschreitet in mindestens zwei Monaten des Abrechnungsjahres 30 kW*“) **gemäß § 2 Abs. 7 KAV nachzuweisen**. In der Praxis gibt es jedoch immer wieder Netzbetreiber, die für die Anerkennung als Sondervertragskunden nach § 2 Abs. 7 KAV eine extra Messung der Leistung verlangen. Daher wäre eine Klarstellung sehr hilfreich, dass die „einfache RLM“ für den KAV-Nachweis uneingeschränkt geeignet ist.

- Weiterentwicklung und Ausblick des Eckpunktepapiers

Darüber hinaus lässt das Eckpunktepapier weitere Fragen offen, deren Klärung notwendig ist:

- **Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen (§ 14a EnWG):** Bislang ist nicht erkennbar, dass noch in der aktuellen Legislaturperiode ein neuer Gesetzesvorschlag vorgelegt wird. Die Rücknahme des Gesetzentwurfs zur Spitzenglättung war nach Ansicht des bne richtig, da die Teilnahme an den Modell nicht freiwillig gewesen wäre, es Fehler der Vergangenheit wiederholt hätte, eine sehr hohe Eingriffstiefe aufweist und die technischen Voraussetzungen noch gar nicht vorliegen. Damit eine neue Lösung zur Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen nicht erneut an fehlenden Funktionen in BSI-zertifizierten SMGW scheitert, sollte der Anwendungsfall bei der Weiterentwicklung der Standards bereits vollständig mitgedacht werden. Die vorliegenden Eckpunkte enthalten einen Lösungsvorschlag für die Steuerung. Bislang unbeantwortet bleibt jedoch die Frage: **Kann die geplante „einfache RLM Strom“ auch für die Ermittlung der Ist-Entnahmeleistung und Kontrolle von Leistungsmaximalwertvorgaben am Netzanschlusspunkt eingesetzt werden?**

- **„Fernauslesung von RLM-Zählertechnik der Sparte Strom und Gas über das iMSys“:** Wie oben bereits dargelegt, können viele Anwendungsfälle durch Verwendung der Messwerte aus der Zählerstandsgangmessung als sog. einfache RLM abgedeckt werden. Wir bitten Sie transparent darzulegen, wo der Prozess zur Lösungsfindung für die RLM-Zählertechnik genau steht, welche Punkte gelöst und welche Fragen noch offen sind. Gibt es Ihrerseits Erwägungen, eine Zählerstandsgangmessung mit stündlichen Messwerten für Gas zu ermöglichen, die als „einfache RLM Gas“ eingesetzt werden kann? Denn eine unterjährige Messwertbereitstellung ist unerlässlich, um insbesondere die angestrebten Energieeinsparpotentiale im Gasbereich zu heben. Aber auch für das Bilanzkreismanagement (RLM) ist die unverzügliche Bereitstellung der stündlichen Verbrauchswerte unerlässlich.

Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne)

Der bne verbindet Wettbewerb, Erneuerbare und Innovation im Energiemarkt. Seine Mitgliedsunternehmen lösen alte Grenzen auf und setzen die Kräfte der Energiewende frei.