

Entwurf Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz

Befürworten zeitnahe Umsetzung des Instruments der Spitzenglättung

STELLUNGNAHME, THÜGA AG | JANUAR 2021

Thüga bedankt sich für die Möglichkeit im Rahmen des Gesetzgebungsprozesses zum Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz (SteuVerG) eine Stellungnahme abgeben zu können und begrüßt die Vorlage des Entwurfs für ein Gesetz zur zügigen und sicheren Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in die Verteilernetze und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften. Das im Rahmen des Projektes Digitalisierung der Energiewende erarbeitete Instrument der Spitzenglättung halten wir für grundsätzlich geeignet, erste ernsthafte Schritte in Richtung eines Smart Grid zu unternehmen und damit die Verteilernetze zu entlasten. Die Thüga hatte sich entsprechend intensiv bei den Unternehmensbefragungen und Workshops des BMWi in den letzten Jahren eingebracht und spricht sich für eine zeitnahe Umsetzung des Instrumentes aus. Neben der Notwendigkeit der kurzfristigen Einführung, um u.a. den Hochlauf der Elektromobilität zu ermöglichen, kommt unseres Erachtens der Evaluierung und Weiterentwicklung des Instruments in den nächsten Jahren eine besondere Bedeutung zu. In diesem Zusammenhang gilt es, die Möglichkeit einer Netzzustandsprognose im Blick zu behalten.

Unabhängig von der Ausgestaltung des § 14 a EnWG ist ausdrücklich zu begrüßen, dass der Gesetzgeber die Gelegenheit nutzt, bei zwei wesentlichen Punkten eine rechtliche Klarstellung vorzunehmen: Dies gilt sowohl für die Kostenanerkennung in Verbindung mit der Installation weiterer moderner Messeinrichtungen im Rahmen des § 31 Abs. 5 MsbG als auch für die Erhebung eines Baukostenzuschusses gemäß § 11 NAV bei mehreren Netzanschlüssen auf einem Grundstück.

Neben der allgemeinen Anmerkung, dass aus unserer Sicht die in der Gesetzesbegründung aufgeführten Kosten für die Umsetzung des neuen Instruments zu optimistisch sind, haben wir nach intensiver Prüfung des Gesetzesentwurfes nachfolgend einige konkrete Verbesserungsvorschläge aufgeführt, deren Berücksichtigung wir für dringend erforderlich halten:

Öffentliche Ladepunkte stellen keine steuerbaren Verbraucher dar

Nach unserem Verständnis werden durch den aktuellen Entwurf auch öffentliche Ladepunkte gemäß Ladesäulenverordnung als steuerbare Verbrauchseinrichtung eingestuft und unterliegen folglich den entsprechenden Vorgaben. Grundsätzlich sehen wir den Zweck einer öffentlichen Ladeeinrichtung darin, den Nutzern zu jeder Zeit das Laden ihrer Elektromobile vollumfänglich zu ermöglichen. Dies setzt für uns voraus, dass öffentliche Ladepunkte gemäß Ladesäulenverordnung als nicht vom Netzbetreiber steuerbar einzustufen sind (Ausnahme Notsituation durch Strangabschaltung). Eine Umsetzung wäre über eine angepasste Begriffsdefinition von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen möglich, die öffentliche Ladepunkte gemäß Ladesäulenverordnung

eben nicht umfasst. Wir schlagen daher vor, den Entwurf des § 3 Nr. 30a EnWG wie folgt zu ändern:

„30a Steuerbare Verbrauchseinrichtung: Ladepunkte für Elektromobile, sofern es sich nicht um öffentliche Ladepunkte gemäß § 2 Nr. 9 Ladesäulenverordnung handelt, Wärmepumpen, [...]“.

Jederzeit abrufbare Leistung könnte der Betreiber von Ladesäulen den Nutzern andernfalls ausschließlich durch die Bestellung unbedingter Leistung an öffentlichen Ladesäulen zur Verfügung stellen. Dies würde jedoch die bereits unwirtschaftliche Betriebssituation von öff. Ladepunkten weiter verschlechtern und zu steigenden Ladetarifen führen. Höhere Preise als auch eine weitere Verschlechterung der wirtschaftlichen Situation an öff. Ladesäulen behindern jedoch den politisch gewollten Hochlauf der E-Mobilität.

Begriffsdefinition für weitere und künftige Verbraucher öffnen

Die abschließende Begriffsdefinition in § 3 Nr. 30 a EnWG ist auf der einen Seite nachvollziehbar, da diese steuerbaren Verbrauchseinrichtungen über den neuen § 14 a EnWG zur Teilnahme am neuen System verpflichtet werden. Auf der anderen Seite erschwert eine solch abschließende Liste die Einbeziehung von weiteren und möglicherweise künftig hinzukommenden steuerbaren und speicherfähigen Verbrauchseinrichtungen, die heute noch nicht am Markt verfügbar, bzw. im Einsatz sind (bspw. stationäre Klimaanlage oder Speicherheizungen im Allgemeinen). Um nicht jedes Mal eine Gesetzesänderung durchführen zu müssen, regen wir daher an, eine Öffnung der bislang abschließenden Liste vorzunehmen, bzw. eine Öffnung zumindest im Rahmen der opt-in-Regelung nach § 14 a Abs. 11 für sonstige steuerbare Verbrauchseinrichtungen aufzunehmen. Wir schlagen daher vor, den Entwurf des § 14 a Abs. 11 EnWG wie folgt zu ändern:

„(11) Anschlussnehmer mit in § 3 Nummer 30a genannten Verbrauchseinrichtungen, deren Bemessungsleistung nicht über 3,7 Kilowatt liegt oder Verbrauchseinrichtungen außerhalb des § 3 Nummer 30a mit einer Bemessungsleistung über 3,7 kW, können vom Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes verlangen, nach Absatz 1 behandelt zu werden. In diesem Fall finden die vorstehenden Absätze entsprechende Anwendung.“

Übergang von statischen Zeitfenstern hin zu einer dynamischen Steuerung

Solange primär eine nutzungsgetriebene Gleichzeitigkeit in der Niederspannung auftritt, sollte auch eine Anwendung von statischen Zeitfenstern zulässig sein. Bereits statische Zeitfenster können ohne zusätzliche Investitionen in Netzzustandsüberwachung zu einer umfangreicheren Integration von steuerbaren Verbrauchern im Netz beitragen und damit die Kosten des Netzausbaus deutlich reduzieren. Auch aus Vertriebsicht bieten statische Zeitfenster aufgrund der Vorhersehbarkeit und somit Möglichkeit der Berücksichtigung in der Portfolioprognose eine längerfristige Möglichkeit Netzengpässe zu vermeiden. Eine begrenzte Anwendungszeit von statischen Zeitfenstern von maximal drei Jahren je Marktlokation halten wir daher für zu knapp. Die Entscheidung

über den Einsatz einer dynamischen Steuerung wird sich perspektivisch aus der Notwendigkeit ergeben. Eine gesetzliche Vorgabe ist daher an dieser Stelle nicht notwendig. Sobald marktgetriebene Gleichzeitigkeiten zu jederzeit möglichen Leistungsspitzen führen, wird der Netzbetreiber aus eigenem Interesse Investitionen in eine dynamische Steuerung vornehmen. Es muss jedoch davon ausgegangen werden, dass eine signifikante marktdienliche Steuerung von Flexibilität voraussichtlich erst gegen Ende dieses Jahrzehnts – allein, weil die technische Möglichkeit der Steuerung über das SMGW aktuell fehlt - erfolgen wird. Unabhängig hiervon wird der Aufbau einer Netzzustandsüberwachung innerhalb von drei Jahren für eine Vielzahl an Netzbetreibern auch bei größtmöglicher Anstrengung nicht möglich sein. Wir schlagen daher vor, den Entwurf des §14a Abs. 4 EnWG wie folgt neu zu fassen:

„(4) [...]. ~~Die Umsetzung über statische Zeitfenster ist auf einen Zeitraum von höchstens drei Jahren ab der erstmaligen Anwendung am betreffenden Netzanschluss begrenzt. Danach darf der Netzbetreiber die Spitzenglättung nur noch durch ein auf den aktuellen Netzzustand reagierendes Steuerungssignal umsetzen. Der Netzbetreiber darf die Spitzenglättung nur nach Ankündigung gemäß Absatz 5 Nummer 1 und nur solange einsetzen, wie Netzüberlastungen in seinem Netz möglich sind.~~“

Vorgegebene Leistungsreduktion muss technischer Möglichkeit der Steuerung entsprechen

Wir begrüßen, dass gemäß Entwurf des § 14 a Abs. 7 Satz 3 EnWG die Pflicht nach Entwurf § 14 a Abs. 7 Satz 1 EnWG auch über die dort genannte Frist hinaus als erfüllt gilt, sofern die technischen Einrichtungen nur dazu geeignet sind, den Verbrauch stufenweise ferngesteuert zu reduzieren oder den Verbrauch ferngesteuert vollständig auf die unbedingte Anschlussleistung zu reduzieren. Insbesondere bei aktuellen Bestandsanlagen im § 14 a EnWG wird dieser Fall vielfach auftreten. Sofern jedoch beispielsweise nur eine binäre Steuerung (an oder aus) möglich ist, stellt sich die Frage wie bei solchen steuerbaren Verbrauchern mit einer Leistungsreduzierung kleiner 100% umgegangen wird. Es erscheint weder sachgerecht, dass diese Anlagen sodann keiner Steuerung unterliegen, noch, dass diese Anlagen für den gesamten Zeitraum (bspw. bei 50% ge-

mäßig beschriebener Logik maximal 240 Minuten) eine Reduzierung um 100% erfahren. Wir schlagen daher vor, den § 14 a Abs. 3 EnWG wie folgt zu ergänzen:

„(3) [...] Die vorgegebene Leistungsreduktion hat den technischen Möglichkeiten der Steuerung nach Absatz 6 sowie Absatz 7 zu entsprechen.“

50-Prozent Reduzierung bei statischen Zeitfenstern technologiespezifisch nur für nicht-öffentliche Ladepunkte

Der Entwurf sieht in § 14 a Abs. 4 EnWG vor, dass die Leistungsreduktion beim Einsatz statischer Zeitfenster im Rahmen der Spitzenglättung maximal 50 Prozent der vereinbarten bedingten Entnahmeleistung betragen darf. Nach unserem Verständnis besteht hier aus zwei wesentlichen Gründen Anpassungsbedarf. Einerseits können vollflexible Verbraucher durch die Bestellung der doppelten Höhe bedingter Leistung die Bestellung unbedingter Leistung vermeiden, da bei einer Reduzierung um 50 Prozent immer noch die andere Hälfte der vereinbarten bedingten Leistung zur Verfügung stehen würde. Dies führt zu einer unsachgerechten Einsparung von Netzentgelten. Des Weiteren sollte sich die Reduzierung um 50 Prozent bei statischen Zeitfenstern ausschließlich auf nicht-öffentliche Ladeinfrastruktur beziehen, da nach unserem Verständnis lediglich bei Ladeinfrastruktur – zumindest subjektiv aus Kundensicht – ein Komfortgewinn aus der Reduzierung auf maximal 50 Prozent erfolgt. Wir schlagen daher vor, den Entwurf des §14a Abs. 4 EnWG wie folgt zu ändern:

„(4) [...] Beim Einsatz statischer Zeitfenster darf die Leistungsreduktion bei nicht-öffentlichen Ladepunkten für Elektromobilität im Rahmen der Spitzenglättung maximal 50% der vereinbarten bedingten Entnahmeleistung betragen. [...]“

Informationspflicht des Netzbetreibers ggü. dem Lieferanten

Der Lieferant sollte über die erstmalige oder erneute Anwendung der Spitzenglättung bereits drei Monate im Vorfeld informiert werden. Dies ist notwendig, da nur somit rechtzeitig bekannt ist, dass die Flexibilität zukünftig nicht mehr jederzeit zur Verfügung steht. Der Lieferant hat somit ausreichend Zeit, etwaige vertragliche Anpassungen vorzunehmen und eine Berücksichtigung

im Rahmen der Prognose des Portfolios vorzunehmen. Wir schlagen daher vor, den Entwurf des § 14 a Abs. 5 Satz 1 Nr. 1 EnWG wie folgt zu ändern:

„(5) [...] 1. den erstmaligen oder erneuten Einsatz und die Beendigung der Spitzenglättung mit einem Vorlauf von mindestens ~~einem~~ drei Monaten.“

Ferner sollte nach § 14 a Abs. 5 EnWG iVm. § 4a NAV durch den Netzbetreiber eine verpflichtende Information insbesondere bei Änderung der Bestellleistung im Netzanschlussvertrag basierend auf der Marklokation und bei Lieferantenwechsel bestehen. Die konkrete Ausgestaltung wäre u.E. am besten über Anpassungen in der Marktkommunikation realisierbar, zu deren Festlegung die Regulierungsbehörde in § 14 a Abs. 5 Satz 2 ermächtigt wird.

Übergangzeit bis Steuerung über SMGW möglich

Wir begrüßen, dass perspektivisch eine Steuerung über das SMGW angestrebt wird. Dies entspricht dem Ziel der Digitalisierung der Energiewende. Zum aktuellen Zeitpunkt erwarten wir jedoch, dass unmittelbar keine technische Umsetzbarkeit dieser Funktionalität möglich ist. Vorerst wird also weiterhin eine Steuerung der Flexibilität auf Basis von Rundsteuertechnik notwendig sein. In diesem Zusammenhang ist eindeutig die Kostentragung dieser notwendigen Technik zuzuordnen. Nach unserem Verständnis sind dies Kosten, die vom Anschlussnehmer zu tragen sind. Wir schlagen daher vor, den Entwurf des § 14a Abs. 7 Satz 2 EnWG, um einen weiteren Satz zu ergänzen:

„(7) [...] Bis zum Einbau eines intelligenten Messsystems ist die Pflicht nach Satz 1 mit technischen Einrichtungen zu erfüllen, die dem Stand der Technik zum Zeitpunkt des Anschlusses der steuerbaren Verbrauchseinrichtung entsprechen. Die Kosten hierfür sind vom Anschlussnehmer zu tragen.“

Rolloutfristen sollten sich am bisherigen MsbG mit 8 Jahren orientieren

Die in § 31 Abs. 1 Nr. 5 MsbG iVm. § 14 a Abs. 7 festgelegte Frist von 5 Jahren für den Einbau von intelligenten Messsystemen weicht von den bis-

lang im MsbG festgelegten Rolloutfristen von 8 Jahren ab. Da die Messstellenbetreiber ihren Rollout nach der sonst üblichen 8jährigen-Frist bereits durchgeplant haben (Personaleinsatz, Bestellungen und Rolloutverlauf), sollte auch in diesen Fällen eine Frist von 8 Jahren gelten. Wir schlagen daher vor, den Entwurf des § 31 Abs. 1 Nr. 5 MsbG wie folgt zu ändern:

„5. [...] für die eine vor dem [einfügen: Datum des Inkrafttretens des Gesetzes] abgeschlossene Vereinbarung nach § 14a Energiewirtschaftsgesetzes in der jeweils geltenden Fassung besteht, innerhalb von fünf acht Jahren nach der Festlegung nach § 30 mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet und für den Messstellenbetrieb so dann nicht mehr als 100 Euro brutto jährlich in Rechnung gestellt werden und“

Nur bei der Übermittlung einer Steuerungsvorgabe des Netzbetreibers handelt es sich um eine Standardleistung

Wir möchten darauf hinweisen, dass die beabsichtigte Neufassung des § 35 Abs. 1 Satz 2 Nr. 5 MsbG, welche als Standardleistung des Messstellenbetriebs eine Übermittlung einer Steuerungsvorgabe bis zu zweimal am Tag vorsieht sowie einmal täglich die Übermittlung eines Netzzustandsdatums an den Netzbetreiber über das intelligente Messsystem, eine Ausweitung der Standardleistungen des grundzuständigen Messstellenbetreibers (gMSB) bedeutet. Bisher stellt dies eine Zusatzleistung des Messstellenbetreibers dar und ist somit nicht Teil der Preisobergrenze. Nach unserem Verständnis soll die Ausweitung der Standardleistung jedoch im Rahmen der bestehenden Preisobergrenzen erfolgen, d.h. ohne eine entsprechende und auch notwendige Vergütung dieser neuen, zusätzlichen Standardleistungen. Für den gMSB ergeben sich zusätzliche Kosten bei der Steuerung über das intelligente Messsystem (u.a. CLS-Management) sowie entsprechende Kommunikationskosten für den Aufbau der CLS-Kanäle. Im Fall der Beibehaltung der aktuellen Regelung und keiner gesonderten monetären Berücksichtigung, sollte daher klargestellt werden, dass nur die Übermittlung der Steuerungsvorgabe durch den Netzbetreiber im Rahmen der Standardleistung erfolgt. Eine Steuerung durch weitere Marktakteure sollte hingegen stets über § 33 MsbG erfolgen, wodurch die Vereinbarung eines angemessenen Entgelts für den

Messstellenbetreiber möglich wird. Wir schlagen daher vor, den § 35 Abs. 1 Satz 2 Nr. 5 MsbG wie folgt zu ändern:

„in den Fällen des § 31 Absatz 1 Nummer 5, Absatz 2 und 3 Satz 2 bis zu zweimal am Tag die Übermittlung einer Steuerungsvorgabe des Netzbetreibers sowie einmal täglich die Übermittlung eines Netzzustandsdatums an den Netzbetreiber über das intelligente Messsystem,“

Bei informatorischer Anbindung Kostentragung eindeutig klären sowie Anbindbarkeit sicherstellen

In § 35 Abs. 1, Satz 2 Nr. 6 und § 40 Abs. 1 MsbG sind neue Pflichten zur informations-technischen Anbindung enthalten. Eine umfangreiche informationstechnische Anbindung an das SMGW von bspw. technischen Einrichtungen zur Steuerung ist zu begrüßen. Es muss jedoch sichergestellt werden, dass eine interoperable Anbindung durch den gMSB standardisiert möglich ist. Dies wäre unseres Erachtens der Fall, sofern der grundzuständige Messstellenbetreiber Anforderungen bezüglich der Anbindung an den entsprechenden SMGW-Schnittstellen LMN (z.B. Gaszähler Dritter) und CLS festlegen kann (vergleichbar der Netzanschlussbedingungen des Netzbetreibers). Des Weiteren ist nach unserem Verständnis der Messstellenbetreiber nur für die informatorische Anbindung innerhalb des Zählerschanks verantwortlich und dies in Zusammenhang mit den LMN/CLS-Schnittstellen. Im Gesetzesentwurf sollte klargestellt werden, was unter „informatorische Anbindung“ konkret zu verstehen ist und dass Kosten für die Anbindung von Zählern, die nicht am zentralen Zählerplatz an das Gateway erfolgt (sog. Satellitenzähler) kostenseitig dem Kunden zuzuordnen und durch diesen zu tragen sind. Wir schlagen daher vor, den Entwurf des § 35 Abs. 1 Satz 2 Nr. 6 MsbG wie folgt zu ändern:

„in den Fällen des § 40 und unter den dort genannten Voraussetzungen die informationstechnische Anbindung gemäß den Vorgaben des grundzuständigen Messstellenbetreibers an die LMN/CLS-Schnittstellen des Smart Meter Gateways von Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz oder dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach dem Energiewirtschaftsgesetz und die infor-

mationstechnische Anbindung von Messeinrichtungen für Gas, wobei Kosten für die Anbindung außerhalb des zentralen Zählerplatzes durch den Kunden zu tragen sind und“.

Kein BKZ für unbedingte Leistung von steuerbaren Verbrauchern bei unter 30 kW notwendig

Jeder Anschlussnehmer, der an das allgemeine Netz angeschlossen wird, muss im Grundsatz einen Baukostenzuschuss bezahlen. Eine erstmalige Anschlussleistung bis zu 30 kW ist vom Baukostenzuschuss befreit. Die Befreiung der ersten 30 kW ist in der NAV festgeschrieben und galt auch schon in der AVBEltV. Wir sprechen uns dafür aus, diese über Jahrzehnte bestehende, für vergleichsweise kleinere Anschlüsse günstige und sehr bekannte Regelung zu erhalten und auch aus Gründen des Bestands- und Vertrauensschutzes im Grundsatz zu wahren. Dies insbesondere auch vor dem Hintergrund, dass eine gesonderte BKZ-Regelung für unbedingte Leistung kleiner 30 kW bei steuerbaren Verbrauchern unseres Erachtens nicht notwendig ist. Durch die in §14a Abs. 10 EnWG verankerte Bestellleistung besteht bereits eine Steuerungsfunktion in Hinblick auf einen sparsamen Umgang mit der Netzkapazität. Insbesondere in Verbindung mit einer Haltefrist von zwei Jahren, wie es im Entwurf des § 17a EnWG Abs. 8 StromNEV vorgesehen ist, erscheint eine gesonderte zusätzliche Vereinnahmung eines BKZ bei Netzanschluss von steuerbaren Verbrauchern hinfällig. Sinnvoll hingegen erscheint die Ergänzung, dass für bedingte Leistung kein BKZ zu bezahlen ist. Dies sollte beibehalten werden. Wir schlagen daher vor, den Entwurf des § 11 Abs. 3 NAV wie folgt zu ändern:

„(3) Ein BKZ darf für den Teil der Leistungsanforderung erhoben werden, der eine Leistungsanforderung von 30 Kilowatt übersteigt und keine bedingte Anschlussleistung darstellt. [...]“

Reduktion der Komplexität der Netzentgeltsystematik

Durch die Gesetzesergänzungen und -änderungen steigt die Komplexität der Netzentgeltsystematik bereits deutlich an. Grundsätzlich sollte das Preismodell der Netzentgelte eine möglichst hohe Preiskonstanz haben, um so die Notwendig-

keit von Preisanpassungen im Vertrieb zu reduzieren. Neben den klar notwendigen Änderungen in der Bestimmung der Entgelte für Netznutzung werden – unseres Erachtens nicht notwendige - zusätzliche Wahlmöglichkeiten angeboten. Aus unserer Sicht wäre einerseits eine Festlegung auf eine einzige Berechnungslogik der Netzentgelte für Verbraucher mit einem Jahresverbrauch von bis zu 10.000 kWh sinnvoll.

Des Weiteren ist fraglich, ob für Kunden größer 10.000 kWh für den klassischen Verbrauch für eine Übergangszeit von drei Jahren ein Wahlrecht notwendig ist. Unser Vorschlag wäre, dass der Kunde übergangsweise bis zum Ende des folgenden Kalenderjahrs im Grundpreis/Arbeitspreis-System verbleibt und sodann in das neue Leistungspreis/Arbeitspreis-System überführt wird. Den Übergangszeitraum halten wir grundsätzlich für notwendig, da nur hierdurch der Letztverbraucher Kenntnis über seinen Leistungsbedarf erhalten und etwaig zu erwartende Kosten abschätzen kann. Wir schlagen daher vor, den Entwurf des § 17a Abs. 6 StromNEV wie folgt zu ändern:

„(6) ~~Abweichend von Absatz 5 können~~ Netznutzer mit Zählerstandsgangmessung oder einer anderen Form der Arbeitsmessung und einem Jahresverbrauch ab 10.000 Kilowattstunden und unter 100.000 Kilowattstunden erhalten abweichend von Absatz 5 bis zum 31.12. des auf das Jahr der Inbetriebnahme der steuerbaren Verbrauchseinrichtung folgenden Kalenderjahrs ein Netzentgelt gemäß Absatz 4 beanspruchen, soweit sie die getrennte Erfassung der steuerbaren Verbrauchseinrichtung und des übrigen Verbrauchs ermöglichen.“

Ansprechpartner:

Simon Rodler
Referent Regulierung
T: 089-38197-2403
simon.rodler@thuega.de

Markus Wörz
Leiter Stabsstelle Energiepolitik
T: 089-38197-1201
markus.woerz@thuega.de