

› STELLUNGNAHME

Zum Vorschlag für eine Änderungsverordnung zur Verbesserung der Gestaltung des Elektrizitätsmarkts in der Union

Berlin, Brüssel 4. Mai 2023

Transparenzregisternummer: 1420587986-32

Der Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) vertritt über 1.500 Stadtwerke und kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit rund 283.000 Beschäftigten wurden 2019 Umsatzerlöse von 123 Milliarden Euro erwirtschaftet und mehr als 13 Milliarden Euro investiert. Im Endkundensegment haben die VKU-Mitgliedsunternehmen signifikante Marktanteile in zentralen Ver- und Entsorgungsbereichen: Strom 62 Prozent, Gas 67 Prozent, Trinkwasser 91 Prozent, Wärme 79 Prozent, Abwasser 45 Prozent. Sie entsorgen jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und tragen durch getrennte Sammlung entscheidend dazu bei, dass Deutschland mit 67 Prozent die höchste Recyclingquote in der Europäischen Union hat. Immer mehr Mitgliedsunternehmen engagieren sich im Breitbandausbau: 203 Unternehmen investieren pro Jahr über 700 Millionen Euro. Beim Breitbandausbau setzen 92 Prozent der Unternehmen auf Glasfaser bis mindestens ins Gebäude. Wir halten Deutschland am Laufen – klimaneutral, leistungsstark, lebenswert. Unser Beitrag für heute und morgen: #Daseinsvorsorge. Unsere Positionen: 2030plus.vku.de.

Interessenvertretung:

Der VKU ist registrierter Interessenvertreter und wird im Lobbyregister des Bundes unter der Registernummer: R000098 geführt. Der VKU betreibt Interessenvertretung auf der Grundlage des „Verhaltenskodex für Interessenvertreterinnen und Interessenvertreter im Rahmen des Lobbyregistergesetzes“.

Verband kommunaler Unternehmen e.V. · Invalidenstraße 91 · 10115 Berlin
Fon +49 30 58580-0 · Fax +49 30 58580-100 · info@vku.de · www.vku.de

Bedeutung des Vorhabens für kommunale Unternehmen

Kommunen sowie lokale und regionale Energieversorger spielen eine entscheidende Rolle bei der Gestaltung und Umsetzung der Energiewende vor Ort sowie bei der Erreichung der Klimaziele. Durch ihre Kundennähe sorgen sie für kundenorientierte und praxisnahe Lösungen. Nur durch die aktive Einbindung der Akteure vor Ort und die Nutzung bestehender sowie neuer lokaler und regionaler Infrastruktur kann die Energiewende zeitnah und erfolgreich umgesetzt werden. Dies gilt auch für die Gestaltung des zukünftigen Strommarktes, insbesondere vor dem Hintergrund einer zunehmend dezentralen Energieversorgung.

Kernanliegen des VKU in Kürze

- Der VKU begrüßt die Vorschläge der Kommission, die Abschlüsse von freiwilligen **Power Purchase Agreements** erleichtern. Da PPAs eine weitere Komponente zur Diversifikation des Einkaufsportfolios von Versorgungsunternehmen und ein wichtiges Instrument für den rein marktbasieren Bau neuer EE-Kapazitäten sind, ist ein schneller PPA-Markthochlauf erstrebenswert. Aus der Sicht des VKU sind eine zunehmende Standardisierung von PPAs, eine Stärkung deren Handels und eine Vereinfachung von grenzüberschreitenden PPAs hierfür zielführende Maßnahmen. Zudem sollte im Wettbewerbsrecht explizit klargestellt werden, dass grüne PPAs auch mit einer Laufzeit von 10 Jahren oder länger abgeschlossen werden dürfen.
- Der VKU begrüßt und unterstützt, dass die Inanspruchnahme eines **Contracts for Differences** gemäß Kommissionsvorschlag für den Anlagenbetreiber freiwillig ist. Er muss die Wahl haben, ob er ein CfD abschließt oder sich für eine rein marktbasierende Stromvermarktung entscheidet, z. B. via PPA. Der VKU fordert, dass die Mitgliedstaaten einen weiten Ermessensspielraum bei der Ausgestaltung von CfDs erhalten.
- Hinsichtlich des Rechts auf **gemeinsame Energienutzung („energy sharing“)** müssen von allen Marktteilnehmern auch alle entsprechenden Pflichten übernommen werden. Dies gilt insbesondere hinsichtlich der Bilanzkreistreue und der geltenden Steuern, Abgaben und Netzentgelte. Nur so können Chancengleichheit, Wettbewerb und Versorgungssicherheit sowie ein systemdienliches Verhalten gewährleistet werden.
- Es darf keine Verpflichtung zu einer vorgeschriebenen **Hedgingstrategie** geben, denn die Absicherung muss immer zum jeweiligen Vertriebsprodukt passen. Stattdessen sollten Anreize für mehr Transparenz hinsichtlich der Absicherung der vertraglich vereinbarten Energielieferungen gegenüber den Kunden gesetzt werden.

- Die Einführung eines **Peak-Shaving-Produkts** wird kritisch bewertet und abgelehnt, da es zu einer weiteren Fragmentierung des Strommarkts in Deutschland führen würde. Auch würde der Handlungsdruck zur Flexibilisierung für andere Verbraucher reduziert. Zudem besteht die Gefahr, dass ein Peak-Shaving-Produkt durch geringe Liquidität und ineffiziente Preisbildung oder mögliche Marktmacht gekennzeichnet sein könnte.
- Es ist richtig, die Regeln für Maßnahmen in einer Energiepreiskrise festzulegen, dabei sollte aber kein Preis festgesetzt, sondern eine **Preisobergrenze** bestimmt werden. Außerdem muss zwingend die Entschädigung für die Energieversorger geregelt werden.

Vorbemerkungen

Der VKU begrüßt grundsätzlich die Anpassung des europäischen Strommarktdesigns an die Herausforderungen, vor denen das europäische Energiesystem steht. Zum einen durch die Energiekrise, die der russische Angriff auf die Ukraine ausgelöst hat, zum anderen durch die beschleunigte Transformation der Energiewirtschaft in Richtung Klimaneutralität. Hierzu bewertet der VKU viele Vorschläge der Europäischen Kommission positiv. Allen voran, dass an den Grundmechanismen des Marktes, mit Wettbewerb und freier Preisbildung, festgehalten werden soll. Das gegenwärtige Marktmodell hat wesentlich zur Integration des europäischen Strommarkts und letztlich zur Abmilderung der Energiekrise beigetragen. Dieses Modell sollte auch weiterhin als wesentliches Element für die effektive und effiziente, marktorientierte Preissetzung und grundsätzlichen Abgleich der Angebots- und Nachfrageseite betrachtet werden. Zwischen den verschiedenen Akteuren ist ein „level playing field“ essenziell. Darüber hinaus möchte der VKU darauf hinweisen, dass unterschiedliche Flexibilitätsoptionen notwendig sein werden, um das Energiesystem resilient auszugestalten. Neben Optionen für den kurzfristigen Flexibilitätseinsatz besteht ein zusätzlicher Bedarf an (neuen) regelbaren Kraftwerken, welche durch Systeme zur Unterstützung der Flexibilität, z.B. in Form eines Kapazitäts-/Leistungsmarkts, ebenfalls adressiert werden sollten.

› KERNANLIEGEN

Die freiwillige Anwendung von PPAs fördern

Zu Artikel 1 Number 9 Einführung Artikel 19a – Power purchase agreements (Verordnung (EU) 2019/943)

Mit den Vorschlägen sollen mit Hilfe der Mitgliedstaaten Rahmenbedingungen für PPAs durch den Abbau regulativer und administrativer Hürden verbessert und der bessere Zugang zum PPA-Markt für Kunden, denen der Zugang erschwert ist, angereizt werden.

Regelungsvorschlag:

Der Abschluss von PPAs sollte durch eine zunehmende Standardisierung, eine Stärkung deren Handels und eine Vereinfachung von grenzüberschreitenden PPAs erleichtert werden. Zudem muss im Wettbewerbsrecht die Zulässigkeit von langfristigen PPAs klargestellt werden. Aus Sicht des VKU sind PPAs ein wichtiger Bestandteil des Werkzeugkastens. Sie sind eine weitere Komponente zur Diversifikation des Einkaufsportfolios von Versorgungsunternehmen und ein wichtiges Instrument für den rein marktbasierten Bau neuer EE-Kapazitäten. Deshalb sollte im Wettbewerbsrecht explizit klargestellt werden, dass grüne PPAs auch mit einer Laufzeit von 10 Jahren oder länger abgeschlossen werden dürfen.

Insgesamt sollten PPAs weder für Erzeuger noch für Verbraucher verpflichtend werden.

Sofern der notwendige Hochlauf des PPA-Marktes allerdings einer gesonderten Unterstützung bedarf, könnte beispielsweise die staatliche Absicherung des Gegenparteienrisikos eine richtige Maßnahme sein, welche bereits in Art. 19 Abs. 2 vorgesehen ist. Allerdings solle eine solche staatliche Absicherung nur befristet möglich sein. Insofern fordert der VKU, die Möglichkeit einer Stützung von PPAs in Art. 19a des Entwurfs zur Verordnung 2019/943 temporär zu gestalten.

Begründung:

PPAs können die ökonomischen Interessen von Energie-Produzenten und -verbrauchern in Einklang bringen und sorgen für eine größere preisliche Erwartungssicherheit für beide Seiten. Aus diesem Grund sollte der PPA-Handel gestärkt werden. PPAs sollten standardisiert, transparent und handelbar sein. Dies würde zu gleichen Bedingungen für alle Händler und Versorger führen.

Langfristmärkte, die eine hohe Liquidität, sehr hohe Transparenz und Standardisierung aufweisen, haben eine wichtige Funktion zur Risikoabsicherung und als Preissignal. Wird die Liquidität in diesen bisherigen Langfristmärkten durch den neuen PPA-Markt stark reduziert, kann dies zu einer sich selbst verstärkenden „Flucht“ aus den Terminmärkten führen. Transparente Preissignale würden damit fehlen. Ziel muss es sein, dass auch der

PPA-Markt eine Preistransparenz herstellt, damit langfristig ein Vertrauen in die Märkte entsteht.

Bisherige Risiken umfassen u.a. gegenseitige Kreditrisiken, unterschiedliche Zeitpräferenzen von Angebot und Nachfrage, einen intransparenten Markt, der kleinere Akteure von PPAs ausschließt, und Risiken aufgrund der wettbewerbsrechtlichen Unklarheit über die Zulässigkeit von langfristigen PPAs. Zwar ist es positiv hervorzuheben, dass Counterparty-Risiken im vorliegenden Entwurf abgemildert werden sollen, jedoch beeinflusst das Risiko politischer bzw. regulatorischer Veränderungen den Abschluss von privaten langfristigen PPAs – nicht zuletzt die Erlösabschöpfung, welche zu größerer Unsicherheit geführt hat und den Abschluss von PPAs erschwert.

Eine fortschreitende Standardisierung vereinfacht den Abschluss neuer Verträge und verringert Unsicherheiten von Produzenten wie Konsumenten. Zudem könnte die Vereinfachung von grenzüberschreitenden und handelbaren PPAs eine effektive Maßnahme zu deren weiteren Verbreitung sein. Die Vorgabe, Gebotszonen-Veränderungen vertraglich zu berücksichtigen, ist sinnvoll. Dass dabei für fluktuierende Erzeugung eine Vorschrift zum heute marginalen Markt der Handelsrechte zwischen Preiszonen vorgeschrieben werden soll, sieht der VKU wegen nicht etablierter Praxistauglichkeit kritisch.

Eine explizite Klarstellung im Wettbewerbsrecht, dass PPAs auch mit einer Vertragslaufzeit von über 10 Jahren hinaus zulässig sind, würde rechtliche Unsicherheiten abbauen und Risiken für Erzeuger und Stromkunden/-abnehmer reduzieren und somit den Hochlauf des PPA Marktes erleichtern.

Falls der notwendige Hochlauf des PPA-Marktes darüber hinaus einer gesonderten Unterstützung bedarf, wäre beispielsweise die staatliche Absicherung des Gegenparteienrisikos aus unserer Sicht eine sinnvolle Maßnahme, um Unsicherheiten beim Abschluss neuer PPAs abzubauen. Deshalb erscheint die Aufnahme der Möglichkeit einer temporären Stützung von PPAs in Art. 19a des Entwurfs zur Verordnung 2019/943 aus unserer Sicht sinnvoll.

Mitgliedstaaten Ermessensspielräume in der Ausgestaltung von CfDs gewährleisten

Zu Artikel 1 Nummer 9 Einführung Artikel 19b – Direct price support schemes for new investments in generation (Verordnung (EU) 2019/943) **und Artikel 2 (76)** (Verordnung (EU) 2019/943) **sowie Artikel 3 Anpassung Artikel 4 (3)(a)** (Richtlinie (EU) 2018/2001)

CfDs (zweiseitige Differenzverträge) sollen laut Kommissionsvorschlag zur Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien als einzige Direkthilfe erlaubt sein. Hierzu sollen neue direkte Preisstützungsregelungen für neue Investitionen in die Stromerzeugung eingeführt werden. Gelten sollen diese Vorgaben für neue Investitionen in die Erzeugung

von Strom aus Windenergie, Solarenergie, geothermische Energie, Wasserkraft ohne Stausee und Kernenergie. Die Einnahmen, die erzielt werden, wenn der Marktpreis über dem Ausübungspreis liegt, sollen laut dem Entwurf auf alle Stromendkunden entsprechend ihrem Anteil am Verbrauch verteilt werden und die Verteilung der Erlöse an die Stromendkunden soll so gestaltet werden, dass sie den Verbrauchern nicht den Anreiz nimmt, ihren Verbrauch zu verringern oder auf Zeiten mit niedrigen Strompreisen zu verlagern, und dass sie den Wettbewerb zwischen den Stromversorgern nicht untergräbt.

Regelungsvorschlag

Der VKU fordert einen weiten Ermessensspielraum für die Mitgliedstaaten bei der Ausgestaltung von CfDs. Insbesondere sollte sichergestellt werden, dass es im Ermessen der Mitgliedstaaten liegt.

1. ob die im CfD garantierte Mindestvergütung zum Stromerlös der konkreten Anlage oder zum Stromerlös einer repräsentativen Referenzanlage ins Verhältnis gesetzt wird („*financial CfD*“).
2. ob der Stromerlös, der über die garantierte Mindestvergütung hinausgeht, vollständig oder nur zum Teil abgeschöpft wird, um u. a. effiziente Dispatchingsignale auch für benachbarte Marktstrukturen wie Intraday und Regelenergie zu erhalten,
3. über Mittelherkunft und Mittelverwendung zu entscheiden. Absatz 3a sollte deshalb aus dem Entwurf gestrichen werden.
4. CfD-Modelle mit einer Komponente zum Ausgleich von Standortnachteilen (z. B. wind- oder sonnenschwächere Standorte) auszustatten,
5. ob nach dem zeitlichen Auslaufen des CfD die Anlagenbetreiber die mit der Anlage erwirtschafteten Stromerlöse in voller Höhe einbehalten dürfen und wie die abgeschöpften Mittel verwendet werden.

Der VKU begrüßt und unterstützt, dass die Inanspruchnahme eines CfD gemäß Kommissionsvorschlag für den Anlagenbetreiber freiwillig ist. Er muss die Wahl haben, ob er ein CfD abschließt oder sich für eine rein marktbasierende Stromvermarktung entscheidet, z. B. via PPA.

Begründung:

Der VKU bewertet es positiv, dass die Kommission die genaue Ausgestaltung von CfDs nicht vorschreibt, sondern den Mitgliedstaaten überlässt. Auf nationaler Ebene können so Regelungen festgelegt werden, die sicherstellen, dass effektive Investitionsanreize gesetzt und Fehlanreize vermieden werden.

Zu 1.

Ein System, in dem Mehreinnahmen ab bestimmten Marktpreisen gedeckelt oder reduziert werden, bietet Investoren ein hohes Maß an Sicherheit. Es hat den Vorteil, dass die Gebotsabgabe in den Ausschreibungen nicht durch Spekulationen über die Strompreisentwicklung beeinflusst wird.

Andererseits birgt ein solches System die Gefahr, dass der Anreiz verloren geht, die Stromeinspeisung an den Strompreissignalen auszurichten, wenn Erlöse oberhalb der garantierten Mindestvergütung (anzulegender Wert) abgeschöpft werden. Anlagenbetreiber haben dann keinen Anreiz mehr, ihre Stromerzeugung – im Rahmen ihrer Möglichkeiten – zu flexibilisieren, indem sie ihre Anlagen im Verbund mit Speichern, power-to-x-Anlagen oder steuerbaren Anlagen betreiben und dadurch einen Beitrag zur Stabilität des Gesamtsystems leisten.

Daher sollten die Mitgliedsstaaten einen ausreichenden Spielraum haben, um durch eine kluge Ausgestaltung des CfD-Modells dafür Sorge zu tragen, dass Anreize für eine systemdienliche Anlagenausrichtung und –betrieb erhalten bleiben. Insbesondere sollte auf mitgliedstaatlicher Ebene entschieden werden, ob die im CfD garantierte Mindestvergütung zum Stromerlös der konkreten Anlage oder zum Stromerlös einer repräsentativen Referenzanlage ins Verhältnis gesetzt wird („*financial CfD*“).

„*Financial CfDs*“ sind eine (bisher nur theoretische) Fortentwicklung standardmäßiger CfDs, erweitert um Bestandteile von Termingeschäften und zusätzlicher (finanzieller) Sicherheit durch die Produktionsanlage. Die bedeutendste Weiterentwicklung ist die Entkoppelung von Zahlungen von der tatsächlichen Produktion einer bestimmten Erzeugungsanlage. Einerseits zahlt der Staat dem Erzeuger einen fixen Betrag. Andererseits erhält der Staat aktuelle Spotmarktumsätze i.H. einer repräsentativen Produktionsstätte (vergleichbare Größe, Witterungsbedingungen, Standort...), welche unabhängig von den tatsächlichen Umsätzen der Anlage sind. Dies verhindert marktverzerrende Effekte (in dem Sinne, dass Anlagenbetreiber nicht mehr auf Strompreissignale reagieren) und mildert „Mengenrisiken“ für den Produzenten (bei schlechten Produktionsbedingungen, z.B. wenig Wind, zahlt man weniger an den Staat i.V. zu normalen CfDs). Die einzig physische Verbindung im Rahmen dieser Verträge ist die Produktionsanlage selbst, die zudem als Sicherheit zur Verhinderung finanzieller Engpässe („Margin Call“) gilt (für den Fall, dass ein Anlagenbetreiber die Zahlungen, die der dem Staat schuldet, nicht leisten kann)

Zu 2.

Darüber hinaus trägt es zur Vermeidung von Fehlanreizen in Bezug auf Anlagenausrichtung, -vorhaltung und –betrieb bei, wenn der Stromerlös, der über die garantierte Mindestvergütung hinausgeht, nicht vollständig, sondern nur zum Teil abgeschöpft wird.

Zu 3.

Der aktuelle Entwurf sieht vor, dass eine proportionale Auszahlung an alle Endkunden erfolgen soll. Es ist jedoch unklar, woher das Geld in Zeiträumen mit einem Netto-Finanzierungsbedarf stammen soll. Wenn es aus dem Staatshaushalt kommt, entspricht der Mechanismus langfristig einer Auszahlung von Steuermitteln an Stromkunden. Wenn

es hingegen bei den Stromkunden erhoben wird, entspricht es einem Wiederaufleben der EEG-Umlage. Aus diesem Grund sollten die Mitgliedsstaaten entsprechend ihres finanzverfassungsrechtlichen Rahmens und ihre energiepolitischen Zielsetzungen über Mittelherkunft und –verwendung entscheiden können.

Zu 4.

Eine Komponente zum Ausgleich von Standortnachteilen ist erforderlich, um das in den Mitgliedsstaaten bestehende Potenzial der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien schnell und vollständig auszuschöpfen und den Zubau nicht auf Standorte mit Idealbedingungen zu beschränken. Des Weiteren wird somit auch in Bezug auf Bestandsanlagen ein planbarer Übergang des Ausbaus in der betroffenen Region abgesichert, um Über- und Minderkapazitäten in der Region zu steuern.

Zu 5.

Anlagenbetreiber sollten das Recht haben, nach dem zeitlichem Auslaufen des CfD die mit der Anlage erwirtschafteten Stromerlöse in voller Höhe einzubehalten, damit ein Anreiz besteht, die Lebensdauer der Anlage durch Ertüchtigungsmaßnahmen zu verlängern.

Da staatliche Fördersysteme immer auch einen verzerrenden Einfluss auf den Strommarkt haben, sollte es das Ziel sein, dass in Zukunft immer mehr Anlagen ohne die Inanspruchnahme staatlicher Förderung realisiert werden. Kein Betreiber darf daher in einen staatlichen CfD gezwungen werden. Um vielmehr ungeforderte Anlagen an den Markt zu bringen, die dann auch wirtschaftlich betrieben werden können, müssen sich die Investoren darauf verlassen dürfen, dass sie Stromerlöse auch in Zeiten sehr hoher Strompreise einbehalten dürfen und keiner Abschöpfung im Rahmen eines nicht gewollten CfDs unterliegen.

Chancengleichheit, Wettbewerb und Versorgungssicherheit bei der gemeinsamen Nutzung von Energie sicherstellen

Zu Artikel 2 Einführung 15a – Right to energy sharing (Richtlinie (EU) 2019/944)

Der Vorschlag der Kommission räumt Haushalten, kleinen und mittleren Unternehmen und öffentlichen Einrichtungen das Recht ein, als aktive Kunden gemeinsam Energie zu nutzen und zu erzeugen. Hierzu soll seitens der Mitgliedsstaaten alle rechtlichen, messtechnischen, informationstechnischen und abrechnungstechnischen Rahmenbedingungen geschaffen werden, um eine faire und diskriminierungsfreie gemeinsame Nutzung der Energie zu ermöglichen. Die gemeinsame Nutzung von Energie erfolgt unbeschadet der geltenden Steuern, Abgaben und Netzentgelte und ist auf dieselbe Gebotszone beschränkt. Zur Erleichterung der gemeinsamen Nutzung von Energie kann ein Dritter eingeschaltet werden, der sowohl Eigentümer einer

Speicheranlage oder einer Anlage zur Erzeugung von erneuerbarer Energie als auch Dienstleister für die Installation und/oder den Betrieb sein kann.

Regelungsvorschlag

Mieterstrom- und Quartierslösungen werden benötigt, um den Ausbau erneuerbarer Energien in den städtischen Gebieten zu beschleunigen und um eine Partizipation zu ermöglichen.

Jeder und jede sollte das Recht haben Energie zu erzeugen, zu verbrauchen, zu verkaufen und auch zu verteilen, allerdings müssen neben diesen Rechten von allen Marktteilnehmern auch alle entsprechenden Pflichten übernommen werden. Dies gilt insbesondere hinsichtlich der Bilanzkreistreue und der geltenden Steuern, Abgaben und Netzentgelte. Nur so können Chancengleichheit, Wettbewerb und Versorgungssicherheit sowie ein systemdienliches Verhalten gewährleistet werden. Gleiche Rechte und Pflichten für alle Marktteilnehmer, auch für aktive Kunden, welche gemeinsam Energie nutzen (level-playing field).

Für die zu deckende Reststrommenge, die sich aus der gemeinsamen Nutzung der Energie eines aktiven Kunden ergibt, sollte dem Versorger keine Preisobergrenze auferlegt werden.

Begründung

Ohne eine stärkere Rolle von aktiven Kunden können die EE-Potenziale nicht ausreichend gehoben werden. Die weiteren Vorteile liegen in der möglichen Synchronisierung von dezentraler EE-Erzeugung und -Verbrauch. Außerdem ermöglichen solche Konzepte, dass EE-Anlagen ohne größere Investitionen von Einzelpersonen erschlossen werden können. Diese Teilhabe an der Energiewende wirkt akzeptanzsteigernd.

Die Reststrommengen eines aktiven Kunden sind schwer prognostizierbar, insbesondere wenn die gemeinsam genutzte Energie nicht in der Nähe des Verbrauchers / aktiven Kunden erzeugt wird. Daraus ergibt sich für den Versorger eines aktiven Kunden ein erhöhtes Bilanzkreis- und Beschaffungsrisiko. Gleichzeitig ist die Abrechnung eines aktiven Kunden im Vergleich zu einem Standardkunden mit erheblichem Mehraufwand verbunden. Die Versorgung eines aktiven Kunden ist daher mit wesentlich höheren Kosten verbunden als die eines Standardkunden.

Kein verpflichtendes separiertes Hedging für Energiebeschaffung einführen

Zu Artikel 1 Nummer 4 Einführung 18a – Supplier risk management

(Richtlinie (EU) 2019/944)

Die nationalen Regulierungsbehörden sollen sicherstellen, dass Energieversorgungsunternehmen geeignete Hedgingsstrategien bereithalten und einsetzen.

Regelungsvorschlag

Die nationalen Regulierungsbehörden sollten Anreize für Versorger setzen, eine angemessene Absicherungsstrategie einzuführen, aber keine pauschale Verpflichtung einführen.

Begründung

Es ist zu begrüßen, dass Konsumenten vor Preisschwankungen geschützt werden und dass Risikomanagement in EVU einen eigenen Risikostellenwert für Energiebeschaffung bekommen sollen. Für die überwiegende Mehrheit der kommunalen Energieversorger gehört Hedging oder Preissicherungsstrategien bei der Beschaffung und Absatzsteuerung zum bestehenden Geschäftsmodell, ihre Kunden zuverlässig und mit Preissicherheit zu versorgen. Hedging als separiertes Hedging für Energiebeschaffung sollte aber nicht als Verpflichtung eingeführt werden. Diese Vorgaben schränken die Handlungsmöglichkeiten aller Energieversorger und deren vielfältigen Vertriebsangebote ein, denn es gibt keine einheitlich richtige Hedgingstrategie. Die Absicherung muss immer zum jeweiligen Vertriebsprodukt passen. Besser ist es für mehr Transparenz hinsichtlich der Absicherung der vertraglich vereinbarten Energielieferungen gegenüber den Kunden zu sorgen. Der Endkunde sollte vor Vertragsabschluss wissen, wie die grundsätzliche Beschaffungsstrategie (z.B. überwiegend über den Spotmarkt oder Hedging) des Lieferanten für das potentielle Produkt aussieht und welche Risiken damit verbunden sein können (vergleichbar der Infos zu Wertpapierfonds). Zur Erhöhung der Nachvollziehbarkeit sollte dieses über Eingruppierung in vorher definierte Klassen erfolgen und die Überprüfung durch einen Wirtschaftsprüfer erfolgen. Diese Eingruppierung der Produkte sollte freiwillig erfolgen, Produkte ohne aktive Eingruppierung werden automatisch der höchsten Risikoklasse zugeordnet.

Kein Demand Side Management als Produkt für Systemdienstleistungen für ÜNB einführen

Artikel 1 Nummer 4 Einführung Artikel 7a - Peak shaving product (Richtlinie (EU) 2019/943)

Das „Peak Shaving“ (Definition in Artikel 2) wurde ergänzt als nichtfrequenzbasierte Systemdienstleistung (vgl. Artikel 2, (49)) und soll durch die ÜNB beschafft und vorgehalten werden können. Gemäß den Vorschlägen der EU-Kommission sollen entsprechende Verträge frühestens zwei Tage vor deren Aktivierung geschlossen und die Flexibilität nicht länger als einen Tag kontrahiert werden. Das Produkt soll nach dem Day-ahead- und vor dem Regenergiemarkt greifen; Eigenerzeugung darf hierzu nicht erhöht werden. Die nationalen Regulierungsbehörden hätten die Möglichkeit die Vorgaben zu konkretisieren.

Regelungsvorschlag:

Dieser Vorschlag sollte so nicht weiterverfolgt werden. Ein Schwerpunkt der Überarbeitung sollte darauf abzielen, Anreize zur Beibehaltung eines unflexiblen Verbrauchs zu beseitigen und den Zugang von Demand-Response-Anbietern zu bestehenden Märkten und Produkten zu ermöglichen. Zumindest sollte eine von Anfang an EU-weit harmonisierte Einführung eines Peak-Shaving-Produkts angestrebt werden.

Begründung:

Die Einführung eines Peak-Shaving-Produkts würde zu einer weiteren Fragmentierung des Strommarkts in Deutschland führen. Auch würde der Handlungsdruck zur Flexibilisierung für andere Verbraucher reduziert. Zudem besteht die Gefahr, dass ein Peak-Shaving-Produkt durch geringe Liquidität und ineffiziente Preisbildung oder mögliche Marktmacht gekennzeichnet sein könnte. Das Preissignal am Spotmarkt sollte bei entsprechender Höhe und in Verbindung mit leistungsorientierten Netzentgelten Anreiz genug sein, das Verbraucherverhalten von Großabnehmern anzupassen sowie netz- und marktseitige Einsparungen zu generieren oder zu Lastverschiebungen bzw. den Einsatz von Speichern führen. Darüber hinaus sind Preisspitzen/-unterschiede erforderlich, um den Einsatz von Flexibilitätsoptionen anzureizen. Das „Peak-Shaving“ als reguliertes Produkt der ÜNB könnte dafür wichtige Marktpreissignale verzerren.

Anstatt einer Preisfestlegung eine Preisobergrenze einführen, um erschwingliche Energie während einer Strompreiskrise sicherzustellen

Zu Artikel 2 Einführung Artikel 66a – Access to affordable energy during an electricity price crisis (Richtlinie (EU) 2019/944)

Die Kommission kann mit diesem Artikel eine regionale oder unionsweite Strompreiskrise mit einer Dauer vom maximal ein Jahr ausrufen. In diesem Fall ermächtigt sie öffentliche Institutionen zu einer Festsetzung der Preise für die Versorgung von Haushalten sowie von kleinen und mittleren Unternehmen. Die Bedingungen für eine regionale oder unionsweite Strompreiskrise sind definiert als (Artikel 66, Nr. 1):

- a. sehr hohe Preise auf den Stromgroßhandelsmärkten, die mindestens das Zweieinhalbfache des Durchschnittspreises der vorangegangenen fünf Jahre betragen und voraussichtlich mindestens sechs Monate lang anhalten werden;
- b. ein drastischer Anstieg der Stromeinzelhandelspreise um mindestens 70 %, der voraussichtlich mindestens sechs Monate lang anhalten wird; und
- c. die Gesamtwirtschaft wird durch die Strompreiserhöhungen negativ beeinflusst.

Um einen Anreiz zur Nachfragereduzierung zu schaffen, ist die Preisfestsetzung begrenzt auf:

- 70 % des Verbrauchs des Begünstigten im selben Zeitraum des Vorjahres bei kleinen und mittleren Unternehmen
- 80 % des Medianverbrauchs bei Haushalten

Regelungsvorschlag

Der VKU spricht sich gegen eine Preisfestsetzung und stattdessen für die Festsetzung einer Preisobergrenze im Falle einer regionalen oder unionsweiten Strompreiskrise aus.

Bei Eintreten einer Preisfestsetzung bzw. Preisobergrenze aufgrund einer regionalen oder unionsweiten Strompreiskrise ist die Entschädigung für Lieferanten in Form eines Kostenausgleichs sicherzustellen. Diese Entschädigung sollte mindestens die Differenzkosten zwischen der Beschaffung am Markt und dem festgelegten Preis, der an die Verbraucher weitergegeben wird, betragen

Begründung

Durch die Festlegung einer Preisobergrenze werden die Marktmechanismen bei sinkenden Energiepreisen nicht außer Kraft gesetzt, so dass die Verbraucher von den sinkenden Energiepreisen profitieren.

Die Verordnung ist für die Versorger in keinem Fall wirtschaftlich tragbar, wenn hier keine Entschädigung für die entstehenden Differenzkosten zwischen der Beschaffung am Markt und dem festgelegten Verbraucherpreis erfolgt.

Die Erfahrung mit den deutschen Energiepreisbremsen zeigt, dass derartige Eingriffe den Wettbewerb im Energiemarkt begrenzen, einen unheimlich hohen Umsetzungsaufwand haben, für viele Kunden schwer nachzuvollziehen sind und dennoch angesichts der mannigfaltigen Versorgungsmodelle keine Einzelfallgerechtigkeit bieten können. Stattdessen sollten vulnerable Haushalte in Zukunft gezielter und sozial differenzierter direkt durch ein staatliches Instrument unterstützt werden. Dafür müssen die notwendigen Voraussetzungen - z. B. für die staatliche Auszahlung von Pro-Kopf-Entlastungen - geschaffen werden.

› WEITERE ANLIEGEN

„Virtual Hubs“ erhöhen die Komplexität der Risikoabsicherung und damit die Kosten für Endverbraucher

Zu Artikel 1 Nummer 6 Anpassung Artikel 9 – Forward Markets (Verordnung (EU) 2019/943)

Mit ihrem Vorschlag möchte die Kommission virtuelle Knotenpunkte einrichten, um so eine Marktfragmentierung aufzulösen und die Liquidität im Terminhandel für wenig liquide Gebotszonen zu erhöhen (die deutsche Gebotszone ist gemessen an der „Churn-Rate“ die liquideste Zone).

Regelungsvorschlag

Der Vorschlag sollte nicht weiterverfolgt werden. Zunächst sollte ein Impact Assessment vorausgehen, das aufzeigt, was die eigentlichen Gründe für die geringe Liquidität in kleinen Gebotszonen sind. Im Vorfeld sollte auch ein Review der für die Vergabe und das Hedging von long-term Transmission Rights maßgeblichen Forward Capacity Allocation (FCA) Guideline ((EU) 2016/1719) erfolgen.

Begründung

Bei einem vollständig integrierten Spotmarkt bilden sich über market coupling und möglichst max. Auslastung der Übertragungskapazitäten (70%-Regel) „natürliche Hubs“ und bündeln Liquidität. Akteure aus angrenzenden Gebotszonen machen das Proxy-Hedging – wie heute die deutschen Nachbarn über die DE-Gebotszone. KOM und ACER bewerten das kritisch, weil sie ein verbleibendes Preisrisiko sehen, da die grenzüberschreitende Leitungs-Kapazität bisher nicht für eine vollständige Preisangleichung ausreicht. Daher der Vorschlag, auch für die Transmission Rights (Übertragungsrechte) ein adäquates Hedging einzuführen. Das wird auch bisher schon in der FCA (Forward Capacity Allocation) Guideline vorgesehen, aber nur von Gebotszone zu Gebotszone, nicht aber von Gebotszone zum Virtuellen Hub.

Nur die TSOs haben es bisher nicht umgesetzt oder umsetzen können. Daher haben sich im Terminmarkt Alternative Spread Futures etabliert, mit denen sich die finanziellen Unterschiede am Terminmarkt zw. Marktgebieten hedgen lassen. Das sehen KOM und ACER aber als nicht ausreichend. Die Erhöhung der Liquidität in kleinen Zonen ist durch die Schaffung virtueller Hubs nicht erkennbar und damit nicht gewährleistet. Im Gegenteil: Die Liquidität könnte dadurch sogar weiter sinken.

Auch sind die Auswirkungen auf den Stromhandel unklar. Es fehlen belastbare Aussagen, welche Verbesserungen dadurch tatsächlich erreicht werden können – das nordische Modell kann aufgrund der geringen Liquidität nicht als Vorbild dienen.

Auch ist unklar, wie sich die Existenz virtueller Hubs auf den außerbörslichen Markt ("OTC") auswirkt, da u.a. nicht klar ist, ob die Kontrakte physisch zur Erfüllung kommen können bzw. auf die durch den Handel definierte Region geliefert werden können (Leitungskapazitäten).

Der Handel über virtuelle Hubs erhöht die Komplexität der Risikoabsicherung und damit die Kosten für Endverbraucher.

Der Mechanismus erzeugt zudem neue Risiken insb. für kleine Akteure wie regionale/kommunale Akteure, die Folge sind erhöhter Handelsaufwand und Kosten.

Vertragsfreiheit und -risiken nicht einseitig zwischen Energielieferanten und -kunden verteilen

Zu Artikel 2 Anpassung Artikel 11 - Entitlement to a fixed term, fixed price and dynamic electricity price contract (Verordnung (EU) 2019/943)

Laut Kommissionsvorschlag sollen die Mitgliedstaaten sicherstellen, dass Versorger Verträge mit fester Laufzeit und festem Preis sowie dynamische Strompreisverträge anbieten. Gleichzeitig sollen die Mitgliedstaaten sicherstellen, dass Endkunden:

- die einen intelligenten Zähler installiert haben, den Abschluss eines dynamischen Strompreisvertrags beantragen können.
- einen Strompreisvertrag mit fester Laufzeit und mit festem Preis mit einer Laufzeit von mindestens einem Jahr mit mindestens einem Versorger und mit jedem Versorger, der mehr als 200 000 Endkunden hat, abschließen kann.

Regelungsvorschlag

Die Regelung sollte wie folgt erweitert werden: Der Anspruch auf einen Vertrag mit fester Laufzeit und festem Preis für Kunden geht mit den gleichen Rechten und Pflichten für beider Vertragsparteien (Kunde und Lieferant) hinsichtlich der Möglichkeiten einer Vertragskündigung einher. Im gegenseitigen Einverständnis steht den Vertragsparteien außerdem die Möglichkeit einer automatischen Vertragsverlängerung um 12 Monate zur Verfügung.

Begründung:

Die Förderung von langfristigen Vertragsbeziehungen unterstützt der VKU. Dabei ist es aber entscheidend, dass sich sowohl der Lieferant als auch der Kunde an die vereinbarte Vertragslaufzeit halten müssen. Ein einseitiger Anspruch auf einen Vertrag mit fester Laufzeit, bei gleichzeitig kurzfristigen Kündigungsrechten der Kunden, würde eine nicht sachgerechte Verlagerung der Vertragsrisiken auf die Lieferanten bedeuten. Es sollte weiterhin Vertragsfreiheit existieren, die es Versorgern wie Kunden ermöglicht sich frei

für einen Vertrag und eine passende Vertragsverlängerung zu entscheiden. Grundversorgungsrechte sind davon ausgenommen.

Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs im Stromsystem auf ÜNB-Ebene sinnvoll

Artikel 1 Nummer 9 Einführung Artikel 19c – Assessment of flexibility needs und Artikel 19d – Indicative national objective for demand side response and storage (Verordnung (EU) 2019/943)

Laut Kommissionsvorschlag sollen die Regulierungsbehörden regelmäßig den Bedarf an Flexibilität im Stromsystem basierend auf den Angaben der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber bewerten. Auf dieser Grundlage sollen die Mitgliedstaaten ein nationales Ziel für nichtfossile Flexibilität, wie Demand-Side-Response und Speicherung, definieren – dies soll sich auch in ihren integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen widerspiegeln.

Regelungsvorschlag:

Grundsätzlich erscheint ein nationales verpflichtendes Flexibilitätsziel insofern sinnvoll, als regelmäßig der Flexibilitätsbedarf national bewertet werden sollte.

Flexibilität ist in einem von EE dominierten System von höchster Bedeutung, da nur so eine Integration von fluktuierenden EE wirklich erfolgreich sein kann. Aufgrund dieses direkten Zusammenhangs sollten Flexibilitätsziele in Abhängigkeit der nationalen EE-Ziele getroffen werden. Die Setzung von Flexibilitätszielen kann dabei helfen, mehr Anreize zu schaffen, um die benötigte Flexibilität auch tatsächlich bereit zu stellen.

In jedem Fall sollte die Bereitstellung der Daten überwiegend durch die ÜNB erfolgen, da sie für die Stabilität des Gesamtsystems verantwortlich sind. Die Anforderungen in Bezug auf die zusätzliche Datenbereitstellung durch die VNB müssen sich in vertretbarem Rahmen halten.

Begründung

Die Höhe der zur Verfügung stehenden Flexibilität ist sowohl aus globaler als auch lokaler Sicht von Bedeutung. Auf globaler Ebene entscheidet sie darüber, ob die Energieversorgung auch in Zeiten einer Dunkelflaute grundsätzlich gesichert ist.

Vorhaltung von verlässlichen Erzeugungskapazitäten im grünen und flexiblen Kapazitätsmechanismus sicherstellen

Artikel 1 Nummer 9 Einführung Artikel 19e – Flexibility support schemes und 19f – Design principles for flexibility support schemes (Verordnung (EU) 2019/943)

Um das nationale Ziel für nichtfossile Flexibilität, wie Demand-Side-Response- und Speicherinvestitionsbedarf, zu erreichen, sollen die Mitgliedstaaten Kapazitätsmechanismen konzipieren oder umgestalten können, um einen grünen und flexiblen Kapazitätsmechanismus zu schaffen. Mitgliedstaaten, die einen Kapazitätsmechanismus im Einklang mit den bestehenden Vorschriften anwenden, sollen die Beteiligung nichtfossiler Flexibilität, wie Demand-Side-Response und Speicherung, fördern, indem sie zusätzliche Kriterien oder Merkmale in die Gestaltung einführen.

Wenn Mitgliedstaaten keinen Kapazitätsmechanismus anwenden oder wenn die zusätzlichen Kriterien oder Merkmale bei der Gestaltung ihres Kapazitätsmechanismus nicht ausreichen, um das nationale Ziel für Bedarfssteuerung und Speicherinvestitionen zu erreichen, könnten sie Instrumente anwenden, welche Zahlungen für fossilfreie verfügbare Kapazitäten, wie Demand Side Response und Speicherung, beinhalten.

Regelungsvorschlag

Es ist klar, dass das zukünftige Energiesystem auf eine erheblich größere Flexibilität angewiesen sein wird. Dabei sollte möglichst frühzeitig, insbesondere wenn es sich um dezentrale Flexibilitäten handelt, eine klare Regelung zwischen markt- und netzdienlichem Einsatz getroffen werden. Um das Energiesystem resilient auszugestalten, werden unterschiedliche Flexibilitätsoptionen notwendig sein. Auf der Nachfrageseite dienen Optionen wie Demand Response Management (DRM) oder Demand Side Management (DSM) zum kurzfristigen Flexibilitätseinsatz. Diese wird im Gegensatz zum heutigen Modell aber überwiegend auf der Verteilnetzebene neu zu etablieren sein. Lastflexibilitäten können kurzfristige Schwankungen des Stromangebots, z. B. eine hohe Stromerzeugung aus Photovoltaik in den Mittagsstunden, oder der Stromnachfrage, z.B. den höheren Stromverbrauch in Abendstunden, ausgleichen. Sie sind jedoch keine adäquate Absicherung für längerfristige Fehlmengen (z. B. "Dunkelflaute"). D.h. die Vorhaltung hinreichend dimensionierter Reservekapazitäten ist nicht allein durch Flexibilität ersetzbar. Hierfür besteht der Bedarf an (neuen) regelbaren Kraftwerken, welche durch Systeme zur Unterstützung der Flexibilität, z.B. in Form eines Kapazitäts-/Leistungsmarkt, ebenfalls adressiert werden sollten.

Begründung

Für den Bau von Speichern sowie die Bereitstellung anderer Flexibilitätsoptionen, insbesondere aber von flexiblen neuen Kraftwerken, die ganzjährig vorgehalten werden,

aber voraussichtlich nur wenige Stunden im Jahr laufen, sind Investitionen kaum darstellbar, wenn sich diese mittels der in diesen Stunden anfallenden Spitzenlastpreise amortisieren müssen. Damit Versorger, z.B. Stadtwerke, eine sichere Versorgung auf Basis volatiler erneuerbarer Energien aufrechterhalten können, ist es von zentraler Bedeutung, nicht nur die produzierte Energie, sondern – mindestens gleichwertig und anders als bislang – bereits die Vorhaltung von verlässlichen Erzeugungskapazitäten angemessen zu honorieren.

Dabei kann es sich z.B. auch um KWK-Systeme handeln, die als regelbare Technologien das erforderliche Angebot in Zeiten unzureichender EE-Versorgung gewährleisten und zugleich als Baustein für die klimaneutrale Wärmeversorgung benötigt werden. Solche lastnahen Erzeugungskapazitäten können ideal von Stadtwerken und regionalen Energieversorgern bereitgestellt werden.

Insgesamt weist der aktuelle Energy Only Markt (EOM) in Deutschland deutliche Defizite auf, da er keine ausreichenden Anreize für gesicherte und steuerbare Erzeugungskapazitäten bietet. Um diese Defizite zu beheben und der wachsenden Kapazitätslücke entgegenzuwirken, ist der bestehende EOM durch einen Leistungsmarkt zu ergänzen, in dem sich Angebot und Nachfrage nach gesicherter Leistung über Marktmechanismen ausgleichen können.

Mehr Transparenz zur verfügbaren Netzkapazität darf Netz- und Systemsicherheit nicht gefährden

Artikel 1 Nummer 12 zu Artikel 57 Einführung Absatz 3 (Verordnung (EU) 2019/943) **und Artikel 2 Anpassung Artikel 31 Absatz 3** (Richtlinie (EU) 2019/944)

Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber sollen laut dem Vorschlag die Transparenz bzgl. der verfügbaren Netzanschlusskapazität erhöhen und hierzu enger zusammenarbeiten: U.a. durch die Veröffentlichung von Informationen über die verfügbaren Kapazitäten für Neuanschlüsse in ihrem jeweiligen Tätigkeitsbereich. Vor allem VNBs sollen Informationen für Systembenutzer über den Status und die Behandlung ihrer Verbindungsanfragen und Informationen über die für neue Anschlüsse in ihrem Tätigkeitsbereich verfügbare Kapazität, auch in überlasteten Gebieten, wenn flexible Energiespeicheranschlüsse untergebracht werden können, in klarer und transparenter Weise veröffentlichen und regelmäßig aktualisieren.

Regelungsvorschlag

Mehr Transparenz über aus Netzsicht günstige Standorte für neue Stromerzeugungsanlagen kann die Entscheidungsfindung potentieller Investoren zu Gunsten eines netzverträglichen Standorts beeinflussen und so die Netzintegration neuer

Anlagen erleichtern. Sicherheitsrisiken durch Veröffentlichung von Netzdaten müssen hierbei aber zwingend vermieden werden. Auch muss der damit verbundene Aufwand mit Blick auf den jeweiligen Nutzen in der lokalen und regionalen Dimension gerechtfertigt sein.

Begründung

So wird auch die Netz- und Systemsicherheit sowie der Schutz kritischer Infrastrukturen gewährleistet.

Flexible Netzentgelte und Flexibilitätsdienstleistungen würden nicht den gewünschten Erfolg bringen

Artikel 2 Nummer 7 Anpassung Artikel 18 - Entgelte für den Netzzugang, die Nutzung und den Ausbau der Netze (Verordnung (EU) 2019/943)

Die nationalen Regulierer sollen laut Vorschlag gegenüber Verteilernetzbetreibern weitere Anreize für einen möglichst kosteneffizienten Betrieb und Ausbau ihrer Netze setzen. Die Behörden sollen die Möglichkeit erhalten, relevante Kosten als erstattungsfähig anzurechnen, diese Kosten in die Übertragungs- und Verteilungstarife einzureichen und Leistungsziele einzuführen. Hierzu sollen die Tarifierungsmethoden für die Übertragungs- und Verteilernetze angepasst werden.

Regelungsvorschlag:

Richtig ist, dass die heutige Netzentgeltstruktur die Fixkosten der Verteilernetzbetreiber widerspiegeln und dabei sowohl Kapital- als auch Betriebsausgaben berücksichtigen sollten, um den Verteilernetzbetreibern sowohl kurz- als auch langfristig angemessene Anreize zu bieten, einschließlich vorausschauender Investitionen. Der VKU setzt sich dafür ein und unterstützt den Vorschlag der EU-Kommission, die Netzentgeltstruktur weiter kostenreflexiv (verursachungsgerecht) zu gestalten und diese daher noch weiter entnahme- bzw. einspeisemengenunabhängig zu machen. Pläne, mit flexiblen Netzentgelten künftig einen netzorientierten Flexibilitätseinsatz anzureizen, würde der VKU insb. in der Niederspannungsebene jedoch ablehnen.

Begründung:

Zahlreiche Gutachten (u.a. Consentec für BMWi) haben dargelegt, dass der wirtschaftliche Effekt zeitvariabler Netzentgelte minimal bis nicht wahrnehmbar sein wird. Zu beachten wären dabei auch umfangreiche Umverteilungseffekte, so dass in der Folge die Entgeltneutralität nicht mehr gewährleistet wäre. Zudem wäre mit einem derartigen Modell die Entgeltkalkulation nicht mehr beherrschbar. Aus VKU-Sicht stünde der zusätzliche Nutzen nicht im Verhältnis zur deutlich zunehmenden Komplexität der Entgeltermittlung, Produktgestaltung und Kommunikation. Bei variablen

Entgelten/Entgeltkomponenten, die die Netzsituation abbilden, steht der Aufwand derzeit in keinem Verhältnis zum Nutzen. In der Niederspannung macht das Netzentgelt nur einen verhältnismäßig kleinen Anteil des Strompreises aus. Es ist zu befürchten, dass ein zeitvariabler Arbeitspreis aufgrund der geringen Preissensitivität der Kunden nicht die gewünschte Wirkung hat. Nach Auffassung des VKU sollte daher diese Idee nicht weiterverfolgt werden.

Insgesamt wäre es sinnvoll, wenn der Anteil der Marktmengen in der Statistik differenziert zwischen geförderten und ungeförderten ausgewiesen würde.

Lieferant der letzten Instanz („Ersatzversorger“) darf die Verknüpfung von Grund- und Ersatzversorgung nicht einschränken

Artikel 2 Nummer 5 Einführung Artikel 27a – Supplier of last resort (Richtlinie (EU) 2019/944)

Mit dieser Regelung gewährleistet die Kommission die Versorgungssicherheit für Haushaltskunden. Hierzu wird ein Versorger der letzten Instanz definiert, der eine nahtlose Kontinuität des Dienstes für diese Kunden für mindestens sechs Monate und ohne Verlust ihrer Rechte sicherstellt. Die Mitgliedstaaten können den Versorger der letzten Instanz verpflichten, Haushaltskunden, die kein marktbasierendes Angebot erhalten, mit Strom zu versorgen.

Regelungsvorschlag

Die Mitgliedstaaten soll auch bereits eingeführte den Grundversorger gem. Artikel 27 mit der Aufgabe des Versorgers der letzten Instanz betrauen können. Auch sollten die Mitgliedstaaten sicherstellen, dass die Versorger der übergegangenen Kunden für mindestens 3 und nicht 6 Monaten versorgen.

Begründung

Nach Erwägungsgrund 48 soll mit dem Supplier of last resort gesichert werden, dass jederzeit die Kontinuität der Versorgung gewährleistet ist. Nach der Definition in Art. 2 Nr. 24a ist der Supplier of last resort ein vom Mitgliedstaat bestimmter Versorger, der Kunden anderer Versorger übernimmt, wenn dieser seine Tätigkeit einstellt. In Deutschland gibt es seit langem eine Regelung für diese Sachverhalte in § 38 EnWG. Der Grundversorger ist in seinem Grundversorgungsgebiet auch Ersatzversorger/Supplier of last resort. Dieses System hat sich bewährt, was sich auch im Winter 2021/22 als es zahlreiche Marktaustritte von Versorgern gab, gezeigt hat.

Es ist deswegen sinnvoll, klarzustellen, dass die Neuregelung nicht beabsichtigt, eine Verknüpfung von Grund- und Ersatzversorgung zu verhindern. Ebenso sollte aufgrund der

langjährigen Erfahrungen die Verpflichtung zu Belieferung auf drei Monate beschränken.
Dies stärkt auch den Energiemarkt.