

Stellungnahme zum PKNS-Optionenpapier

Stand: 02. September 2024

Handlungsfeld 1: EE-Förderung

1. Teilen Sie die Einschätzung der Chancen und Herausforderungen der oben genannten Optionen?

Nein. Viele der Chancen und Herausforderungen sind zwar treffend genannt, allerdings fehlen zwei zentrale Punkte. Zum einen wird bei allen Fördersystemen nicht die Möglichkeit eines Wechsels in die sonstige Direktvermarktung (und ggf. wieder zurück) diskutiert. Eine solche Wechselmöglichkeit ist aber elementar, um die Grünstromvermarktung bzw. die Nutzung von PPAs (die generell kaum angesprochen werden) weiterzuentwickeln. Bei der möglichen Umstellung auf produktionsunabhängige Förderinstrumente (Optionen 3 und 4) werden zudem die Herausforderungen von Eigenverbrauchsmengen nicht angesprochen, die heute aber ein sehr wichtiger Treiber für den Erneuerbaren-Ausbau und nicht zuletzt für Teilhabe und Akzeptanz sind.

2. Wie bewerten Sie die Auswirkungen der verschiedenen Optionen und Ausgestaltungsvarianten auf effizienten Anlageneinsatz und systemdienliche Anlagenauslegung? Beachten Sie dabei auch folgende Teilaspekte:

- a. Wie relevant sind aus Ihrer Sicht Erlösunsicherheiten bei Gebotsabgabe durch Prognoseunsicherheit von Stunden mit Null- oder Negativpreisen je Option?
- b. Wie schätzen Sie die Relevanz der Intraday-Verzerrungen durch produktionsabhängige Instrumente ein?
- c. Welche Auswirkungen hätte eine Umsetzung der oben genannten Optionen auf die Terminvermarktung von Strom durch EE-Anlagen? Unterscheiden sich die Auswirkungen zwischen den Optionen? Erwarten Sie Auswirkungen auf die Terminvermarktung von Strom durch die Beibehaltung und Breite eines etwaigen Marktwertkorridors?

Systemdienlichkeit wird vor allem erreicht, wenn Betreiber von EE-Anlagen ein hohes Interesse an einer Optimierung ihrer Vermarktungserlöse haben. Das ist bei Modellen ohne Marktwertkorridor (insb. Option 2) nicht gegeben. Option 1, ein CfD mit Cap und Floor, würde hier hingegen große Anreize bieten. Schließlich sehen Betreiber schon im heutigen Marktprämienmodell, insbesondere bei Entfall der Förderung bei negativen Preisen, schon sehr direkt die Systemanreize. Auch eine produktionsunabhängige Abschöpfung kann einen systemdienlichen Anlageneinsatz anreizen, dies hängt jedoch sehr stark von der Ausgestaltung des Referenzertrages bzw. des Abschöpfungsbeitrages ab.

Erlösunsicherheiten aufgrund der Entwicklung negativer Preise sind aktuell ein wachsender Faktor bei der Gebotsabgabe. Dies gilt jedoch vor allem für Solar. Die Windenergie ist davon bislang kaum betroffen. Durch den aktuellen Hochlauf von Flexibilitätsoptionen erwarten wir mittelfristig wieder planbarere Kalkulationen, auch haben sich Projektierer durch die Kopplung mit Speichern oder anderen Flexibilitäten bzw. durch die Direktbelieferungsansätze auf die Suche nach Lösungsoptionen gemacht. Bereits im bisherigen Marktprämienmodell bzw. in einem CfD-System, das auf dem heutigen Fördersystem basiert, findet der Markt also Anpassungsstrategien an die jeweils aktuelle Strommarktentwicklung. Eine Umstellung auf ein Financial CfD könnte zwar diese aktuellen Erlösunsicherheiten verringern, bringt aber in jedem Fall erhebliche neue Unsicherheiten, schon allein aufgrund der sehr grundsätzlichen Systemumstellung und vor allem wegen des enthaltenen Basisrisikos. Einen solch grundlegenden und bereits bis 2027 umzusetzenden

Wechsel im Fördersystem aufgrund von auch im aktuellen System lösbaren und damit tendenziell temporären Problemen halten wir daher für überstürzt, zumal sie hauptsächlich eine Technologie betreffen.

Für die Terminvermarktung von EE-Anlagen ist vor allem entscheidend, dass es Wechselmöglichkeiten aus dem Fördersystem heraus gibt, da sonst keine freie Vermarktung der Strommengen möglich wird und die Day-Ahead-Auktionen der maßgebliche Marktrahmen bleiben. Zu Wechselmöglichkeiten im Rahmen des Fördersystems wird im Optionenpapier nichts gesagt. Klar ist, dass diese gegenüber dem heutigen System angepasst werden müssten, um sich nicht situativ der Abschöpfung entziehen und sich gegen das Fördersystem optimieren zu können. Dennoch wäre die grundsätzliche Möglichkeit eines Wechsels aus dem Fördersystem (und wieder zurück) elementar, um die Terminvermarktung von Ökostrom zu ermöglichen und eine echte Grünstromvermarktung weiter zu befördern. Sinnvoll wäre, bei geförderten Anlagen auch in einer PPA-Phase einen Teil der Erlöse abzuschöpfen – eine komplette Abschöpfung würde die PPA-Anreize zerstören, aber bereits kleine verbleibende Zusatzerlöse könnten hier attraktiv wirken. In einem solchen Modell könnte auch die grundlegend sinnvolle monatliche Wechselmöglichkeit aufrechterhalten werden. Dabei muss allerdings abgesichert werden, dass mögliche Zusatzerlöse bei integrierten EVUs mit Erzeugung und Handel/Vertrieb unter einem Konzerndach nicht einfach vom Erzeuger auf den Abnehmer/Händler verlagert werden. Zeitliche oder Häufigkeits-Beschränkungen beim Wechsel aus/in die Förderung wären andere gangbare Wege der Aufrechterhaltung von PPAs mit CfD-geförderten Anlagen.

3. Wie bewerten Sie die Auswirkungen der verschiedenen Optionen und deren Ausgestaltungsvarianten auf die Kapitalkosten? Beachten Sie dabei auch folgende Teilaspekte:

- a. **Welche Kapitalkostenunterschiede erwarten Sie im Vergleich von einem Investitionsrahmen mit und ohne einen Marktwertkorridor?**
- b. **Welche Kapitalkosteneffekte erwarten Sie durch Ausgestaltungsoptionen, die einen effizienten Anlageneinsatz und eine systemdienliche Anlagenauslegung verbessern sollen (zum Beispiel durch längere Referenzperioden, Bemessung von Zahlungen an geschätztem Produktionspotenzial oder Referenzanlagen, ...)?**

Das aktuelle EEG-Fördersystem (und darauf aufbauend auch der PPA-Markt, in welchem viele Projekte nur durch EEG-Absicherung eine günstige Refinanzierung erhalten) ist ein eingeschwungener Markt zwischen Kapitalgebern, Projektierern und allen weiteren beteiligten Akteuren. Änderungen, gerade größere Eingriffe in das System, bringen erst einmal Unsicherheit und erhöhen damit mindestens kurzfristig die Kapitalkosten. Dies gilt insbesondere, wenn bereits für laufende Projektplanungen droht, dass diese in einem ganz anderen Anreizsystem refinanziert werden müssen. Um Kapitalkosten niedrig zu halten, sollte für die ab 2027 notwendige Umstellung auf Förderinstrumente mit Clawback-Element daher eine Variante möglichst nah am aktuellen System gewählt werden – insbesondere ein CfD mit Marktwertkorridor ist hier aus unserer Sicht geeignet, da die zusätzlich möglichen Erlöse innerhalb des Marktwertkorridors nicht nur einen systemdienlichen Betrieb anreizen, sondern diese Mehreinnahmen auch Kapitalkosten zusätzlich senken können.

Ein Financial CfD wie vom BMWK vorgeschlagen kann zwar theoretisch durch vergleichsweise planbare Erträge ebenfalls zu eher niedrigen Kapitalkosten führen. Die Planbarkeit hängt jedoch sehr an der Ausgestaltung der Abschöpfungsseite, kurzfristig würde eine solche grundlegende Umgestaltung in jedem Fall zu Zusatzaufwänden, neuen Risikoeinordnungen und damit zu höheren Kapitalkosten führen. Eine solche Systemumstellung sollte daher nur mit größerem Vorlauf und idealerweise mit Pilotausschreibungen bzw. zeitlich überlappender Überführungsphase vom bisherigen System eingeführt werden.

4. Wie bewerten Sie die Auswirkungen der verschiedenen Optionen und deren Ausgestaltungsvarianten mit Blick auf ihre technische und administrative Umsetzbarkeit und mögliche Systemumstellung? (3.500 Zeichen)

Beachten Sie dabei auch folgende Teilaspekte:

- a. Wie groß schätzen Sie die Herausforderungen und Chancen einer Systemumstellung ein?**
- b. Wie schätzen Sie die Umsetzbarkeit eines Modells mit produktionsunabhängigen Zahlungen auf Basis lokaler Windmessungen und die Umsetzbarkeit eines Modells mit einem produktionsunabhängigen Refinanzierungsbeitrag auf Basis von Wettermodellen ein?**

Das bisherige Marktprämiensystem ist bewährt und könnte vergleichsweise einfach mit einem Abschöpfungsmechanismus kombiniert werden. Auch hier sehen die Betreiber Marktpreise und reagieren darauf. Zudem ist damit zu rechnen, dass der längst begonnene Hochlauf von Flexibilitäten im Strommarkt in den kommenden Jahren die aktuellen Herausforderungen mit negativen Preisen zumindest abdämpft. Eine entsprechende Weiterentwicklung des bestehenden Fördersystems bringt daher die geringsten Friktionen mit sich und flankiert so am besten die notwendige weitere Beschleunigung des Erneuerbaren-Ausbaus. Auch bei einer Umstellung auf CfD sollten dabei möglichst große System-Marktoptimierungsanreize verbleiben, weshalb ein CfD-Instrument mit Marktwertkorridor (Option 1) die kurzfristig sinnvollste Wahl ist.

Eine grundsätzliche Systemumstellung etwa auf Financial CfD bietet zwar in der Theorie durchaus Vorteile, insbesondere die höhere Planbarkeit der Erlöse für die Betreiber auch bei vielen Negativpreisphasen. Dies könnte allerdings auch mit einer Umstellung der Marktprämienförderung auf ein Mengensystem statt der bisherigen Zeitförderung passieren. Eine solche Umstellung wäre deutlich näher am bisherigen System und würde weniger Verunsicherung in den Markt bringen.

Dass ein Financial CfD eine stärkere Marktorientierung mit sich bringt, sehen wir nicht, da wie erwähnt auch im Marktprämiensystem Preissignale wirken. Ob die theoretischen Vorteile tatsächlich in der Praxis ankommen, hängt nicht nur stark von der regulatorischen Ausgestaltung des Abschöpfungsbeitrags ab. Auch technisch geht die Ermittlung des Ertragspotenzials für produktionsunabhängige Refinanzierungsbeiträge mit einigen Herausforderungen einher, die schwerlich bis 2027 verlässlich und allgemeingültig in den Griff bekommen werden können – dies gilt für den Wettermodell-Ansatz genauso wie für eine möglichst standortgenaue Erfassung des Produktionspotenzials mittels lokaler Messungen. Aus einer Reihe von Gründen (Verminderung Basisrisiko, höhere Berücksichtigung der Standortgüte und daher bessere regionale Anlagenverteilung, Fairness für kleinere Betreiber mit wenigen Anlagen und entsprechend hohen potenziellen Abweichungen im Portfolio) ist dabei eine möglichst anlagenspezifische Ermittlung des Abschöpfungsbetrages sinnvoller, führt allerdings zu größeren Aufwänden, mehr Bürokratie und damit zu neuen Hemmnissen. Eine solcher erheblicher Eingriff müsste sehr gut vorbereitet sein und könnte aus unserer Sicht daher allenfalls ein zukünftiger zweiter Schritt bei der Reform des Investitionsrahmens für Erneuerbare sein.

Dies gilt nicht zuletzt aus Gründen der Akteursvielfalt: Kleinere Unternehmen oder Bürgerenergiegemeinschaften haben in aller Regel nicht die Ressourcen, solche Debatten zu begleiten und die Konsequenzen aus einer grundsätzlichen Umgestaltung des Fördersystems rasch zu implementieren. Auch haben diese nur wenige Anlagen und können das grundlegend enthaltene Basisrisiko von produktionsunabhängigen Förderungen daher nicht über einen größeren Anlagenpark streuen. Eine eher kurzfristige und nicht ausreichend durchdachte grundsätzliche Veränderung des Investitionsrahmens könnte so die ohnehin schon voranschreitende Re-Oligopolisierung des Energiesektors weiter befeuern. Das Nebenziel der Energiewende einer Demokratisierung der Energieversorgung würde konterkariert.

5. Weitere Anmerkungen?

Als Lieferant von Ökostrom mit echtem Energiewende-Mehrwert ist für uns die Verfügbarkeit von förderfreiem Ökostrom aus Deutschland entscheidend. Förderfreie Anlagen auf Basis von PPA-Vermarktung sind zwar immer häufiger zu finden, in aller Regel jedoch nur bei möglichst großen Projekten bzw. bei Abnehmern aus der Großindustrie, die auch das Risiko von langjährigen Abnahmeverträgen schultern können. Für die mittelständische Energiewirtschaft sind solche Vermarktungsformen jedoch nur ausnahmsweise zu stemmen. Wie im Optionenpapier treffend beschrieben, können Stromabnahmeverträge von Lieferanten maximal für drei Jahre geschlossen werden, während die Erzeuger/Betreiber zur Refinanzierung deutlich längere Absicherungszeiträume brauchen. Bisher wird der deutsche Grünstrommarkt bei neuen Anlagen (abgesehen von sehr großen Solaranlagen und Offshore-Anlagen zur Industrierversorgung) daher stark von Wind- und Solarparks geprägt, die zwar ihre Strommengen in der sonstigen Direktvermarktung frei verkaufen, die zur grundsätzlichen Refinanzierung aber einen EEG-Zuschlag als langjährige Absicherung haben. Dies ist möglich durch den bisherigen monatlichen Wechsel zwischen den Vermarktungen. Auch ein kommender Investitionsrahmen sollte aus unserer Sicht zwingend ähnliche Wechselmöglichkeiten vorsehen, auch wenn diese aufgrund der kommenden und sinnvollen Abschöpfungen eingehegt werden sollten, damit sich Betreiber nicht gegen das Fördersystem optimieren können. Denkbar wäre hier etwa, auch in einer PPA-Phase bei solchen Anlagen die Mehrerlöse größtenteils abzuschöpfen, etwa zu einem hohen Prozentsatz. Damit könnte auch der bisherige systematisch sinnvolle monatliche Vermarktungswechsel aufrechterhalten werden und es würden einerseits ähnliche Abschöpfungsbeträge generiert, während andererseits die Entwicklung von PPA und Grünstromvermarktung sowie eine planbare Anlagenrefinanzierung abgesichert werden.

Handlungsfeld 2: Steuerbare Kapazitäten

1. Wie schätzen Sie die Notwendigkeit der Anpassungs- und Anschlussfähigkeit des Kapazitätsmechanismus für künftige Entwicklungen ein?

Nachdem in den letzten Jahren enorme technologische Fortschritte auf Erzeugungsseite gemacht wurden, sehen wir aktuell erhebliche Weiterentwicklungen in Sachen Speicher und Lastflexibilitäten. Entsprechende Potenziale werden in den kommenden Jahren weiter exponentiell wachsen. Ein Kapazitätsmechanismus, der hier nicht dynamisch „mitwächst“, führt nicht nur zu Ineffizienzen, sondern kann für die Energiewende notwendige Anwendungen sogar blockieren – etwa indem ein Block von staatlich auktionierten Kraftwerken situative Preisspitzen verhindert, die aber dauerhaft zu volkswirtschaftlich günstigerem Speicher- bzw. Flexibilitätseinsatz führen würden.

In dieser aktuellen Transformationsphase müsste ein Kapazitätsmarkt unbedingt sehr anpassungsfähig sein – inwieweit das möglich ist, hängt von dessen grundsätzlicher Ausgestaltung ab. Ein ZKM schneidet hier nach unserer Auffassung am schlechtesten ab, da die zentralen staatlichen Ausschreibungen entweder direkt oder durch Präqualifikationskriterien bzw. Derating-Faktoren immer technologiespezifische Vorgaben machen würden. Die Ausschreibungen wären also qua Design nicht für alle Ansätze offen, neue Technologieentwicklungen könnten immer erst nachlaufend integriert werden, sofern sie überhaupt sinnvoll in zentralen Ausschreibungen im Quervergleich mit (zunächst weiterhin fossil laufenden!) Kraftwerken erfassbar wären.

Dezentrale Ansätze sind hier deutlich offener und flexibler, da sie Marktwissen und -beurteilungen berücksichtigen. Besonders das als erste Option diskutierte Spitzenlasthedging sehen wir als besonders marktnahen und technologieoffenen Ansatz, der sinnvoll zu den Flexibilitätsanforderungen und der Innovationsdynamik der Energiewende passt – und der zudem ohnehin europarechtlich vorgesehen ist. Da wir allerdings durchaus die im Optionenpapier geäußerten Bedenken hinsichtlich der

Marktunvollkommenheiten nachvollziehen können, wäre hier auch denkbar, das Spitzenlasthedging mit (bereits heute ohnehin vorhandenen) strategischen Reserven zu kombinieren, die eben gerade nicht am Markt teilnehmen und damit Preissignale verzerren, sondern lediglich für außergewöhnliche Extremsituationen bereitstehen.

2. Wie bewerten Sie im ZKM die Herausforderung, den Beitrag neuer Technologien und insbesondere flexibler Lasten angemessen zu berücksichtigen, sowie das Risiko einer Überdimensionierung?

Ein ZKM könnte aufgrund des inhärenten Nachlaufs staatlicher Steuerung und der notwendigen Präqualifizierung von Technologien neue Absicherungsansätze nur sehr unzureichend bzw. erst mit deutlichem Verzug integrieren. Da sowohl für ein effizientes Versorgungssystem auf Erneuerbaren-Basis als auch für die möglichst schnelle Erreichung der Klimaschutzziele die Nutzung auch innovativer Kapazitätsleistungen entscheidend ist, passt ein ZKM als alleiniges Absicherungsinstrument nicht zu einer (beschleunigten) Energiewende.

Auch schätzen wir das Risiko einer Überdimensionierung als hoch ein, da der Staat nachvollziehbarerweise Sicherheitsaspekte besonders hoch gewichten würde. Dies führt nicht nur zu einem ineffizienten Markt, sondern, in Verbindung mit der Präferenz für etablierte (Kraftwerks-)Lösungen auch zu fossilen Windfallprofits bei Gaskraftwerksbetreibern.

3. Wie signifikant sind aus Ihrer Sicht die Effekte für Speicher und flexible Lasten durch die europarechtlich geforderten Rückzahlungen, die insbesondere im ZKM zum Tragen kommen?

Innovative Kapazitätssicherungsansätze wie Speicher und flexible Lasten werden in einem ZKM voraussichtlich aufgrund dessen Fokus auf Kraftwerksleistung ohnehin benachteiligt. Die notwendigen Rückzahlungen verschärfen die Benachteiligung noch, da gerade die Realisierung neuer Technologien mit erhöhtem Investitions- und damit auch Renditebedarf einhergeht. Für die angestrebte Entwicklung eines flexiblen Strommarktes könnte ein ZKM daher in mehrfacher Hinsicht zum Hemmschuh werden.

4. Wie bewerten Sie die Synthese aus ZKM und DKM im kombinierten KKM hinsichtlich der Chancen und Herausforderungen?

Einen staatlich organisierten Kapazitätsmarkt betrachten wir grundsätzlich skeptisch, auch wenn wir aufgrund der im Optionenpapier beschriebenen Marktunvollkommenheiten das Bedürfnis des BMWK nach einem gewissen Grundstock an zentral ausgeschriebener Leistung nachvollziehen können. Eine Mischform ist insofern sinnvoll, um die zentral ausgeschriebenen Kapazitäten eher klein halten zu können, dennoch wird auch diese zu Marktverzerrungen bzw. -ineffizienzen führen.

Die größte Herausforderung besteht sicher in der Komplexität des Modells und nicht zuletzt bei der Frage der Dimensionierung der zentral ausgeschriebenen Leistung. Auch beinhaltet eine solche Mischform die Gefahr, dass sich Marktteilnehmer zu stark auf die zentral ausgeschriebenen Kapazitäten verlassen, damit perspektivisch eine Unterdeckung sonstiger Absicherung entsteht und der KKM sich immer mehr in Richtung ZKM entwickelt, wie aktuell in Frankreich sichtbar. Um den dezentralen Teil des Kapazitätsmarktes zu entwickeln und langfristig zu erhalten, ist daher eine klare, dauerhaft gültige Begrenzung des ZKM-Teils vonnöten.

5. Wäre aus ihrer Sicht auch eine Kombination aus ZKM und KMS denkbar?

Ja, definitiv. Eine solche Lösung ist auch staatlichen Markt Vorgaben im dezentralen Teil des KKM vorzuziehen. Eine Absicherungspflicht für die Bilanzkreisverantwortlichen muss laut EU-Strommarktreform

ohnehin implementiert werden und ist ja auch schon im Entwurf zu einer EnWG-Novelle enthalten, diese sollte daher auch Grundlage eines Kapazitätsmechanismus sein – wenn schon nicht alleinig, dann als Hauptkomponente in einem KKM.

Alternativ wäre wie oben beschrieben auch ein verpflichtendes Spitzenlasthedging kombiniert mit einer strategischen Kraftwerksreserve denkbar – letztere hätte zwar die gleichen Herausforderungen wie ein ZKM, würde aber eben nur außerhalb des Strommarktes für Extremsituationen bereitgehalten werden und könnte so Preis- und Investitionssignale nicht verfälschen.

6. Weitere Anmerkungen?

Handlungsfeld 3: Lokale Signale

Jenseits der Netzentgeltthemen, deren Einführung und Ausgestaltung in die Zuständigkeit der unabhängigen Regulierungsbehörde fallen:

1. Welche Rolle sehen Sie für lokale Signale in der Zukunft?

Lokale Signale müssen stärker im Energiesystem ankommen, da neben der generellen Flexibilisierung auch die regionale Aussteuerung in einem tendenziell überall stark überbauten System bei gleichzeitig begrenzten Netzkapazitäten und situativ lokal geringen Einspeisungen immer wichtiger wird. Nationale Preissignale sind die Grundlage für die Flexibilisierung des Systems, die aber unbedingt durch lokale Anreize verstärkt bzw. gedämpft werden müssen. Auch wenn oftmals ein hohes Ökostromangebot republikweit zur Verfügung steht und damit die flächendeckenden Verbrauchsanreize durch günstige Börsenstrompreise auch grundlegend systemdienlich wirken, wird es einzelne Situationen geben mit Strom-Überangebot in den meisten Landesteilen bei gleichzeitigen regionalen Netz-/Erzeugungsengpässen. Hierfür ist ein überlagerndes Korrektivsignal notwendig. Am ehesten könnten dynamisierte Netzentgelte diese Rolle im täglichen Dispatch übernehmen.

2. Welche Vor- und Nachteile bestehen bei den vorgestellten Optionen für lokale Signale?

Vorteil der dynamisierten Netzentgelte ist, dass sie konkret auf den täglichen regionalen Verbrauch wirken und damit kontinuierlich zur Systemoptimierung beitragen. Regionale Komponenten in Förderprogrammen können sinnvoll Investitionen lenken.

Nachteilig bei Regionalkomponenten Förderprogrammen ist, dass einerseits die Steuerung staatlich erfolgt und Marktsignale nicht oder nur bedingt eine Rolle spielen. Auch wird nur die grundsätzliche Verortung der Kapazität beeinflusst, nicht aber deren wirklicher Betrieb – es kann durchaus zu Situationen kommen, bei denen räumlich an sich systemdienlich verortete Anlagen in Einzelsituationen kontraproduktiv wirken. Situative Preissignale wirken hier sinnvoller. Dynamisierte Netzentgelte beispielsweise wirken allerdings (noch?) nicht auf Erzeuger, hier wäre zu überlegen, wie möglicherweise existierende lokale Signale auch in diese Richtung wirken können. Dies könnte mit einer ohnehin bedenkenwerten Beteiligung von Erzeugern am Netzausbau sinnvoll kombiniert werden.

- 3. Welche Ansätze sehen Sie, um lokale Signale im Strommarkt zu etablieren, um sowohl effizienten Einsatz/Verbrauch als auch räumlich systemdienliche Investitionen anzureizen?**

Eine regionale Steuerung des Systems sollte perspektivisch auch mittels Preissignalen passieren. Dynamische Netzentgelte sind dafür ein wichtiges Mittel. Eine Möglichkeit, zunächst nur auf Verbraucher wirkende dynamisierte Netzentgelte auch auf Erzeugungsanlagen auszuweiten, könnten Einspeiseböden in Zeiten von Netzüberlastung bzw. besonders hoher dynamischer Netzentgelte sein.

- 4. Welche Gefahren sehen Sie, wenn es nicht gelingt, passende lokale Signale im Strommarkt zu etablieren?**

Eine drohende Gefahr ist vor allem die Zunahme von Engpasssituationen, die auch eine Teilung der Preiszone nach sich ziehen könnte.

- 5. Wie können lokale Preissignale möglichst einfach ausgestaltet werden, um neue Komplexität und etwaige Umsetzungsschwierigkeiten zu reduzieren?**

- 6. Weitere Anmerkungen?**

Handlungsfeld 4: Flexibilitäten

- 1. Stimmen Sie der Problembeschreibung und den Kernaussagen zu?**

Ja.

- 2. Ist die Liste der Aktionsbereiche vollständig und wie bewerten Sie die einzelnen Aktionsbereiche?**

Jenseits der Netzentgeltthemen, deren Einführung und Ausgestaltung in die Zuständigkeit der unabhängigen Regulierungsbehörde fallen:

- 3. Welche konkreten Flexibilitätshemmnisse auf der Nachfrageseite sehen Sie und welche Lösungen? (je 2.000 Zeichen für Hemmnisse und Lösungen)**

Größtes Hemmnis ist die mangelnde Verfügbarkeit von Smart Metern und damit die unzureichende Durchleitung von Preissignalen zu den Endverbrauchern.

- 4. Welche konkreten Handlungsoptionen sehen Sie? (2.500 Zeichen)**

Der Smart Meter-Rollout sollte weiter beschleunigt und grundlegend als Vollrollout gestaltet werden, auch wenn größere Verbraucher/Erzeuger aufgrund des bisher erschreckend geringen Verbreitungsstandes natürlich weiterhin zunächst im Fokus stehen sollten.

Wichtig ist zudem die Definition offener Standards, die alle Marktteilnehmer nutzen (können). Proprietäre Lösungen für Datenaustausch und Steuerung schränken Wettbewerb wie Innovation ein.

5. Weitere Anmerkungen?

Kontakt

naturstrom AG
Parsevalstr. 11
40468 Düsseldorf
www.naturstrom.de

Ansprechpartner
Sven Kirrmann
Senior-Referent PR und politische Kommunikation
030 4081 800-14
sven.kirrmann@naturstrom.de