



**STEAG / Iqony* Position
zum
„Strommarktdesign der Zukunft“**

„Es braucht einen zentralen Kapazitätsmechanismus für steuerbare Anlagen inkl. Speicher und den Abbau bestehender Marktverzerrungen – keine neuen, absehbar unternehmerisch nicht bewertbaren Mechanismen.“

Berlin, den 5. September 2024

Kontakt:

Dr. Hans Wolf von Koeller
Leiter Energiepolitik
Telefon: +49 30 2789 091-1320
Email: hanswolf.vonkoeller@steag.com
www.steag.com

Jonas Fritz
Senior Manager Energiepolitik
Telefon: +49 30 2789 091-1315
Email: jonas.fritz@iqony.energy
www.iqony.energy

* Die Iqony GmbH ist eine 100% Tochtergesellschaft der STEAG GmbH.

Zusammenfassend:

- STEAG/Iqony spricht sich explizit für einen zentralen Kapazitätsmechanismus für steuerbare Leistung aus.
- Ein (zusätzlicher) dezentraler Mechanismus ist unzureichend und belastet den Markt bzw. erschwert ihn durch zeitlichen Verzug und Komplexität.
- Ziel sollte ein CfD bei Erneuerbaren sein, der technologieübergreifend wirkt und durch den die Einsatzflexibilität von Erneuerbaren angeregt wird, also in einem größeren Marktwertkorridor.
- Speicher sind wichtig und werden wichtiger für das Gesamtsystem. Speicher können sowohl bei Mechanismen für steuerbare Leistung, bei Co-Location an EE-Standorten als auch bei der lokalen Steuerung und der Nachfrageflexibilisierung integriert und mitgedacht werden.
- Eine rein kapazitativ orientierte EE-Förderung, die die Bedarfsgerechtigkeit nicht berücksichtigt, würde tendenziell Märkte belasten.
- Entscheidend ist, dass klar herausgestellt wird, dass Netzbetreiber ausschließlich stark beschränkte Eingriffsrechte erhalten.

Im Einzelnen:

1. Es ist entscheidend, dass der **Strommarkt weiterentwickelt** wird, um den Herausforderungen des zunehmenden, erneuerbaren Ausbaus, den europäischen Anforderungen und der Sicherung der Versorgung mit höheren erneuerbaren Anteilen aufgrund steigender Wetterabhängigkeit und Volatilität in der Stromversorgung gerecht werden zu können.
2. Es ist zu begrüßen, dass sich das BMWK mit unterschiedlichen Optionen zur Gestaltung des Strommarktes intensiv auseinandersetzt. Die Berufung der Plattform klimaneutrales Stromsystem war dafür ein geeigneter Schritt. Es gibt zahlreiche Stakeholder mit unterschiedlichen Perspektiven. Uns erscheint es so, dass viele Einflussfaktoren, die sich aus der Sektorenkopplung ergeben, noch nicht ausreichend berücksichtigt wurden (z.B. H₂-Kernnetz, CO₂-Netz, Wärme). Sehr zu unterstützen ist, dass das BMWK sich klar zugunsten einer einheitlichen Strompreisgebotszone einsetzt.
3. Der Zeitpunkt der Vorlage des Optionenpapiers – im letzten Jahr der Legislaturperiode und vor Klärung der Vorhaben zum Kraftwerkssicherheitsgesetz (KWSG) – aber auch die Reduktion auf die vier Handlungsfelder (Investitionsrahmen für steuerbare Kapazität und für Erneuerbare Energien, Lokale Signale und die Flexibilisierung der Nachfrage) ist angesichts der zahlreichen Herausforderungen nicht geeignet. Wesentlich wäre, heute (a) einen breiten Konsens mit den Bundesländern auch der Opposition zu erreichen, um die Unternehmen der Energiewirtschaft durch die Aussicht auf Umsetzung und Stabilität zu überzeugen, (b)

rasch das KWStG als No-Regret-Maßnahme auf den Weg zu bringen, sowie (c) die Ergebnisse der anstehenden Konsultation des Szenariorahmens NEP 2037/2045 mit einzubeziehen.

4. Positiv an dem Optionenpapier ist, dass die vier Handlungsfelder gemeinsam angesprochen werden. Allerdings werden die Wechselwirkungen der vier Themen untereinander, aus denen erhebliche Komplexität resultiert, nicht ausreichend beleuchtet. Die Optionen sollten letztlich so zusammengeführt werden, dass sowohl die Physik als auch die wirtschaftlichen Faktoren passen. Ziel muss ein dauerhaft zuverlässiges Energiesystem sein.
5. Jedoch: Die Prozesse laufen parallel: Wesentliche Elemente des Paketes zur Bewertung von Flexibilität und den regionalen Signalen wurden 2023 in die Hand der Bundesnetzagentur gelegt. Die zukünftige Ausgestaltung der Netzentgelte ist für den Wert von Flexibilität und den Anschluss von Kapazität aber entscheidend – auf der Nachfrage- und der Angebotsseite. Zudem sind die Netzentgelte energiewirtschaftlich ebenfalls wesentlich für Investitionen in und den Betrieb von Speichern.

Eröffnet wurde nun parallel und isoliert die Konsultation der Industrienetzentgelte. Es steht zu befürchten, dass ein Gesamtkonzept im Sinne des Optionenpapiers in dieser Legislaturperiode nicht (mehr) erreicht werden kann.

Zudem wird in dem Optionenpapier klar, dass das BMWK bereit ist, die Rolle der (Übertragungs-)Netzbetreiber und ihre Eingriffsrechte überraschend weit zu interpretieren. Mit den europarechtlichen Vorgaben scheint das schwerlich vereinbar zu sein.

6. In Summe werden die Elemente einzeln und eher theoretisch untersucht und dabei dennoch die Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Weiterentwicklungsaufgaben zur Neugestaltung des Strommarktdesigns nur in Teilen beachtet.

Das ist insbesondere kritisch, da die Ausschreibung von steuerbarer Leistung im Rahmen der geplanten KWStG auch mit Blick auf den Umfang davon erheblich (und auch nachträglich!) beeinträchtigt werden kann. Dabei ist die Knappheit von steuerbarer Leistung das wesentliche Problem, das die Neugestaltung des Marktdesigns lösen muss. Der Zubau unter dem KWStG wurde zurecht als eine No-regret-Maßnahme bezeichnet.

Die Flexibilität im Strommarkt ist nicht nur stark abhängig von Netzentgelten und den funktionierenden Kommunikations- und Steuerungsplattformen, sondern auch von den Elementen des Kapazitätsmechanismus und der Form der Förderung der Erneuerbaren sowie den damit verbundenen, detaillierten (Fehl-)Anreizen. Dass regionale Reserven außerhalb des Strommarktes weiter als Kernelement fortbestehen sollen, beeinträchtigt ebenfalls den Wert von Kapazität.

7. Wesentlich ist eine schnelle Ausschreibung von steuerbaren Kapazitäten. Hierzu gilt es, die Komplexität zu reduzieren. Entsprechend ist es alternativlos, einen eindeutigen zentralen Mechanismus zu verabreden und mit der Kraftwerksstrategie zu verbinden. Ein kombiniertes System unterschiedlicher Mechanismen behindert die Ausschreibungsergebnisse schon heute. Kurzfristig wird steuerbare Kapazität dann

erfolgreich ausgeschrieben werden, wenn die Risiken aus der Änderung der Systeme reduziert werden. Gleichzeitig müssen sukzessive Hindernisse für den Markt reduziert werden (Bilanzkreismanagement, Hürden für Speicher, Integration der Erneuerbaren in einem gemeinsamen Marktsystem inklusive funktionierender Energiedatenmanagement – und Abrechnungssysteme etc.).

8. Der Versuch, auf dem Umweg eines neuen, dezentralen Systems die Kosten für die Integration der Erneuerbaren Energien umzuverteilen, sollte unterbleiben. Die Kosten der physikalischen Besicherung bzw. Strukturierung von Lieferungen entfallen nicht, nur weil Unternehmen ein Zertifikat erwerben müssen und keine Umlage für die Versorgungssicherheit zahlen müssen. Die Kosten entfallen auch nicht, wenn ein solches System im Strommarkt nicht die erwünschte Wirkung entfaltet. Auch dann sind Unternehmen gezwungen, ggf. steigende Ausfallrisiken zu bewerten und Ersatzmaßnahmen bzw. Abschalloptionen vorzubereiten bzw. empfindliche Produktion zu verlagern.
9. Der Ansatz eines dezentralen Kapazitätsmechanismus ist theoretisch nachvollziehbar, praktisch wirft das Fragezeichen auf. In Frankreich hat der dezentrale Ansatz mit den Kapazitätszertifikaten keine Investitionssignale entfaltet – anders als das zentrale belgische System. Das kann an der Dimension, dem zeitlichen Vorlauf einer Ausrichtung auf bestehende Kapazitäten oder der Komplexität der Prozesse in Verbindung mit einem Umgehungspotenzial gelegen haben. Für eine Reihe von Fragen braucht es Antworten u.a.:
 - a. Wie soll bei einem kurzfristig wirkenden Mechanismus (1 Jahr) der Neubau angeregt werden? (auch für Speicher ist 1 Jahr zu wenig)
 - b. Wie soll dieser Kapazitätsmechanismus konkret und akkurat überwacht werden (KKM-Administrator für die „Einhaltung der Verfügbarkeitsverpflichtung der Kapazitätsanbieter“)? Wie wird sichergestellt, dass Kapazität auch zur Erzeugung genutzt wird?
 - c. Wie soll das ex-ante-Profil der Lastkurve mit der produzierten Realität abgeglichen und abgerechnet werden?
 - d. Wie wird der integrierte „Überschussstrom“ kapazitativ behandelt? Wie werden Fehlanreize bei Auktionen von Kapazitäten hin zu geringeren Kapazitäten vermieden?
 - e. Wie werden die erforderlichen Prozesse zeitnah und langfristig sichergestellt (Finanzierung Smart Meter, Kommunikationsplattformen, Abrechnung und Zuordnung)?
 - f. Wie werden in dem Zusammenhang staatliche Reserven bewertet?

Ohne die Sicherstellung der **Zuordnung der Verantwortung, der Prozesse, Assets und Instrumente** können Marktteilnehmer ihre Rolle im Stromsystem nicht wahrnehmen. Entscheidend ist, dass ein zentraler Mechanismus jetzt kommt, um regional geeignet die Errichtung neuer, steuerbarer Anlagen anzuregen, ohne das Gesamtsystem in ein Ungleichgewicht zu bringen!

10. Die zukünftige Ausschreibung von Erneuerbaren unter den neuen EU-Vorgaben ist wesentlich, auch mit Blick auf die Refinanzierung. Die wesentliche Frage ist dabei

nicht vorrangig, wie der Zubau von Wind- und PV-Kapazität zukünftig gesichert wird, sondern **wie die Versorgung auf der Basis Erneuerbarer gestaltet** werden kann **und** wie die **systemische Ausrichtung** so gelingt, dass die Stromkosten (all in) in Verbindung mit Versorgungssicherheit auf einem wettbewerbsfähigen Niveau bleiben.

Daher ist es **kritisch**, wenn der Erneuerbaren-Ausbau auf diese Weise auch weiterhin **technologiespezifisch** ausgerichtet wird. Das **belastet die Grünen PPAs, verlagert Aufgaben** hin zu den **Netzbetreibern** und setzt die **Netzentwicklung** erheblich **unter Druck**. Der Fokus sollte auf die Integration von CO₂-armen Quellen in ein gemeinsames Strommarktsystem gelegt werden. Je mehr Verantwortung beim jeweiligen Anlagenbetreiber liegt, desto eher wird die Vermarktung auch von Flexibilität erfolgreich sein.

11. In der Option 3 „Produktionsunabhängiger zweiseitiger Differenzvertrag CfD“ wird ein Refinanzierungsbeitrag für jede Kilowattstunde vorgesehen, die die Anlage theoretisch hätte produzieren können. Die geförderte Anlage müsste die Differenz aus dem Marktwert des theoretisch produzierbaren Stroms abzüglich Referenzpreis zahlen, sofern der Marktwert den Referenzpreis übersteigt. Diese Rückzahlungspflicht bleibt bestehen, unabhängig davon, ob die Anlage tatsächlich produziert oder nicht. Das wäre eine **Fortschreibung der missglückten Erlösabschöpfung aus 2022**. Von dieser Variante ist auf jeden Fall abzuraten.

Bei der Option 4 erhält der Anlagenbetreiber als Investitionsschutz eine Kapazitätzahlung für die installierte Leistung einer Erneuerbare-Energien-Anlage. Eine fixe Vergütung je kW mit produktionsunabhängiger Rückzahlung wirkt analog zu Differenzverträgen ohne Marktwertkorridor. Nur müssen die Anlagenbetreiber die am **Produktionspotenzial** bemessenen Markterlöse der Stromerzeugung vollständig als Refinanzierungsbeitrag abführen, nicht auf der Basis der tatsächlichen kWh. Also handelt es hier wohl um einen **CfD** mit einem **Referenzpreis iHv Null**.

Um eine Wirtschaftlichkeit zu sichern, müssten beide Determinanten „**Cap**“ (Option 1: Gleitende Marktprämie mit Refinanzierungsbeitrag mit zweiseitigem Differenzvertrag und Marktwertkorridor) und **Referenzmarktpreis** (Option 2: Produktionsabhängiger zweiseitiger Differenzvertrag ohne Marktwertkorridor) so bestimmt werden, dass die **Wirtschaftlichkeit der Anlagen** gegeben ist. Es ist unklar, ob das in einer Ausschreibung erfolgen kann.

Anlage

Antworten zur

Umfrage zum BMWK-Papier „Das Strommarktdesign der Zukunft – Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem“ (Strommarktpapier)

05.09.2024

Leitfragen zu Kap. 3.1, Investitionsrahmen für erneuerbare Energien

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

Ja

Bitte begründen Sie Ihre Auswahl.

Die Finanzierung von zusätzlichen erneuerbaren Kapazitäten ist eine wesentliche, berechtigte Herausforderung. Die Perspektive, unter der die Optionen betrachtet werden, ist jedoch unvollständig. Entscheidend ist, drei wesentliche Ziele auszubalancieren: System(kosten)effizienz, Gewährleistung von Investitionen und attraktive Strompreise. Die isolierte Betrachtung von regionalen Faktoren, von Nachfrageflexibilität und steuerbarer Kapazität trägt nicht dazu bei, sondern kann im Gegenteil die Kosten erhöhen.

Die zunehmend gleichzeitige Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren - unabhängig von Netzanschlussbedingungen oder lokalem Bedarf in einer bestimmten Zeitspanne etc. - trägt dazu bei, dass der Wert des erzeugten Stroms sinkt.

2. Wie bewerten Sie die Auswirkungen der verschiedenen Optionen und Ausgestaltungsvarianten auf effizienten Anlageneinsatz und systemdienliche Anlagenauslegung?

- Wie relevant sind aus Ihrer Sicht Erlösunsicherheiten bei Gebotsabgabe durch Prognoseunsicherheit von Stunden mit Null- oder Negativpreisen je Option?
- Wie schätzen Sie die Relevanz der Intraday-Verzerrungen durch produktionsabhängige Instrumente ein?
- 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?

Es ist kritisch, wenn die Förderung des Erneuerbaren-Ausbaus weiterhin technologiespezifisch ausgerichtet wird. Das belastet die Grünen PPAs, verlagert (EU-rechtlich fragwürdig) Aufgaben zu den Netzbetreibern und setzt die Netzentwicklung unter Druck. Der Fokus sollte auf die Integration von CO₂-freien und CO₂-armen Quellen in ein gemeinsames Strommarktsystem gelegt werden. Je mehr Verantwortung beim Anlagenbetreiber liegt, desto eher wird die Vermarktung auch von Flexibilität erfolgreich sein, und desto wirksamer sind Anreize für den Zubau steuerbarer Leistung.

Daher ist es richtig, dass die KOM negative, EU-übergreifende Markteffekte der EE-Förderung reduzieren möchte, die Versorgung sichern, Preisentwicklungen begrenzen und gleichzeitig den erneuerbaren Ausbau sicherstellen möchte. Die Perspektive auf die Optionen ist entsprechend davon geprägt, ob Unternehmen vorrangig risikoarm investieren möchten oder aber system- und marktorientiert Erzeugungsanlagen betreiben wollen. Die Berücksichtigung von Unsicherheiten, wie der Marktentwicklung, erhöht tendenziell die Gebote und verteuert also die Finanzierung. Ggf. hilft es jedoch, die Systemkosten und den Nachsteuerbedarf zu begrenzen.

Eine produktionsunabhängige Förderung kann diese positiven Effekte haben. Sie kann aber so risikolos wirken oder ihre Dimensionierung bei Ausschreibung so umfangreich sein, dass eine anderweitige, marktorientierte Integration nicht mehr möglich ist. Das würde dann zu erheblichen Eingriffen in den Betrieb von steuerbaren Anlagen auf der Erzeugungs- und der Nachfrageseite führen. Entsprechend müssten auch anderen Anlagen als die Erneuerbaren Förderkriterien „stranded invests“ nahezu ausschließen, um Investitionen anzureizen (z.B. Speicher), ggf. zunehmend.

Die Unsicherheit resultiert insbesondere aus der offenen zukünftigen Regulierung. Diese Unsicherheit über die zukünftige Ausgestaltung ist, wie auch bei den steuerbaren Kapazitäten, höher als die Unsicherheit über die Marktentwicklung. Ein politischer Wille kann nicht die Physik außer Acht lassen.

Wenn der wirtschaftliche Anreiz zu einer qualifizierten Prognose, die erreicht wird, hoch ist, werden Intraday-Verzerrungen gering sein. Wesentlich sind dafür die Bezüge zu den Bilanzkreisregeln, Ausgleichsenergieregulungen und Netzanschlussbedingungen und der (Echtzeit) Ausgestaltung von grünen PPAs. Vermutlich ist der Markt auf entsprechende, kurzfristige Änderungen nicht eingestellt.

Die Detailausgestaltung der Optionen, insbesondere mit Blick auf die Anzahl der geförderten Stunden und Anforderungen zur bedarfs-/netzgerechteren Erzeugung, kann eine höhere Bedeutung haben als die grundsätzliche Ausrichtung.

3. Wie bewerten Sie die Auswirkungen der verschiedenen Optionen und deren Ausgestaltungsvarianten auf die Kapitalkosten?

- Welche Kapitalkostenunterschiede erwarten Sie im Vergleich von einem Investitionsrahmen mit und ohne einen Marktwertkorridor?
- 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 ist abhängig von der Detailausgestaltung der Optionen. Die Folgen einer isolierten Berücksichtigung der Ausgestaltungsvarianten auf die Ausschreibung lässt sich nicht prognostizieren. Vermutlich wird der Unterschied zwischen einem risikoarmen Contract for Difference (Festpreis) und einer produktionsunabhängigen Ausgestaltung der Ausschreibungen mit Blick auf die Kapitalkosten nicht hoch sein.

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

- Wie groß schätzen Sie die Herausforderungen und Chancen einer Systemumstellung ein?
- Wie schätzen Sie die Umsetzbarkeit eines Modells mit produktionsunabhängigen Zahlungen auf Basis lokaler Windmessungen und die Umsetzbarkeit eines Modells mit eines produktionsunabhängigen Refinanzierungsbeitrags auf Basis von Wettermodellen ein?

Entscheidend ist die Nicht-Förderung bei negativen Preisen.

Die erforderliche Systemumstellung wird erhebliche Unsicherheiten für diejenigen bereithalten, die Gebote abgeben, erneuerbare Anlagen integrieren, PPAs abschließen bzw. steuerbare Anlagen errichten wollen bzw. sollen. Je näher das System am bisherigen EEG orientiert ist, desto geringer wird der Anpassungsbedarf bei den Investoren für Erneuerbare sein (Festpreis ähnlich durch einen Contract for Difference und produktionsunabhängige Ausgestaltung der Ausschreibungen). Aber entsprechend würden die Kosten an anderer Stelle im Stromsystem steigen.

Die Umsetzung eines produktionsunabhängigen Modells mit lokalen Windmessungen bzw. Wettermodellen halten wir für eher theoretisch. Die Koordination des Gesamtsystems wird gegenwärtig aufgrund fehlender Kommunikationsplattformen erschwert sein und zusätzliche Kosten verursachen (Fehlersuche, Nachberechnungen, finanzielle Abwicklungen).

Konkret: In der Option 3 „Produktionsunabhängiger zweiseitiger Differenzvertrag CfD“ wird ein Refinanzierungsbeitrag für jede Kilowattstunde vorgesehen, die die Anlage theoretisch hätte produzieren können. Die geförderte Anlage müsste die Differenz aus dem Marktwert

des theoretisch produzierbaren Stroms abzüglich des Referenzpreises zahlen, sofern der Marktwert den Referenzpreis übersteigt. Diese Rückzahlungspflicht bleibt bestehen, unabhängig davon, ob die Anlage tatsächlich produziert oder nicht. Das wäre eine Fortschreibung der missglückten Erlösabschöpfung aus 2022. Von dieser Variante ist auf jeden Fall abzuraten.

Bei der Option 4 erhält der Anlagenbetreiber als Investitionsschutz eine Kapazitätzahlung für die installierte Leistung einer EE-Anlage. Eine fixe Vergütung je installiertem kW mit produktionsunabhängiger Rückzahlung wirkt analog zu Differenzverträgen ohne Marktwertkorridor. Nur müssen die Anlagenbetreiber die am Produktionspotenzial bemessenen Markterlöse der Stromerzeugung vollständig als Refinanzierungsbeitrag abführen, nicht auf der Basis der tatsächlichen kWh. Also handelt es sich hier wohl um einen CfD mit einem Referenzpreis i.H.v. null.

Um eine Wirtschaftlichkeit zu sichern, müssten beide Determinanten „Cap“ (Option 1: Gleitende Marktprämie mit Refinanzierungsbeitrag mit zweiseitigem Differenzvertrag und Marktwertkorridor) und Referenzmarktpreis (Option 2: Produktionsabhängiger zweiseitiger Differenzvertrag ohne Marktwertkorridor) so bestimmt werden, dass die Anlagen „im Geld“ sind. Es ist unklar, ob das in einer Ausschreibung erfolgen kann.

Zusätzlich führt eine Zurechnung von kapazitiven Werten für volatil einspeisende erneuerbare Erzeugungseinheiten zu einer Preisverzerrung.

Ziel sollte ein CfD bei Erneuerbaren sein, der technologieübergreifend wirkt und bei dem die Einsatzflexibilität von Erneuerbaren angeregt wird, d.h. ein CfD mit einem größeren Preisband.

Leitfragen zu Kap. 3.2, Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten

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

Ein Kapazitätsmechanismus ist dringend erforderlich, um den benötigten Zubau steuerbarer Kapazitäten zu gewährleisten. Der Wert von Flexibilität und Kapazität ist durch die zahlreichen Eingriffe in den Markt und die in den letzten Jahren verfolgte kWh-orientierte, also Arbeits- stand Leistungs-orientierte EE-Förderung stark beeinträchtigt. Eine rein marktorientierte Ausgestaltung ist nicht mehr zielführend, da es um den Ausgleich von „Regulierungsversagen“ bei der Sicherstellung von ausreichend steuerbarer Leistung geht.

Wesentlich ist, dass jedwede, künftige Festlegungen zu einen Kapazitätsmechanismus so erfolgen, dass sie die bereits (bereits kurzfristiger) geplanten Ausschreibungen im Rahmen der Kraftwerksstrategie bzw. im Rahmen des KWSG nicht kompromittieren.

Ziel muss es sein, dass aus Vorgaben des Regulierers keine Unsicherheiten entstehen. Das gilt weit hinaus über die Ausgestaltung des Kapazitätsmechanismus.

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

Auch an einem zentralen Kapazitätsmarkt können dezentrale Akteure inkl. flexibler Lasten partizipieren, wie es auch z.B. in Belgien angelegt ist. Durch Pooling könnten sich zudem kleine Anlagen zusammenschließen, was in der Flexibilitätsvermarktung heute bereits bewährte Praxis ist (z.B. NEXT Kraftwerke).

Das Risiko einer Überdimensionierung scheint mit Blick auf die Budget-Restriktionen bzw. mit Blick auf die Zumutbarkeit weiterer strompreiswirksamer Umlagen stark begrenzt. Es ist sicherzustellen, dass die notwendigen Kommunikationssysteme zur Einbindung von Flexibilitäten zur technischen sowie zur finanziellen Abwicklung der Prozesse vorhanden sind.

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?

Speicher werden sich nicht in 1-3 Jahren refinanzieren, sondern benötigen einen positiven Business Case über 10-15 Jahren (Stichwort Fristenkongruenz). Speicherneubau braucht ebenfalls einen zentralen Ansatz, keinen DKM. Ausgerichtet werden sollte sich am Bedarf des Gesamtsystems, um Überkapazitäten zu vermeiden.

Für die Sicherung des Wertes von Speichern und flexiblen Lasten müssen darüber hinaus Bilanzkreisregeln für die EEs und Netzanschluss- bzw. Netznutzungsregelungen angepasst werden.

Der geforderte Claw-Back-Mechanismus ist für alle neu geförderten Investitionen ein erhebliches Risiko. Bestandsanlagen haben kein vergleichbares Risiko. In einer Umgebung, die vor allem durch Regulierungsrisiken geprägt wird, ist es unglaublich schwer, abzuschätzen, wie hoch ein Rückzahlrisiko ist. Hilfreich wäre, wenn der Markt für Systemdienstleistungen bereits eine andere Ausprägung hätte. Ein Cap-Floor-Modell lässt sich indes bewerten.

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

Das ist ein theoretisches Konstrukt, das zu keiner Sicherheit bei den Investitionen führen kann. Hinsichtlich der Qualität: Der Wert der Zertifikate ist für den Neubau nicht absehbar - aber auch für die Bestandssicherung nicht. Wie werden der kapazitative Bedarf und die erforderlichen Eigenschaften bestimmt? Hinsichtlich der Wechselwirkungen: Hinzu kommen Veränderungen, die aus Eingriffen bei lokalen Signalen und der Nachfrageflexibilisierung resultieren. Hinsichtlich der Dimensionierung: Wenn faktisch sowohl Zertifikate, als auch zentrale Ausschreibungen und von ÜNBs betriebene Reserven in einem mengenorientierten Wettbewerb stehen, ist nicht prognostizierbar, in welchem Umfang und für welche Leistungen Ausschreibungen durchgeführt werden.

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

Praktisch nicht.

6. Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld?

Im Optionenpapier war noch folgende Frage enthalten:

"3. Mit welchen Gesamtkosten rechnen Sie für die unterschiedlichen Optionen, insbesondere für den ZKM und dem KKM?"

Unsere Antwort darauf:

Das lässt sich nicht abschätzen. Relevant sind auch hier die Systemkosten und der Faktor Zeit bei der Realisierung. Tendenziell ist ein zentraler Mechanismus einfacher zu bewerten und ein dezentraler Ansatz eher theoretisch bzw. sogar missbrauchsgefährdet. Die Erfahrungen mit dem dezentralen Mechanismus aus Frankreich zeigen, dass relativ niedrige Kosten eines „Mechanismus“ keine Gewähr sind, dass auch Kapazität errichtet wird. Daher wird dort auch ein zentraler Mechanismus diskutiert. Das Beispiel Belgien hingegen zeigt, dass vermutlich nur ein zentraler Mechanismus Impulse zum Neubau setzen kann. Die Komplexität, die mit der Einbindung der dezentralen Märkte in das Gesamtsystem einhergeht, ist nicht zu unterschätzen. Viele Parteien und Systeme müssen koordiniert werden und zusammen funktionieren.

Leitfragen zu Kap. 3.3, lokale Signale

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

Diese sind nach der EnWG-Änderung in 2023 ohne die Regulierungsbehörde nicht sinnvoll und umfassend gestaltbar.

Entscheidend ist, dass es für die Systemdienlichkeit geeignete, auch regional wirkende Produkte mit investiver Ausrichtung braucht; Berechnungen und Annahmen für den NEP-Prozess sind nicht ausreichend. So ist es z.B. sehr unwahrscheinlich, dass die Elektrolyseure im Norden angesiedelt werden, wenn es dafür keine Regelung gibt. Es ist aber auch sektorübergreifend und mit Blick auf die Kosten auch nicht zielführend. Auch wird die §13k EnWG Regelung wohl nur auf bestehende Wärme zielen, nicht auf den Neubau von kaum betriebenen Elektrolyseuren.

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

Vorteile:

Nachteile:

Lokale Signale bei Ausschreibungen und Förderungen haben keine konkreten Nachteile, sie lösen allerdings Diskussionen über eine diskriminierungsfreie Ausgestaltung aus. Lokale Anreize werden aber nicht in der Lage sein, die an anderer Stelle in der Regulierung ausgelösten Fehlanreize zu kompensieren.

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

In Ausschreibungen lokale Anreize zu integrieren, ist sinnvoll. Vorrangig muss es um Netzanschluss/Netznutzung gehen. Regionale Zertifikate helfen unabhängig davon nicht. Die Physik sollte die Logik vorgeben und entsprechend marktliche Anreize auf physikalische Wirkung ausgerichtet werden.

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

Das ist abhängig davon, wie sich das Regulierungssystem Strom in Verbindung mit den Netzentgelten, den Bilanzkreisregeln und der EE-Förderung bzw. der Regulierung für die Abnahme (Bsp. 7.000 Stunden-Regel) weiterentwickelt.

Es dürfen keine neuen Signale gesetzt werden, um überholte Regelungen auszugleichen. Entsprechend sollten lokale Signale ungeeignete Regulierungen eindeutig ersetzen. Ist das nicht der Fall, so werden weitere nicht nachvollziehbare Abhängigkeiten oder neue Widersprüche entstehen.

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

Über die Netzentgeltstruktur.

Leitfragen zu Kap. 3.4, Flexibilität

1. Stimmen Sie der Problembeschreibung und den Kernaussagen zu?

Ja

Bitte begründen Sie Ihre Auswahl.

Teils, teils. Flexibilität wird zu stark als Mittel zum Zweck der EE-Integration angesehen. Es ist fraglich, ob dieser axiomatische Umgang mit der absoluten Höhe der jährlichen EE-Einspeisung noch angemessen ist. Wenn das Ziel die maximale, stündliche Versorgung mit Strom auf der Basis von EE wäre, dann wären Problembeschreibung und Kernaussagen andere – nämlich systemorientierter.

Entsprechend wäre der Schwerpunkt der Maßnahmen ein anderer. Zudem müsste doch direkt nachvollziehbar sein, dass die Stromnachfrage keine vorrangig systemdienliche Funktion hat, sondern zunächst einmal einen zeitlich und räumlich gerechtfertigten Bedarf nach Strom darstellt. Netzausbau muss hinsichtlich der Dimensionierung einen Nutzen stiften.

Die Eingriffe bzw. die Möglichkeiten zu Netzeingriffen durch die Netzbetreiber werden unzureichend beleuchtet.

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

Entscheidend ist, dass zukünftig keine EE-Förderung bei negativen Preisen stattfindet. Zudem sind die Netzentgelte und die Bilanzkreisregelungen sowie die Regelungen zum Redispatch hochrelevant.

Jede technisch gerechtfertigte Option zum Eingriff in Assets (Nachfrager, Speicher, steuerbare Anlagen), entwertet den Marktwert von Flexibilität.

Der Aktionsbereich „Zusammenspiel der Sektoren“ fehlt. Zudem ist entscheidend, dass Digitalisierung mit Blick auf die Anforderungen der Physik, die Bedarfe und des regulatorischen Rahmens geeignet aufgesetzt wird und eine pragmatische Umsetzung ermöglicht.

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?

Hemmnisse:

Die Produktionsplanung in der Industrie und Gewerbe erfordert langfristige Beschaffung von Vorprodukten und den Einsatz von Personal. Die Vorstellung, dass die daraus herrührende „Inflexibilität“ beim Faktor Stromnachfrage auflösbar ist, erscheint praxisfern. Die gesamtwirtschaftlich fundamentale Rolle, die der Gewährleistung einer in 24/7-Stromversorgung zu berechenbar moderaten Preisen für die Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandortes zukommt, wird im Optionenpapier nicht berücksichtigt!

Lösungen:

Es gibt viele technische Lösungen, die den Wert von Flexibilität nutzen können und auch werden. Entscheidend ist, dass Kapazität (Netz + Leistung von Anlagen) und Systemdienstleistungen einen Wert erhalten bzw. haben.

4. Welche konkreten Handlungsoptionen sehen Sie in den einzelnen Handlungsfeldern?

Eine Ausrichtung auf ein zeitgerecht versorgendes System, in dem Kosten verursachungsgerechter als bisher zugeordnet werden. Entscheidend ist die Reduktion von Fehlanreizen zur Einspeisung zu bedarfsfernen Zeiten bzw. in fernen Regionen, die den Bedarf nach „Flexibilität“ (BMWK-Definition) stark erhöhen – und letztlich den Ausgleich durch Netzbetreiber erzwingen.