

Marktintegration und Akteursvielfalt als zentrale Pfeiler des neuen Strommarktdesigns

Stellungnahme zum Optionenpapier des BMWK

Zusammenfassung

- Das Strommarktdesign der Zukunft muss eine **fortlaufende Marktintegration** der Erneuerbaren ermöglichen und die **Akteursvielfalt der Energiewende** sicherstellen. Diese Aspekte werden im Optionenpapier des BMWK bisher nur unzureichend berücksichtigt. Insbesondere die Rolle von kurz- und mittelfristigen Grünstrom-Direktverträgen (Grünstrom-PPAs) als Schlüsselement für **unternehmerische Nachhaltigkeitsziele, grünen Wasserstoff** und **breite Partizipation** kommt bisher zu kurz.
Betreiber neuer EE-Anlagen müssen zukünftig weiterhin die Möglichkeit haben, die Vermarktungsform auch nach Inbetriebnahme zu wechseln und Grünstrom-PPAs abzuschließen. Green Planet Energy (GPE) hat Guidehouse im Rahmen einer [Studie](#) damit beauftragt, verschiedene Modelle zu untersuchen, die staatliche und marktliche Absicherung vereinen. Das Modell der relativen Abschöpfung, bei dem ein bestimmter Prozentsatz der Mehrerlöse abgeschöpft wird, bietet eine Lösung, die **marktliche Integration, Flexibilität für die Marktakteure** und **Refinanzierungsbeiträge** für den Staat sichert. ([Kurzzusammenfassung](#))
- Theoretische Vorteile von **produktionsunabhängigen CfD** müssen anhand ihrer realen Auswirkungen bemessen werden. Sie müssen zwingend dahingehend geprüft werden, wie sich diese auf die Ausbaugeschwindigkeit, Akteursvielfalt, langfristige Abhängigkeit von staatlichen Förderungen und das Energiesystem als Ganzes auswirken. Eine vorschnelle Einführung ohne vorherige Erprobungen stellt einen **extremen Systembruch und damit Gefahr für die Klimaziele** dar. GPE spricht sich daher für **CfD mit Marktwertkorridor** aus. Bei passender Ausgestaltung sind EE-Anlagenbetreiber Marktsignalen zunehmend ausgesetzt und es wird eine systemdienliche Produktion angereizt.
- Dezentrale Flexibilitäten** werden in diesem Jahrzehnt in großer Leistung den Strommarkt durchdringen. Deren Einbindung in ein **effizientes Energiesystem** ist daher entscheidend. Ein reiner Fokus auf zentrale Kapazitätsmärkte droht hingegen, dieses Potenzial brach liegen zu lassen, es aus dem Markt zu drängen oder notwendige Innovationen zurückzuhalten. GPE plädiert daher dafür, dass im Fall der Einführung einer zentralen Komponente des **Kapazitätsmarkts** dieser zwingend um eine **dezentrale Komponente ergänzt** wird.
- GPE begrüßt ausdrücklich, dass das BMWK **Lokale Signale und Flexibilisierung der Nachfrage** als **essenzielle Handlungsfelder** identifiziert. Damit diese das Strommarktdesign sinnvoll ergänzen, bedarf es weiteren Analysen, um eine notwendige Dynamisierung des Systems anzureizen.

Wir stehen gerne für ein Gespräch zu den unterschiedlichen Punkten unserer Stellungnahme, insbesondere für unseren Vorschlag für die Vereinbarkeit von CfD und PPAs, bereit.

Vorwort

Trotz eines wachsenden Anteils von 61% Erneuerbare Energien im Stromsystem sind die Marktregeln noch immer auf fossile und atomare Energien ausgelegt. Insofern ist eine Reform des Strommarktes längst überfällig, um den weiteren Weg zu einem dekarbonisierten Stromsektor zu ebnen. Green Planet Energy (GPE) begrüßt daher den lang erwarteten Reformvorstoß des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) sehr. Hierin werden viele der systemischen Herausforderungen der Energiewende richtig identifiziert. Insbesondere der Flexibilität als Ausgleich von Windenergie und Photovoltaik im Stromsystem kommt ein großer Stellenwert zu.

Für diesen nächsten, kritischen Schritt der Energiewende ist es essenziell, die staatliche Absicherung des Ausbaus der EE-Anlagen verlässlich und zukunftsfähig auszugestalten. Ebenso wichtig ist es allerdings, hierbei auch die **Marktintegration der EE** weiter voranzutreiben. Grünstrom Power Purchase Agreements (**Grünstrom-PPAs**) bieten die Chance, diesen höherwertigen Strom auch als solchen zu vermarkten und reduzieren den Bedarf an staatlicher Förderung. Gleichzeitig können Energieversorger und Unternehmen echte Grünstromprodukte anbieten und eigene Nachhaltigkeitsziele erreichen.

Diesbezüglich geht das Papier bisher nur unzureichend auf die Vereinbarkeit von staatlicher Absicherung über Contracts for Difference (CfDs) und marktlicher Absicherung über Grünstrom-PPAs ein. Sollten sich Anlagenbetreiber, wie aktuell vorgesehen, vor Inbetriebnahme dafür entscheiden müssen, Neuanlagen ausschließlich mithilfe von Grünstrom-PPAs zu refinanzieren, stellt dies eine enorme **Gefahr für den Hochlauf der marktlichen Absicherung für EE** dar. Die Grünstrom-PPA-Vermarktung mit Ausschluss einer möglichen staatlichen Absicherung führt zu höheren Risiken, woraus wiederum höhere Fremdkapitalkosten resultieren. Ebenso ist es gerade für kleine und mittelständische Unternehmen nicht möglich, ein Grünstrom-PPA über zehn oder mehr Jahre abzuschließen. In der Konsequenz würden Grünstrom-PPA lediglich zwischen großen Betreibern und Abnehmern mit entsprechenden finanziellen Sicherheiten ermöglicht. Dies hätte gravierende negative Folgen für die Akteursvielfalt, die Akzeptanz der Energiewende und nicht zuletzt den Hochlauf der grünen Wasserstoffwirtschaft. Denn diese sind allesamt fundamental abhängig von der Grünstrombeschaffung über kurz- und mittelfristige PPAs.

GPE hat hierzu in einer [Studie](#) eine Lösung aufgezeigt, die beide Vermarktungsformen der EE-Anlagen auch in Zukunft ermöglicht. ([Kurzzusammenfassung](#))

Neben dem Aspekt der Marktintegration der EE weist das Papier weitere kritische Leerstellen auf. Insbesondere hinsichtlich der Finanzierung der Erneuerbaren zeugt das Optionenpapier zwar von der richtigen ökonomisch-theoretischen Problemanalyse – Anlagen müssen sich zunehmend systemdienlich und vermehrt an den Marktsignalen ausrichten. Jedoch weisen die vorgeschlagenen Instrumente, sogenannte produktionsunabhängige CfDs, zumindest teilweise in die falsche Richtung. Produktionsunabhängige CfDs sind zum einen nicht ausreichend an der Praxis der Marktakteure orientiert und müssen bezüglich ihrer praktischen Umsetzbarkeit geprüft werden. Gleichzeitig lassen sie außer Acht, inwiefern verschiedene Marktteilnehmer – insbesondere kleinere Akteure wie z.B. die Bürgerenergie – mit den entstehenden Risiken und Anforderungen umgehen können. Neue entstehende Risiken (Abweichung von den Prognosen, und

damit einhergehend Liquiditätsrisiken und steigende Kapitalkosten) sind für kleinere und mittlere Akteure schwer tragbar. Bei übereilter Einführung drohen produktionsunabhängige CfDs insbesondere kleinere und mittlere Akteure von der Energiewende auszuschließen. Diese Differenzierung zwischen verschiedenen Marktakteuren und Nuancen der Diskussion aus der PKNS zwischen „produktiver“ und „unproduktiver“ Risiken für Stakeholder gilt es im weiteren Konsultationsprozess nachzuholen.

Die notwendige Überarbeitung des Investitionsrahmens darf nicht auf Kosten der Akteursvielfalt geschehen. Sollten *financial* CfDs ohne enge Konsultation mit der Branche und ohne Rücksicht (d.h. neben praxisnaher Ausgestaltung entsprechende Risikopuffer und Ausnahmen) auf kleinere Marktteilnehmer und deren Risikoprofile umgesetzt werden, kann das zu einem Einbruch beim Erneuerbaren-Ausbau führen und damit zentrale klimapolitische Ziele wie den Kohleausstieg gefährden.

Handlungsfeld 1 – Ein Investitionsrahmen für erneuerbare Energien

Einordnung: EE-Ausbaugeschwindigkeit beibehalten, um Klimaziele zu erreichen

Die Reform des Investitionsrahmens darf unter keinen Umständen den fortschreitenden Ausbau Erneuerbarer Energien verlangsamen oder gefährden. Die im Osterpaket definierten Ausbauziele müssen unbedingt eingehalten werden, um die Klimaziele nicht zu verfehlten. Der PV-Ausbau ist aktuell auf Kurs, muss sich jedoch in den nächsten Jahren auf 22 GW jährlich deutlich weiter stark steigern. Bei der Windenergie an Land zeigen die Genehmigungszahlen und zuletzt die Ausschreibungszahlen zwar in eine positive Richtung – jedoch werden die Ziele hier derzeit noch nicht erreicht. Vor diesem Hintergrund ist es unbedingt notwendig, **den Ausbau weiter zu beschleunigen**. Eine Umstellung der EE-Finanzierung darf – wie das Papier anerkennt – unter keinen Umständen zu einem „Fadenriss“ führen. Gleichwohl ist der politische Wille nachvollziehbar, Anpassung an dem bisherigen Investitionsrahmen vorzunehmen, nicht zuletzt um auf die aktuellen Herausforderungen des Stromsektors (z.B. Negativstrompreise, Netzauslastung etc.) einzugehen. Dennoch gilt: **Die Ausbaudynamik muss der Prüfstein für jegliche Reformbestrebungen des Investitionsrahmens sein.**

Marktintegration bewahren: CfD muss mit PPAs vereinbar gemacht werden

In den vorgestellten CfD-Varianten wird ein zentraler Aspekt außenvorgelassen: **Die erheblichen Auswirkungen eines CfD-Regimes auf Grünstrom-PPAs**. Im heutigen EEG-Rahmen können Anlagenbetreiber monatlich zwischen der Marktprämie und der freien Vermarktung („sonstige Direktvermarktung“) wechseln. In der freien Vermarktung können so Grünstrom-PPAs abgeschlossen werden, für die direkte Beschaffung von grünem Strom oder die Produktion von grünem Wasserstoff. PPAs sind aufgrund ihrer grünen Eigenschaft (Herkunftsachweise) auch eine Voraussetzung für Ökostrom. Zudem ermöglichen kurz- und mittelfristige Grünstrom-PPAs die Marktintegration von Erneuerbaren, die kosteneffiziente Produktion von grünem Wasserstoff und reizen zusätzliche Flexibilitäten an.

In einem CfD Regime entsteht durch den Rückzahlungsmechanismus eine neue Herausforderung für Grünstrom-PPAs: Behält man die monatliche Wechselmöglichkeit, können Anlagenbetreiber opportunistisch zwischen staatlich abgesicherter Vergütung und freiem Markt wechseln, um eventuelle Rückzahlungen zu umgehen (sogenanntes

„Rosinenpicken“)¹. Dieses Verhalten soll aus regulatorischer Sicht verständlicherweise möglichst unterbunden werden. Gleichzeitig ist es unbedingt notwendig, dass eine Wechselmöglichkeit zwischen staatlicher Absicherung (CfD) und marktlicher Absicherung (PPA) weiterhin bestehen bleibt. Ansonsten drohen Geschäftsmodelle mit Ökostrom-PPAs in Zukunft in der Breite nicht mehr möglich zu sein. Müssen sich Anlagenbetreiber bei Inbetriebnahme zwischen staatlicher und marktlicher Absicherung für die gesamte Laufzeit ihres Projektes entscheiden, werden Grünstrom-PPAs nur noch zwischen Betreibern und Abnehmern abgeschlossen, welche entsprechende Sicherheiten vorweisen können. Denn einerseits ist der EE-Zubau auf Betreiberseite ohne staatliche Sicherheiten mit höheren Kapitalkosten verbunden. Andererseits führen die Unsicherheit der Entwicklung der Marktwerte dazu, dass nur ausreichend liquide, große Unternehmen auf der Abnahmeseite finanziell in der Lage sein werden, PPAs über zehn oder mehr Jahre abzuschließen. **Die aktuelle Ausgestaltung wirkt somit dem europäischen und nationalen Ziel entgegen, das Grünstrom-PPA-Marktvolumen deutlich zu erhöhen. Zudem stellt diese eine erhebliche Gefahr für den Hochlauf der grünen Wasserstoffwirtschaft dar.**

In einer groß angelegten [Studie](#)² hat GPE verschiedene Wechselmodelle von dem Beratungsunternehmen Guidehouse untersuchen lassen. **Das Ergebnis: Vor allem eine relative Abschöpfung auch außerhalb der Förderung vereint Einnahmen für den Staat mit Flexibilität und marktlicher Freiheit.** In diesem Modell wird ein bestimmter Prozentsatz der Mehrerlöse abgeschöpft. Anlagenbetreiber behalten somit die volle Flexibilität, monatlich neue Vermarktungsform zu wählen. Sie können so neue Marktentwicklungen nutzen und innovative Produkte entwickeln. EVU können ihr Beschaffungspotfolio optimal an den Bedarf ihrer Kund:innen anpassen und sich gegen Preis- und Versorgungsrisiken absichern. Die Preisstabilität kommt somit auch den Kund:innen und Gewerben zugute. Stromanbieter können weiterhin die volle Bandbreite an PPA-Laufzeiten nutzen, um Grünstromprodukte bereitzustellen.

Das in der von Guidehouse vorgeschlagene Wechselmodell ist **in jeder der im Optionenpapier aufgeführten CfD-Variante technisch und regulatorisch umsetzbar**. Das BMWK sollte in jedem Fall eine **Wechselmöglichkeiten in einem wie auch immer gearteten CfD-Regime integrieren**. Sonst droht ein erneuter Einbruch des PPA-Geschäfts, wie bereits im Rahmen des Strompreisebremsgesetzes geschehen. Für die weitere Marktintegration der Erneuerbaren Flexibilitäten ist dies unbedingt zu vermeiden (für weitere Informationen siehe im Annex angehängtes Factsheet).

Risiken der Systemumstellung

Im Optionenpapier geht das BMWK auf Herausforderungen und Chancen der verschiedenen CfD-Optionen ein. In den produktionsunabhängigen CfD Varianten, insbesondere der kapazitätsbasierten Zahlung (auch bekannt als *financial CfD*), sieht das Ministerium die bevorzugte Weiterentwicklung des Investitionsrahmens.

Vorab ist zu betonen: **Die Einführung eines CfD-Instruments ist bereits eine erhebliche Umstellung des bisherigen Finanzierungsrahmens von EE-Projekten.** Wenngleich europarechtlich vorgesehen, stellen CfDs bzw. eine neuartige verpflichtende

¹ Sind die Strompreise hoch genug, wechseln sie in die sonstige Direktvermarktung und entgehen so einer Rückzahlung. Bei niedrigen Preisen wechseln Anlagenbetreiber zurück in die Mindestvergütung.

² Guidehouse: Wechseloptionen zwischen CfD-Förderung und PPAs <https://green-planet-energy.de/fileadmin/docs/publikationen/Studien/guidehouse-studie-wechseloptionen-cfdfoerderung-ppas-2024.pdf>

Rückzahlungskomponente EE-Projektierer, Finanzierer und Betreiber vor neue Herausforderungen. **Marktakteure müssen mit den neuen Risiken umgehen können und diesen Umgang lernen.** Ist dies nicht der Fall, besteht die Gefahr eines Systemumbruchs.

In dieser kritischen Phase der Ausbaubeschleunigung plädiert GPE dafür, auf **das Instrument umzusteigen, das die politischen Ziele erfüllt und gleichzeitig mit dem geringsten Risiko eines Systembruchs verbunden ist.** Aus Sicht von GPE sind die Umstellungskosten und -risiken in einem CfD mit Cap-and-Floor (Option 1) am geringsten. Auch ein CfD ohne Marktwertkorridor wäre für die Akteure der Energiewende ein gangbares Instrument. Die „produktionsunabhängigen“ Optionen 3 und 4 stellen hingegen ein neuartiges, völlig unerprobtes Investitionssystem dar. Zwar sprechen seitens des BMWK ökonomisch-theoretische Vorteile für dieses Modell, die zum Teil auch nachvollziehbar sind. Jedoch birgt die Umstellung zum einen Risiken, die in ihrer Auswirkung nicht abgeschätzt werden können. Zum anderen entstehen insbesondere für kleinere und mittlere Akteure Nachteile, die in der vom BMWK angestellten Analyse eine untergeordnete Rolle spielen. Insofern sollten produktionsunabhängige CfDs in dem aktuellen Stadium mit vielen administrativen, technischen und volkswirtschaftlich offenen Fragen, nicht vorschnell eingeführt werden.

Im Folgenden werden die vom BMWK angesprochenen Risiken aus Sicht von GPE eingordnet:

Abweichungs- oder Basisrisiko:

Das Abweichungs- bzw. Basisrisiko beschreibt das Risiko, dass Anlagenbetreiber bei der Berechnung der Rückzahlung übermäßig abgeschöpft werden.³ Es entsteht nur in den produktionsunabhängigen CfD-Optionen 3) und 4), da hier die Rückzahlung von der tatsächlichen Stromerzeugung entkoppelt wird. Weicht die eigene Anlage von den Referenzanlagen oder -werten ab, kann dies zum Nachteil eines Anlagenbetreibers sein. In diesem Fall müsste der Anlagenbetreiber mehr zurückzahlen als das, was er eigentlich verdient hat. Abweichungen können unterschiedliche technische, betriebliche oder anderen Gründe (z.B. Wartung) haben.

Insbesondere kleinere und mittlere Akteure mit einem weniger diversifizierten Anlagenportfolio können von individuellen Anlagenabweichungen besonders stark betroffen sein. Dies wird im Optionenpapier nicht adäquat eingeschätzt. Anlagenbetreiber würden auch in ein erhöhtes **Liquiditätsrisiko** geraten (siehe Liquiditätsrisiko) und entsprechend **höhere Risikoaufschläge** in den Geboten einpreisen (siehe Kapitalkostenrisiken). Im schlimmsten Fall könnten Marktakteure aufgrund der gestiegenen Risiken geplante Projekte nicht realisieren.

Liquiditätsrisiko

In einem CfD-Regime **entsteht für den Anlagenbetreiber grundsätzlich ein neues Liquiditätsrisiko: Der Anlagenbetreiber muss Reserven vorhalten, um den Rückzahlungsverpflichtungen an den Staat nachkommen zu können.** Im Gegensatz zu den Debatten in den AGs der PKNS⁴ fällt in dem Optionenpapier die Bewertung des BMWK der

³ Vgl. Definition von Basisrisiko in „Förderinstrumente zur Finanzierung Erneuerbarer Energien“, S.8 siehe [inputpapier-foerderinstrumente-ag1-22062023.pdf \(bmwk.de\)](http://inputpapier-foerderinstrumente-ag1-22062023.pdf).

⁴ Siehe z.B. [Bericht über die Arbeit der Plattform Klimaneutrales Stromsystem \(PKNS\) \(bmwk.de\)](http://Bericht ueber die Arbeit der Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS) (bmwk.de)) oder [inputpapier-foerderinstrumente-ag1-22062023.pdf \(bmwk.de\)](http://inputpapier-foerderinstrumente-ag1-22062023.pdf)

Liquiditätsrisiken deutlich milder aus. **Aus Sicht von GPE werden die Liquiditätsrisiken des CfD-Regimes insbesondere hinsichtlich der produktionsunabhängigen Optionen 3) und 4) in dem Optionenpapier unterschätzt.**

Liquiditätsreserven müssen zusätzlich beschafft werden. Die Fähigkeit zusätzliche Kapitalmittel zu beschaffen, hängt von der Bonität der Marktakteure ab. Zum Beispiel verfügt eine Bürgerenergiegenossenschaft über wesentlich weniger Möglichkeiten, solche Reserven zu beschaffen und vorzuhalten als z.B. ein aktiengeführtes Unternehmen. **Bei kleinen und mittleren Akteuren ist die Vorhaltung von Liquiditätsreserven allgemein mit höherem Aufwand und Kosten verbunden. Sie sind daher benachteiligt, was die Teilhabe an einem möglichen CfD-Regime betrifft.**

Das Abweichungs- bzw. Basisrisiko erschwert es kleineren und mittleren Akteuren, die Risiken zu kalkulieren. Kommt es zu Rückzahlungsverpflichtungen in einer Hochpreisphase bei gleichzeitigem technisch bedingten Anlagenausfall, bedeutet das für einen kleinen Anlagenbetreiber einen erheblichen Kostenaufwand, der u.U. wirtschaftlich nicht leistbar ist. Kurzum: Kleinere und mittlere Marktakteure können u.U. mit den Liquiditätsrisiken in Option 3) und 4) wesentlich schlechter umgehen und hätten in einem solchen CfD-System folglich erhebliche Nachteile.

Kapitalkosten

Die bisher beschriebenen Risiken der Optionen 3) und 4) sind nach aktuellem Stand für Anlagenbetreiber nicht oder nur schwer kalkulierbar. Sie stellen nach den in der PKNS diskutierten Bewertungskriterien ein „unproduktives Risiko“ dar. Es steht zu erwarten, dass diese Risiken die Kapitalkosten erhöhen. Finanzierer werden neue Unsicherheiten und Risiken einpreisen müssen, was einige Projekte nicht mehr finanzierbar macht. Das betrifft vor allem solche Marktakteure, die über eine geringere Bonität verfügen. Somit ist – anders als vom BMWK angenommen – die Wirtschaftlichkeitslücke bei Option 3) und 4) nicht automatisch geschlossen.

Mengenrisiko

Das BMWK geht in Option 3) und 4) davon aus, dass das Mengenrisiko überwunden wird. Zwar mag der Fehlanreiz entfallen, trotz negativer Preise weiter einzuspeisen. Das verschiebt jedoch das Risiko auf den Anlagenbetreiber, der seine (wetterabhängige) Produktion nicht ohne weiteres verlagern kann. Die **dargebotsbedingten Erlösunsicherheiten** durch den zunehmenden Preisverfall bei PV- und Windenergie-Einspeisungsspitzen **bleiben jedoch weiterhin bestehen**. Durch mögliche **Abweichungen** von der **prognostizierten Einspeisung** kann es zudem zu Abweichungsrisiken kommen. **Fazit:** Ein Teil des Mengenrisikos wird gemindert, jedoch entsteht ein neues Abweichungsrisiko (siehe oben).

Es ist davon auszugehen, dass Projektierer diese neuen Risiken in den Gebotspreisen einpreisen. Hieraus resultiert das Risiko, dass das **staatliche Fördervolumen steigt**.

Anreize zur Systemdienlichkeit

Aus Sicht von GPE sind in Option 1 und 2 bereits deutlich Anreize zur Systemdienlichkeit gegeben. Diese können unterschiedlich ausgestaltet werden, z.B. durch monatliche oder jährliche Referenzpreise. Sowohl der Cap-and-Floor als auch der CfD ohne Marktwertkorridor geben die Marktsignale, je nach Ausgestaltung, an den Anlagenbetreiber durch.

Ein produktionsunabhängiges CfD wie in Option 3 oder 4 erhöht theoretisch die Anreize zur Effizienz und systemdienlichen Auslegung der Anlage. Diese Optimierungsmöglichkeit ist real aber nur gegeben, sofern eine Anlage sich systemdienlicher verhalten bzw. fahren kann. Ist dies nicht der Fall, ist dies je nach Standort und Ertrag ein (Mengen-)Risiko, da die Anlage vom Dargebot abhängig ist. Insofern gilt es die stärkeren Anreize zur Systemdienlichkeit mit den Gesamtrisiken in Zusammenhang zu bewerten.

Offene technische und administrative Fragen der produktionsunabhängigen Optionen 3) und 4)

Wie vom BMWK im Optionenpapier bereits adressiert, ist eine Systemumstellung auf eine produktionsunabhängige Variante mit vielen offenen technischen und administrativen Fragen und Unklarheiten behaftet. Einerseits liegen nach wie vor technischen Unklarheiten der Bemessung des Einspeisepotenzials bzw. der Prognose vor. Ohne diese zu beantworten, ist es für Anlagenbetreiber nicht möglich, die Wirtschaftlichkeit und Risiken des produktionsunabhängigen CfDs deutlich zu bewerten. Dazu zählt z.B. auch die Umsetzung eines Referenzertragsmodells, das standortabhängige Korrekturen vornimmt. GPE fordert möglichst zeitnah eine Klärung der ausstehenden technischen und administrativen Fragen, um Option 3) und 4) weiter bewerten zu können. Vorher lassen sich die oben dargestellten Risiken nicht abschließend bewerten. Diese Ausgestaltungsformen eines CfD sollten vor einer Einführung daher in Reallaboren getestet, bewertet und nachjustiert werden, bevor sie auf das gesamte Förderregime ausgedehnt werden.

Auswirkungen der Systemumstellung auf die Akteursvielfalt

Die Analyse des Optionenpapiers zeigt, dass durch einen Wechsel auf produktionsunabhängige CfDs neue Risiken entstehen, während andere gemindert werden. Durch den Wechsel in eine Kapazitätszahlung entstehen z.B. neue Möglichkeiten und Geschäftsmodelle für eine sinnvolle staatliche Absicherung. Es ist jedoch zum einen festzuhalten, dass sich die neuen Risiken noch nicht endgültig einschätzen lassen – zumal nach wie vor viele technische und administrative Fragen fortbestehen. Zum anderen hat die obestehende Analyse aufgezeigt, dass kleinere und mittlere Akteure schwerer in der Lage sind, diesen neuen Herausforderungen produktiv zu begegnen. **Für die Akzeptanz der Energiewende ist es wichtig, dass sich die Wertschöpfung nicht nur auf einige wenige große Marktakteure konzentriert, die sich die finanziellen Risiken leisten können.** Teilhabe durch z.B. Bürgerwindparks, Energy Sharing und Genossenschaftsmodelle sind ein Schlüssel für Akzeptanz vor Ort und damit auch für den Erfolg der Energiewende. Die Beteiligung muss in Zeiten von vielerorts zunehmendem politischem Widerstand gegen Erneuerbare-Energien-Projekte vereinfacht und nicht erschwert werden.

Aufwand für den Aufbau und Betrieb zweier unterschiedlicher Förderregime

Die produktionsunabhängigen Optionen stellen eine signifikante Systemumstellung zur aktuellen staatlichen Absicherung dar. Das Optionenpapier geht bei der Betrachtung der produktionsunabhängigen Förderung allerdings noch nicht auf den Aspekt ein, dass im Fall einer Implementierung zwei grundsätzlich unterschiedliche Systeme parallel existieren und betrieben werden müssen. Dass also auch heutige Bestandsanlagen in der Gesamtsystembetrachtung und der Bestimmung der Aufwände berücksichtigt werden, fehlt in der momentanen Einordnung der Aufwände einer Systemumstellung. Die Kombination dieser Fördermechanismen im Energiesystem stellt in der Verwaltung,

Finanzierung, Projektierung, Betrieb und bei Energieversorgungsunternehmen enorme (administrative) Herausforderungen dar. Dies bedarf einer ausführlichen Analyse.

Auch aus diesem Aspekt präferiert GPE eine moderate Reform in Form von produktions-abhängigen CfD, welche eine höhere Ähnlichkeit zum aktuell gelten Mechanismus aufweisen.

Zwischenfazit: kein vorschneller Umbruch im Förderregime

Unabhängig der zu realisierenden Option muss Betreibern neuer EE-Anlagen die Möglichkeit erhalten bleiben, die Vermarktungsform auch nach Inbetriebnahme zu wechseln und Grünstrom-PPAs abzuschließen. Guidehouse hat diesbezüglich im Auftrag von GPE einen Mechanismus erarbeitet, der **marktliche Integration, Flexibilität für die Marktakteure und Refinanzierungsbeiträge** für den Staat sichert.

Bei der Ausgestaltung der CfD-Form spricht sich GPE für **Option 1, ein CfD mit Cap und Floor**, als das präferierte Modell aus. In einem Cap-und-Floor-Modell sind die Risiken einschätzbar und vor allem tragbar. Der Marktwertkorridor erlaubt den Betreibern von EE-Anlagen Chancen des Energiemarkts wahrzunehmen, sodass in diesem Fall der Anreiz zur systemdienlichen Stromproduktion höher ist als in einem Modell ohne Marktwertkorridor. Auch Option 2 (zweiseitiger Differenzvertrag ohne Marktwertkorridor) kann für Marktakteure produktiv gestaltet werden.

Hinsichtlich Option 3) und 4) stehen die neuen und bisher nicht final einschätzbar Risiken im Vordergrund der obenstehenden Analyse. Das BMWK muss die technischen und administrativen Fragen weiter prüfen und eng mit den Branchenakteuren konsultieren. Zudem geht das Optionenpapier bei der Betrachtung der produktionsunabhängigen Förderung noch nicht auf den Aspekt ein, dass im Fall einer Implementierung zwei grundsätzlich unterschiedliche Systeme parallel existieren und betrieben werden müssen. Eine vorschnelle Einführung eines produktionsunabhängigen CfD-Regimes einen extremen Umbruch im Förderregime bedeuten und könnte den gerade wieder anziehenden Ausbau Erneuerbarer Energien stark ausbremsen. Dies stellt eine Gefahr für die deutschen Klimaziele, den Kohleausstieg und die (Energie-)Unabhängigkeit sowie das Erreichen günstiger, wettbewerbsfähiger Strompreise dar. Zudem droht aufgrund von steigenden Kapitalkosten durch nicht kalkulierbarer Risiken ein Rückgang der Akteursvielfalt und durch höhere Gebotspreise eine Steigerung des staatlichen Fördervolumens.

Handlungsfeld 2: Investitionsrahmen für Steuerbare Kapazitäten

Einordnung

In dem Optionenpapier wird der enorme Bedarf an Flexibilitäten im Strommarkt als zentrale Herausforderung richtig eingeschätzt. Vor dem Hintergrund des bis 2030 angestrebten Kohleausstiegs ist es notwendig, flexible Energieerzeugung schnellstmöglich zu installieren. In der Koalitionsvereinbarung zur KWS wurde auch ein marktlicher, technologieneutraler Kapazitätsmechanismus beschlossen, der bis 2028 operativ sein soll. In dem vorliegenden Papier unterbreitet das BMWK nun verschiedenen Ausgestaltungsoptionen für diesen Mechanismus, die im Rahmen der PKNS diskutiert wurden.

Um weitere flexibel einsatzbare und klimaneutrale Stromerzeugung zu fördern, ist es nachvollziehbar, dass das BMWK die regulatorische Anreizstruktur neu ausrichten möchte. Beim Design eines neuen Anreizmechanismus sollten jedoch unbedingt

systemische Fehlanreize und fossile Pfadabhängigkeiten vermieden werden. Ein wie auch immer gearteter Kapazitätsmechanismus sollte klaren Leitplanken folgen: Erneuerbare, dezentrale Flexibilitäten sollten im Zentrum des zukünftigen Marktgeschehen stehen. Dezentrale haushalts- und verbrauchsnahe Flexibilitäten wie z.B. E-Autos, Wärmepumpen, Kleinbatteriespeicher werden in dieser Dekade im Gigawattmaßstab den Strommarkt durchdringen. Aktuell ist deren Integration aufgrund langsamer technischer Einbindung und mangelnder Digitalisierung (Roll-out von iMSys), fehlender Anreizstruktur (Netzentgelte, Umlagen, Tarife) und weiterer regulatorischer Hindernisse noch unzureichend. Mit Abbau weiterer regulatorischer Hindernisse, der insbesondere in Handlungsfeld 3 und 4 beschriebene Umstellung der Anreizstrukturen und marktlichen Regeln, werden diese Potenziale dem Stromsystem zukünftig zur Verfügung stehen. Hinzu kommen Großbatteriespeicher, Elektrolyseure, Lastverschiebungen sowie bereits bestehende, aber weitere flexibilisierbare, steuerbare Erneuerbare wie z.B. Bioenergieanlagen. Diese technischen Potenziale für flexible Erzeugung, Verbrauch und Lastverschiebung dürfen alleine aus Effizienz- und Kostengründen nicht brach liegen, nur weil ein zentraler Kraftwerkspark vor 7 Jahren überdimensioniert wurde.⁵ Aufgrund der zunehmenden Marktdurchdringung von Erneuerbaren Flexibilitäten wäre es daher ein folgeschwerer Fehlanreiz, den Kapazitätsmechanismus ausschließlich auf eine zentrale Komponente bzw. auf fossile Erdgaskraftwerke zu fokussieren.

Leitplanken für einen energiewendefreundlichen Kapazitätsmechanismus

Die folgende Analyse geht insbesondere auf den **vom BMWK präferierten kombinierten Kapazitätsmarkt (KKM)** ein. Aus Sicht der Energiewende gibt es hier wichtige **Leitplanken**, die es zu befolgen gilt, um **steuerbare erneuerbare Kapazitäten und Flexibilitäten** erfolgreich einzubinden.

- **Level-Playing Field für Erneuerbare Technologien und EE-Flexibilitäten:**

Im Kapazitätsmechanismus darf es generell keine Bevorteilung von fossilen Gas- kraftwerken geben. Im Gegenteil: Aus volkswirtschaftlichen und klimapolitischen Gründen sollten vorgelagert Erneuerbare Technologien zum Einsatz kommen. Dies ist beim Design des Mechanismus und seiner zentralen bzw. dezentralen Komponenten als unbedingte Voraussetzung zu berücksichtigen. Eine Bevorzugung des zentralen Mechanismus würde die Potenziale von kleineren, haushaltsnahen Verbrauchseinheiten außer Acht lassen. Außerdem führen weniger Flexibilitäten zu niedrigeren Marktwerten Erneuerbarer Energien, wodurch wiederum die Fördernotwendigkeit und die Förderkosten nachhaltig ansteigen. Das Resultat: höhere Gesamtsystemkosten.

- **Sinnvolle Dimensionierung der zentralen Komponente:**

In einem KKM hat die zentral ausgeschriebene Menge (KKM-Z) Auswirkungen auf die dezentrale Komponente (KKM-D). Bei einer Überdimensionierung der ausgeschriebenen Menge im KKM-Z würden z.B. dezentrale Erneuerbare nicht zum Einsatz kommen ("crowding out"). Bei einer **Simulation** des Bedarfs des Stromversorgungssystems zu Spitzenlastzeiten 6 Jahre im Voraus durch eine zentrale Stelle – wie im Vorschlag des BMWK vorgesehen (siehe [Consentec et al. 2024](#)) – besteht eine inhärente Tendenz zur Risikoaversität bzw. Überdimensionierung des Bedarfs

⁵ vgl. <https://neon.energy/Neon-Mehrwert-Flex.pdf> <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/haushaltsnahe-flexibilitaeten-nutzen>

zu Spitzenlastzeiten. Mit so großem Vorlauf kann eine administrative Stelle schwerlich bestimmen, wie hoch der Bedarf an flexibler Erzeugung bei einer Systemspitzenlast tatsächlich ausfällt, insb. in Anbetracht einer unbekannten Entwicklung der dezentralen Flexibilitäten. Aus diesem Grund spricht sich GPE für ein **iteratives Vorgehen** aus, das wiederholt die Szenarioannahmen überprüft und mit den neusten technologischen Entwicklungen im dezentralen Kapazitätsmarkt abgleicht. Außerdem müssen die Annahmen des Szenarios transparent gemacht und eng mit den Stakeholdern konsultiert werden.

- **Technologieoffenheit:**

Verschiedene Technologien kommen als Kapazitätsanbieter in Frage. Die zentrale Komponente im KKM ist in ihrer Konzeption in erster Linie auf fossile Gaskraftwerke ausgelegt, die zu einem bestimmten Zeitpunkt auf Wasserstoff umgerüstet können werden sollen (H2-Ready). Auch Bioenergiekraftwerke könnten an den Ausschreibungen teilnehmen. Ebenso werden sich Großbatteriespeicher absehbar in dem zentralen Marktgeschehen an Auktionen beteiligen können, wenn auch mit anderen De-Rating Faktoren. **Es ist grundsätzlich essenziell, dass neue Erneuerbare Technologien** durch das Auktionsdesign bzw. die Parametrisierung (z.B. De-Rating Faktoren) **in der zentralen Komponente nicht benachteiligt oder diskriminiert werden**. Prinzipiell sollten Erneuerbare Erzeugungstechnologien bevorzugt zum Einsatz kommen.

- **Wettbewerbsverzerrung vermeiden:**

(Zentrale) Kapazitätsmärkte wirken wie eine Markteintrittsbarriere auf innovative Technologien, die in den Markt hineindrängen. Aus diesem Grund ist es notwendig, die Verzerrung möglichst gering zu halten (vgl. [Monopolkommission 2023](#)).

- **CO2 Preis & verpflichtende Dekarbonisierungspfade:**

In einem Kapazitätsmechanismus kommt dem CO2-Preis natürlicherweise eine herausgehobene Rolle zu. Die Bepreisung von Kohlenstoffdioxid im Rahmen des EU-ETS sorgt dafür, dass fossile Erdgaskraftwerke erst nachgelagert nach CO2-freien Technologien in der Merit-Order zum Einsatz kommen. Die konsequente Beibehaltung des CO2-Preispfades und eine strenge Umsetzung der EU-Emissionswerte⁶ sind daher eine wichtige Voraussetzung, damit fossile Kraftwerke so wenig wie möglich zum Einsatz kommen. Prinzipiell ist eine kontinuierliche Preissteigerung im EU-ETS zu erwarten. Dennoch spielen externe Faktoren wie z.B. konjunkturelle Entwicklungen etc. einen gewichtigen Faktor. Die Preisentwicklung und ihre Auswirkung auf die Merit-Order sollten besonders achtsam beobachtet werden.

- **Umrüstungsverpflichtung & Zeitpläne für Gaskraftwerke**

Im Kapazitätsmechanismus sollte für erdgasbasierte Erzeugungsanlagen eine Verpflichtung zur Umrüstung auf grünen Wasserstoff bestehen. Diese sollte einerseits technischer Natur sein, was die Umrüstung der Kraftwerke betrifft. Zudem sollte der technische Umbau auch ökonomisch begutachtet werden. Über die technische

⁶ Emission Performance Standard nach Strommarkt-Verordnung: CO2-Emissionsgrenzwerten für Neuanlagen: < 550 g CO2/kWhel, Bestandsanlagen: < 550 g CO2/kWhel oder im Jahresdurchschnitt < 350 kg CO2/kWel.

Umsetzbarkeit hinaus sollten Kraftwerksbetreiber auch dazu verpflichtet werden, einen klaren Zeitplan für den Umstieg auf grünen Wasserstoff vorzulegen. Hierin sollten auch klar definierte Zwischenschritte wie z.B. ein Aufwuchspfad für den eingesetzten grünen H₂ sowie Bezugskriterien festgehalten werden.

- **Preisgestaltung der Zertifikate:**

In einem kombinierten Kapazitätsmarkt interagieren die verschiedenen Marktschauplätze miteinander. Das Auktionsverhalten der Marktakteure im Rahmen der zentralen Komponente wird beeinflusst durch die vorgelagerten dezentralen Mechanismen. Letztendlich müssen Fehlanreize insofern verhindert werden, als dass die Anreizwirkung auf dem dezentralen Markt geschwächt wird, so dass nur einzelne Flexibilitätsoptionen eingesetzt werden (eine sogenannte "slippery slope" vgl. [Connect 2024](#), S. 156). Hierfür ist die Anreiz- bzw. Preisgestaltung entscheidend. Eine Überförderung von insbesondere an den Ausschreibungen teilnehmenden Gasraftwerken muss in jedem Fall verhindert werden. Um eine Überförderung von Kraftwerken in der zentralen Ausschreibung zu verhindern, ist es z.B. ratsam, mit einer niedrigeren Ausschreibungsmenge zu beginnen, die dann ggf. durch den dezentralen Kapazitätsmarkt oder durch zentrale Kontraktionen ergänzt werden. Die Höhe des Price Caps beeinflusst auch die Marktmacht einzelner Kraftwerksanbieter (vgl. [Monopolkommission 2023](#)). Vor diesem Hintergrund ist ein strenges Preislimit im Rahmen der Ausschreibung zu empfehlen.

- **Regionale Steuerung:**

Im aktuellen regulatorischen Rahmen erscheint eine regionale Steuerung sinnvoll, um die Aktivierung von flexiblen Erzeugern und Verbrauchen im Rahmen eines Kapazitätsmarktes netz- und systemdienlich zu gestalten.

Risiken und Chancen für die Akteursvielfalt

Welche Chancen und Risiken sich im Rahmen eines KKM für kleinere Akteure ergeben, ist noch nicht abschließend klar. Fest steht, dass ein neues Aufgabenprofil für Bilanzkreisverantwortliche entsteht, was sowohl Chancen als auch Risiken beinhaltet. Der Anreiz zur Selbsterbringung von Lastverschiebung im eigenen Bilanzkreis ist ein positiver Anreizrahmen zur Integration neuer Flexibilitätskonzepte - wie z.B. Pooling und Aggregation von haushaltsnahen Flexibilitäten, oder dynamische Tarife. Die Pflichten für Bilanzkreisverantwortliche sind möglichst so auszustalten, dass auch kleinere Bilanzkreisverantwortliche diese einhalten können (siehe [Consentec et al. 2024](#)). Neue Pflichten müssen transparent und rechtzeitig festgelegt werden, entsprechende Implementierungsphasen für Bilanzkreisverantwortliche sind dabei zu berücksichtigen. Bei der Ausgestaltung des Zusammenspiels von KKM-Z, KKM-D muss sichergestellt werden, dass Akteure mit größerer Marktmacht, diese nicht missbrauchen können. Für die Umsetzung neuer Regeln braucht es einen transparenten Prozess und klare Zeitschienen. Entsprechende Implementierungsphasen sind dabei zu berücksichtigen.

Zwischenfazit: Dezentrale Technologien

Dezentrale Flexibilitätsoptionen werden in diesem Jahrzehnt in großem Maßstab den Strommarkt durchdringen. Für den Erfolg der Energiewende ist es essenziell, dieses Flexibilitätspotenzial zu nutzen und diese systemdienlich zu integrieren. Aus Sicht von GPE ist der **ZKM nicht in der Lage, adäquat auf diese und andere Marktentwicklungen zu**

reagieren und notwendige Innovationen schnell zu ermöglichen. Es wäre eine schwerwiegende Pfadabhängigkeit, einen ZKM aufzusetzen, der haushaltsnahe Flexibilitäten und innovative Produkte nicht einbinden kann. Sofern ein Kapazitätsmarkt mit zentralem Element aufgesetzt wird, ist eine dezentrale Komponente unbedingt notwendig, um den Mechanismus anpassungs- und anschlussfähig für solche innovative Entwicklungen und neue Markttrends zu halten. Beim Design muss ein **Level-Playing Field** zwischen kleineren dezentralen Flexibilitäten und größeren Flexibilitäten garantiert werden. Dies steigert die Systemeffizienz, da durch kostengünstigere Erneuerbare Flexibilitäten die Gesamtsystemkosten verringert werden können. Auch aus Klimaschutzgründen ist es notwendig, dezentrale Flexibilitäten vorgelagert in der Merit Order zum Einsatz kommen zu lassen, um die Emissionen aus fossilem Erdgas zu minimieren.

Handlungsfeld 3

GPE begrüßt den Vorstoß des BMWK mithilfe von lokalen Signalen die reale physische Netzsituation besser abzubilden und somit Anreize zum systemdienlichen Verhalten für alle Markakteure zu setzen. Diese können in erheblichem Maße dazu beitragen, die fluktuierenden EE in das Energiesystem zu integrieren.

Bei der Ausgestaltung der Signale muss darauf geachtet werden, dass die Signale diskriminierungsfrei gestaltet sind, sodass möglichst alle Marktteilnehmer darauf reagieren können und nicht benachteiligt werden. Es bedarf im weiteren Prozess daher einer breiten Stakeholderdiskussion.

Handlungsfeld 4

Die zunehmende Flexibilisierung ist ein Schlüsselement für den Erfolg der vorherigen Handlungsfelder und die Energiewende im Ganzen. Daher begrüßt GPE den Vorstoß des BMWK, die drei identifizierten Aktionsbereiche zu stärken.

Auch in diesem Handlungsfeld muss der Bereich der Akteursvielfalt verstärkt in den Fokus rücken, sodass möglichst viele Kund:innen und Unternehmen an den Chancen der Flexibilisierung partizipieren können. Eine nutzerzentrierte Ausgestaltung der Aktionsbereiche bietet die Chance, die Akzeptanz der Energiewende nachhaltig zu stärken.

IHR ANSPRECHPARTNER

Mats Bednarczyk
Referent Energiesysteme / Politik und Kommunikation

Tel.: 040 / 808 110 – 545

mats.bednarczyk@green-planet-energy.de