

Neuhoff, Karsten; May, Nils

Research Report

Entwicklung der Marktprämie bei wachsendem EE-Anteil

Suggested Citation: Neuhoff, Karsten; May, Nils (2017) : Entwicklung der Marktprämie bei wachsendem EE-Anteil, DIW, Berlin

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/175830>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Entwicklung der Marktprämie bei wachsendem EE-Anteil

Überblick über die Debatte am 27.11.2017 am DIW Berlin
Karsten Neuhoff¹ und Nils May²

Einleitung

Der Anteil von Wind- und Solarenergie in Deutschland wird von aktuell rund 20% auf 45% bis 2035 stark anwachsen, wenn Deutschland seine Ziele für erneuerbare Energien erreicht. Daraus ergibt sich eine zentrale Aufgabe für Speicherung und Transport von Strom – von Zeiten und Orten an denen Wind weht und Sonne scheint hin zu Zeiten und Orten, an denen Strom benötigt wird. Als Lösung werden zum einen Speicher, flexible Nachfrage und Netzausbau eine wichtige Rolle beigemessen, zum anderen wird davon ausgegangen, dass systemfreundlichere Standortwahl und Auslegung von Windkraft- und Solaranlagen zu einer Reduktion der Anforderungen führen kann.³

Die heutigen Investitionen in langlebige Anlagen wie Netze oder Windkraft- und Solaranlagen bestimmen die Struktur des Stromsystems für mehrere Jahrzehnte. Daraus ergibt sich die Frage, ob die Investitionsentscheidungen kompatibel sind mit diesen langfristigen Anforderungen, und damit dazu beitragen können, dass Klimaschutzziele wirtschaftlich erreicht werden können. Dabei ist eine Herausforderung, dass Experten und Modellierungen verschiedene Flexibilitätsoptionen unterschiedlich einschätzen. Daraus ergeben sich zwei Grundfragen, die die Diskussion des Workshops geprägt haben:

Gibt es eine gemeinsame Perspektive? Während einzelne Prognosen immer mit großer Unsicherheit behaftet sind, gilt es herauszufinden ob aus der Vielzahl unterschiedlicher Analysen abgeleitet werden kann, (i) welches Portfolio von Flexibilität und Systemfreundlichkeit notwendig ist für ein System mit hohen Anteilen von Wind- und Solarstrom und (ii) ob der Umfang der Beiträge einzelner Optionen abgeschätzt werden kann.

Wie kann eine Transformation koordiniert werden? Die Transformation eines komplexen Systems mit vielen Akteuren bedarf einer Koordination von Elementen wie Netzausbau, erneuerbare Energien Ausbau und Flexibilisierungsoptionen. Dabei stellt sich die Frage, ob dazu eine gemeinsame Perspektive (Roadmaps etc.) genügt, oder ob Zielvorgaben formuliert werden müssen und/oder regulatorische Instrumente auf die anvisierten Perspektiven und Ziele ausgerichtet werden müssen.

Im Workshop haben wir diese Fragestellungen am Beispiel der Wind- und Solarenergie und der möglichen Weiterentwicklung der gleitenden Marktprämie zur Unterstützung systemfreundlicher Anlagen diskutiert.

Im Folgenden wird dazu die Diskussion zu folgenden Teilfragen zusammengefasst:

- Werden systemfreundliche Anlagen benötigt?
- Werden ausreichend systemfreundliche Anlagen installiert?
- Sind die Anreize für die Wahl systemfreundlicher Anlagen derzeit ausreichend stark?

¹ Leiter der Abteilung Klimapolitik am DIW Berlin und Professor für Energie- und Klimapolitik an der TU Berlin, kneuhoff@diw.de.

² Wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Abteilung Klimapolitik am DIW Berlin, nmay@diw.de

³ Siehe beispielsweise D. Bauknecht, C. Heinemann, M. Koch, D. Ritter, R. Harthan, A. Sachs, M. Vogel, E. Tröster und S. Langanke (2016): Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von erneuerbaren Energien und Analyse entsprechender Rahmenbedingungen, sowie W.P. Schill, J. Dieckmann und A. Zerrahn (2015): Stromspeicher: eine wichtige Option für die Energiewende. DIW Wochenbericht.

- Wie können längerfristige Anforderungen berücksichtigt werden bei einer Weiterentwicklung der gleitenden Marktprämie (Marktwertfaktor, Referenzperiode, negative Marktprämie)

Werden systemfreundliche Anlagen benötigt?

Simulationen zeigen, dass die optimale Auslegung von Windkraft- und Solaranlagen mit wachsenden Anteilen von Wind- und Solarenergie zunehmend systemfreundlicher wird.⁴ Diese grundsätzliche Einschätzung wurde allgemein geteilt.

Windkraftanlagen werden umso systemfreundlicher, je größer der Anteil ihrer Stromproduktion zu Zeiten mit geringeren Windgeschwindigkeiten und damit zu Zeiten, in denen der Wind wertvoller für das System, ist. Je systemfreundlicher eine Anlage ist, desto größer sind allerdings auch die Investitionskosten pro kWh Jahresproduktion (größerer Rotor, höhere Nabenhöhe).

Bei Photovoltaik zeigen Simulationen, dass leichte West- oder Ostausrichtungen zunehmend wertvoll werden, allerdings erst bei großen Installationsleistungen von PV (100-150 GW). Auch können im Gesamtsystem horizontale Aufstellungen sinnvoll sein. Damit ergeben sich potentiell Vorteile bifacialer Anlagen, die Strahlung von vorne und hinten konvertieren können.

Bei PV und Wind zeigen Simulationen Systemvorteile einer Verteilung über Deutschland, da Netze entlastet werden, die Akzeptanz der Energiewende bei einer Lasten- und Gewinnteilung erhöht wird, und die Korrelation der Einspeisung sinkt.

Werden ausreichend systemfreundliche Anlagen installiert?

Standort: Bei Windenergieanlagen haben Projekte in Süddeutschland seit 2010 zunächst einen größeren Anteil der neuen Installationsleistung beigetragen. Allerdings haben Projekte in diesen Regionen seit Einführung der Auktionen fast keinen Zuschlag bekommen. Viele Standorte sind trotz Referenzertragsmodell weniger wirtschaftlich, und damit wurde mit der Steigerung der Wettbewerbsintensität und fallenden Margen die Realisierung von Projekten im Süden nicht mehr möglich. Es wurde auch diskutiert, ob der große Erfolg von Projekten unter der Bürgerenergie Kategorie eine Wirkung hatte.

Auslegung: Windkraftanlagen wurden in Deutschland seit 2012 langsam systemfreundlicher. Gemessen am Indikator Leistungsdichte (W/m² Rotorfläche) hat sich die Systemfreundlichkeit seit der Einführung der gleitenden Marktprämie (2012) bis 2016 um 86 W/m² verbessert (von durchschnittlich 400 auf 314.⁵ Im Workshop wurde argumentiert, dass systemfreundlichere Anlagen installiert werden, seit sie in Deutschland von Herstellern angeboten werden. Allerdings stellt sich die Frage, warum deutlich systemfreundlichere Anlagen in den USA angeboten und installiert werden?

Die Systemfreundlichkeit der installierten Anlagen in den USA hat sich mit 150 W/m² insgesamt fast doppelt so stark verbessert wie in Deutschland (von 390 auf 240⁶). Was kann den Unterschied erklären:

- *Standortqualität:* An Standorten mit geringer Windgeschwindigkeit werden systemfreundlichere Anlagen installiert (Bayern 250 W/m², Niedersachsen 350 W/m²). Die Windgeschwindigkeiten ist an deutschen Standorten im Allgemeinen geringer als an US-

⁴ Ea Energy Analyses (2017): Impacts of Wind Turbine Technology on the System Value of Wind in Europe, im Auftrag von IEA Wind, sowie Berechnungen des DIW Berlin basierend auf Strommarktmodell des DLR, bspw. in Karsten Neuhoff, Nils May und Jörn Richstein (2017): Anreize für die langfristige Integration von erneuerbaren Energien: Plädoyer für ein Marktwertmodell. DIW Wochenbericht.

⁵ Siehe Deutsche WindGuard (2017): Status des Windenergieausbaus an Land 2016.

⁶ Siehe Wiser, R., Bolinger, M., Barbose, G., Darghouth, N., Hoen, B., Mills, A., Rand, J., Millstein, D., Porter, K., Widiss, R., Disanti, N., Oteri, F., Tegen, S., (2017): 2016 Wind Technologies Market Report. US Department of Energy.

Standorten. Also wäre davon auszugehen, dass in Deutschland, und nicht in den USA, die systemfreundlicheren Anlagen installiert werden.

- *Verfügbarkeit von Anlagen:* Anscheinend werden in den USA schon deutlich systemfreundlichere Anlagen installiert – während die verfügbaren Anlagen auf dem deutschen Markt erst relativ kürzlich systemfreundlicher wurden. Dabei ist zu klären, ob die aktuellen Anreize in Deutschland unzureichend sind, oder ob erst mehrere Jahre nach Einführung der gleitenden Marktprämie die Wirkung auftritt.
- *Andere Faktoren:* Wenn Netzzugangsgebühren in den USA höher sind, entstehen stärkere Anreize für systemfreundlichere Anlagen (weniger kW Anschlussleistung). Wenn Landpacht und lokale Steuern pro Anlage höher sind, dann entstehen Anreize für größere Rotoren (systemfreundlicher) und größere Anschlussleistung (weniger systemfreundlich).
- *Vergütungsmechanismen:* Die meisten Windkraftanlagen (außerhalb Texas) werden in den USA mit langfristigen Abnahmeverträgen von regulierten Utilities unterschrieben. Diese berücksichtigen den langfristig steigenden Marktwert von systemfreundlichen Anlagen. Daraus ergibt sich die Frage, ob der zusätzliche Marktwert von systemfreundlichen Anlagen auch im deutschen System angemessen berücksichtigt wird?

Anlagen sind also deutlich weniger systemfreundlich in Deutschland als in den USA, trotz der eigentlich entgegenwirkenden Windsituation. Systemfreundliche Anlagen werden langsam verfügbar. An vielen Standorten, die aus der Systemperspektive gewünscht sind, erhielten Projekte keinen Zuschlag – aber vielleicht lag das an der Dominanz der vermeintlichen Bürgerenergieanlagen.

Im Workshop konnten wir basierend auf den beobachteten Entwicklungen keine einheitliche Perspektive finden, ob Anlagen ausreichend systemfreundlich sind. Deswegen wurde als nächstes diskutiert, ob die Anreize, die sich aus dem Design von Strommarkt und Vergütungsmechanismus ergeben, genügen, um ausreichend systemfreundliche Anlagen nachzufragen, zu entwickeln, zu installieren und zu exportieren.

Sind die Anreize für die Wahl systemfreundlicher Anlagen ausreichend stark?

Die gleitende Marktprämie sichert den Einnahmefluss pro erzeugter kWh. Der Korrekturfaktor nach fünf, zehn und fünfzehn Jahren ermöglicht die Anpassung der Vergütung (pro kWh) an Ist-Werte der Produktion (gleicht damit Fehler bei Windprognose / veränderte Windmuster durch Klimawandel aus).

Je systemfreundlicher eine Anlage ist, desto höher wird ihr Erlös im Strommarkt. Damit können zusätzliche Erlöse pro kWh erzeugten Strom über die mit der gleitenden Marktprämie abgesicherten Erlöse hinaus erzielt werden. Die Höhe dieser Erlöse hängt von für die Projektentwickler exogenen politisch bestimmten Faktoren wie EE Ausbau, Flexibilität im System, Netzausbau und Integration des EU-Strommarkts ab. Allgemein geteilt war die Ansicht, dass zusätzliche Erlöse nicht getrennt bewertet werden, sondern dass Projektentwicklern und Investoren (Fremd- und Eigenkapital) eine Gesamtbetrachtung von anfallenden Kosten, Erlöse etc. vornehmen (Schuldendienstdeckungsgrad).

- Es war Konsens, dass dabei über die gleitende Marktprämie abgesicherte Erlöse abzüglich von Betriebs- und Wartungskosten genutzt werden können, um kostengünstiges Fremdkapital aufzunehmen (in Deutschland im allgemeinen Bankdarlehen).
- Es war Konsens, dass bisher im Rahmen der Gesamtbetrachtung die Zusatzerlöse systemfreundlicher Anlagen noch nicht von Banken als sicher genug eingeschätzt werden um die Bereitstellung von zusätzlichem Fremdkapital abzusichern.
- Es wurde kontrovers diskutiert ob, mittelfristig Banken und andere Fremdkapitalanbieter die Zusatzerlöse systemfreundlicher Anlagen als sicher genug einschätzen um zusätzliches

Fremdkapital bereit zu stellen. Es wurde diskutiert, ob die wachsende Wettbewerbsintensität zwischen Banken oder die wachsenden Erfahrungen mit der Marktprämie zu solch einer Entwicklung führen könnten.

Wenn Fremdkapitalgeber ihre Risikobewertung nicht ändern, dann können die höheren Investitionen pro kWh Jahresproduktion bei systemfreundlichen Anlagen nur zu einem sehr geringen Maße durch zusätzliche Darlehen und Bonds abgesichert werden und müssen stattdessen überwiegend mit Eigenkapital finanziert werden. Dann ist von zwei Effekten auszugehen:

Weil Eigenkapital einem höheren Risiko ausgesetzt ist, erhält es eine höhere Rendite. Das bedeutet, dass die Mehrkosten (pro kWh Jahresproduktion) von systemfreundlichen Anlagen de Facto deutlich höher verzinst werden, und damit die Anreize für die Investition in systemfreundliche Anlagen geschwächt werden, bzw. die Wende zu einem nachhaltigen und stabilen Energiesystem zusätzlich verteuert wird.

Energieversorgungsunternehmen können die Unsicherheiten bei der weiteren Entwicklung des Marktwertes besser abschätzen als andere Eigenkapitalinvestoren, und sind somit besser in der Lage Mehrerlöse bei systemfreundlichen Anlagen zu berücksichtigen. Es wurde argumentiert, dass so eine Wettbewerbsverzerrung gegen kleinere Akteure entsteht.

Diese Schlussfolgerungen wurden jedoch nicht von Workshop Teilnehmern geteilt, die davon ausgehen, dass mittelfristig auch Mehrerlöse von systemfreundlichen Anlagen einen großen Beitrag zur Absicherung von Fremdkapital leisten können. Allerdings wurde auch aus dieser Perspektive die Befürchtung geäußert, dass dieser Anpassungsprozess für das Überleben kleiner Akteure zu langsam verlaufen könnte.

Wie können längerfristige Anforderungen bei gleitender Marktprämie berücksichtigt werden?

Gegenwärtig werden mit der gleitenden Marktprämie Investitionsrahmenbedingungen für Wind- und Solarenergie geschaffen. Dieses ist ein wichtiger Aspekt für die wirtschaftliche Umsetzung der politischen Ausbauziele für erneuerbare Energien. Die Koordination erfolgt über die staatliche Mengenvorgabe bei Ausschreibungen. Die gleitende Marktprämie garantiert für Anlagen ein Preisniveau pro kWh produzierter Energie und wird alle 5 Jahre an die tatsächliche Ertragsituation angepasst.

Anreize für die Investition in systemfreundliche Ausgestaltung von Anlagen entstehen durch höhere durchschnittliche Strompreise, die solche Anlagen später erzielen können, im Vergleich zu allen deutschen Anlagen (sogenannter Marktwertfaktor). Diese zusätzlichen Erlöse über den mit der gleitenden Marktprämie abgesicherten Erlösen werden nur für 1-3 Jahre in einem Vertrag mit einem Direktvermarkter für den Strom abgesichert. Die längerfristige Entwicklung dieser zusätzlichen Erlöse bleibt damit für Investoren ungewiss.

Vor diesem Hintergrund wurde diskutiert (i) in welchem Umfang die längerfristige Systementwicklung prognostiziert und daraus ein längerfristiger Marktwertfaktor abgebildet werden kann, und (ii) wie sicher gestellt werden kann, dass Investoren diese längerfristige Entwicklung bei der Standortwahl und Auslegung von Anlagen angemessen gewichten.

I. Optionen zur Bestimmung der längerfristigen Strompreisstruktur

In einem vereinfachten Ansatz können die heute beobachteten Strompreise als Grundlage für den Marktwertfaktor gewählt werden. Sie spiegeln die Preise bei einem moderaten Anteil von Wind- und

Solarenergie im Stromsystem wieder und wären somit auch Grundlage für ein moderates Niveau an Systemfreundlichkeit.

Langfristig erwartete Entwicklungen der Strompreise werden bereits heute umfassend modelliert, allerdings auch entsprechend der jeweiligen Annahmen mit signifikanten Unterschieden insbesondere des Niveaus. Für die Entscheidung zur systemfreundlichen Ausgestaltung spielt allerdings das Strompreisniveau nur eine untergeordnete Rolle, wichtiger sind Preisunterschiede zwischen den Stunden. Es gilt also insgesamt zu klären, in welchem Rahmen sich die Unsicherheiten reduzieren wenn die Strompreisreihen für Entscheidungen zur Systemfreundlichkeit genutzt werden.

Bereits heute werden von BNetzA und BMWi längerfristige Modellierungen in Auftrag gegeben und sind Grundlage für Netzausbau und andere energiepolitische Entscheidungen. Während insgesamt Übereinstimmung besteht, dass solch eine längerfristige Perspektive und Modellierung für die Koordination notwendig ist, wurden Bedenken gegenüber der Nutzung der bei solchen Modellierungen meist entstehenden Preisreihen geäußert.

Statt einer zentralen Modellierung durch eine öffentliche Instanz könnten mehrere unabhängige Modellierungen / Prognosen genutzt werden. So könnten zusätzliche Informationen genutzt und eine stärkere politische Unabhängigkeit erreicht werden. Eine spannende Frage ist, wie ein Prozess gestaltet werden kann, um solche Modellierungen in geeigneten Szenarien zusammenzuführen?

II. Berücksichtigung der längerfristigen Entwicklungen durch Investoren

Direktvermarkter können bereits heute den Erlös, den sie aus der Vermarktung des Stroms einer Anlage erwarten, berechnen. Dazu nutzen sie zum Beispiel stündliche Windgeschwindigkeiten an dem anvisierten Standort und berechnen mithilfe der Kennlinie der geplanten Anlage die stündliche Stromerzeugung. Diese wird mit dem beobachteten stündlichen Strompreis multipliziert – so ergeben sich die prognostizierten Erlöse und durchschnittlich erzielten Strompreise.

Aufgrund solcher Berechnungen können Direktvermarkter an Projektentwickler standort- und anlagenspezifische Angebote für die Kosten oder Erlöse der Direktvermarktung relativ zu dem Referenzwert der gleitenden Marktprämie erstellen. Das entspricht dem Marktwertfaktor einer Anlage abzüglich der Kosten der Vermarktung und Kosten durch Prognoseunsicherheiten. Allerdings gelten die entsprechenden Verträge meist nur für kurze Zeiträume (e.g. ein bis wenige Jahre) und sind nicht längerfristig bindend. Deswegen werden auch nur aktuelle und nicht längerfristige Entwicklungen des Strompreisprofils berücksichtigt.

Es wurde diskutiert, wie Investoren in systemfreundliche Anlagen verlässliche und längerfristig orientierte Anreize für die Wahl systemfreundlicher Anlagen gegeben werden kann. Eine Möglichkeit könnte sein, einen Marktwertfaktor für eine Anlage verbindlich zum Zeitpunkt der Teilnahme an der Ausschreibung zu bestimmen. Das würde analog zu den oben beschriebenen bereits heute durchgeführten Berechnungen von Direktvermarktern durch die Projektentwickler auf Grundlage von Szenarien für die stündliche Strompreisreihen erfolgen (siehe Anfang II.). Somit entstehen ausreichende Anreize für die systemfreundliche Ausgestaltung von Anlagen.

Alternativ wurde vorgeschlagen, Systemfreundlichkeit als Vorgabe administrativ zu verlangen statt durch Preissignale anzureizen. Dieses würde ebenfalls eine Einigung auf eine langfristige Modellierung zur Identifikation der notwendigen Parameter voraussetzen und standort-spezifische technische Vorgaben beinhalten. Als vorteilhaft wurde angesehen, dass keine expliziten Preiszeitreihen als Grundlage benötigt werden. Als Nachteil wurde aufgebracht, dass (standortspezifische) administrative Vorgaben in einem globalen Markt schwer zu koordinieren sind.

Des Weiteren kam die Frage auf, ob auch andere Faktoren (Blindleistung, Kaltstart, schnelle Leistungsanpassung) über Anreize motiviert werden sollten, oder möglicherweise als Voraussetzung für den Netzanschluss oder die Teilnahme an Ausschreibung überhaupt verlangt werden.

Ausgestaltung der gleitenden Marktprämie

Wenn Anreize für Systemfreundlichkeit bereits über einen Marktwertfaktor entstehen, dann würden Fehlanreize/Windfall-profits entstehen, wenn Systemfreundlichkeit zusätzlich noch durch zukünftige Zusatzerlöse belohnt wird, wie sie aktuell bei der gleitenden Marktprämie mit monatlicher Referenzperiode entstehen. Deswegen wäre in diesem Fall eine Reduktion der Referenzperiode auf z.B. stündlich /viertelstündlich geboten.

Stündlich-gleitende Marktprämien waren bei der Einführung der Marktprämie 2012 administrativ schwierig, da die jeweiligen Prämien anlagen- und stundenscharf berechnet und ausgezahlt werden müssen. Mittlerweile sind solche entsprechenden informationstechnischen Prozesse aber einfacher geworden, so dass diese einer Umsetzung – ähnlich der Umsetzung in Großbritannien – nicht mehr im Weg stehen sollten.

Außerdem müssten bei stündlich-gleitenden Prämien Anreize zur Produktion bei negativen Preisen abgeschwächt oder gestrichen werden. So könnte die Prämie beim absoluten Referenzpreis gedeckelt werden, so dass bei noch stärker negativen Preisen nicht mehr produziert würde.

Fragen zu Contracts for Difference / negativer Marktprämie

Bei der bestehenden gleitenden Marktprämie sind Projektentwickler einseitig vor niedrigen Strompreisniveaus geschützt, während Stromkunden nicht symmetrisch bei steigenden Strompreisen abgesichert sind. Um beide Seiten abzusichern, sollten auch negative Marktprämien zugelassen werden (oft auch als Contract for Difference bezeichnet). Bei der Umsetzung müsste auch festgelegt werden, dass Betreiber nicht vor Ablauf der Vergütung (bei hohen Strompreisen) aus der vereinbarten Vergütung aussteigen. Drei Wirkungen wurden diskutiert:

Erstens, werden Endkunden gegenüber Strompreisanstiege durch steigende Brennstoff oder CO₂-Preise abgesichert, und damit zugleich die Akzeptanz für die Weiterführung von Vergütungsmechanismen für Wind- und Solarenergie gestärkt.

Zweitens, können Marktverzerrungen zwischen Projektentwicklern vermieden werden. Große Unternehmen können die Möglichkeit von Strompreisniveaus, die den Referenzpreis übersteigen, einfacher berücksichtigen, während das kleineren Akteuren mit geringem Eigenkapital schwerfällt.

Drittens wurde diskutiert, ob die CfDs zukünftig zu langfristigen PPAs mit privaten Akteuren führen könnten, welche Akteure die Kreditwürdigkeit hätten solche langfristigen CfD zu unterschreiben und in welchem Volumen damit insgesamt Nachfrage entstehen könnte.

Bei der Umsetzung entstehen einige Fragestellungen. Zum Beispiel würden bei gleitende Marktprämien, die für längere Zeiträume definiert sind (z.B. in Deutschland monatlich), Anreize entstehen, die Anlagen bei niedrigen, positiven Strompreisen abzuschalten, solange die Summe aus Strompreis in einer Stunde und der monatlichen Prämie für die betreffende Stunde negativ ist. Dieser Effekt könnte bei einem stündlich definierten Referenzwert vermieden werden. Das würde jedoch zugleich auch die Anreize für systemfreundliche Auslegung und Standortwahl aus der Direktvermarktung unterdrücken und die oben diskutierte Frage, wie solche Anreize anderweitig erzeugt werden können, erneut aufwerfen.

Insgesamt wurde der Wunsch geäußert viele der angestoßenen Fragestellungen zur negativen Marktprämien bei einem weiteren Treffen vertieft zu diskutieren.