

BEE-Analyse:

Auswirkungen einer möglichen Einführung von Contracts for Difference (CfD) auf Erneuerbare Energien im Strommarkt

Berlin, im Februar 2022



Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	2
Das Wichtigste in Kürze	3
Hintergrund: Die aktuelle Fördersystematik.....	3
1. Auswirkungen von CfD in Bezug auf zusätzliche Risiken innerhalb der Finanzierung bzw. im Entstehen von Flexibilitäten aus Erneuerbaren Energien	5
2. Auswirkungen von CfD auf EEG-Ausschreibungs-ergebnisse	7
3. Auswirkungen von CfD auf PPA und Terminmarktprodukte.....	7
4. Umsetzungsbedingung von CfD	8
5. Auswirkungen von CfD auf Grünstromprodukte.....	8
6. Fazit.....	8

Das Wichtigste in Kürze

Der Ausbau Erneuerbarer Energien ist der Dreh- und Angelpunkt der deutschen Klima- und Energiepolitik. In Zusammenhang mit der angekündigten EEG-Reform wird vermehrt über Fördermechanismen jenseits der aktuell geltenden „gleitenden Marktprämie“ diskutiert, insbesondere über so genannt Differenzverträge (Contracts for Difference, CfD). Vor dem Hintergrund der aktuell hohen Energiepreise knüpft sich daran insbesondere die Hoffnung einer Kosteneinsparung und damit nicht zuletzt einer Entlastung der Stromkunden.

In der nachfolgenden Kurzanalyse zeigt der Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) jedoch, dass mit CfD gerade dieses Ziel nicht zu erreichen ist und bei der aktuell im Raum stehenden Ausgestaltung weitere negative Auswirkungen zu befürchten wären. Die Einführung eines solchen CfD-Förderrahmens würde aus Sicht des BEE potenziell:

- zu Risiken für die Investitionen in Erneuerbare Energien führen;
- volkswirtschaftliche Mehrkosten verursachen und damit eine Verteuerung der Energiewende bedingen;
- die marktdienliche Fahrweise von Erneuerbarer Energien Anlagen als auch die Entstehung von Flexibilitäten daraus untergraben;
- Grünstromprodukte, Bürgerenergie und PPAs behindern;
- und die Akteursvielfalt einschränken.

Der BEE warnt daher vor einer übereilten Einführung eines CfD-Förderrahmens, die ein Segment des Marktes treffen. Erforderlich sind Stakeholderdiskussionen über die künftige Ausgestaltung des Marktrahmens. Der geeignete Ort dafür ist die im Koalitionsvertrag bereits angekündigte Plattform „Klimaneutrales Stromsystem“. Der BEE bekräftigt daher seine Empfehlung, diese Plattform unverzüglich einzusetzen.

Hintergrund: Die aktuelle Fördersystematik

Die Förderung Erneuerbarer Energien in Deutschland soll u.a. die unter Abbildung 1 gesetzten Ziele ermöglichen. Mit Hilfe einer stabilen Förderung sollen die Errichtung und der Betrieb Erneuerbarer Energie-Anlagen sichergestellt werden. Gleichzeitig puffert die Förderung Risiken ab, senkt damit die Finanzierungskosten und ermöglicht neben kostensenkenden Effekten auch eine breite Beteiligung und Akteursvielfalt (u.a. Bürgerenergiegesellschaften). Die vor über 10 Jahren eingeführte Direktvermarktung mit der gleitenden Marktprämie soll neben der damit einhergehenden Marktorientierung unter anderem Innovationen und marktorientiertes Verhalten anreizen. Letzteres soll Flexibilitäten aus den Erneuerbaren selbst generieren (z.B. flexible, marktorientierte Fahrweise von steuerbaren Erneuerbaren Energien, Kombination von Wind- und PV Projekten mit Speichern, usw.), die für ein erfolgreiches Marktdesign basierend auf Erneuerbaren Energien dringend benötigt werden. Zudem sollen neue Märkte erschlossen werden (z.B. Teilnahme an Terminmärkten, Realisierung von PPA, Grünstromprodukte, grüner Bürgerenergie, usw.) All diese neuen Märkte und Produkte sind von entscheidender Bedeutung für den Erfolg der Energiewende, da sie Potenziale für den Ausbau Erneuerbarer heben, die anderweitig nicht oder nur schwer zu erschließen wären.

Die Ausgestaltung der gleitenden Marktprämie, die vom Verteilnetzbetreiber an den Anlagenbetreiber ausgezahlt und die Differenz zwischen dem aktuellen Marktwert und der anlagenspezifischen Förderhöhe ausgleicht, hat all diese Prämissen und Aspekte umgesetzt, wie unzählige erfolgreiche Projekte des zurückliegenden Jahrzehnts beweisen.

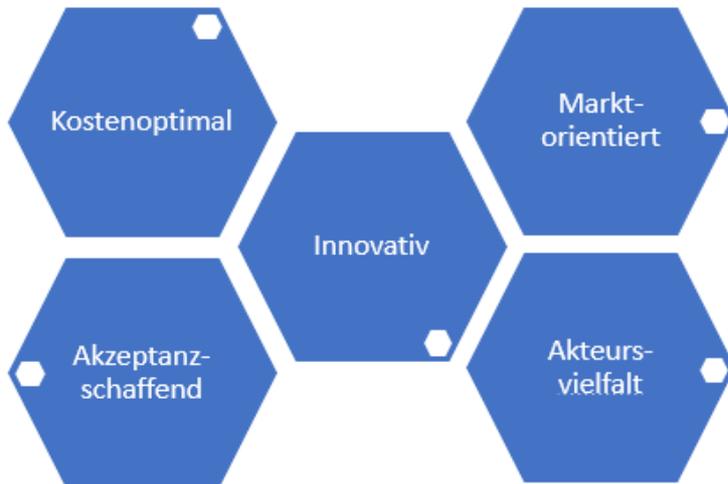


Abbildung 1: Anforderungen einer optimalen Förderung Erneuerbarer Energien

Gesonderte temporäre Effekte (u.a. CO₂-Preis, Höchststände beim Gaspreis, Niedrigstände beim Gasspeicherfüllstand, politische Unsicherheiten - insbesondere der Ukraine Konflikt- sowie eine geringe Windeinspeisung) verursachten in den letzten Monaten des Jahres 2021, zu einem deutlichen Anstieg des Marktniveaus. Dazu tragen vor allem **preistreibender fossiler Kraftwerke** bei. In den ersten beiden Monaten des Jahres 2022 konnte der **preissenkende Effekt der hohen Windeinspeisung** diese Entwicklung stoppen und teilweise umkehren (siehe Abbildung 2).

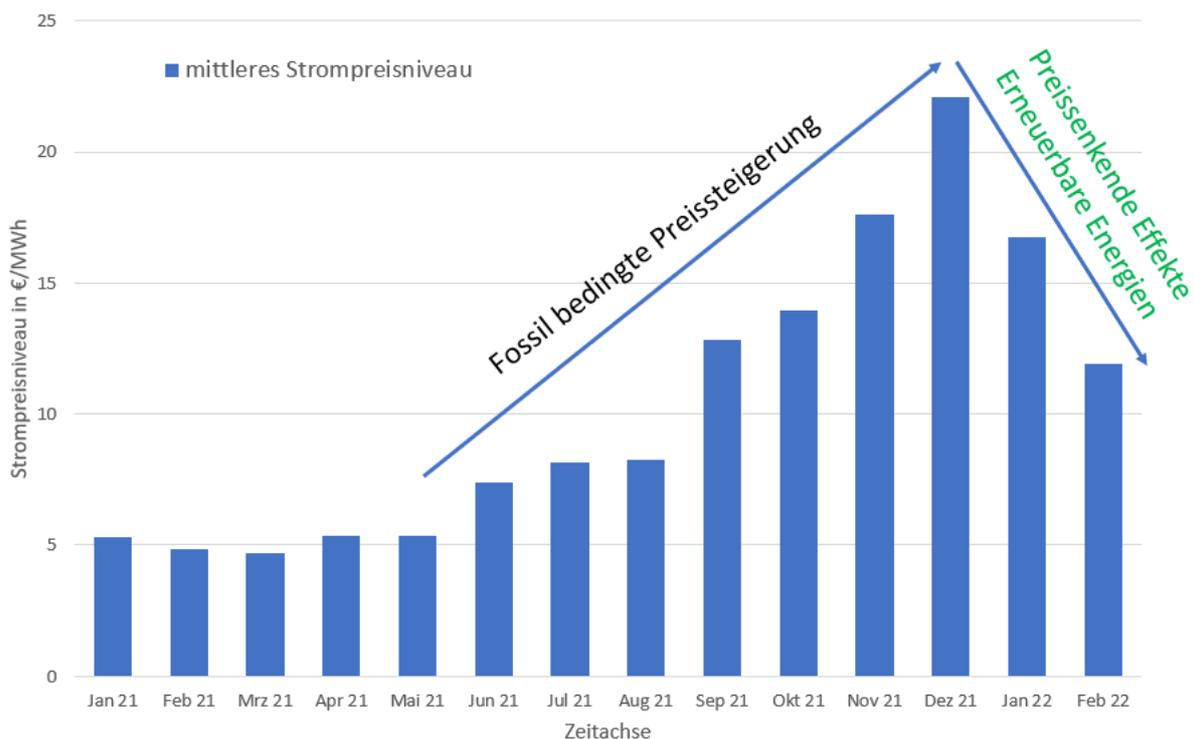


Abbildung 2: mittleres Strompreisniveau 2021 und 2022



Die Ende letzten Jahres kurzfristig aufgetreten Mehrerlöse von Erneuerbaren Energien am Strommarkt lösten die Diskussion zur Einführung so genannter CfD aus. Als Grund für einen solchen Systemwechsel wird dabei angegeben, potenzielle marktliche Mehrerlöse oberhalb der eigentlichen EEG-Vergütung zu verhindern, indem diese seitens der Anlagenbetreiber zurückgezahlt werden müssen. Gleichzeitig wird angeführt, so Risiken der Anlagenbetreiber zu begrenzen und die Kosten der Energiewende zu senken. In dieser Analyse werden die möglichen Auswirkungen eines CfD-Förderrahmens auf Basis der in Abbildung 1 dargestellten Ziele zur Förderung Erneuerbare Energien untersucht.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) führt hierzu am 25. Februar 2022 ein Fachgespräch durch, das die Einführung von CfDs im Kontext von Photovoltaik-Freiflächenanlagen diskutieren möchte. In dieser Analyse nimmt der BEE aber auch andere Erneuerbare Technologien mit in den Blick, nicht zuletzt da insbesondere Wind an Land Gegenstand der öffentlichen Debatte ist.

1. Auswirkungen von CfD in Bezug auf zusätzliche Risiken innerhalb der Finanzierung bzw. im Entstehen von Flexibilitäten aus Erneuerbaren Energien

Zur Bestimmung von potenziellen Mehrerlösen ist es notwendig einen Referenzwert festzulegen um von diesem die feste EEG-Vergütung abzuziehen. Hierbei gibt es zwei Ansätze.

1. *Bestimmung potenzieller Mehrerlöse auf Basis des monatlichen Referenzmarktwertes der jeweiligen erneuerbaren Technologie*

Kommt zur Bestimmung potenzieller Mehrerlöse der monatliche Referenzmarktwert zur Anwendung werden Betreiber Erneuerbarer Energien einen künstlichen, teilweise extremen Finanzierungsrisiko ausgesetzt. Der monatliche Referenzmarktwert ist so definiert, dass 50% der Energiemengen diesen nicht erreichen können. Setzt man somit den monatlichen Referenzmarktwert als Vergleichsgröße zur Bestimmung potenzieller Mehrerlöse fest, würde nach der Rückzahlung potenzieller Mehrerlöse im CfD-Förderrahmen 50% der Energiemengen geringere Erlöse haben als die zugesagte EEG-Vergütung.

Dieses Risiko nimmt mit steigendem Marktniveau und somit preisvolatilerem Spotmarktverhalten zu. Wie in Abbildung 3 am Beispiel der Windenergie zu sehen, nahm die Unterschreitung des monatlichen Referenzmarktwertes bei hohen Marktwertniveaus drastisch zu. Im Dezember 2021 lagen einige Parks bereits über 2,0 €Cent/kWh unterhalb des monatlichen Referenzmarktwertes. Dies entspräche im Vergleich zu den Ausschreibungsergebnissen Wind Onshore aus September 2021 eine Minderförderung von ca. 40% der zugesagten EEG-Vergütung. Auch bei der Photovoltaik käme es aufgrund der Mittelwertbildung zu Unterschreitungen und somit zu zusätzlichen Finanzierungsrisiken.

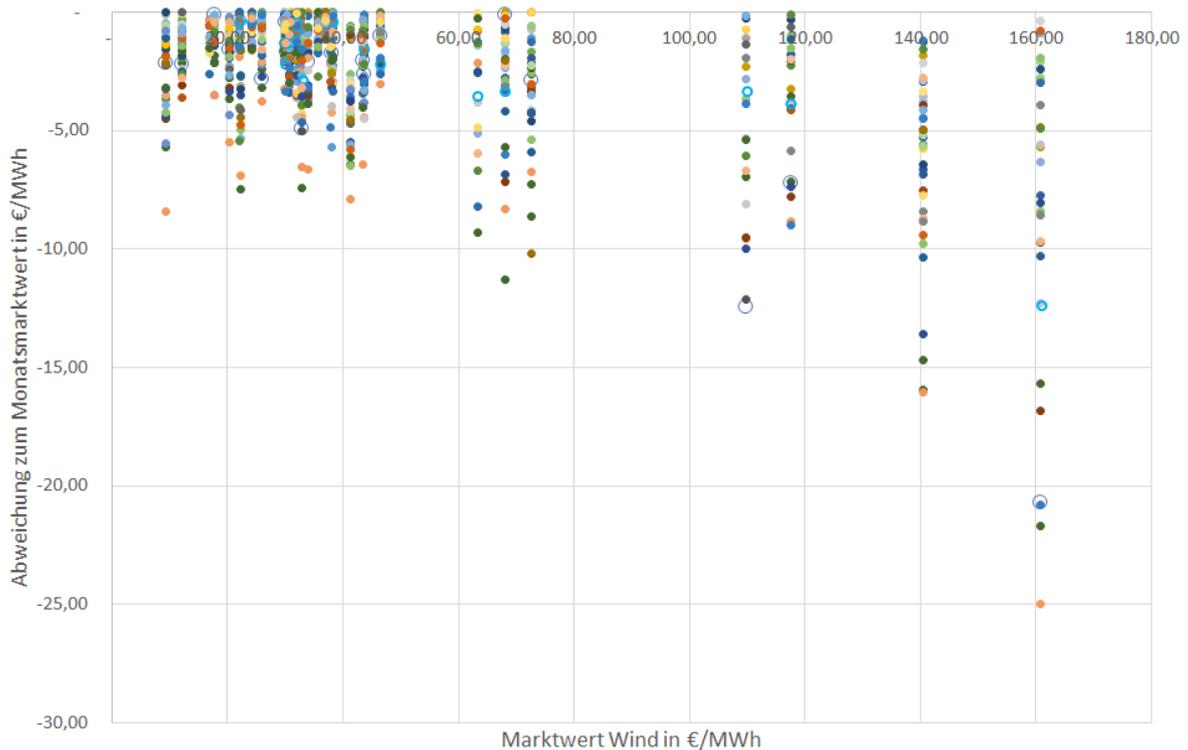


Abbildung 3: Unterschreitung des monatlichen Referenzmarktwertes unterschiedlicher Windparks in Abhängigkeit zum Marktwert Wind Onshore

Das daraus resultierende Risiko für die Finanzierung werden Banken bzw. Anlagenbetreiber in ihren Geboten innerhalb eines CfD- Förderrahmens einpreisen. Damit ergibt sich eine Verteuerung der Umsetzung der Energiewende.

2. *Bestimmung potenzieller Mehrerlöse auf Basis des jeweiligen anlagenscharf berechneten Marktwerts*
 Um das Kostenrisiko aus dem vorangegangenen Punkt zu umgehen könnte man zur Bestimmung potenzieller Mehrerlöse auch einen anlagenscharfen Marktwert berechnen und heranziehen. Dies würde aber weitere Probleme und Kosten nach sich ziehen:

a) Mehraufwendungen bei den Übertragungsnetzbetreibern und Verteilnetzbetreiber

Die Übertragungsnetzbetreiber müssten statt vier Referenzmarktwerten für einen Monat in Deutschland für potenziell jeden der tausenden Anlagenstandorte in der Direktvermarktung einzelne Marktwerte berechnen. Zudem müssten diese anlagenbezogenen Marktwerte über die darauffolgenden 8 Kalendermonate offengehalten werden, da sich in diesem Zeitrahmen noch die spezifischen Einspeisungszeitreihen der Anlagen und somit der spezifische Marktwert ändern können.

Es würde zu ständigen Korrekturen kommen und somit zu erheblichen Mehraufwendungen seitens der Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber.

b) Keine Flexibilitäten aus Erneuerbaren Energien

Mit einem anlagenspezifischen Marktwert würde Flexibilität auf Seiten der Erneuerbaren Energien verhindert werden, da es keinen Benefit für ein solches Verhalten mehr geben würde. Warum sollte eine Bioanlage Investitionen für eine flexible Fahrweise vornehmen, um vor allem in hochpreisigen Zeitfenstern einzuspeisen und somit preissenkend zu wirken, wenn potenzielle Mehrerlöse daraus komplett abgegeben werden müssen. Gleiches gilt für Photovoltaikanlagen mit Großbatteriespeicher oder Windparkbetreiber mit Elektrolyseuren.

Da die möglichen aus den Erneuerbaren Energien selbst erbringbaren Flexibilitäten dennoch zur Umsetzung der Energiewende benötigt werden, müssen diese innerhalb eines CfD-Förderrahmens extern (z. B. über eine zusätzliche Förderung von flexiblen Kraftwerken oder Speichern) angereizt werden, wodurch zusätzliche Kosten entstehen.

Dies führt bei Umsetzung eines CfD-Förderrahmens zu einer Verteuerung der Umsetzung der Energiewende.

2. Auswirkungen von CfD auf EEG-Ausschreibungsergebnisse

Betreiber Erneuerbarer Energien planen bei der Gebotsabgabe potenzielle geschätzte Mehrerlöse in der späteren Zukunft des Förderzeitraums ein und reduzieren somit ihre benötigte EEG-Vergütung bzw. die zu finanzierenden EEG-Differenzkosten. Am offensichtlichsten wird dies bei den Offshore-Ausschreibungsergebnissen. Diese lagen beim Gebotstermin 01.09.2021 unter anderem aufgrund dieses Effektes vollständig bei „0,00 €Cent/kWh“. Die realen Stromgestehungskosten der Offshore-Anlagen liegen hingegen deutlich oberhalb des Wertes. Dies trifft auch auf Ausschreibungen bei PV und Wind an Land zu. Kommt es zu einem CfD Förderrahmen ist eine Einpreisung solcher potenziellen Mehrerlöse nicht möglich und würden somit zu einem erheblichen Anstieg der Ausschreibungsergebnisse führen.

Ausgehend von der Windenergie Onshore, welche einen durchschnittlichen, mengengewichteten Zuschlagswert in der Ausschreibung vom 01.09.2021 von 5,79 €Cent/kWh besaß, würden im Falle von ähnlichen Stromgestehungskosten auch bei Offshoreanlagen die potenziellen Mehrkosten für die Volkswirtschaft in dem Beispiel der „0,00 €Cent/kWh“-Gebote allein im Jahr 2030 bei ca. 5 Mrd. €/a liegen.

Somit führt ein CfD-Förderrahmen zu einer Verteuerung der Umsetzung der Energiewende aufgrund höherer EEG Ausschreibungsergebnisse.

3. Auswirkungen von CfD auf PPA und Terminmarktprodukte

Innerhalb eines CfD-Förderrahmens wären alle darunterfallenden Erneuerbaren Energien gezwungen, ihre Strommengen auf Basis des jeweiligen Referenzmarktes (hier Spotmarkt) zu vermarkten. Jedliche andere Vermarktungsform, die vorab einen festen Strompreis für die gelieferten Strommengen setzt, würde Anlagenbetreiber einem extremen betriebswirtschaftlichen Risiko aussetzen. Sobald der Referenzmarktwert (Spotmarkt) oberhalb des vorher vereinbarten festen Strompreises liegt, würde es im CfD-Förderrahmen u. U. zu einer Rückzahlungsverpflichtung von Mehrerlösen kommen, die der Anlagenbetreiber aber gar nicht realisiert hätte.

Dadurch sind im CfD-Förderrahmen auch kaum „graue“ PPA oder eine Vermarktung über den Stromterminmarkt z.B. der Börse für die in einem CfD-System befindlichen Strommengen denkbar. Das so ausgelöste Fehlen von ausreichend mengenseitiger Liquidität in Terminmarktprodukten würde zu einer potenziellen Erhöhung der Terminmarktpreise führen sowie unter Umständen auch dazu, dass zum Teil langfristig gebundene Stromprodukte gegenüber den Endkunden von Energieversorgungsunternehmen (nachfolgend EVU genannt) über den preislich volatilen Spotmarkt ohne Absicherung im Terminmarkt beschafft werden müssen. Das hierbei entstehende Preisrisiko und Mehrkosten am Spotmarkt würde seitens der

EVU unweigerlich auf die Endkunden abgewälzt werden müssen. Gerade die letzten Monate haben aber gezeigt, wie wichtig vor allem für EVU die langfristige Absicherung von Absatzmengen über den Terminmarkt ist. Wird der Terminmarkt aber durch Instrumente wie CfD kannibalisiert, verliert er diese Absicherungsfunktion und die Risiken verbleiben entweder im Spotmarkt oder müssten ggf. durch weitere staatlich besicherte Instrumente sozialisiert werden.

Dies führt zu einer Verteuerung des Strompreises und zu volkswirtschaftlichen höheren Kosten der Energiewende.

Basierend auf dem starken Anstieg u. a. von Grundversorgungstarifen Ende des Jahres 2021 von teilweise über 40 €Cent/kWh, der nicht vollständig durch den Anstieg des Spotmarktniveaus erklärt werden kann, sollen diese volkswirtschaftlichen Zusatzkosten als Risikoaufschlag hier exemplarisch mit 1 €Cent/kWh bewertet werden.

Dies entspräche bei 600 TWh Stromverbrauch in Deutschland jährlichen Mehrkosten von 6 Mrd. €.

4. Umsetzungsbedingung von CfD

Wie bereits ausgeführt ist eine genaue Diskussion des Für und Widers der Einführung eines CfD-Förderrahmens erforderlich. Die könnte in der Plattform „Klimaneutrales Stromsystem“ erfolgen. Ein Aspekt jedoch ist von derart grundlegender Bedeutung, dass es bereits im Rahmen dieser Analyse zu nennen ist: Sollte man sich für einen Systemwechsel zu CfD entscheiden, würde ein monatlicher Wechsel in oder aus der CfD-Förderung über den Förderzeitraum untersagt werden müssen. Andernfalls wäre es Anlagenbetreibern möglich, in Monaten mit potenziell marktseitigen Mehrerlösen in die „sonstige“ Vermarktung zu wechseln. Dies würde den gewünschten Effekt der Rückzahlung von Mehrlösen oberhalb der EEG-Vergütung aushebeln.

5. Auswirkungen von CfD auf Grünstromprodukte

Bei einem monatlichen Wechselverbot zwischen CfD und ungefördertem Rahmen („sonstige Direktvermarktung“) und dem zusätzlich bestehenden Doppelvermarktungsverbot (siehe §80 EEG 2021) wäre es bei einem CfD-Förderrahmen nicht möglich Grünstromprodukte (u.a. grünen PPA's oder Bürgerenergie) anbieten zu können.

Dies schränkt die Akzeptanzsteigerung für die Erneuerbare Energiewende ein und begrenzt zudem auch die Möglichkeit der Umsetzung dringend benötigter Grünstromprodukte (u.a. auch grüner Wasserstoff) in Deutschland.

Fazit

Die Analyse zeigt, dass ein Systemwechsel zu einem CfD-Förderrahmen hinsichtlich der Erreichung der in Abbildung 1 dargestellten Förderziele zur Umsetzung der Energiewende viele offene Fragen aufwirft. Diese erfordern eine umfassende, detaillierten Aufarbeitung mit allen relevanten Stakeholdern.

Akzeptanz schaffende Maßnahmen (u. a. Grünstromprodukte, Bürgerenergie, PPA, usw.) könnten in einem CfD-Förderrahmen nicht oder nur unter höheren Risiken umgesetzt werden. Die gewünschte Akteursvielfalt, vor allem auch der Bürgerenergiegesellschaften, könnte aufgrund größerer Finanzierungsrisiken im Betrieb der einzelnen Anlagen eingeschränkt werden.

Die gewünschte marktorientierte Fahrweisen Erneuerbarer Energien als auch notwendige weitere Innovationen (u. a. Kombinationen PV Anlagen mit Speicher, WP mit Elektrolyseuren) zur Reduzierung benötigter Flexibilitäten zur Integration Erneuerbarer Energien, könnten zum Erliegen kommen oder müssten teuer extern eingekauft werden.

Auch das zur Einführung eines CfD-Förderrahmens angeführte Ziel, der kostengünstigeren Umsetzung der Energiewende, würde deutlich verfehlt werden. Wie gezeigt lägen die potenziell abgeschätzten exemplarischen Mehrkosten jährlich deutlich höher als die zu erwartenden Mehreinnahmen, wobei die Mehreinnahmen nicht jährlich, sondern nur einmal über mehrere Jahre auftreten. Die Behauptung nach denen allein im Jahr 2022 Mehrerlöse von über 8,5 Mrd. € über ein CfD Förderrahmen abschöpfbar wären, sind basierend auf den Marktergebnissen der ersten zwei Kalendermonate maßlos überschätzt und entbehren jeglicher Grundlage. Bereits der Januar zeigte deutlich geringere Marktwerte als die davorliegenden vier Kalendermonate. Auch der Februar 2022 wird voraussichtlich mit Marktwerten von nur ca. 100 €/MWh die potenziellen Mehrerlöse weiter massiv begrenzen.

Mit dieser Analyse wird deutlich, dass die überstürzte Einführung eines zudem ungenügend ausgestalteten CfD-Förderrahmens zu einer deutlichen Verschlechterung der gesetzten Ziele bei der Umsetzung der Energiewende führen kann, diese zum Teil sogar komplett ausschließt (siehe grüne Stromprodukte), und die volkswirtschaftlichen Kosten für die Energiewende und ihrer Transformation künstlich nach oben treibt. Aus diesem Grund lehnt der Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE) als auch seine Spartenverbände die übereilte Einführung eines CfD-Förderrahmens im Vorgriff auf einen umfassenden Diskussionsprozess ab und appelliert an die Bundesregierung diese und andere zentralen Fragen in der Plattform „Klimaneutrales Stromsystem“ mit einem großen Stakeholderkreis mit ausreichenden Diskussionsrahmen zu besprechen. Der BEE bekräftigt seine Empfehlung, diese Plattform unverzüglich einzusetzen.



Kontakt:

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)
EUREF-Campus 16
10829 Berlin

Wolfram Axthelm
Geschäftsführer
wolfram.axthelm@bee-ev.de

Dr. Matthias Stark
Leiter Fachbereich Erneuerbare Energiesysteme
matthias.stark@bee-ev.de

Als Dachverband der Erneuerbare-Energien-Branche bündelt der BEE die Interessen von 45 Verbänden und Unternehmen mit 30.000 Einzelmitgliedern, darunter mehr als 5.000 Unternehmen.

Unser Ziel: 100 Prozent Erneuerbare Energie.

