

**Hinweis:** Dies ist eine mit KI-Unterstützung erstellte 1-zu-1-Übersetzung der englischsprachigen Originalversion der für die Erlangung des LL.M. bewerteten Masterarbeit. Das Original ist verfügbar über die folgende DOI: [10.48548/pubdata-1401](https://doi.org/10.48548/pubdata-1401).



# **Zweiseitige Differenzverträge (CfDs) für Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien in der EU – Wirtschaftliche und rechtliche Analyse**

## **Masterarbeit**

zur Erlangung des akademischen Grades  
„Master of Laws (LL. M.) in Nachhaltigkeitsrecht –  
Energie, Ressourcen, Umwelt“ an der Professional  
School der Leuphana Universität Lüneburg

eingereicht von

**Dr. Janosch Ondraczek**

Hauptbetreuer: Dr. Henning Thomas, LL.M.  
Zweiter Betreuer: Prof. Dr. Thomas Schomerus

Lüneburg, 21. Juni 2024



## KURZFASSUNG

**English:** This master thesis deals with the introduction of two-way *contracts for difference* (CfDs) in the renewable energy sector, which must be introduced in all EU member states in a few years as part of the current EU electricity market reform. The aim and purpose of the introduction of bilateral CfDs is to avoid or at least limit so-called windfall profits for various low-carbon power generation technologies (including nuclear energy in addition to renewable energy), as occurred in the course of the electricity market crisis in 2022 and 2023.

The analysis of the CfD instrument is interdisciplinary in that the legal analysis is preceded by an energy economic analysis. This shows, among other things, that the intended reform goal of revenue capping can be achieved through CfDs, but that their exact effect depends heavily on the specific design of the instrument. The EU reform leaves the member states a great deal of room for manoeuvre. As a result, a final legal assessment of conformity with EU law and German constitutional and energy law is not yet possible. However, a legally compliant implementation in Germany can certainly be expected if the German legislator closely follows the EU requirements.

...

**Deutsch:** Diese Masterarbeit beschäftigt sich mit der Einführung zweiseitiger Differenzverträge (engl. *Contracts for Difference*, oder *CfDs*) im Bereich der erneuerbaren Energien, welche im Zuge der aktuellen EU-Strommarktreform in einigen Jahren verpflichtend in allen EU-Mitgliedsstaaten eingeführt werden müssen. Ziel und Zweck der Einführung zweiseitiger CfDs ist die Vermeidung oder zumindest Begrenzung sogenannter Zufallsgewinne für verschiedene treibhausgasarme Stromerzeugungstechnologien (neben erneuerbaren Energien auch Atomenergie), wie sie im Zuge der Strommarktkrise in den Jahren 2022 und 2023 aufgetreten sind.

Die Analyse des Instruments des CfDs erfolgt interdisziplinär, indem der rechtswissenschaftlichen Analyse eine energieökonomische Analyse vorangestellt wird. Diese zeigt unter anderem, dass das angestrebte Reformziel der Erlöskappung durch CfDs erreicht werden kann, deren genaue Wirkung aber stark von der konkreten Ausgestaltung des Instruments abhängt. Dabei lässt die EU-Reform den Mitgliedsstaaten große Gestaltungsspielräume. Diese führen dazu, dass eine abschließende rechtliche Beurteilung hinsichtlich Konformität mit EU-Recht und deutschem Verfassungs- und Energierecht aktuell noch nicht möglich ist. Allerdings ist eine rechtskonforme Implementierung in Deutschland durchaus zu erwarten, wenn sich der deutsche Gesetzgeber nahe an den EU-Vorgaben orientiert.

## INHALTSVERZEICHNIS

<b>Kapitel 1: Einleitung und Forschungsüberblick .....</b>	<b>1</b>
1.1. Einführung und Motivation .....	1
1.2. Forschungsüberblick .....	5
<b>Kapitel 2: Zweiseitige CfDs für Projekte im Bereich erneuerbare Energien in der EU: Politischer, wirtschaftlicher und rechtlicher Hintergrund.....</b>	<b>9</b>
2.1. Einleitung.....	9
2.2. Vorschlag der Kommission für eine Verordnung zur Verbesserung der Gestaltung des Elektrizitätsmarktes der Union .....	10
2.2.1. <i>Vorschlag für eine Verordnung zur Verbesserung der Gestaltung des Elektrizitätsmarktes der Union.....</i>	<i>11</i>
2.2.1.1. <i>Kontext und Ziele des Vorschlags.....</i>	<i>11</i>
2.2.1.2. <i>Rechtsgrundlage, Subsidiarität und Verhältnismäßigkeit.....</i>	<i>13</i>
2.2.1.3. <i>Inhalt der vorgeschlagenen Verordnung .....</i>	<i>14</i>
2.2.2. <i>Arbeitsdokument der Kommissionsdienststellen zur Reform der Gestaltung des Elektrizitätsmarktes.....</i>	<i>19</i>
2.3. Standpunkte des Europäischen Parlaments und des Rates der Europäischen Union.....	25
2.4. In den interinstitutionellen Verhandlungen (Trilog) erzielte Einigung.....	26
2.5. Weiteres Vorgehen und nächste Schritte (Stand: 30. April 2024).....	32
<b>Kapitel 3: Wirtschaftliche Analyse von zweiseitigen CfDs für Projekte im Bereich der erneuerbare Energien in der EU.....</b>	<b>34</b>
3.1. Einleitung.....	34
3.2. Ist es aus wirtschaftlicher Sicht notwendig, das bestehende Instrument der öffentlichen Förderung in Form von Marktprämien (oder „einseitigen CfDs“) zu ändern? .....	35
3.2.1. <i>Wirtschaftliche Argumente für die Förderung erneuerbarer Energietechnologien im Allgemeinen .....</i>	<i>35</i>
3.2.2. <i>Die Notwendigkeit einer Änderung der Marktprämienregelungen .....</i>	<i>37</i>
3.3. Sind zweiseitige CfDs aus wirtschaftlicher Sicht ein geeignetes Instrument, um Risiken (und Chancen) zwischen Erzeugern und Verbrauchern von Strom aus erneuerbaren Energien auszugleichen? .....	42
3.3.1. <i>Eignung von zweiseitigen CfDs – die offizielle Sichtweise.....</i>	<i>42</i>
3.3.2. <i>Eignung von zweiseitigen CfDs – die wirtschaftliche Perspektive.....</i>	<i>44</i>
3.3.3. <i>Feblende quantitative Folgenabschätzung.....</i>	<i>47</i>
3.4. Wie wird sich die Einführung von zweiseitigen CfDs voraussichtlich auf künftige Investitions- und Betriebsentscheidungen von Erzeugern erneuerbarer Energie auswirken? .....	49
3.4.1. <i>Auswirkungen von zweiseitigen CfDs auf Investitionsentscheidungen .....</i>	<i>49</i>
3.4.2. <i>Auswirkungen von zweiseitigen CfDs auf Betriebsentscheidungen .....</i>	<i>53</i>
3.4.3. <i>Ungleiche Behandlung und mangelnde Harmonisierung bei zweiseitigen CfD- Systemen .....</i>	<i>54</i>
3.5. Stellen zweiseitige CfDs eine Marktintervention dar, die aus wirtschaftlicher Sicht gegen die Grundsätze der sozialen Marktwirtschaft und des EU-Binnenmarkts verstößt?.....	58

3.5.1. Behauptung I: Gefahr für den Wettbewerb im Binnenmarkt.....	59
3.5.2. Behauptung II: Übergang zu einer Planwirtschaft.....	59
3.5.3. Behauptung III: Entkopplung der Marktpreise von den Energiekosten und falsche Anreize für den Ausbau von RES-E .....	60
3.5.4. Behauptung IV: Besteuerung von Zufallsgewinnen, insbesondere aus Offshore- Windenergie.....	61
3.6. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen.....	62
<b>Kapitel 4: Zweiseitige CfDs für Projekte im Bereich erneuerbare Energien in der EU .....</b>	<b>66</b>
4.1. Einleitung.....	66
4.2. Problematischer Mangel an Definitionen.....	67
4.3. Stellen zweiseitige CfDs aus rechtlicher Sicht eine Marktintervention dar, die gegen die Grundsätze der sozialen Marktwirtschaft und des EU- Binnenmarktes verstößt?.....	70
4.3.1. Einhaltung der Grundsätze der sozialen Marktwirtschaft .....	71
4.3.2. Einhaltung der Grundsätze des Elektrizitätsbinnenmarkts.....	72
4.3.3. Praktische Auswirkungen der Angleichung von zweiseitigen CfD-Systemen an die Grundsätze des Binnenmarkts .....	77
4.4. Steht der EMR-Vorschlag der EU im Einklang mit den geltenden Rechtsvorschriften und der Rechtsprechung der EU, insbesondere hinsichtlich der Förderung erneuerbarer Energien?.....	78
4.4.1. Auswirkungen der Einführung von zweiseitigen CfDs auf die Grundrechte .....	78
4.4.2. Umsetzung des Reformvorschlags durch Änderungen der IEM-Verordnung und der Richtlinie über erneuerbare Energien .....	81
4.4.3. Notwendige Überarbeitung der Leitlinien für staatliche Beihilfen zur Umsetzung von zweiseitigen CfDs auf Ebene der Mitgliedstaaten.....	83
4.5. Würde die Einführung von zweiseitigen CfDs die Grundrechte deutscher Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien (unverhältnismäßig) beeinträchtigen?.....	85
4.5.1. Mögliche Auswirkungen der Einführung von zweiseitigen CfDs auf die Grundrechte .....	85
4.5.2. Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts.....	88
4.6. Wie müsste das deutsche Erneuerbare-Energien-Gesetz geändert werden, um die EMR der EU zu berücksichtigen?.....	90
4.6.1. Erforderliche Änderungen am Hauptteil des EEG 2023 .....	91
4.6.2. Erforderliche Änderungen an Anhang 1 des EEG 2023.....	92
4.7. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen.....	94
<b>Kapitel 5: Allgemeine Schlussfolgerungen, weitere Forschungsarbeiten und Epilog .....</b>	<b>100</b>
5.1. Gesamtfazit .....	100
5.2. Weitere Forschungsarbeiten.....	101
5.3. Epilog.....	102
<b>Anhang: Ergänzendes Material .....</b>	<b>103</b>
Anhang 1: Standpunkte des Europäischen Parlaments und des Rates der Europäischen Union.....	103
A1.1. Europäisches Parlament .....	103

<i>A1.2. Rat der Europäischen Union</i> .....	109
Anhang 2: Quantitatives Modell des Investitionsverhaltens .....	113
<i>A2.1. Beschreibung des Finanzmodells</i> .....	113
<i>A2.2. Modellierungsergebnisse</i> .....	115
<b>Literatur</b> .....	<b>118</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b> .....	<b>124</b>

## EINLEITUNG UND FORSCHUNGSÜBERBLICK

*„Dieses Marktsystem funktioniert nicht mehr. Wir müssen es reformieren. Wir müssen es an die neuen Realitäten der dominierenden erneuerbaren Energien anpassen. [...] Diese Aufgabe hat nun die Kommission übernommen. Das ist keine triviale Angelegenheit, sondern eine enorme Reform. Sie wird Zeit brauchen und muss gut durchdacht sein. Aber wir müssen voranschreiten, um unseren Strommarkt an die modernen Bedingungen anzupassen.“<sup>1</sup>*

### 1.1. Einleitung und Motivation

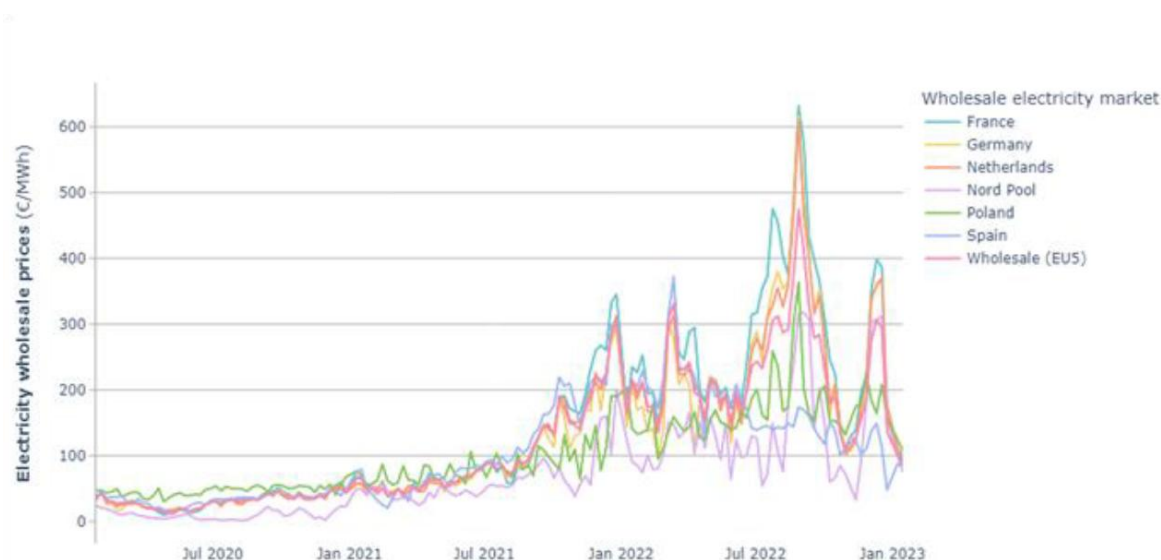
So äußerte sich die Präsidentin der Europäischen Kommission, Ursula von der Leyen, am 8. Juni 2022 vor den Mitgliedern des Europäischen Parlaments und stellte damit eine weithin als radikale Kehrtwende der EU-Exekutive in Bezug auf die grundlegende Gestaltung des europäischen Binnenmarktes für Strom (IEM) verstandene Maßnahme vor. Diese Ankündigung – und ähnliche, die in den Wochen davor und danach gemacht wurden – schien Europa auf einen Kurs zu einer radikalen Überarbeitung des europäischen Strommarktes zu bringen, die dazu führen könnte, dass das Grundprinzip der Grenzpreisbildung auf den Stromgroßhandelsmärkten durch etwas anderes ersetzt wird. Zu diesem Zeitpunkt war jedoch völlig unklar, was dieses „etwas anderes“ sein könnte – und was es für das ordnungsgemäße Funktionieren des IEM bedeuten würde.

Was diese scheinbare Kehrtwende der Kommission ausgelöst und das hochgeschätzte *Merit-Order-Prinzip* in Frage gestellt hatte, war ein steiler Anstieg der Erdgaspreise im Herbst 2021 und während eines Großteils des Jahres 2022. Dies führte in ganz Europa zu noch nie dagewesenen Strompreisen – in gewisser Weise *explodierte* der europäische Strommarkt regelrecht: So stiegen beispielsweise die Großhandelsstrompreise in Deutschland und Frankreich ab September 2021 dramatisch an, da die Kosten für Gas und Kohle in die Höhe schossen und die Windkraftanla-

---

<sup>1</sup> Frédéric Simon und Nikolaus J. Kurmayer, „EU-Chef kündigt Reform des Strommarktes angesichts „explodierender“ Preise an“, *EURACTIV* (Brüssel, 10. Juni 2022) <[www.euractiv.com](http://www.euractiv.com)> (zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024)

gen in Europa weniger Strom als üblich produzierten.<sup>2</sup> Bis zum Sommer 2022 hatte sich die Lage erheblich verschlechtert: „Die Terminpreise für Tagesstrom für das vierte Quartal des Jahres stiegen in Deutschland kurzzeitig auf über 1.200 Euro pro Megawattstunde und in Frankreich auf über 2.500 Euro. Der übliche Preis liegt bei etwa 50 Euro.“<sup>3</sup> Der Hauptgrund für diese Preisniveaus (wie in Abbildung 1 unten dargestellt) war die Knappheit auf der Angebotsseite (d.h. bei der Stromerzeugung) auf dem gesamten Kontinent, die mit einem massiven Anstieg der Erdgaspreise einherging, der durch den groß angelegten Angriff Russlands auf die Ukraine verursacht wurde. Um die Lichter in Europa am Leuchten zu halten, mussten Gaskraftwerke unabhängig von den Kosten (für Gas) weiterlaufen – und diese Kosten an die Stromverbraucher weitergeben.<sup>4</sup>



**Abbildung 1:** EU-Großhandelsstrompreise (wöchentliche Durchschnittswerte)<sup>5</sup>

<sup>2</sup> „Warum hat der Strompreis in Europa Rekordhöhen erreicht?“ *The Economist* (London, 15. September 2021) <www.economist.com> (zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024)

<sup>3</sup> „Der europäische Energiemarkt war für diese Krise nicht gerüstet“ *The Economist* (London, 8. September 2022) <www.economist.com> (zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024)

<sup>4</sup> ebenda

<sup>5</sup> Abbildung übernommen aus: Europäische Kommission, „Arbeitsdokument der Kommissionsdienststellen: Reform der Gestaltung des Strommarktes“ (SWD(2023) 58 final, 14. März 2023), S. 3 (Abbildung 1).

Auch wenn dies allein für die Verbraucher schon schlimm genug gewesen wäre, bestimmt aufgrund der Organisation des europäischen Strommarktes das teuerste Kraftwerk, das noch auf dem Markt verkauft (der *Grenzanbieter*), den Großhandelsstrompreis für alle Anbieter auf dem Markt. Dies ist das sogenannte *Merit-Order-Prinzip*, das auf Grenzpreisen basiert und die Grundlage für liberalisierte Strommärkte auf der ganzen Welt bildet. In normalen Zeiten wirkt dieses Marktdesign Wunder, indem es die *unsichtbare Hand* die Handlungen von Produzenten und Verbrauchern auf effiziente Weise steuern lässt. In Zeiten von Krieg, Pandemie oder anderen Umwälzungen könnte es jedoch schwierig sein, das gewünschte Ergebnis zu erzielen.<sup>6</sup> So fürchteten die europäischen Verbraucher im Jahr 2022 laut damaligen Schätzungen eine Stromrechnung, die um unglaubliche 800 Milliarden Euro (oder 6 % des BIP) steigen könnte.<sup>7</sup>

Angesichts dieser Energiepreiskrise, von der sowohl die europäischen Haushalte als auch die Industrie betroffen waren, schien es daher durchaus plausibel, dass die Merit Order abgeschafft und durch etwas völlig anderes ersetzt werden könnte – eine Revolution bahnte sich an. Zwei Jahre später kann man mit Fug und Recht sagen, dass diese Revolution nicht stattgefunden hat. Stattdessen hat die Europäische Union, nachdem die Energiepreise wieder gesunken sind und sich das Gefühl der Krise damit gelegt hat, einen ruhigeren Kurs eingeschlagen und schrittweise Änderungen an der Gestaltung ihres Strommarktes vorgenommen.

Entsprechend den Forderungen der EU-Mitgliedstaaten veröffentlichte die Kommission im März 2023, also nur wenige Monate nach der Rede des Kommissionspräsidenten vor dem Parlament, ihre Vorschläge für diese schrittweisen Änderungen des europäischen Strommarktes. Die vorliegende Studie befasst sich mit einem einzigen, aber sehr wichtigen Element des umfangreichen Reformpakets der EU: der von der Kommission vorgeschlagenen EU-weiten Einführung sogenannter *zweiseitiger Differenzkontrakte* (CfDs). Auch wenn dieser Vorschlag ein Eckpfeiler der Strommarktreform (EMR) ist, stellt die Einführung von zweiseitigen CfDs eher eine Evolution als eine Revolution des europäischen Fördersystems für erneuerbare Energiequellen (RES) dar, da das Merit-Order-Prinzip weitgehend unverändert bleibt und dennoch (zumindest

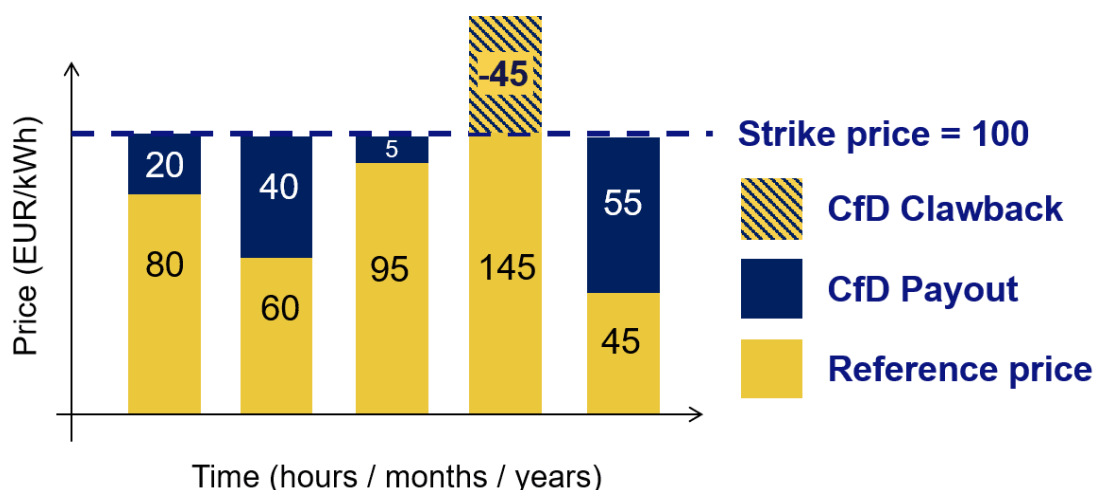
---

<sup>6</sup> Vgl. ACER, „Abschließende Bewertung der Gestaltung des EU-Großhandelsstrommarktes durch die ACER“ (Brüssel, April 2022); *The Economist* (Fußnote 3).

<sup>7</sup> *The Economist* (Fußnote 3)

potenziell) viele der politischen Ziele erreicht werden, die in Verbindung mit den Lehren aus der europäischen Energiepreiskrise von 2021/22 verfolgt werden.

Mit der vorgeschlagenen Einführung von zweiseitigen CfDs in der gesamten EU wollte die Kommission zwei Marktversagen beheben, die während der Krise zu beobachten waren und die die EU zum Handeln zwangen. Das erste *Marktversagen* waren die rapide steigenden Strompreise für Haushalte und Industrie (wie oben erwähnt), die zu Preissubventionen, Preisobergrenzen und Forderungen nach einer grundlegenden Reform der Marktgestaltung führten. Das zweite *Marktversagen* waren die Zufallsgewinne (oder „überhöhte Vergütungen“, wie es die Kommission formulierte) für Stromerzeuger, die nicht-fossile Technologien wie Wind- und Solarenergie nutzen, deren Erzeugungskosten sich nicht wesentlich verändert hatten, die aber dennoch aufgrund des Merit-Order-Prinzips von den steigenden Großhandelsstrompreisen profitierten.



**Abbildung 2:** Darstellung eines zweiseitigen CfD<sup>8</sup>

Obwohl beide Ergebnisse vollständig im Einklang mit der Wirtschaftstheorie und der Gestaltung des IEM standen (und keine echten *Marktversagen* im strengen wirtschaftlichen Sinne waren, wie später noch dargelegt wird), bestand eindeutig die politische Notwendigkeit, diese sozioökonomischen Probleme so anzugehen, dass das effiziente Funktionieren des IEM nicht beeinträchtigt, sondern ein *fair*s Gleichgewicht zwischen Stromverbrauchern und -erzeugern wiederherge-

<sup>8</sup> Abbildung übernommen aus: Florence School of Regulation, „Contracts-for-Difference“ (Florenz, 12. April 2023) <<https://fsr.eui.eu/>> (zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024). Beachten Sie, dass der Preis in der Regel in EUR/MWh und nicht wie in der Abbildung angegeben in EUR/kWh festgelegt wird.

stellt wurde. Zweiseitige CfDs sollen dieses Ziel erreichen. Sie funktionieren wie in Abbildung 2 auf der vorangehenden Seite dargestellt.

Bei einem zweiseitigen CfD bestimmt der *Ausübungspreis* die Gesamtvergütung, die ein Erzeuger für den von ihm erzeugten Strom (pro Produktionseinheit) erhält. Grundsätzlich stammen die tatsächlichen Einnahmen des Erzeugers aus zwei Quellen: dem Strommarkt, auf dem er zu den aktuellen Marktpreisen verkauft, und der Regierung (oder einer von der Regierung beauftragten Stelle, die als CfD-Gegenpartei fungiert, z. B. einem Stromnetzbetreiber). Liegt der *Marktreferenzpreis* (der als Ersatz für den tatsächlich vom Erzeuger erzielten Preis dient) unter dem Ausübungspreis, zahlt die Regierung einen Aufschlag (die *CfD-Auszahlung* in Abbildung 2 oben), um die Gesamtvergütung auf das Niveau des Ausübungspreises anzuheben. Liegt der *Referenzpreis* über dem Ausübungspreis, erhält die Regierung die Differenz vom Erzeuger (die *CfD-Rückforderung* in der Abbildung), um die Gesamtvergütung auf das Niveau des Ausübungspreises zu senken. Durch diesen Mechanismus wird die Gesamtvergütung (pro Produktionseinheit) effektiv auf das Niveau des Ausübungspreises festgelegt, was einen zweiseitigen CfD von einem einseitigen CfD (Marktprämie) unterscheidet, bei dem es keinen solchen Rückforderungsmechanismus gibt.

## 1.2. Forschungsüberblick

Der von der EU vorgeschlagene EMR und insbesondere die Einführung von zweiseitigen CfDs haben beide eine starke wirtschaftliche Dimension und wichtige rechtliche Auswirkungen, die in einem integrierten Ansatz betrachtet werden sollten. Diese Arbeit befasst sich daher mit dem Thema aus einer Kombination von Wirtschafts- und Rechtswissenschaften, d. h. auf interdisziplinäre Weise.

Konkret befasst sich diese Arbeit im Kern mit der folgenden übergeordneten Forschungsfrage: **Wie ist die im Rahmen der EMR geplante Einführung von zweiseitigen CfDs für erneuerbare Energien in der EU wirtschaftlich und rechtlich zu beurteilen?**

Dabei werden mehrere unterschiedliche Forschungsfragen zu wirtschaftlichen und rechtlichen Aspekten des Reformvorschlags der EU untersucht. Der Schwerpunkt liegt dabei hauptsächlich auf der europäischen Ebene. Ergänzt wird dies durch eine genauere Betrachtung praktischer Überlegungen für die Umsetzung der EU-Reform in den Mitgliedstaaten. Daher wird die Dis-

sertation das deutsche Fördermodell für erneuerbare Energien (EE) als Fallstudie heranziehen, um zusätzliche Erkenntnisse zu gewinnen. Insgesamt handelt es sich um eine recht umfassende Betrachtung der EMR, die eine Vielzahl miteinander verbundener Themen behandelt. Natürlich geht die Breite der Analyse zu Lasten der Detailgenauigkeit, was jedoch beabsichtigt ist und als Grundlage für weitere, detailliertere Forschungen in der Zukunft dienen kann.

Im Zusammenhang mit der zuvor vorgestellten übergreifenden Forschung werden die folgenden acht wirtschaftlichen und rechtlichen Forschungsfragen untersucht (vgl. Tabelle 1 unten):

**Tabelle 1:** Zu untersuchende Forschungsfragen

<b>I. Wirtschaftliche Forschungsfragen (Kapitel 3)</b>
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Besteht aus wirtschaftlicher Sicht die Notwendigkeit, das bestehende Instrument der öffentlichen Förderung in Form von Marktprämien (oder <i>einseitigen CfDs</i>) zu ändern?</li> <li>2. Sind zweiseitige CfDs aus wirtschaftlicher Sicht ein geeignetes Instrument, um Risiken (und Chancen) zwischen Erzeugern und Verbrauchern von Strom aus erneuerbaren Energien auszugleichen?</li> <li>3. Wie wird sich die Einführung von zweiseitigen CfDs voraussichtlich auf künftige Investitions- und Betriebsentscheidungen von Erzeugern erneuerbarer Energie auswirken?</li> <li>4. Stellen zweiseitige CfDs <i>aus wirtschaftlicher Sicht</i> eine Marktintervention dar, die gegen die Grundsätze der sozialen Marktwirtschaft und des EU-Binnenmarktes verstößt?</li> </ol>
<b>II. Rechtliche Forschungsfragen (Kapitel 4)</b>
<ol style="list-style-type: none"> <li>5. Stellen zweiseitige CfDs <i>aus rechtlicher Sicht</i> eine Marktintervention dar, die gegen die Grundsätze der sozialen Marktwirtschaft und des EU-Binnenmarktes verstößt?</li> <li>6. Steht der EMR-Vorschlag der EU im Einklang mit der aktuellen EU-Gesetzgebung und Rechtsprechung, insbesondere zur Förderung erneuerbarer Energien?</li> <li>7. Würde die Einführung von zweiseitigen CfDs die Grundrechte deutscher Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien (unverhältnismäßig) beeinträchtigen?</li> <li>8. Wie müsste das deutsche Erneuerbare-Energien-Gesetz geändert werden, um die EMR der EU zu berücksichtigen?</li> </ol>

Der Rest dieser Arbeit ist wie folgt aufgebaut: **Kapitel 2** beginnt mit den politischen, wirtschaft-

lichen und rechtlichen Hintergründen, die für die anschließende wirtschaftliche und rechtliche Untersuchung der in Tabelle 1 oben aufgeführten Forschungsfragen erforderlich sind. **Kapitel 3** befasst sich mit den wirtschaftlichen Forschungsfragen, wobei jeder Frage ein eigenes Unterkapitel gewidmet ist. **Kapitel 4** untersucht die rechtlichen Forschungsfragen, ebenfalls mit einem eigenen Unterkapitel für jede Frage. Beide Kapitel enthalten eine Zusammenfassung und Schlussfolgerungen der jeweils durchgeführten wirtschaftlichen und rechtlichen Analyse. **Kapitel 5** präsentiert die Gesamtschlussfolgerungen aus der interdisziplinären Forschung und identifiziert Ansatzpunkte für weitere Forschungsarbeiten. Schließlich fasst **Anhang 1** die Positionen des Parlaments und des Rates für die interinstitutionellen Verhandlungen (oder *Trilogie*) mit der Kommission zusammen, und **Anhang 2** enthält eine Beschreibung des in Kapitel 3 verwendeten quantitativen Modells und seiner Ergebnisse.

Bevor wir im nächsten Kapitel auf den politischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Hintergrund des Reformvorschlags der Kommission zur Einführung von zweiseitigen CfDs eingehen, sind zwei abschließende Anmerkungen erforderlich, um dem Leser die Orientierung in den folgenden Kapiteln zu erleichtern. Erstens basieren die folgenden Analysen in erster Linie auf vier Dokumentensätzen, die von den EU-Institutionen im Laufe des Reformprozesses erstellt wurden; diese sind in Tabelle 2 auf der folgenden Seite aufgeführt. Zweitens stellen die konkrete Ausgestaltung und der Inhalt der EMR aufgrund des Fortschreitens des Reformprozesses während der Durchführung der Untersuchung von November 2023 bis April 2024 ein sich ständig weiterentwickelndes, *bewegliches Ziel* dar. Daher basiert die in den folgenden Kapiteln vorgestellte Analyse auf dem Stand des Reformprozesses am 30. April 2024. Der Epilog in Unterkapitel 5.3 enthält eine Aktualisierung des Stands des Reformprozesses zum Zeitpunkt der Einreichung dieser Arbeit.

**Tabelle 2:** Wichtigste Dokumente, auf denen die Analysen basieren

1. Europäische Kommission	2. Europäisches Parlament	3. Rat der EU
<ul style="list-style-type: none"> <li>• „<b>Vorschlag</b> für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Verord-</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• „<b>Bericht über den</b> Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• „Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Verord-</li> </ul>

<p>nungen (EU) 2019/943 und (EU) 2019/942 sowie der Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 zur Verbesserung der Gestaltung des Elektrizitätsmarktes der Union“; <b>COM(2023) 148 final</b>;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• „Arbeitsdokument der Kommissionsdienststellen: Reform der Gestaltung des Elektrizitätsmarktes“; <b>SWD(2023) 58 final</b>;</li> <li>• beide veröffentlicht am 14. März 2023</li> </ul>	<p>Änderung der Verordnungen (EU) 2019/943 und (EU) 2019/942 sowie der Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 zur Verbesserung der Gestaltung des Elektrizitätsmarktes der Union“;</p> <p><b>Aktenzeichen: A9-0255/2023</b>;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• veröffentlicht am 27. Juli 2023</li> </ul>	<p>nungen (EU) 2019/943 und (EU) 2019/942 sowie der Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 zur Verbesserung der Gestaltung des Elektrizitätsmarktes der Union – <b>Allgemeiner Ansatz</b>“;</p> <p><b>Datei-ID: 14339/23</b>;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• veröffentlicht am 19. Oktober 2023</li> </ul>
<p><b>4. Vorläufige Einigung zwischen den EU-Organen erzielt (Ergebnis des Trilogs)</b></p>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>• „Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/943 und (EU) 2019/942 sowie der Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 zur Verbesserung der Gestaltung des Elektrizitätsmarktes der Union – <b>Analyse des endgültigen Kompromisstextes im Hinblick auf eine Einigung</b>“;</li> <li>• <b>Aktenzeichen: 16964/23</b>;</li> <li>• veröffentlicht am 19. Dezember 2023</li> </ul>		

## *Kapitel 2*

### ZWEISEITIGE CFDS FÜR PROJEKTE IM BEREICH ERNEUERBARE ENERGIEN IN DER EU: POLITISCHER, WIRTSCHAFTLICHER UND RECHTLICHER HINTERGRUND

#### **2.1. Einleitung**

Nach den Turbulenzen auf dem europäischen Energiemarkt in der zweiten Hälfte des Jahres 2021 und während eines Großteils des Jahres 2022 (wie oben beschrieben) forderte der Rat die Kommission am 15. Dezember 2022 auf, konkrete Maßnahmen vorzuschlagen, um den negativen Auswirkungen hoher und volatiler Energiepreise auf europäische Unternehmen und Verbraucher entgegenzuwirken.<sup>9</sup> Die Kommission reagierte darauf mit einem Entwurf einer „Verordnung zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/943 und (EU) 2019/942 sowie der Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 zur Verbesserung der Gestaltung des Elektrizitätsmarktes der Union“ und einem begleitenden Arbeitsdokument der Kommissionsdienststellen (SWD) zur „Reform der Gestaltung des Elektrizitätsmarktes“, die beide am 14. März 2023 veröffentlicht wurden.

Angesichts der Komplexität des Themas und der vielfältigen Herausforderungen, denen sich der europäische Strommarkt gegenüber sieht, hat die Kommission eine Vielzahl von Vorschlägen zu verschiedenen Aspekten des EU-Strommarktes vorgelegt. Diese reichen von der Gestaltung der kurz- und langfristigen Märkte über Flexibilitätsdienstleistungen und Maßnahmen zum Verbraucherschutz bis hin zur Markttransparenz und befassen sich damit mit einer Vielzahl von Themen, die während der Energiekrise der letzten anderthalb Jahre zutage getreten sind. Die folgende Beschreibung des Vorschlags beschränkt sich auf diejenigen Teile, die in unmittelbarem Zusammenhang mit den vorliegenden Forschungsfragen stehen (wie in Unterkapitel 1.2 dargestellt), d. h. hauptsächlich auf das neue Kapitel IIIa über „Spezifische Investitionsanreize zur Erreichung der Dekarbonisierungsziele der Union“ in Artikel 1 Absatz 9 des Verordnungsvorschlags und vor allem auf den vorgeschlagenen Artikel 19b über „direkte

---

<sup>9</sup> Vgl. Europäischer Rat, „Tagung des Europäischen Rates (15. Dezember 2022) – Schlussfolgerungen“ (Brüssel, 15. Dezember 2022), Absatz 19.

Preisstützungsregelungen für neue Investitionen in die Stromerzeugung“, der das darin enthaltene neue Instrument der „bidirektionalen CfD“ einführt.

In erster Linie schlug die Kommission zwei Instrumente vor, die auf Preisstabilisierung und ein besseres Gleichgewicht zwischen Erzeugern und Verbrauchern abzielen: sogenannte Stromabnahmeverträge (Power Purchase Agreements, PPAs) und zweiseitige CfDs. Die hier vorgestellte Untersuchung konzentriert sich auf Letztere, da deren Einführung wahrscheinlich weitreichendere Folgen haben wird und in akademischen, politischen und wirtschaftlichen Kreisen heißer diskutiert wurde.

Der Rest dieses Kapitels ist wie folgt aufgebaut: Der detaillierte Vorschlag der Kommission, wie er in der vorgeschlagenen Verordnung enthalten ist, und die zugrunde liegenden Gründe, wie sie im SWD der Kommission dargelegt sind, werden im Unterkapitel 2.2 vorgestellt. Da sich die politische Diskussion auf europäischer Ebene seit der Vorlage des Vorschlags der Kommission im März 2023 weiterentwickelt hat, werden in den folgenden Unterkapiteln kurz die Positionen des Parlaments und des Rates (vgl. Unterkapitel 2.3) sowie die vorläufige Einigung zwischen den EU-Institutionen in den Verhandlungen vom 13./14. Dezember 2023 (vgl. Unterkapitel 2.4 und 2.5) beleuchtet. Dieses beschreibende Kapitel fasst somit nicht nur den Inhalt des EMR-Prozesses der EU zusammen, sondern liefert auch die notwendigen Hintergrundinformationen und Definitionen für die nachfolgenden wirtschaftlichen und rechtlichen Analysen, die den Kern dieser Arbeit bilden und in den folgenden beiden Kapiteln vorgestellt werden.

## **2.2. Vorschlag der Kommission für eine Verordnung zur Verbesserung der Gestaltung des Elektrizitätsmarktes der Union**

Am 14. März 2023 veröffentlichte die Kommission einen Vorschlag für eine „Verordnung zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/943 [über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung)] und (EU) 2019/942 [zur Gründung einer Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden] sowie der Richtlinien (EU) 2018/2001 [zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen] und (EU) 2019/944 [über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung)] zur Verbesserung der Gestaltung

des Elektrizitätsmarktes der Union<sup>10</sup> sowie ein begleitendes Arbeitsdokument der Kommissionsdienststellen zur „Reform der Gestaltung des Elektrizitätsmarktes“<sup>11</sup>. Beide Dokumente werden in den folgenden Abschnitten vorgestellt, da sie die Grundlage für die Reaktionen des Parlaments und des Rates sowie für die interinstitutionellen Verhandlungen (*Trilogie*) bildeten, die schließlich am 13./14. Dezember 2023 abgeschlossen wurden.

### **2.2.1. Vorschlag für eine Verordnung zur Verbesserung der Gestaltung des Elektrizitätsmarktes der Union**

Dem eigentlichen Legislativvorschlag der Kommission ging eine Begründung voraus, die als Zusammenfassung des SWD der Kommission (weiter beschrieben in Abschnitt 2.2.2) dient und den Kontext des Vorschlags darlegt. Weitere Aspekte, die die Kommission zur Begründung ihrer konkreten Vorschläge zu zweiseitigen CfDs anführt, werden im Folgenden zusammengefasst, bevor die Hauptelemente des eigentlichen Vorschlags im Detail vorgestellt werden, wobei der Schwerpunkt auf den Strompreisen und den Zufallsgewinnen liegt, die insbesondere mit dem neuen Instrument der zweiseitigen CfDs angegangen werden sollen.

#### *2.2.1.1. Kontext und Ziele des Vorschlags*

Die EU hat eine Reihe von Sofortmaßnahmen zur Bewältigung der Energiekrise 2021/22 verabschiedet, darunter Instrumente zur Begrenzung der Preise und damit zur Vermeidung von Zufallsgewinnen auf den Gas- und Strommärkten. Diese haben sich nach Einschätzung der Kommission zwar als Notlösung bewährt, wurde argumentiert, dass eine grundlegendere Reform der Strommarktgestaltung erforderlich sei, um „eine Pufferzone zwischen den kurzfristigen Märkten und den von den Verbrauchern gezahlten Stromrechnungen zu schaffen, insbesondere durch Anreize für längerfristige Verträge“<sup>12</sup>, indem versucht wird, die Strompreise für

---

<sup>10</sup> Europäische Kommission, „Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/943 und (EU) 2019/942 sowie der Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 zur Verbesserung der Gestaltung des Elektrizitätsmarktes der Union“ (COM(2023) 148 final, 14. März 2023)

<sup>11</sup> Europäische Kommission, „Arbeitsdokument der Kommissionsdienststellen: Reform der Gestaltung des Elektrizitätsmarktes“ (SWD(2023) 58 final, 14. März 2023)

<sup>12</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnote 10), S. 2.

Endverbraucher von den Auswirkungen der Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen (hauptsächlich Erdgas) als Grenzkostenproduzent auf dem Stromgroßhandelsmarkt zu entkoppeln.<sup>13</sup>

Gleichzeitig argumentierte die Kommission, dass die Marktteilnehmer langfristige Transparenz hinsichtlich der Gestaltung des Strommarktes und (insbesondere) des Preisfestsetzungsmechanismus für EE-Projekte benötigen würden, um „die [notwendigen EE-]Investitionen zu erleichtern, die angesichts der jüngsten Preisvolatilität, unkoordinierter regulatorischer Eingriffe und netz- und regulatorischer Markteintrittsbarrieren erforderlich sind“ – und daher sei laut Kommission „eine grundlegende Reform erforderlich“.<sup>14</sup>

Daher hat sich die Kommission zum Ziel gesetzt, „die Gestaltung des Strommarktes zu optimieren, indem die kurzfristigen Märkte durch eine stärkere Rolle langfristiger Instrumente ergänzt werden [...] und Investitionen in saubere Technologien erleichtert werden. Letztendlich wird dies dazu führen, dass weniger fossile Brennstoffe benötigt werden und die Preise für Verbraucher während künftiger Krisen im Bereich fossiler Brennstoffe aufgrund der niedrigen Betriebskosten erneuerbarer und kohlenstoffarmer Energien sinken werden.“<sup>15</sup> Durch die Verbesserung und Klarstellung des Zugangs zu längerfristigen Verträgen für Entwickler von Projekten im Bereich erneuerbare Energien zielte der Vorschlag der Kommission darauf ab, die Preisstabilität sowohl auf der Produzenten- als auch auf der Verbraucherseite zu erhöhen und gleichzeitig die (wahrgenommenen) Investitionsrisiken und damit die Kapitalkosten zu senken. Gleichzeitig war es das erklärte Ziel der Kommission, „Zufallsgewinne in Zeiten hoher Preise zu vermeiden“<sup>16</sup>, um die Verbraucher vor Preisschwankungen zu schützen und die Stabilität und Vorhersehbarkeit der Strompreise für die Industrie zu verbessern, während gleichzeitig die dringend benötigten Investitionen in erneuerbare Energien durch die erhöhte Zuverlässigkeit der Einnahmen angekurbelt werden sollten.<sup>17</sup>

---

<sup>13</sup> An dieser Stelle sei angemerkt, dass sich der Vorschlag der Kommission auf die (End-)Verbraucherpreise durch Einkommensumverteilung konzentrierte, anstatt die (wahrgenommenen) Mängel der Merit-Order-Regelung (die unangetastet blieb) zu beheben, wie ursprünglich von ihr gefordert worden war. Dieser wichtige Punkt wird in Abschnitt 3.2.2 näher untersucht.

<sup>14</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnote 10), S. 3.

<sup>15</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnote 10), S. 3.

<sup>16</sup> ebenda

<sup>17</sup> „Die vorgeschlagene Initiative ergänzt [andere Gesetzgebungsinitiativen der EU], da sie darauf abzielt, die Einführung erneuerbarer Energien zu beschleunigen. Der Vorschlag zielt darauf ab, stabilere langfristige Einnahmequellen zu gewährleisten, um

### 2.2.1.2. Rechtsgrundlage, Subsidiarität und Verhältnismäßigkeit

Die Kommission fuhr mit einer Erläuterung der Rechtsgrundlage ihres Vorschlags fort, die in Artikel 194 Absatz 2 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) zu finden ist. Gemäß diesem Artikel teilt sich die Kommission die Zuständigkeit im Bereich Energie, einschließlich der Förderung erneuerbarer Energien, mit den Mitgliedstaaten, was bedeutet, dass eine Einigung zwischen den Mitgliedstaaten und der Kommission sowie mit dem Europäischen Parlament erzielt werden muss. In Bezug auf das Subsidiaritätsprinzip erklärte die Kommission, dass die Bewältigung der Energiekrise aus mehreren Gründen, darunter das reibungslose Funktionieren des gemeinsamen Elektrizitätsmarktes, nicht allein den Mitgliedstaaten überlassen werden könne. Darüber hinaus verwies die Kommission auf die Notwendigkeit von Änderungen der bestehenden EU-Rechtsvorschriften, die in die Zuständigkeit der Kommission fallen. Was die Verhältnismäßigkeit<sup>18</sup> der vorgeschlagenen Maßnahmen angeht, so erklärte die Kommission, dass diese als verhältnismäßig angesehen würden, bevor sie (qualitativ) ihre Gründe für diese Schlussfolgerung darlegte.<sup>19</sup> Daher wurden die Auswirkungen des Vorschlags auf mehrere Grundrechte, insbesondere die Einschränkungen der unternehmerischen Freiheit und des Eigentumsrechts (wie in den Artikeln 16 und 17 der Charta der Grundrechte der Europäischen Union, kurz „Charta“, verankert), von der Kommission als „notwendig und verhältnismäßig zur Erreichung [ihrer] Ziele“<sup>20</sup> angesehen. Angesichts der begrenzten Anzahl von Änderungen an bestehenden Rechtsvorschriften argumentierte die Kommission außerdem, dass die Wahl eines Änderungsrechtsakts anstelle einer völlig neuen Verordnung oder Richtlinie das richtige Rechtsinstrument sei.

---

weitere Investitionen in erneuerbare und kohlenstoffarme Energien zu ermöglichen und gleichzeitig das Funktionieren der kurzfristigen Märkte zu verbessern, die für die Integration erneuerbarer Energien in das Stromsystem von entscheidender Bedeutung sind.“ (Vgl. Europäische Kommission (Fußnote 10), S. 6-7.)

<sup>18</sup> Vgl. Amt für Veröffentlichungen der Europäischen Union, „Grundsatz der Verhältnismäßigkeit“ (Brüssel, 14. November 2023) <<https://eur-lex.europa.eu>> (zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024) für eine Definition des Grundsatzes der Verhältnismäßigkeit.

<sup>19</sup> Es sei darauf hingewiesen, dass die Kommission keine (vorherige) Folgenabschätzung ihres Vorschlags durchgeführt hat, wie dies normalerweise erforderlich wäre (vgl. Europäische Kommission (Fußnote 10), S. 12). Dieser Punkt wird in Abschnitt 3.3.3 näher behandelt.

<sup>20</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnote 10), S. 14.

### 2.2.1.3. Inhalt des Verordnungsvorschlags

Der eigentliche Vorschlag für eine Verordnung ist auf den Seiten 19 bis 52 des Dokuments der Kommission<sup>21</sup> enthalten und wird im Folgenden vorgestellt, soweit er das neue Instrument der zweiseitigen CfD betrifft. Wie üblich beginnt der Verordnungsvorschlag mit einer Reihe von Erwägungsgründen, in denen der Hintergrund und die Begründung dargelegt werden. Die ersten Erwägungsgründe wiederholten größtenteils Punkte, die bereits in den vorangegangenen Abschnitten des Kommissionsdokuments angesprochen und/oder (ausführlicher) im begleitenden SWD enthalten waren. Daher werden im Folgenden nur relevante Punkte im Zusammenhang mit zweiseitigen CfDs sowie diejenigen, die den konkreten Wortlaut des Legislativvorschlags darlegen, zusammengefasst, da sie die Grundlage für die weitere wirtschaftliche und rechtliche Analyse bilden.

Die vorgeschlagenen Erwägungsgründe 8 und 10 sollten das Hauptziel der vorgeschlagenen Änderungen der Strommarktgestaltung darlegen, nämlich „die Auswirkungen hoher und volatiler Preise für fossile Brennstoffe“ auf die Stromrechnungen von Haushalten und Unternehmen zu verringern und „sicherzustellen, dass die Vorteile des zunehmenden Einsatzes erneuerbarer Energien und der Energiewende insgesamt den Verbrauchern zugutekommen“.<sup>22</sup>

Die vorgeschlagenen Erwägungsgründe 24 bis 26 sollten zusätzliche Einzelheiten zu den Anpassungen des im Strommarktdesign verankerten Preismechanismus, nämlich dem zentralen Element der sogenannten Merit Order, sowie zu dessen Mängeln, die während der jüngsten Energiekrise festgestellt wurden, enthalten. So begründete die Kommission ihren Vorschlag damit, dass durch das Funktionieren der Merit Order „ein Anstieg der Preise für Gas und Steinkohle zu [...] außergewöhnlich hohen Preisen auf dem Day-Ahead-Markt [für Strom] geführt hat [...]“, was wiederum dazu führte, dass „Technologien mit deutlich niedrigeren Grenzkosten [wie viele erneuerbare Energien und Kernenergie] [...] durchweg hohe Einnahmen verzeichneten“. Gleichzeitig räumte die Kommission jedoch auch ein, dass der Markt, um die ehrgeizigen Ziele der EU für den Ausbau erneuerbarer Energien und die „zur Erreichung dieser Ziele erforderlichen Investitionen zu erreichen, dafür sorgen sollte, dass ein langfristiges Preissignal gesetzt wird“.<sup>23</sup>

---

<sup>21</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnote 10).

<sup>22</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnote 10), S. 21.

<sup>23</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnote 10), S. 24.

Zusammen genommen wiesen die vorgeschlagenen Erwägungsgründe 24 bis 26 somit auf den Kreis hin, den die Kommission mit ihrem Vorschlag zu schließen versuchte, nämlich die Vermeidung von Zufallsgewinnen für kohlenstoffarme Technologien in Zeiten hoher Preise, ohne dabei Investitionen in neue Stromerzeugungsanlagen und den effizienten Betrieb bestehender Anlagen zu behindern.

Der vorgeschlagene Erwägungsgrund 30 sollte festlegen, dass alle künftigen direkten Preisstützungsregelungen für Neuinvestitionen, die von den Mitgliedstaaten angeboten werden, in Form von zweiseitigen CfDs erfolgen sollten, die nicht nur eine Ertragsgarantie (wie bisher bei Einspeiseprämien (FIP) usw., die eine nach unten begrenzte *Obergrenze* vorsahen) beinhalten, sondern zusätzlich „eine nach oben begrenzte Obergrenze [oder *Cap*] für die Markterträge der betreffenden Erzeugungsanlagen“<sup>24</sup> – also *zweiseitig*, da es eine *Untergrenze* und eine *Obergrenze für die Einnahmen* geben würde. In diesem Zusammenhang sollten *neue Investitionen* nicht nur neue Stromerzeugungsanlagen umfassen, die kohlenstoffarme, nicht fossile Brennstoffe (d. h. erneuerbare Energien und Kernenergie) nutzen, sondern auch Investitionen zum Ersatz (*Repowering*) oder zur Erweiterung bestehender Anlagen oder zur Verlängerung ihrer Lebensdauer.

In dem vorgeschlagenen Erwägungsgrund 32 wurde klargestellt, dass die Anforderung, direkte Preisstützungsregelungen künftig ausschließlich als zweiseitige CfDs zu gestalten, auf „kohlenstoffarme, nicht fossile Brennstofftechnologien mit niedrigen und stabilen Betriebskosten und auf Technologien, die in der Regel keine Flexibilität für das Elektrizitätssystem bieten, beschränkt sein sollte, während Technologien, die sich in einem frühen Stadium ihrer Markteinführung befinden, ausgeschlossen werden sollten“.<sup>25</sup> Erzeugungstechnologien mit hohen Grenzkosten (d. h. Betriebskosten) und/oder der Möglichkeit eines flexiblen Betriebs sowie solche, die als *neu aufkommend* gelten, sollten daher ausdrücklich ausgeschlossen werden, ebenso wie „kleine Anlagen und Demonstrationsprojekte“ und (möglicherweise) Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften, je nach ihren Besonderheiten, die von den Mitgliedstaaten zu berücksichtigen sind.<sup>26</sup> Zu diesem Zeitpunkt hat die Kommission jedoch nicht näher ausgeführt,

---

<sup>24</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnote10), S. 25.

<sup>25</sup> ebenda

<sup>26</sup> Gemäß der Definition in Artikel 4 Absatz 3 und Artikel 22 Absatz 7 der Richtlinie (EU) 2018/2001.

welche konkreten Technologien oder Kapazitäten ihrer Ansicht nach von der CfD-Anforderung ausgenommen werden sollten. Auf diesen Punkt wird später noch näher eingegangen.

Im vorgeschlagenen Erwägungsgrund 33 wurde wiederholt (und damit unterstrichen), dass die Verpflichtung zur Einführung von zweiseitigen CfDs nur für neue Investitionen gelten sollte (wie bereits im vorgeschlagenen Erwägungsgrund 30 dargelegt). Somit sah die Kommission keine rückwirkende Anwendung von zweiseitigen CfDs auf bestehende Investitionen vor.

Der vorgeschlagene Erwägungsgrund 34 präzisierte, dass zusätzliche Einnahmen, die den Mitgliedstaaten in Zeiten hoher Strompreise durch die mit zweiseitigen CfDs eingeführte Einnahmobergrenze entstehen, „an alle Endstromkunden, einschließlich Haushalte, KMU und industrielle Verbraucher, auf der Grundlage ihres Verbrauchs weitergegeben werden müssen“<sup>27</sup>, wobei Anreize zur Verringerung oder Verlagerung der Nachfrage in Zeiten hoher Marktpreise beibehalten und Wettbewerbsverzerrungen zwischen verschiedenen Anbietern vermieden werden müssen.

Der vorgeschlagene Erwägungsgrund 35 wiederholte und erweiterte den Aspekt des Wettbewerbs, indem er die in dem vorhergehenden Erwägungsgrund eingeführten erforderlichen Gestaltungsmerkmale ausweitete. So sollten die Mitgliedstaaten zweiseitige CfDs so gestalten, dass sie „das effiziente, wettbewerbsorientierte und liquide Funktionieren der Strommärkte nicht beeinträchtigen und die Anreize für Erzeuger, auf Marktsignale zu reagieren, einschließlich der Einstellung der Stromerzeugung, wenn die Strompreise unter ihren Betriebskosten liegen, und für Endkunden, ihren Verbrauch zu reduzieren, wenn die Strompreise hoch sind, erhalten bleiben“. Darüber hinaus sollten die Mitgliedstaaten sicherstellen, dass die Einführung von zweiseitigen CfDs „kein Hindernis für die Entwicklung kommerzieller Verträge wie PPA darstellt“.<sup>28</sup> In diesem Zusammenhang heißt es im vorgeschlagenen Erwägungsgrund 36, dass zweiseitige CfDs und PPA eher als Ergänzung denn als Ersatz zu betrachten sind, da beide Instrumente jeweils einem unterschiedlichen und spezifischen Zweck dienen.

---

<sup>27</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnote10), S. 26.

<sup>28</sup> ebenda

Im Anschluss an die Erwägungsgründe wurden in Artikel 1 Absatz 2 des Verordnungsvorschlags eine Reihe von Begriffsbestimmungen in die Verordnung (EU) 2019/943 aufgenommen, von denen die neuen Nummern 76 und 78 für zweiseitige CfDs unmittelbar relevant waren. In Nummer 76 wurde definiert, was ein „zweiseitiger Differenzkontrakt“ ist (im Gegensatz z. B. zu einem PPA gemäß der Definition in Nummer 77). Ein zweiseitiger Differenzkontrakt wurde definiert als „ein Vertrag zwischen einem Betreiber einer Stromerzeugungsanlage und einer Gegenpartei, in der Regel einer öffentlichen Einrichtung, der sowohl eine Mindestvergütung als auch eine Begrenzung der Übervergütung vorsieht; Der Vertrag soll Anreize für den Betreiber der Erzeugungsanlage schaffen, effizient zu arbeiten und sich effizient an den Strommärkten zu beteiligen, und entspricht den Grundsätzen in Artikel 4 Absatz 2 und Artikel 4 Absatz 3 Unterabsätze 1 und 3 der Richtlinie (EU) 2018/2001.“<sup>29</sup>

Während in Nummer 78 der Begriff „Markteinnahmen“, wie er zuvor in Nummer 76 verwendet wurde, näher definiert worden wäre als „die realisierten Einnahmen, die ein Stromerzeuger für den Verkauf und die Lieferung von Strom in der Union erhält, unabhängig von der Vertragsform, in der dieser Austausch stattfindet, und ohne jegliche Unterstützung durch die Mitgliedstaaten“, blieben andere in der vorgeschlagenen Verordnung verwendete Begriffe (wie „Betreiber einer Stromerzeugungsanlage“, „Mindestvergütung“ und „Übervergütung“) blieben jedoch undefiniert.<sup>30</sup>

Wie bereits erwähnt, wurde durch Artikel 1 Absatz 9 des Verordnungsvorschlags anschließend ein neues Kapitel IIIa über „Spezifische Investitionsanreize zur Erreichung der Dekarbonisierungsziele der Union“ in die Verordnung (EU) 2019/943 aufgenommen, nämlich Artikel 19a über Stromabnahmeverträge und Artikel 19b über bidirektionale Differenzkontrakte (sowie vier weitere Artikel zu Flexibilitätsbedarf, Nachfragesteuerung und Speicherung sowie Flexibilitätsförderregelungen, die von der weiteren Analyse ausgenommen sind).

In Übereinstimmung mit den vorgeschlagenen Erwägungsgründen 35 und 36 sollte Artikel 19a Absatz 4 vorsehen, dass „die Mitgliedstaaten bei der Gestaltung der Förderregelungen für Strom aus erneuerbaren Energiequellen [d. h. zweiseitige CfDs] die Teilnahme von Projekten zulassen,

---

<sup>29</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnote10), S. 31.

<sup>30</sup> ebenda

die einen Teil des Stroms für den Verkauf über einen PPA oder andere marktbasierende Vereinbarungen reservieren [...]“, um die Entstehung eines auf PPA basierenden Marktsegments zu erleichtern.

Da der vorgeschlagene Artikel 19b für die weitere Analyse von zentraler Bedeutung ist, wird er im Folgenden vollständig wiedergegeben:

„Artikel 19b

Direkte Preisstützungsregelungen für neue Investitionen in die Stromerzeugung

(1) Direkte Preisstützungsregelungen für neue Investitionen in die Stromerzeugung aus den in Absatz 2 aufgeführten Quellen erfolgen in Form von zweiseitigen Differenzkontrakten. Neue Investitionen in die Stromerzeugung umfassen Investitionen in neue Stromerzeugungsanlagen, Investitionen zur Repowering bestehender Stromerzeugungsanlagen, Investitionen zur Erweiterung bestehender Stromerzeugungsanlagen oder zur Verlängerung ihrer Lebensdauer.

(2) Absatz 1 gilt für Neuinvestitionen in die Stromerzeugung aus folgenden Quellen:

- a) Windenergie;
- b) Solarenergie;
- c) Geothermie;
- d) Wasserkraft ohne Stausee;
- e) Kernenergie;

3. Direkte Preisstützungsregelungen in Form von zweiseitigen Differenzkontrakten müssen

a) so gestaltet sein, dass die Einnahmen, die erzielt werden, wenn der Marktpreis über dem Ausübungspreis liegt, an alle Endverbraucher von Strom entsprechend ihrem Verbrauch anteilmäßig verteilt werden (gleiche Kosten/Erstattung pro verbrauchter MWh);

(b) sicherstellen, dass die Verteilung der Einnahmen an die Endverbraucher von Strom so gestaltet ist, dass die Anreize für die Verbraucher, ihren Verbrauch zu reduzieren oder auf Zeiten mit niedrigen Strompreisen zu verlagern, nicht beseitigt werden und der Wettbewerb zwischen den Stromversorgern nicht beeinträchtigt wird.<sup>31</sup>

---

<sup>31</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnote 10), S. 37.

Aufbauend auf den vorgenannten Erwägungsgründen sollte der vorgeschlagene Artikel 19b daher genauer darlegen, in welchen Investitionsfällen ein zweiseitiger CfD als Förderinstrument eingesetzt werden sollte und wie. So wiederholt Absatz 1 weitgehend den Wortlaut von Erwägungsgrund 30, während Absatz 2 den vagen Wortlaut von Erwägungsgrund 32 durch eine Liste von Technologien ergänzt, die für zweiseitige CfDs als geeignet angesehen werden (im Gegensatz zu anderen Technologien, die in Erwägungsgrund 32 allgemein erwähnt werden und im Falle einer öffentlichen Förderung nicht unter eine zweiseitige CfD-Regelung fallen sollten). Schließlich setzt Absatz 3 die in den Erwägungsgründen 34 und 35 enthaltenen Überlegungen zu Preissignalen und Wettbewerb weitgehend um.

Artikel 3 Absatz 1 des Verordnungsvorschlags sah eine Änderung von Artikel 4 Absatz 3 der Richtlinie (EU) 2018/2001 vor, sodass zweiseitige CfDs zur Norm für die in Artikel 19b Absatz 2 des Verordnungsvorschlags (EU) 2019/943 aufgeführten Technologien werden und damit die bestehende Verpflichtung zur Gewährung öffentlicher Unterstützung in Form einer Marktprämie, die in der derzeit geltenden Verordnung verankert ist, ersetzen. Artikel 3 Absatz 1 des Verordnungsvorschlags sah ferner die Umsetzung von zweiseitigen CfD-Systemen in allen Mitgliedstaaten innerhalb von „[sechs Monaten nach Inkrafttreten dieser Verordnung]“ vor.

Schließlich heißt es in Artikel 5 des Verordnungsvorschlags, dass die Verordnung innerhalb von „[xxx]“<sup>32</sup> Tagen nach ihrer Veröffentlichung im Amtsblatt der Europäischen Union (ABl.) in Kraft treten soll und wie alle EU-Verordnungen „in allen ihren Teilen verbindlich und in jedem Mitgliedstaat unmittelbar anwendbar“ ist.

### **2.2.2. Arbeitsdokument der Kommissionsdienststellen zur Reform der Gestaltung des Elektrizitätsmarktes**

In dem begleitenden SWD legte die Kommission ihre Überlegungen und den Hintergrund zu den Reformvorschlägen dar, die in dem oben in Abschnitt 2.2.1 vorgestellten Verordnungsvorschlag enthalten sind, sowie einen parallelen Prozess zur Verbesserung des Schutzes der Union

---

<sup>32</sup> Die eckigen Klammern in diesem und dem vorangegangenen Absatz stammen von der Kommission und deuten darauf hin, dass die Kommission sowohl den Umsetzungszeitraum als auch das Inkrafttreten bewusst offen gelassen hat, um Diskussionen/Verhandlungen mit dem Parlament und dem Rat zu ermöglichen.

vor Marktmanipulationen auf dem Energiegroßhandelsmarkt.<sup>33</sup> Es ist daher sehr sinnvoll, die von der Kommission vorgenommene Analyse (soweit sie nicht bereits in der im vorstehenden Abschnitt vorgestellten Begründung enthalten ist) genauer zu betrachten, da dies ein besseres Verständnis und eine bessere Interpretation der dem Parlament und dem Rat vorgelegten konkreten Vorschläge ermöglichen dürfte.

Der SWD beginnt mit einer Beschreibung der Umwälzungen auf dem europäischen Energiemarkt in den Jahren 2021/22, die inzwischen weitgehend abgeklungen sind (vgl. Unterkapitel 2.1). Zur weiteren Erläuterung des politischen Hintergrunds verweist der SWD auf eine am 6. Oktober 2022 verabschiedete Verordnung des Rates, mit der koordinierte Maßnahmen zur Senkung der Stromnachfrage und zur Erhebung und Umverteilung von Zufallsgewinnen von Kraftwerksbetreibern an die Endverbraucher eingeführt wurden.<sup>34</sup> Darüber hinaus werden die Schlussfolgerungen der Ratssitzung vom 15. Dezember 2022<sup>35</sup> als Begründung (und Hintergrund) für den Reformvorschlag der Kommission angeführt, nämlich „eine Pufferzone zwischen den kurzfristigen Strommärkten und den Auswirkungen auf die Verbraucherrechnungen zu schaffen und gleichzeitig das Funktionieren und die Überwachung dieser Märkte zu verbessern [...] und] langfristige Preissignale zu setzen, um den Einsatz erneuerbarer Energien durch Verbesserungen des Rechtsrahmens zu fördern“.<sup>36</sup>

Der SWD fährt dann mit einer starken Verteidigung des *Merit-Order-Prinzips* fort, das dem europäischen Strommarkt zugrunde liegt. Inmitten der Energiekrise wurde das Merit-Order-Prinzip von mehreren Mitgliedstaaten in Frage gestellt, die darauf bestanden, dass es angesichts der explodierenden Großhandelspreise in den Jahren 2021/22 nicht mehr den Interessen der Stromverbraucher diene.<sup>37</sup> Hier vertrat die Kommission eine andere Position und betonte, dass erstens

---

<sup>33</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnote 11).

<sup>34</sup> Verordnung (EU) 2022/1854 des Rates über eine Notfallmaßnahme zur Bewältigung hoher Energiepreise [2022] ABl. L 261 I/1

<sup>35</sup> Vgl. Europäischer Rat (Fußnote 9), Abs. 19.

<sup>36</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnote 11), S. 6.

<sup>37</sup> Unter der Führung Spaniens und Frankreichs forderten mehrere südliche Mitgliedstaaten eine Entkopplung der Gas- und Strommärkte, was die Abschaffung (oder zumindest eine Anpassung) der Merit-Order-Regelung hätte bedeuten können (vgl. Nikolaus J. Kurmayer, „Berlin, Brussels join calls for ‘fundamental reform’ of EU power market“ *EURACTIV* (Brüssel, 29. August 2022) <[www.euractiv.com](http://www.euractiv.com)>, zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024). Andere Mitgliedstaaten widersetzten sich jedoch (später) diesen Forderungen und sprachen sich für die Merit Order aus, vgl. beispielsweise den „Gemeinsamen Brief von DE, DK, EE, FI, LU, LV, NL zu den Prioritäten für eine gezielte Reform des EU-Strommarktes“ *BMWK et al.* (Berlin, 22. Februar 2023) <[www.bmwk.de](http://www.bmwk.de)> (zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024).

die Mitgliedstaaten „dank des Binnenmarktes [der auf dem Merit-Order-Prinzip basiert] von niedrigeren Strompreisen profitierten“ und zweitens, dass „der Merit-Order-Ansatz für diese [kurzfristigen] Märkte, die nach wie vor auf einem Mix aus fossilen Brennstoffen und erneuerbaren Technologien basieren, weiterhin zweckmäßig ist“.<sup>38</sup> Nach Einschätzung der Kommission ist ein solches System auch in einem zunehmend von Technologien für erneuerbare Energien dominierten Markt nach wie vor nützlich und angemessen, da es den Stromerzeugern ermöglicht, sowohl ihre anfänglichen Investitionskosten (für den Bau des Kraftwerks) als auch die variablen Betriebskosten (z. B. für Brennstoff und Wartung) zu decken. Nach Ansicht der Kommission gewährleistet die Merit-Order-Regelung somit, dass Investitionen getätigt werden und das Stromsystem auf (wirtschaftlich) effiziente Weise ausgebaut wird.

Die EU-Exekutive räumte jedoch ein, dass „die Energiekrise eine Reihe von Mängeln aufgezeigt hat, die mit den von der Kommission vorgeschlagenen Reformen behoben werden sollen.“<sup>39</sup> So werden die Tatsache, dass Gaskraftwerke trotz der zunehmenden Marktdurchdringung sauberer Energiequellen (oft) die preisbestimmende Technologie sind, und ihre Auswirkungen auf die Verbraucherpreise als wesentliche Mängel identifiziert. Darüber hinaus wies die Kommission auf die „unerwartet höheren kommerziellen Erträge“ für sogenannte „inframarginale Erzeuger“ hin, die sich aus den Marktverwerfungen zum Nachteil der Endverbraucher von Strom ergaben. Darüber hinaus erklärte die Kommission, dass volatile Preise und politische Interventionen zu deren Bekämpfung die Preis- und Investitionssignale untergraben und damit die Investitionsbereitschaft beeinträchtigen könnten, und zwar zu einem Zeitpunkt, an dem die Investitionen in die Energiewende rasch erhöht werden sollten, um die Ziele des Europäischen Grünen Deals zu erreichen.<sup>40</sup>

Um die Strompreise für Endverbraucher (zumindest teilweise) von den Großhandelsstrompreisen zu entkoppeln, führte die Kommission dann zweiseitige CfDs (mit einer Laufzeit von „in der Regel mehr als zehn Jahren“<sup>41</sup>) ein, um die Preisstabilität für die Verbraucher zu erhöhen. Im Rahmen dieser Regelung würden die Mitgliedstaaten alle Zufallsgewinne der Stromerzeuger (d.

---

<sup>38</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnote 11), S. 7.

<sup>39</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnote 11), S. 11.

<sup>40</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnote 11), S. 12.

<sup>41</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnote 11), S. 17.

h. diejenigen, die sich aus einem Verkaufspreis über dem Ausübungspreis des CfD ergeben) zurückfordern und die so erzielten Einnahmen zur Senkung der Verbraucherpreise in Zeiten hoher Großhandelspreise verwenden. Dieser Mechanismus unterscheidet zweiseitige CfDs von den (derzeit) in der EU am häufigsten verwendeten gleitenden FIP-Systemen, die als Hauptinstrument zur Unterstützung und Förderung von Investitionen in Technologien für erneuerbare Energien dienen. Da diese dem Kraftwerksbetreiber einen Mindestpreis pro Produktionseinheit garantieren (basierend auf einem *Ausübungspreis*, der entweder durch eine staatliche Verordnung oder in einer wettbewerbsorientierten Auktion festgelegt wird), werden gleitende FIP-Systeme auch als „einseitige CfD-Systeme“ bezeichnet, die den Betreibern einen Mindestpreis, aber keinen Höchstpreis (oder eine Einnahmenobergrenze) bieten.

In Kapitel 2.2 stellt der SWD die Ansichten der Kommission zu zweiseitigen CfDs ausführlich dar. Unter Bezugnahme auf eine von der Kommission durchgeführte öffentliche Konsultation berichtet der SWD von einer hohen öffentlichen Unterstützung (von 60-70 %) unter den „fachlichen Befragten“ für die Einführung dieses Instruments („oder ähnlicher Regelungen“).<sup>42</sup> Angesichts der zunehmenden Bedeutung vollständig privat finanzierter Projekte (d. h. Projekte ohne staatliche Beteiligung, z. B. durch finanzielle Unterstützung) betonte die Kommission, dass die Mitgliedstaaten „das erhebliche Potenzial des PPA-Marktes [...] neben anderen Marktvereinbarungen und öffentlichen Fördermaßnahmen“ wie zweiseitige CfDs berücksichtigen sollten, die somit nur als Ergänzung zu Lösungen des privaten Sektors dienen sollten (und daher auf die Behebung bestehender Marktversagen beschränkt sein sollten).<sup>43</sup>

Unter Berufung auf Daten zu Förderprogrammen für Auktionen für Projekte im Bereich erneuerbare Energien aus 17 Mitgliedstaaten für den Zeitraum 2014-21 stellte die Kommission eine „Tendenz zur stärkeren Nutzung von zweiseitigen CfDs“ fest, wobei in den letzten Jahren 40-50 % aller Auktionen (ungewichtete Anzahl von Beobachtungen) auf zweiseitigen CfDs basierten, etwa genauso viele wie einseitige CfDs/gleitende FIP-Programme.<sup>44</sup> Neben der zunehmenden Beliebtheit von zweiseitigen CfDs in den Mitgliedstaaten berichtet die Kommission, dass sie die potenziellen Einnahmen, die die Mitgliedstaaten durch die Rückforderung von Zufallsgewinnen

---

<sup>42</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnote 11), S. 23.

<sup>43</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnote 11), S. 27.

<sup>44</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnote 11), S. 28.

erzielen könnten und die als Preisstützung an Verbraucher und Unternehmen zurückfließen könnten, auf „etwa [4,5–6 Mrd.] EUR im Jahr 2023, [9–12 Mrd.] EUR im Jahr 2024, [13,5–18 Mrd.] EUR im Jahr 2025 (und so weiter) belaufen könnten“.<sup>45</sup>

Der SWD enthält dann einen kurzen Abschnitt über die wichtigsten Gestaltungsprinzipien für zweiseitige CfDs, die im Abschnitt 2.2.1.3 erwähnt wurden. Die Kommission identifizierte als wesentliche Gestaltungselemente (und Unterscheidungsmerkmale) verschiedener CfD-Systeme unter anderem den Referenzpreis (zur Bestimmung der Differenz zum Ausübungspreis für die Auszahlung/Rückzahlung im Rahmen des CfD) und das Referenzvolumen (zur Bestimmung der Menge des erzeugten Stroms, auf den sich die Auszahlung/Rückzahlung bezieht) sowie weitere Aspekte (z. B. Technologieart, Projektstandort, Netzverfügbarkeit usw.).<sup>46</sup>

In Bezug auf den bestehenden EU-Rechtsrahmen, der geändert werden muss, um die vorgeschlagenen Reformen umzusetzen, verwies die Kommission auf die Richtlinie (EU) 2018/2001, insbesondere auf die Artikel 4 bis 6, in denen die Gestaltungsgrundsätze für Förderregelungen für Projekte im Bereich erneuerbare Energien festgelegt sind. Weitere Anforderungen finden sich in den Artikeln 107 und 108 AEUV, die sich mit staatlichen Beihilfen befassen, sowie in den damit verbundenen Rechtsvorschriften und insbesondere in den „Leitlinien für staatliche Beihilfen für Klima, Umweltschutz und Energie“ der Kommission aus dem Jahr 2022 (CEEAG)<sup>47</sup>, die von den Mitgliedstaaten bei der Ausarbeitung von zweiseitigen CfD-Systemen zu beachten sind und die wahrscheinlich ebenfalls geändert werden müssen, um der derzeit laufenden EMR Rechnung zu tragen.<sup>48</sup>

Anschließend erläutert der SWD den konkreten Vorschlag der Kommission für zweiseitige CfDs und fasst damit die Gründe und Hauptgedanken der Kommission für dieses neue Instrument zusammen, wie sie in dem Verordnungsvorschlag enthalten sind und zuvor dargelegt wurden. Die Kommission erwähnte jedoch zusätzlich konkret (zum ersten Mal in dem Dokument)

---

<sup>45</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnote11), S. 29. Die eckigen Klammern stammen von der Kommission. Es ist wichtig anzumerken, dass keine zusätzlichen Informationen zu den Annahmen und Berechnungen der Kommission zur Ermittlung dieser Schätzungen bereitgestellt werden.

<sup>46</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnote11), S. 29-31.

<sup>47</sup> Europäische Kommission „Mitteilung der Kommission: Leitlinien für staatliche Beihilfen für Klima, Umweltschutz und Energie 2022“ [2022] ABl. C 80/1

<sup>48</sup> Die Kommission hat einen solchen Bedarf jedoch nicht als Folgemaßnahme im SWD identifiziert.

den Wunsch einiger Mitgliedstaaten, neben dem beschleunigten Ausbau erneuerbarer Energien auch in die Kernenergie als „Form der kohlenstoffarmen, nicht fossilen Stromerzeugung“ zu investieren und diese zu unterstützen.<sup>49</sup>

Die meisten der von der Kommission aufgeführten Gestaltungsgrundsätze wurden bereits zuvor vorgestellt und werden daher hier nicht wiederholt. Es ist jedoch wichtig anzumerken, dass zwar die meisten Grundsätze für die Gestaltung von zweiseitigen CfDs (die die bestehenden Gestaltungsgrundsätze der Richtlinie (EU) 2018/2001 ergänzen und nicht ersetzen sollen) in den Artikeln – oder zumindest in den Erwägungsgründen – des Verordnungsvorschlags berücksichtigt sind, zwei Elemente jedoch fehlen: Erstens betrifft dies die Wahl des Instruments für staatliche Beihilfen, wobei der SWD offenbar davon ausgeht, dass die Kommission ursprünglich beabsichtigte, es den Mitgliedstaaten zu überlassen, entweder zweiseitige CfDs „oder eine ähnliche Vertragsformulierung“ zu verwenden.<sup>50</sup> Im Gegensatz dazu würde die vorgeschlagene Verordnung, wie bereits erläutert, nur zweiseitige CfDs zulassen (vgl. Abschnitt 2.2.1.3). Zweitens hatte die Kommission laut SWD ursprünglich beabsichtigt, eine Anforderung aufzunehmen, wonach zweiseitige CfDs so gestaltet sein müssen, dass sie „Strafklauseln für den Fall einer vorzeitigen Kündigung des Vertrags durch den Erzeuger enthalten, um zu verhindern, dass Erzeuger in Zeiten hoher Preise, in denen sie zur Rückzahlung *[sic!]* der über dem Vertragspreis liegenden Einnahmen verpflichtet wären, aus dem Vertrag aussteigen“.<sup>51</sup> Auch diese Anforderung war ursprünglich nicht in dem Verordnungsvorschlag enthalten, wurde jedoch auf Antrag des Parlaments während des Trilogs hinzugefügt.

Schließlich nennt der SWD in Bezug auf die bestehenden Erzeugungskapazitäten eine Reihe wirtschaftlicher und rechtlicher Gründe, warum die Kommission die rückwirkende Anwendung von zweiseitigen CfDs als schädlich und rechtswidrig erachtet. Diese betreffen insbesondere die

---

<sup>49</sup> Die mögliche Einbeziehung der Kernenergie in zweiseitige CfD-Systeme war lange Zeit zwischen den Mitgliedstaaten, vor allem Frankreich und Deutschland, umstritten und führte zu langwierigen Verhandlungen im Rat, bis im Oktober 2023 ein Kompromiss erzielt werden konnte (vgl. Europäische Kommission (Fußnote11), S. 32; Kira Taylor, „Durchbruch: EU-Länder einigen sich auf Position zur Reform des Strommarktes“, *EURACTIV* (Brüssel, 18. Oktober 2023) <[www.euractiv.com](http://www.euractiv.com)> (zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024); Frédéric Simon und Nikolaus J. Kurmayer, „Deal on EU electricity market reform: What did Paris and Berlin obtain?“ *EURACTIV* (Brüssel, 19. Oktober 2023) <[www.euractiv.com](http://www.euractiv.com)> (zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024); „Paris und Berlin einigen sich auf Kompromiss zur Reform des Strommarktes“, *The Economist* (London, 19. Oktober 2023) <[www.economist.com](http://www.economist.com)>, zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024).

<sup>50</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnote11), S. 32. Es sei darauf hingewiesen, dass das Parlament eine solche Öffnungsklausel gefordert hatte, die schließlich im Trilog vereinbart wurde (vgl. Unterkapitel2.4).

<sup>51</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnote11), S. 33.

Auswirkungen rückwirkender Änderungen bestehender Förderregelungen auf (wahrgenommene) Investitionsrisiken und den daraus resultierenden Anstieg der Kapitalkosten für neue Investitionen, die Auswirkungen auf den effizienten Betrieb bestehender Erzeugungsprojekte und den Wettbewerb sowie die hohen rechtlichen Risiken, die mit rückwirkenden Änderungen bestehender Förderregelungen verbunden sind, und deren Unvereinbarkeit mit dem in der Richtlinie (EU) 2018/2001 verankerten strikten Verbot rückwirkender Änderungen („Verhinderung der Überprüfung der für Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien gewährten Förderung, wenn dies deren wirtschaftliche Lebensfähigkeit beeinträchtigt“<sup>52</sup>).

Was drastischere Änderungen der Strommarktgestaltung nach dem Vorbild der 2022 eingeführten Notfallmaßnahmen angeht, so hat die Kommission in Kapitel 3 des SWD zum Thema „Begrenzung der Einnahmen [bestehender] inframarginaler Erzeuger“ erläutert, warum solche Maßnahmen nicht über die akute Notfallsituation hinaus fortgesetzt werden sollten und warum sie daher nicht Teil der vorgeschlagenen Verordnung sind. In ähnlicher Weise wie zuvor führte die Kommission (wahrgenommene) Investitionsrisiken und (mögliche) Schäden für die Terminmärkte als Gründe dafür an, dass sie „die Begrenzung der inframarginalen Einnahmen oder ähnliche Notfallmaßnahmen nicht als dauerhaftes Merkmal der Marktgestaltung“ in ihren Vorschlag aufgenommen hat.<sup>53</sup>

### **2.3. Standpunkte des Europäischen Parlaments und des Rates der Europäischen Union**

Nach der Veröffentlichung des Reformvorschlags der Kommission wurden das Parlament und der Rat gebeten, ihre jeweiligen Standpunkte zu dem Vorschlag zu formulieren, damit die drei Institutionen im Rahmen des erforderlichen „ordentlichen Gesetzgebungsverfahrens“ eine Einigung erzielen konnten.<sup>54</sup> Früher als „Mitentscheidungsverfahren“ bekannt, mussten das Parlament und der Rat die vorgeschlagene Verordnung verabschieden, während der Legislativvorschlag der Kommission nur die Grundlage für das bildete, was später im Trilog aller drei Institutionen gipfelte.

---

<sup>52</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnote11), S. 34.

<sup>53</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnote11), S. 50.

<sup>54</sup> Vgl. Artikel 294 AEUV.

Um das Endergebnis der interinstitutionellen Verhandlungen (d. h. des *Trilogs*) besser zu verstehen, das im nächsten Unterkapitel näher vorgestellt wird, werden die wichtigsten Standpunkte des Parlaments und des Rates in Anhang 1 dargestellt, soweit sie vom ursprünglichen Vorschlag der Kommission abweichen und für die weitere wirtschaftliche und rechtliche Analyse in den folgenden Kapiteln von Bedeutung sind. Es ist bemerkenswert, dass die Standpunkte der drei Institutionen von Anfang an weitgehend übereinstimmten und sich (meist) nur in Details unterschieden – wenn auch in wichtigen, wie im Folgenden gezeigt wird.

#### 2.4. Einigung in den interinstitutionellen Verhandlungen (Trilog)

Am 13. Dezember 2023 fand der letzte von drei informellen Trilogen zwischen den Vertretern der drei Institutionen (Kommission, Parlament und Rat) statt und endete in den frühen Morgenstunden des 14. Dezember 2023 mit einer vorläufigen Einigung aus den interinstitutionellen Verhandlungen.<sup>55</sup> Bevor wir uns der erzielten vorläufigen Einigung zuwenden, erscheint es sinnvoll, die wichtigsten Standpunkte der drei Institutionen, die in den Trilog gegangen sind, in der folgenden Tabelle zusammenzufassen.

**Tabelle 3:** Wichtigste Standpunkte zu zweiseitigen CfDs<sup>56</sup>

1. Europäische Kommission	2. Europäisches Parlament	3. Rat der EU
Form der direkten Preisstützungsregelungen (Artikel 19b Absatz 1 der geänderten Verordnung):		
- nur durch zweiseitige CfDs	- durch zweiseitige CfDs <b>oder gleichwertige Regelungen, mit denen dieselben Ziele</b>	- nur über zweiseitige CfDs

<sup>55</sup> Vgl. Rat der Europäischen Union, „Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/943 und (EU) 2019/942 sowie der Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 zur Verbesserung der Gestaltung des Elektrizitätsmarktes der Union – Analyse des endgültigen Kompromisstextes im Hinblick auf eine Einigung“, Dokument-ID: 16964/23 (Brüssel, 19. Dezember 2023), S. 2-7, für eine Zusammenfassung des Mitentscheidungs- und Verhandlungsprozesses auf EU-Ebene.

<sup>56</sup> Verweise in der Tabelle auf Erwägungsgründe, Artikel und Absätze beziehen sich, sofern nicht anders angegeben, auf den Vorschlag der Kommission. Tabelle basierend auf Pause et al. „Das Fit for 55-Paket und REPowerEU: Updates sowie Erneuerbaren-Förderung und EU-Strommarktreform“ *Stiftung Umweltenergie recht* (Online-Seminar: „Green Deal erklärt“, 24. Oktober 2023) <<https://stiftung-umweltenergie recht.de>> (zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024), S. 22-28, sowie den zuvor genannten Originalquellen.

<p>- Investitionen in neue Stromerzeugungsanlagen, Repowering, Kapazitätsausbau und Verlängerung der Lebensdauer bestehender Anlagen</p>	<p><b>erreicht werden</b></p> <p>- Investitionen in neue Stromerzeugungsanlagen, Repowering <b>und Kapazitätserweiterung</b> (sofern erheblich), wobei die Unterstützung auf die Kosten der Erweiterung beschränkt ist</p> <p><b>- freiwillige Teilnahme an zweiseitigen CfDs</b></p>	<p>- Investitionen in neue Stromerzeugungsanlagen (<b>mit unbestimmter Laufzeit</b>)</p> <p><b>- freiwillige Teilnahme an zweiseitigen CfDs</b></p>
<p>Technologien, die unter zweiseitige CfDs fallen (Artikel 19b Absatz 2 der geänderten Verordnung):</p>		
<p>- Windenergie, Solarenergie, Geothermie, Wasserkraft ohne Speicher, Kernenergie</p>		
<p>Größen und Arten von Projekten, die von zweiseitigen CfDs abgedeckt sind (Erwägungsgrund 32 der geänderten Verordnung):</p>		
<p>- Kleinere Anlagen, einschließlich Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften, und Demonstrationsprojekte können ausgenommen werden</p>	<p>- Kleinere Anlagen, einschließlich Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften, und Demonstrationsprojekte können ausgenommen werden, aber <b>Projekte mit mehr als <i>[sic!]</i> 1 MW oder mehr als <i>[sic!]</i> 6 MW sind auszunehmen</b></p>	<p>- Kleinere Anlagen, einschließlich Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften, und Demonstrationsprojekte können ausgenommen werden</p>
<p>Verwendung der Einnahmen aus zweiseitigen CfDs (Artikel 19b Absatz 3 der geänderten Verordnung):</p>		
<p>- Gleichmäßige Verteilung an alle Endverbraucher von Strom, keine Verzerrung von Anreizen und Wettbewerb</p>	<p><b>- mehrere zusätzliche Optionen für die Verwendung der Einnahmen und Empfängergruppen</b></p>	<p><b>- mehrere zusätzliche Optionen für die Verwendung der Einnahmen und Empfängergruppen</b></p>
<p>Wichtige Gestaltungsprinzipien für zweiseitige CfDs (Erwägungsgrund 35 der geänderten Verordnung):</p>		

Verordnung):		
- Aufrechterhaltung eines effizienten, wettbewerbsorientierten und liquiden Funktionierens der Strommärkte	- <b>Übereinstimmung mit den Vorschriften für staatliche Beihilfen</b> , Schwerpunkt auf Wettbewerb und Effizienz  - <b>Strafklauseln für die vorzeitige Beendigung von CfDs</b>	- <b>Angleichung an die Vorschriften für staatliche Beihilfen</b> , Schwerpunkt auf Wettbewerb und Effizienz
Zeitplan für die Umsetzung (Artikel 5 der Änderungsverordnung und Artikel 36 Absatz 1 der geänderten Richtlinie (EU) 2018/2001):		
- Inkrafttreten [xxx] Tage nach Veröffentlichung im Amtsblatt der Europäischen Union  - zweiseitige CfDs obligatorisch [sechs Monate] nach Inkrafttreten	- Inkrafttreten [xxx] Tage nach Veröffentlichung im Amtsblatt der Europäischen Union  - <b>zweiseitige CfDs obligatorisch 1 Jahr nach Inkrafttreten</b>	- Inkrafttreten <b>20</b> Tage nach Veröffentlichung im Amtsblatt der Europäischen Union  - <b>zweiseitige CfDs obligatorisch 3–5 Jahre nach Inkrafttreten</b>

Wie aus der obigen Tabelle 3 und Anhang 1 im Anhang hervorgeht, waren sich die Institutionen bereits vor Beginn der Verhandlungen in vielen Punkten hinsichtlich des neuen Instruments der zweiseitigen CfDs ziemlich einig. Daher dürfte die Mitte Dezember 2023 erzielte vorläufige Einigung für Beobachter des Gesetzgebungsverfahrens keine Überraschung gewesen sein. Da ihre wesentlichen Elemente die Grundlage für die nachfolgende wirtschaftliche und rechtliche Analyse bilden, werden sie im Folgenden zusammengefasst.

In seiner Analyse des im Trilog vereinbarten endgültigen Kompromisstextes hat der Rat die folgenden Punkte als die beiden wichtigsten Ergebnisse in Bezug auf zweiseitige CfDs identifiziert:

„1. Aus Gründen der Rechtssicherheit und Klarheit wurden die Artikel 2 und 3 des Vorschlags für eine Strommarktverordnung, mit denen die Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 geändert werden, aus

dieser Verordnung herausgenommen und bilden nun eine eigenständige Richtlinie, die mit dem allgemeinen Ansatz im Einklang steht. [...]

2. Zu den **wichtigsten politischen Fragen** wurden folgende vorläufige Vereinbarungen getroffen:

**(a) Direkte Preisstützungsregelungen in Form von zweiseitigen Differenzkontrakten (Contracts for Difference, CfDs) (Artikel 19b der Stromverordnung 2019/943).** Der Vorsitz und das Europäische Parlament haben die Kernelemente des allgemeinen Ansatzes beibehalten. Der vereinbarte Kompromiss sieht vor, dass Differenzkontrakte nur für Investitionen in neue Stromerzeugungsanlagen verbindlich sind. Der Anwendungsbereich der direkten Preisstützungsregelungen wurde durch die Aufnahme eines Verweises auf „gleichwertige Regelungen mit denselben Auswirkungen“ erweitert, während die Gestaltungskriterien wie im allgemeinen Ansatz beibehalten wurden.<sup>57</sup>

In Übereinstimmung mit der zwischen den Institutionen erzielten Einigung erweitert Erwägungsgrund 35 der vorläufigen Einigung (Erwägungsgrund 30 im ursprünglichen Vorschlag der Kommission) den Kreis der zulässigen Instrumente entsprechend dem Standpunkt des Parlaments auf „zweiseitige Differenzkontrakte *oder gleichwertige Regelungen mit derselben Wirkung*“<sup>58</sup>. Diese Ergänzung des Textes wird im gesamten Dokument wörtlich wiederholt, wenn die Wahl des Instruments zuvor auf zweiseitige Differenzkontrakte beschränkt war. Was ein solches „gleichwertiges System mit denselben Auswirkungen“ ausmacht, bleibt jedoch unklar, da dem endgültigen Text keine Definition oder konkrete Beschreibung hinzugefügt wurde – somit scheint es der Kommission oder den Mitgliedstaaten überlassen zu bleiben, unter welchen Umständen ein System als gleichwertig in seinen Auswirkungen angesehen werden kann.<sup>59</sup> Auf diese Frage wird später eingegangen.

Der Inhalt der weiteren Änderungen des Rates an Erwägungsgrund 35 (und den nachfolgenden Passagen des Textes) wurde ebenfalls beibehalten, was bedeutet, dass zweiseitige CfDs (oder gleichwertige Regelungen) nur für Investitionen in neue Stromerzeugungsanlagen verbindlich

---

<sup>57</sup> Vgl. Rat der Europäischen Union (Fußnote 55), S. 3. Hervorhebung durch den Rat.

<sup>58</sup> Vgl. Rat der Europäischen Union (Fußnote 55), S. 28. Hervorhebung durch den Rat.

<sup>59</sup> Während seiner Pressekonferenz nach Abschluss des Trilogs erklärte der *Berichterstatter* des Parlaments, Nicolás González Casares, dass aufgrund dieser Änderung „[die Mitgliedstaaten die Möglichkeit haben], andere Förderregelungen zu nutzen, die die gleichen Auswirkungen [wie zweiseitige CfDs] haben, aber [die] sich geringfügig unterscheiden könnten. Die Idee dahinter ist, große Investitionen zu unterstützen, z. B. in Offshore-Windenergie, wo ein zweiseitiger CfD nicht ausreichen würde.“ (Vgl. Nicolás González Casares, „Pressekonferenz zur Reform des EU-Strommarktes“ (14. Dezember 2023) <<https://multimedia.europarl.europa.eu>>, relevante Passage beginnt ca. bei 11:49:15; zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024).

vorgeschrieben würden, während für Investitionen in Repowering, Kapazitätserweiterung und Laufzeitverlängerung „die Mitgliedstaaten entscheiden können sollten, Förderregelungen in Form von zweiseitigen CfDs oder gleichwertigen Regelungen zu gewähren“<sup>60</sup>, was bedeutet, dass sie dazu nicht verpflichtet wären. Diese unterschiedliche Behandlung von *Greenfield*- und *Brownfield*-Investitionen wird ebenfalls später analysiert.

Im vereinbarten Text sieht Erwägungsgrund 36 eine Übergangsfrist von drei Jahren ab Inkrafttreten der Änderungsverordnung (und von fünf Jahren im Falle von „Offshore-Hybridanlagen, die an zwei oder mehr Gebotszonen angeschlossen sind“<sup>61</sup>) vor, was bedeutet, dass zweiseitige CfDs (oder gleichwertige Regelungen) etwa Mitte 2027 bzw. Mitte 2029 verbindlich werden würden.

Die Erwägungsgründe 37 bis 39 im vereinbarten Text entsprechen den vom Rat vorgeschlagenen Ergänzungen und verankern somit die vom Rat gewünschte Klarstellung zum freiwilligen Charakter der Teilnahme an zweiseitigen CfDs (oder gleichwertigen Systemen) sowie Verweise auf die Artikel 4 und 6 der Richtlinie (EU) 2018/2001. Erwägungsgrund 41 des vereinbarten Textes konsolidiert die vom Rat und vom Parlament vorgeschlagenen Gestaltungsgrundsätze, die später in Artikel 19b Absatz 1a des vereinbarten Textes für die geänderte Verordnung wiedergegeben sind. Es ist jedoch anzumerken, dass mehrere der in dieser Erwägung eingeführten Begriffe weder definiert noch anderweitig erläutert werden (z. B. „injection-based“, „capability“ oder „yardstick“ CfDs<sup>62</sup>), was die künftige Anwendung der Erwägung und ihre korrekte Auslegung erschwert.

In Erwägungsgrund 42 wurde der vom Parlament vorgeschlagene Änderungsantrag, die (obligatorische) Anwendung von zweiseitigen CfDs (oder gleichwertigen Systemen) auf Projekte mit einer installierten Leistung von „mehr als [*sic!*] 1 MW und mehr als [*sic!*] 6 MW[,] wenn es sich um eine Bürgerenergiegemeinschaft oder eine Erneuerbare-Energien-Gemeinschaft handelt“<sup>63</sup>,

---

<sup>60</sup> Vgl. Rat der Europäischen Union (Fußnote55), S. 28.

<sup>61</sup> Ebenda (Beachten Sie, dass der Begriff „Offshore-Hybridanlagen“ weiterhin undefiniert bleibt).

<sup>62</sup> Vgl. Rat der Europäischen Union (Fußnote55), S. 30.

<sup>63</sup> Vgl. Europäisches Parlament, „Bericht über den Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/943 und (EU) 2019/942 sowie der Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 zur Verbesserung der Gestaltung des Elektrizitätsmarktes der Union“, Dokument-ID: A9-0255/2023 (Brüssel, 27. Juli 2023), S. 21.

zu beschränken, im Trilog nicht angenommen. Somit wurde die ursprüngliche Ausnahmeregelung der Kommission beibehalten, da sie auch vom Rat als ausreichend angesehen wurde.

In Bezug auf die Verwendung (potenzieller) Einnahmen aus zweiseitigen CfD-Systemen (oder gleichwertigen Systemen) durch die Mitgliedstaaten ist anzumerken, dass Erwägungsgrund 44 den ursprünglichen Vorschlag der Kommission erheblich erweitert, indem er weitaus mehr Verwendungszwecke für diese Mittel zulässt, die über die direkte Preisunterstützung für Stromverbraucher (zu denen nun auch energieintensive Unternehmen gehören) hinausgehen. So kommen beispielsweise „Investitionen in den Ausbau des Verteilungsnetzes, erneuerbare Energiequellen und die Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge“<sup>64</sup> nun ebenfalls für eine Finanzierung aus diesen Einnahmen in Betracht.

Was die Begriffsbestimmungen in Artikel 2 der Verordnung (EU) 2019/943 betrifft, so wurden die vom Rat vorgeschlagenen Änderungen in Nummer 76 beibehalten, was zu einer kürzeren Definition eines zweiseitigen CfD (wie bereits erwähnt) und zur Streichung von Nummer 78 führt, in der der Begriff „Markteinnahmen“ definiert werden sollte. Wie bereits erwähnt, wurde eine Definition des Begriffs „gleichwertige Regelung mit denselben Auswirkungen“ nicht in Artikel 2 aufgenommen, obwohl dies möglicherweise erforderlich wäre.

Was den Wortlaut des zentralen Artikels 19b der Verordnung (EU) 2019/943 betrifft, so wurden die vom Rat vorgeschlagenen Änderungen der Absätze 1, 1a, 1b, 2, 3 und 4 während des Trilogs vollständig beibehalten. Aus offensichtlichen Gründen wurde jedoch an mehreren Stellen der Begriff „gleichwertiges System mit gleicher Wirkung“ hinzugefügt. Mit Ausnahme der vom Parlament vorgeschlagenen Strafklauseln für den Fall einer „unbefugten einseitigen vorzeitigen Kündigung des Vertrags“<sup>65</sup>, die als Buchstabe f in Absatz 1a hinzugefügt wurden, fanden keine der anderen vom Parlament vorgeschlagenen Änderungen zu Artikel 19b Eingang in den vereinbarten Text.

Die anderen Institutionen folgten ebenfalls den Vorschlägen des Rates hinsichtlich des Inkrafttretens der Änderungsverordnung („am zwanzigsten Tag nach ihrer Veröffentlichung im

---

<sup>64</sup> Vgl. Rat der Europäischen Union (Fußnote55), S. 32.

<sup>65</sup> Vgl. Rat der Europäischen Union (Fußnote55), S. 65.

Amtsblatt der Europäischen Union<sup>66</sup>) sowie der Herausnahme von Artikel 3 aus der Änderungsverordnung und seiner Aufnahme in eine eigenständige Richtlinie zur Änderung der Richtlinien (EU) 2018/2001 und 2019/944. Somit wird Artikel 2 der (neuen) Änderungsrichtlinie nun Artikel 4 Absatz 3 der Richtlinie (EU) 2018/2001 ändern, um die Einführung von zweiseitigen CfDs (oder gleichwertigen Systemen) im Einklang mit der Änderungsverordnung zu ermöglichen. Die Umsetzung der Änderungsrichtlinien muss innerhalb von sechs Monaten nach Inkrafttreten der Änderungsrichtlinie erfolgen, das gemäß Artikel 3 bzw. Artikel 4 der Änderungsrichtlinie ebenfalls am zwanzigsten Tag nach ihrer Veröffentlichung im Amtsblatt der Europäischen Union erfolgt.

## **2.5. Weiteres Vorgehen und nächste Schritte (Stand: 30. April 2024)**

Nach Abschluss des informellen Trilogs am 14. Dezember 2023 passten die Sekretariate des Parlaments und des Rates die Entwürfe (für die Änderungsverordnung und die Änderungsrichtlinie) an die zwischen den Organen erzielte politische Einigung an, was zu dem oben vorgestellten endgültigen Kompromisstext führte.

Anschließend und nach Zustimmung des Ausschusses der Ständigen Vertreter des Rates sandte dessen Vorsitzender ein formelles Schreiben an den Ausschuss für Industrie, Forschung und Energie (ITRE) des Parlaments, in dem das Parlament aufgefordert wurde, den Kompromisstext in seiner vorliegenden Form („vorbehaltlich einer Überprüfung durch die Rechts- und Sprachsachverständigen beider Organe“) anzunehmen und ihn in erster Lesung zu verabschieden. Nach der Zustimmung des Parlaments würde der Rat dann „die Standpunkte des Parlaments billigen und die Rechtsakte werden angenommen ...“.<sup>67</sup>

Am 15. Januar 2024 erörterte der ITRE-Ausschuss den endgültigen Kompromisstext<sup>68</sup>, und die erste (und einzige) Lesung fand am 11. April 2024 in der Plenarsitzung des Parlaments statt, in der die im Trilog vereinbarte Änderungsverordnung und -richtlinie vom Parlament angenom-

---

<sup>66</sup> Vgl. Rat der Europäischen Union (Fußnote55), S. 86.

<sup>67</sup> Vgl. Rat der Europäischen Union, „Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/943 und (EU) 2019/942 sowie der Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 zur Verbesserung der Gestaltung des Elektrizitätsmarktes der Union“, Dokument-ID: GEDA/A/(2024)000028 (Brüssel, 22. Dezember 2023), S. 1.

<sup>68</sup> Vgl. Europäisches Parlament, „ITRE-Tagesordnung Januar 2024“, (Brüssel, 15. Januar 2024) <<https://emeeting.europarl.europa.eu>> (zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024).

men wurden.<sup>69</sup> Als letzter Schritt im Gesetzgebungsverfahren muss nun auch der Rat diese formell genehmigen, bevor beide Rechtsakte voraussichtlich im Sommer in Kraft treten können, wobei die Änderungsrichtlinie (voraussichtlich) bis Ende 2024 umgesetzt werden muss.

---

<sup>69</sup> Vgl. Europäisches Parlament, „Protokoll“, (Brüssel, 11. April 2024) <[www.europarl.europa.eu](http://www.europarl.europa.eu)> (zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024).

## WIRTSCHAFTLICHE ANALYSE VON ZWEISEITIGEN CFDS FÜR PROJEKTE IM BEREICH ERNEUERBARE ENERGIEN IN DER EU

### 3.1. Einleitung

Die Ausweitung des Anteils erneuerbarer Energien im europäischen Energiesektor ist ein Eckpfeiler des Europäischen Grünen Deals, mit dem die EU ihre Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 55 % (im Vergleich zu 1990) reduzieren und bis 2050 *CO<sub>2</sub>-Neutralität* (d. h. Netto-Null-Emissionen) erreichen will. Um diese Ziele zu erreichen, strebt Europa einen Anteil von mindestens 42,5 % erneuerbarer Energien bis 2030 an<sup>70</sup>, was laut Kommission einen Anteil von 69 % erneuerbarer Elektrizität (RES-E) bedeutet.<sup>71</sup> Da bis zum Zieljahr 2030 weniger als sieben Jahre verbleiben, steht die EU vor einer schwierigen Aufgabe, um dieses Ziel zu erreichen – Ende 2022 lag der Anteil von RES-E nur bei etwa 41 %.<sup>72</sup> Die verbleibende Lücke von etwa 28 Prozentpunkten muss daher viel schneller als in den vergangenen Jahren geschlossen werden, was unter anderem die richtigen rechtlichen Rahmenbedingungen und angemessene finanzielle Anreize erfordert, damit die erforderlichen Investitionen im erforderlichen Tempo getätigt werden können.

Traditionell war es Aufgabe der Mitgliedstaaten, die erforderlichen Förderregelungen für erneuerbare Energien zu konzipieren und umzusetzen, nicht zuletzt weil ihnen gemäß Artikel 194 AEUV die ausschließliche Zuständigkeit für die nationale Energiepolitik zukommt. In den letzten Jahren hat sich die Kommission jedoch zunehmend in bestimmte Aspekte der Förderung erneuerbarer Energien eingeschaltet, insbesondere wenn es um das reibungslose Funktionieren des Binnenmarktes geht. Anstatt die Ausarbeitung und Umsetzung von Förderprogrammen allein den Mitgliedstaaten zu überlassen, hat die Kommission daher in jüngerer Zeit die wichtigs-

---

<sup>70</sup> Vgl. Artikel 1 Absatz 2 Buchstabe a der Richtlinie (EU) 2023/2413 zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001, der Verordnung (EU) 2018/1999 und der Richtlinie 98/70/EG im Hinblick auf die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Aufhebung der Richtlinie 2015/652 des Rates [31. Oktober 2023] ABl. L-Reihe.

<sup>71</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnote 11), S. 8.

<sup>72</sup> Vgl. Eurostat, „Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen“ (Online-Datencode: nrg\_ind\_ren\_\_custom\_11859421), <[https://doi.org/10.2908/NRG\\_IND\\_REN](https://doi.org/10.2908/NRG_IND_REN)> [2024] (zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024).

ten Elemente festgelegt, die solche Programme in der gesamten EU enthalten müssen, damit die nationalen Programme als mit den Vorschriften für staatliche Beihilfen vereinbar gelten.<sup>73</sup>

In dieser *Tradition* wurde die Kommission von den Mitgliedstaaten mit einer Reform des IEM und der Förderung von RES-E im Jahr 2022 beauftragt. Daher ist eine kritische Analyse der wirtschaftlichen Aspekte des laufenden Reformprozesses auf EU-Ebene ebenso dringend erforderlich wie die kritische rechtliche Analyse, die in Kapitel 4 durchgeführt wird. Genauer gesagt werden in diesem Kapitel die vier wirtschaftlichen Forschungsfragen, die in der Einleitung in Kapitel 1 dargelegt wurden, ausführlich behandelt. Weitere Aspekte, die sich aus der deskriptiven Analyse des Reformvorschlags (wie in Kapitel 2 dargestellt) ergeben haben, werden am Rande betrachtet, sofern dies für die umfassendere wirtschaftliche Analyse sinnvoll ist. Der Rest dieses Kapitels gliedert sich daher entlang der vier Leitfragen in den Unterkapiteln 3.2 bis 3.5, gefolgt von einer kurzen Zusammenfassung und den wichtigsten Schlussfolgerungen im Unterkapitel 3.6.

### **3.2. Ist es aus wirtschaftlicher Sicht notwendig, das bestehende Instrument der öffentlichen Förderung in Form von Marktprämien (oder „einseitigen CfD“) zu ändern?**

Bevor die Frage behandelt wird, ob die geltenden Marktprämienregelungen für RES-E geändert werden müssen, erscheint es sinnvoll, einen Schritt zurückzutreten und zu fragen, ob überhaupt eine Form der öffentlichen Förderung – also eine Marktintervention durch den Staat – erforderlich ist. Schließlich sollte der Staat im Interesse der wirtschaftlichen Effizienz nur im Falle eines Marktversagens in eine liberale Marktwirtschaft eingreifen; daher muss zunächst das Vorliegen eines solchen Marktversagens festgestellt werden, bevor nach geeigneten Möglichkeiten gesucht wird, dieses auf wirtschaftlich effiziente Weise zu beheben.

#### **3.2.1. Die wirtschaftlichen Argumente für die Förderung von Technologien für erneuerbare Energien im Allgemeinen**

Was die Förderung von Technologien für erneuerbare Energien, z. B. zur Stromerzeugung, angeht, so ist seit langem bekannt, dass staatliche Eingriffe erforderlich sein können, um diese Technologien in dem für die Dekarbonisierung des Energiesektors erforderlichen Tempo und

---

<sup>73</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnote 47).

Umfang zu entwickeln und einzuführen, was oft auch als *Energiewende* bezeichnet wird. Eine Analyse der EU-Richtlinie für erneuerbare Energien aus dem Jahr 2004 listete eine Reihe von Marktversagen auf, die eine finanzielle Unterstützung für RES-E rechtfertigten, darunter Marktverzerrungen auf dem Strommarkt, Wissensspillover und die Schaffung gleicher Wettbewerbsbedingungen, die andernfalls die notwendige Forschung und Entwicklung sogenannter *Backstop-Technologien* sowie deren breite Einführung auf dem Markt verlangsamten oder sogar verhindern würden.<sup>74</sup> Die Vorteile staatlicher Interventionen durch finanzielle Anreize wie Einspeisevergütungen (FIT) oder FIP wurden durch das Entstehen ganzer Industriezweige, wie beispielsweise der deutschen Solar-PV-Industrie in den 2000er Jahren, weiter verdeutlicht, die zur Entwicklung und zum Ausbau neuer Technologien beitrugen, die heute die Grundlage für die globale Energiewende bilden. Hätten sich Länder wie Deutschland, die frühzeitig auf diese Technologien gesetzt haben, nicht dazu verpflichtet, die aufkommenden Technologien für erneuerbare Energien in einer frühen Entwicklungsphase mit umfangreichen Mitteln zu unterstützen (im Falle Deutschlands finanziert durch die Stromverbraucher über die Ökostromabgabe), sähe die Energiewelt heute ganz anders aus.<sup>75</sup>

Was jedoch vor zehn oder zwanzig Jahren galt, trifft heute möglicherweise nicht mehr zu. Daher ist es notwendig, zumindest kurz auf die Argumente für staatliche Eingriffe in den heutigen (ganz anderen) Energiemarkt zurückzukommen. Schließlich fließt der Großteil der jährlichen Investitionen im globalen Energiesektor heute in erneuerbare Energien, was darauf hindeutet, dass diese längst zu *Mainstream-Technologien* geworden sind, die zunehmend mit fossilen Energieträgern wie Kohle und Gas konkurrieren können.<sup>76</sup> Doch auch wenn es stimmt, dass die ausgereiftesten Technologien für erneuerbare Energien (wie Onshore-Windkraft und Solar-PV) in vielen Fällen hinsichtlich der Erzeugungskosten mit den etablierten Technologien auf Basis fossiler Brennstoffe konkurrieren können, bleibt eine kontinuierliche öffentliche Unterstützung

---

<sup>74</sup> Vgl. Janosch Ondraczek, „Implementierung der EU-Richtlinie 2001/77/EG (über Strom aus erneuerbaren Energiequellen) in Deutschland und im Vereinigten Königreich: Gewonnene Erkenntnisse und der Weg in die Zukunft“ (Masterarbeit, University College London 2004).

<sup>75</sup> Vgl. Claudy et al., S. 15: „Der Ausbau des PV-Sektors in Deutschland, der von der Regierung unterstützt und von den deutschen Energieverbrauchern finanziert wurde, war ein Pionierprojekt, von dem aufgrund sinkender Preise (dank Skaleneffekten und Lernkurven) alle Nutzer von Solarenergie weltweit profitieren werden.“

<sup>76</sup> Nach Angaben der IEA beliefen sich die weltweiten Investitionen in erneuerbare Energien im Jahr 2023 auf rund 55 % der gesamten Energieinvestitionen. Vgl. IEA, „World Energy Investment 2023“ (Paris, Mai 2023) <[www.iea.org](http://www.iea.org)> (zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024).

unerlässlich, um ihre Verbreitung in dem Umfang und mit der Geschwindigkeit zu fördern, die für die globale Energiewende in den kommenden Jahren erforderlich sind. Gerade während dieser Energiewende müssen anhaltende Marktversagen behoben werden, um die für den Erfolg der Energiewende notwendigen *gleichen Wettbewerbsbedingungen* zu schaffen.

Solange der europäische Strommarkt nach dem Merit-Order-Prinzip organisiert ist, mit Großhandelsstrompreisen, die auf den Grenzkosten der Stromerzeugung basieren, und solange es einen Mix aus konkurrierenden Technologien mit sehr unterschiedlichen Eigenschaften (vor allem *intermittierende* vs. *feste* Kapazitäten) sowie begrenzte Sektorkopplungs- und Speicherkapazitäten zum intertemporalen Ausgleich von Angebot und Nachfrage gibt, werden unflexible, variable Stromerzeugungsprojekte (wie Wind- und Solar-PV) langfristige finanzielle Unterstützung benötigen, um die erforderlichen Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten anzuregen.<sup>77</sup> Zu den wichtigsten Argumenten für die weitere Förderung ausgereifter RES-E-Technologien (ganz zu schweigen von neuen Technologien) zählen die verbleibenden Kostenunterschiede gegenüber fossilen Brennstoffen, weitere Kostensenkungspotenziale (durch Learning-by-doing und Technologie-Spillover-Effekte) sowie die Verringerung von Investitionsrisiken und Finanzierungskosten durch spezielle Förderprogramme.<sup>78</sup> Es muss jedoch betont werden, dass eine weitere Segmentierung des RES-E-Marktes zu erwarten ist, da sich viele Projekte und Technologien auch ohne öffentliche Förderung als wirtschaftlich tragfähig erweisen, beispielsweise solche, die auf Stromabnahmeverträgen (PPA) basieren, kleine Prosumer-Projekte oder Projekte, die von großen, vertikal integrierten Versorgungsunternehmen mit einem großen Kundenstamm und eigenen Erzeugungsanlagen realisiert werden. Diese Tatsache wurde auch von der Kommission anerkannt und berücksichtigt.<sup>79</sup>

### **3.2.2. Die Notwendigkeit einer Änderung der Marktprämienregelungen**

Die Frage, ob Investitionen in die Erzeugung erneuerbarer Energien auch in Zukunft staatlich gefördert werden müssen, kann daher zumindest vorläufig und zumindest für einen Teil des

---

<sup>77</sup> Variable erneuerbare Energiequellen (VRE) wie Wind- und Sonnenenergie zeichnen sich in der Regel durch hohe Investitionskosten und niedrige Betriebskosten aus, was bedeutet, dass sie im Vergleich zu anderen Technologien eine hohe Anfangsinvestition erfordern. Ihre Fähigkeit zur Stromerzeugung hängt von der Verfügbarkeit der Ressourcen (Wind oder Sonne) ab und variiert daher im Laufe der Zeit.

<sup>78</sup> Vgl. Held et al., „Do Almost Mature Renewable Energy Technologies Still Need Dedicated Support Towards 2030?“ (2019) 8 *Economics of Energy & Environmental Policy*, 81.

<sup>79</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnoten 10 und 11) und Unterkapitel 2.2.

Marktes mit einem klaren Ja beantwortet werden. Daher ist als Nächstes zu untersuchen, ob die derzeitigen Marktprämienregelungen noch zweckmäßig sind oder ob sie geändert werden sollten – und wenn ja, wie. Der Ursprung des Vorschlags der Kommission zur *Neugestaltung* des Strommarktes liegt in den Marktverwerfungen der Jahre 2021/22, die zu einem enormen politischen Druck führten, den EU-Strommarkt strukturell zu reformieren, um ihn „vollständig für ein dekarbonisiertes Energiesystem fit zu machen und die Einführung erneuerbarer Energien zu erleichtern“<sup>80</sup>, wie vom Rat in seiner Sitzung am 15. Dezember 2022 gefordert. Damals wiesen mehrere Mitgliedstaaten<sup>81</sup> sowie Marktbeobachter und andere Experten<sup>82</sup> darauf hin, dass es angesichts der Auswirkungen auf die explodierenden Großhandels- und Verbraucherpreise für Strom sowie der Zufallsgewinne für einige *inframarginale Erzeuger* notwendig sein könnte, vom Merit-Order-Prinzip als solchem abzuweichen.

Angesichts der akuten Energiekrise wurde diesen Marktstörungen mit Sofortmaßnahmen begegnet, um die Auswirkungen auf die Verbraucher, die von den steigenden Energiepreisen hart getroffen waren, abzumildern. Der Rat hat jedoch zu Recht eine eher strukturelle (und damit langfristige) Reform gefordert, die eine mögliche Wiederholung verhindern oder zumindest der EU Mittel und Wege an die Hand geben würde, um im Falle einer ähnlichen Situation in Zukunft handeln zu können. Die Kommission führte daher die in ihrem SWD vorgestellte Analyse zusammen mit dem Reformvorschlag durch und kam zu dem Schluss, dass eher gezielte Änderungen der Funktionsweise des Strommarktes erforderlich sind und keine vollständige Überarbeitung seiner grundlegenden Struktur. So verzichtete die Kommission darauf, die im Zentrum des einheitlichen Strommarktes stehende Merit-Order-Regelung abzuschaffen, und versuchte vielmehr, die verschiedenen während der Krise beobachteten Probleme einzeln anzugehen, wie bereits im Unterkapitel 2.2 erläutert.

Wie die Kommission in ihrem SWD erläutert, „hat sich die derzeitige Gestaltung des Strommarktes im Laufe der Jahre bewährt und es Europa ermöglicht, unter normalen Marktbedingungen die wirtschaftlichen Vorteile eines einheitlichen Energiemarktes zu nutzen, die Versorgungs-

---

<sup>80</sup> Vgl. Europäischer Rat (Fußnote 9), Absatz 19.

<sup>81</sup> Vgl. Nikolaus J. Kurmayer, „Berlin, Brussels join calls for ‘fundamental reform’ of EU power market“ *EURACTIV* (Brüssel, 29. August 2022) <[www.euractiv.com](http://www.euractiv.com)> (zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024).

<sup>82</sup> Vgl. z. B. Hans-Peter Schwintowski und Christoph Brömmelmeyer, „Die Merit Order auf den europäischen Strommärkten – außergewöhnliche Markterlöse aufgrund eines verbotenen Preiskartells?“ (2023) *NZKart*, 201.

sicherheit zu gewährleisten, den sozioökonomischen Wohlstand zu steigern und den Dekarbonisierungsprozess zu unterstützen. [...] Die Mitgliedstaaten profitierten von niedrigeren Strompreisen, da der Binnenmarkt in ganz Europa für günstigeren Strom sorgte, der zunehmend aus erneuerbaren Quellen stammte.<sup>83</sup> Die Kommission argumentiert daher, dass der Merit-Order-Ansatz „weiterhin zweckmäßig ist“<sup>84</sup>, räumt jedoch ein, dass bestimmte Marktergebnisse politisch, sozial und wirtschaftlich unerwünscht sein könnten und daher *außerhalb* der Marktgestaltung als solcher angegangen werden müssten.

Die Auffassung der Kommission, dass das auf Grenzpreisen basierende Merit-Order-Prinzip (zumindest derzeit) grundsätzlich die richtige Marktgestaltung für den europäischen Strommarkt ist, basiert auf jahrzehntelangen wissenschaftlichen Überlegungen und praktischen Erfahrungen und wird daher von Energieökonomern weitgehend geteilt und unterstützt.<sup>85</sup> Unter normalen Umständen gewährleistet ein auf dem Merit-Order-Prinzip basierender Strommarkt, dass die Stromnachfrage jederzeit zu den geringsten (Gesamt-)Kosten für die Verbraucher gedeckt wird, indem er den Stromversorgern die richtigen Anreize für Investitionen und einen effizienten Betrieb auf dem Markt bietet. Bislang wurde in der wissenschaftlichen Literatur kein anderes Marktdesign identifiziert, das ein wirtschaftlich effizientes Marktergebnis besser gewährleisten würde, was darauf hindeutet, dass die Zurückhaltung der Kommission, das sprichwörtliche Kind mit dem Bade auszuschütten, durchaus gerechtfertigt sein könnte.

Dennoch hat die Kommission ebenso Recht, wenn sie sagt, dass „die Energiekrise eine Reihe von Mängeln aufgezeigt hat, die mit den von der Kommission vorgeschlagenen Reformen behoben werden sollen“.<sup>86</sup> Einige der von der Kommission festgestellten Mängel hängen mit dem Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage und den daraus resultierenden Preisen auf dem Strommarkt zusammen, wobei steigende Erdgaspreise (hauptsächlich als Folge des russischen Angriffs auf die Ukraine Anfang 2022) zu starken Preisanstiegen auf dem Großhandelsstrommarkt führten, was eine direkte Folge des Merit-Order-Prinzips war, wonach gasbefeuerte

---

<sup>83</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnote 11), S. 8.

<sup>84</sup> ebenda

<sup>85</sup> Vgl. Janosch Ondraczek, „Harnessing the Sun: The Economics of Solar Photovoltaic Electricity in East Africa“ (Doktorarbeit (Anhang zur LCOE-Methodik), Universität Hamburg 2014); ACER, „ACER’s Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design“ (Brüssel, April 2022).

<sup>86</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnote 11), S. 11.

Kraftwerke während dieses Zeitraums in vielen Stunden den Preis bestimmten. Obwohl andere Erzeugungsquellen (wie erneuerbare Energien, aber auch Kohle und Kernenergie) keinen ähnlichen Anstieg ihrer Erzeugungskosten zu verzeichnen hatten, bestimmten die marginalen Gaskraftwerke den Marktpreis für alle Marktteilnehmer – wodurch Nicht-Gaskraftwerke dabei unerwartete Gewinne erzielen konnten.

Die steigenden Großhandelsstrompreise und insbesondere die Zufallsgewinne für solche *inframarginalen Erzeuger* erregten den Unmut der Politiker in ganz Europa, da es letztlich die Endverbraucher (einschließlich der industriellen Stromnutzer) waren, die diese Kosten tragen mussten. Dies wurde als wirtschaftlich schädlich (durch Erhöhung der Produktionskosten und Verringerung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie), sozial brisant (durch Belastung der Budgets bereits stark belasteter Haushalte) und grob ungerecht angesehen – da (ein Teil) der gestiegenen Verbraucherpreise zu unerwarteten und *unverdienten* Zufallsgewinnen für einige Stromerzeuger führen würde, beispielsweise für Erzeuger erneuerbarer Energien mit vernachlässigbaren variablen Kosten (z. B. Wind- und Solarenergie).

Im Kern handelt es sich hierbei wohl eher um politische als um wirtschaftliche Argumente, da der Strommarkt in seiner bestehenden Form genau die Ergebnisse lieferte (abgesehen von den zuvor erwähnten Vorwürfen der Marktmanipulation), die er liefern sollte, wobei (steigende) Großhandelspreise eine Verknappung auf dem Markt signalisierten und dieses Preissignal dann dazu führte, dass die Verbraucher ihren Stromverbrauch reduzierten und die Erzeuger ihre Stromproduktion erhöhten (z. B. im Fall von Kohlekraftwerken), um Versorgungslücken (aufgrund des reduzierten Einsatzes von Gaskraftwerken) zu schließen. Diese Marktergebnisse warfen somit Fragen der politischen Akzeptanz (sowie der *gerechten* Aufteilung der Verbraucher- und Erzeugerrenten) auf, aber hohe Verbraucherpreise könnten – und sollten – durch Einkommensunterstützung oder Preissubventionen auf Verbraucherebene angegangen werden (wodurch das dringend benötigte Preissignal nicht geschwächt würde). Somit erscheint das, was die Kommission in ihren Reformvorschlägen vorgelegt hat, aus wirtschaftlicher Sicht richtig.

Die Argumentation der Kommission hat jedoch noch einen weiteren Aspekt, der ebenso wichtig ist. Dieser betrifft die „Investitionssignale und die künftige Investitionsbereitschaft“, die erforderlich sind, um die Energiewende in dem für das EU-Klimaschutzziel erforderlichen Tempo und Umfang zu erreichen. Hier stellt die Kommission (zu Recht) fest, dass „extreme Preis-

schwankungen und kurzfristige Notfallmaßnahmen<sup>87</sup> Investoren davon abhalten können, die erforderlichen Investitionen zu tätigen, da die politischen und investitionsbezogenen Risiken als zu hoch eingeschätzt werden. Dies scheint ein berechtigter Einwand zu sein, da solche Ad-hoc- und rückwirkenden Marktinterventionen in der Vergangenheit mehrfach die Märkte für erneuerbare Energien beeinträchtigt und gebremst haben (z. B. in der Tschechischen Republik und in Spanien, wo bestehende Einspeisevergütungen aus politischen Gründen unerwartet und rückwirkend gekürzt wurden). Daher erscheint es sowohl notwendig als auch sinnvoll, geeignete Schutzmaßnahmen gegen (politisch) unerwünschte Marktergebnisse in die Gestaltung des Strommarktes einzubeziehen, anstatt im Falle einer erneuten Energiekrise erneut Notfallmaßnahmen zu ergreifen, da dies das politische und damit auch das Investitionsrisiko (und damit letztlich die Risikoprämie und damit die Kapitalkosten für Investoren) erheblich senken würde.

Zusammenfassend kam die Kommission zu dem richtigen Schluss, dass es zwar gute Gründe gab, die zugrunde liegende Gestaltung des Strommarktes (die sich am Merit-Order-Prinzip orientiert) unverändert zu lassen, jedoch zusätzliche Maßnahmen erforderlich waren, um die während der Energiekrise festgestellten Mängel zu beheben. Nach Einschätzung der Kommission können und sollten mehrere dieser Mängel behoben werden, indem die geltenden Marktprämieregeln, die bislang in den meisten Mitgliedstaaten (sowie in den Leitlinien der Kommission für staatliche Beihilfen) als einseitige CfD-Regelungen ausgestaltet sind, geändert werden indem auf zweiseitige CfDs umgestellt wird, um Zufallsgewinne zu begrenzen, und die durch diese Regelungen erzielten Einnahmen zur Unterstützung der Stromverbraucher verwendet werden, was mit einseitigen CfDs, die es inframarginalen Erzeugern ermöglichen, die aus Marktverzerrungen resultierenden Renten vollständig zu vereinnahmen, nicht möglich ist.<sup>88</sup>

Ob zweiseitige CfDs tatsächlich ein geeignetes Instrument zur Erreichung dieser Ziele sind, wird im Folgenden untersucht. Zuvor ist jedoch darauf hinzuweisen, dass die vorgeschlagene Reform aus den bereits erläuterten Gründen ausdrücklich nicht die bestehenden Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien und der Kernenergie („inframarginale Erzeuger“) und deren (potenzielle)

---

<sup>87</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnote11), S. 12.

<sup>88</sup> In diesem Zusammenhang sind zweiseitige CfDs nur eine von mehreren *Korrekturen*, die in dem Reformvorschlag enthalten sind, neben der Stärkung des PPA-Marktes, der Verbesserung der Funktionsweise des Stromterminmarktes und der Unterstützung der Energieverteilung unter den Verbrauchern, wie bereits erwähnt. Die Betrachtung aller Vorschläge (und ihrer Wechselwirkungen) würde jedoch den Rahmen dieser Arbeit sprengen.

Zufallsgewinne (wie sie 2021/22 aufgetreten sind) betrifft.<sup>89</sup> Die Reform bietet also keine Schutzmaßnahmen gegen eine Wiederholung einer ähnlichen Situation auf der Angebotsseite (mit Zufallsgewinnen für solche *inframarginalen Erzeuger*), sondern nur auf der Nachfrageseite (im Falle einer erklärten „Notlage“, die es den Mitgliedstaaten ermöglicht, Preiskontrollen/Preisobergrenzen für Verbraucher einzuführen). Während also das politische Risiko, das sich aus steigenden Strompreisen und Windfall-Gewinnen ergibt, durch die vorgeschlagenen Maßnahmen verringert wird, wird es für bestehende Projekte nicht beseitigt, was bei der weiteren Analyse zu berücksichtigen ist.

### **3.3. Sind zweiseitige CfDs aus wirtschaftlicher Sicht ein geeignetes Instrument, um Risiken (und Chancen) zwischen Erzeugern und Verbrauchern von Strom aus erneuerbaren Energien auszugleichen?**

Wie in der im Trilog erzielten Einigung dokumentiert, gehen die Kommission, das Parlament und der Rat davon aus, dass zweiseitige CfDs (oder gleichwertige Regelungen mit denselben Auswirkungen) dazu beitragen können, die erklärten Ziele der Reform zu erreichen, die in diesem Fall darin bestehen, sowohl Stromverbraucher als auch -erzeuger vor dem Risiko steigender Preise und dem daraus resultierenden Risiko rückwirkender Preisobergrenzen (Rückforderungen von Zufallsgewinnen) zu schützen und so das Investitionsrisiko zu verringern und die Kapitalkosten für neue Investitionen zu senken. Ob zweiseitige CfDs tatsächlich ein geeignetes – geschweige denn das Beste – Instrument sind, um Risiken und Erträge aus künftigen Investitionen in Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien besser auszugleichen, wird in diesem Unterkapitel analysiert.

#### **3.3.1. Eignung von zweiseitigen CfDs – die offizielle Sichtweise**

Die im Trilog vereinbarten Kompromissdokumente (d. h. die Änderungsverordnung und die Änderungsrichtlinie) scheinen davon auszugehen, dass zweiseitige CfDs (oder gleichwertige Systeme mit denselben Auswirkungen) ein solches Gleichgewicht besser erreichen können als Marktprämienmodelle (d. h. einseitige CfDs) oder gar mögliche alternative Maßnahmen (einschließlich Änderungen der tatsächlichen Strommarktgestaltung, d. h. des Merit-Order-Prinzips). Tatsächlich heißt es in Erwägungsgrund 35 der Änderungsverordnung lediglich: „Wenn Mit-

---

<sup>89</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnote 11), S. 49-51.

gliedstaaten beschließen, öffentlich finanzierte Investitionen in neue kohlenstoffarme, nicht auf fossilen Brennstoffen basierende Stromerzeugungsanlagen durch „direkte Preisstützungsregelungen“ zu fördern, um die Dekarbonisierungsziele der Union zu erreichen, sollten diese Regelungen in Form von zweiseitigen Differenzkontrakten oder gleichwertigen Regelungen mit derselben Wirkung gestaltet werden ...<sup>90</sup>, ohne eine Begründung oder Erklärung für die Wahl dieses bestimmten Instruments zu liefern. Ebenso heißt es in der Definition des zweiseitigen Differenzkontrakts, die als Nummer (76) in die geänderte Verordnung aufgenommen wurde, lediglich, dass dieses Instrument „sowohl einen Mindestvergütungsschutz als auch eine Begrenzung der Übervergütung bieten [soll]“<sup>91</sup>, ohne jedoch eine Begründung oder zusätzliche Details zu liefern. Daher ist es notwendig, tiefer zu graben und die Dokumente zu betrachten, die der Kompromissfassung vorausgingen, insbesondere den ursprünglichen Vorschlagsentwurf der Kommission und den SWD, um diesen Punkt weiter zu untersuchen.

Tatsächlich legt die Kommission in beiden Dokumenten eine klarere Begründung für die Wahl des Instruments vor, erklärt jedoch nach wie vor nicht, ob andere (mögliche) Instrumente überhaupt in Betracht gezogen wurden. Wie in der Begründung zum Verordnungsvorschlag erwähnt, sollten künftige öffentliche „Investitionsbeihilfen als [...] Differenzverträge strukturiert sein, in denen **sowohl ein Mindestpreis als auch ein Höchstpreis** festgelegt wird, **sodass alle Einnahmen, die über der Obergrenze liegen, [an die Öffentlichkeit] zurückgezahlt werden**“, um „[aus hohen Marktpreisen resultierende Zufallsgewinne] zu begrenzen und so die [Verbraucher]preise zu stabilisieren“.<sup>92</sup> Im SWD geht die Kommission jedoch zumindest etwas detaillierter auf die derzeit in den Mitgliedstaaten eingesetzten staatlichen Förderinstrumente ein. Diese reichen von *traditionellen* Einspeisevergütungssystemen über feste FIP bis hin zu gleitenden FIP-Systemen. CfDs, sowohl einseitige als auch zweiseitige, sind gleitende FIPs, aber nur zweiseitige CfDs „verhindern übermäßige Renditen für Investoren und Überkompensationen durch die Mitgliedstaaten in Zeiten hoher Marktpreise [...] und mildern den Druck hoher Preise auf die Verbraucherrechnungen, wenn die Einnahmen an die Verbraucher zurückfließen“.<sup>93</sup>

---

<sup>90</sup> Vgl. Rat der Europäischen Union (Fußnote 55), S. 28.

<sup>91</sup> Vgl. Rat der Europäischen Union (Fußnote 55), S. 44.

<sup>92</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnote 10), S. 5. Hervorhebung durch den Autor.

<sup>93</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnote 11), S. 28.

Was die Gründe des Parlaments für die Annahme von zweiseitigen CfDs angeht, so liefert seine schriftliche Antwort auf den Vorschlag der Kommission<sup>94</sup> keine Hinweise. Darüber hinaus bleibt völlig unklar, was „gleichwertige Regelungen mit denselben Auswirkungen“ sein könnten, die auf Drängen des Parlaments in den Kompromisstext aufgenommen wurden, d. h. wie sich solche Regelungen von zweiseitigen CfDs unterscheiden sollen oder ob sie bis auf den Namen identisch sind.<sup>95</sup> Ebenso ist die Grundlage für die Zustimmung des Rates zu zweiseitigen CfDs in seinem allgemeinen Ansatz<sup>96</sup> nicht dokumentiert, sodass es unmöglich ist zu sagen, ob der Rat oder das Parlament Alternativen zu zweiseitigen CfDs in Betracht gezogen haben oder ob sie (blind) der Führung der Kommission gefolgt sind.

### 3.3.2. Eignung von zweiseitigen CfDs – die wirtschaftliche Perspektive

Allein aufgrund der Definition und ohne weitere Untersuchungen scheint es jedoch sicher zu sein, dass ein zweiseitiger CfD tatsächlich das Ziel der Begrenzung der Markteinnahmen für Projekte im Bereich erneuerbare (oder andere saubere) Energien erfüllen kann, sodass die Kommission mit ihrer Einschätzung richtig zu liegen scheint, dass ein zweiseitiger CfD als geeignetes Instrument zur Verhinderung oder zumindest Begrenzung von Zufallsgewinnen angesehen werden kann.<sup>97</sup> Die Wahl des Instruments erscheint zwar intuitiv sinnvoll, doch ist weder wirklich klar, wie die Kommission zu diesem bestimmten Instrument gegenüber möglichen Alternativen gelangt ist, noch auf welcher Grundlage das Parlament oder der Rat beschlossen haben, den Vorschlag der Kommission zu unterstützen. Tatsächlich gibt es in der wissenschaftlichen und fachlichen Literatur zahlreiche Meinungen und Vorschläge zu alternativen Möglichkeiten, um unerwartete Gewinne (und andere Mängel der aktuellen Marktgestaltung, die während der jüngsten Energiekrise zutage getreten sind) anzugehen.<sup>98</sup>

---

<sup>94</sup> Vgl. Europäisches Parlament (Fußnote 63).

<sup>95</sup> Siehe auch Fußnote 59 zu den mündlichen Erläuterungen des *Berichtstatters* des Parlaments, die ebenso undurchsichtig waren.

<sup>96</sup> Vgl. Rat der Europäischen Union, „Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/943 und (EU) 2019/942 sowie der Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 zur Verbesserung der Gestaltung des Elektrizitätsmarktes der Union – Allgemeine Ausrichtung, Dokument-ID: 14339/23 (Brüssel, 19. Oktober 2023).

<sup>97</sup> Nach Angaben der Kommission teilte eine große Mehrheit der Befragten in ihrer öffentlichen Konsultation (60-70 %) diese Ansicht; vgl. Europäische Kommission (Fußnote 11), S. 23.

<sup>98</sup> Vgl. ACER, „ACER’s Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design“ (Brüssel, April 2022), S. 18–19 und 74–77; Löschel et al., „Stellungnahme zum Strommarktdesign und dessen Weiterentwicklungsmöglichkeiten“ (Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“, Berlin/etc., Februar 2023), S. 71–76, u. a.

Ein Grund dafür, dass die Kommission zweiseitige CfDs als neues Standardinstrument für die öffentliche Förderung der Stromerzeugung aus kohlenstoffarmen, nicht fossilen Brennstoffen vorgeschlagen hat (und, wie man vermuten könnte, warum das Parlament und der Rat dem zugestimmt haben), ist, dass es sich um ein bekanntes und bewährtes Instrument handelt, das bereits in verschiedenen Mitgliedstaaten weit verbreitet ist: In den letzten Jahren basierten laut Untersuchungen der Kommission etwa 40-50 % aller Auktionen (Anzahl der Beobachtungen, nicht gewichtet nach Kapazität oder Investitionsvolumen) auf zweiseitigen CfDs, etwa genauso viele wie auf einseitigen CfDs/gleitenden FIP.<sup>99</sup> Dies machte den Vorschlag wahrscheinlich für die Mitgliedstaaten und die Branchenakteure weitgehend akzeptabel, während andere (bislang unbewährte) Modelle möglicherweise mehr Bedenken oder Widerstand hervorgerufen hätten.

Neben den Warnungen der Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) und anderer hinsichtlich der möglichen Auswirkungen der Reformpläne der EU auf die Marktfragmentierung und Liquidität<sup>100</sup> gibt es mindestens zwei weitere Bereiche, die Anlass zur Sorge geben und sich aus dem endgültigen Kompromisstext und der vorangegangenen Analyse der Kommission ergeben. Der erste betrifft die Unklarheit hinsichtlich der Definition der „übermäßigen Vergütung“ (die zu Zufallsgewinnen führt), die durch einen zweiseitigen CfD vermieden werden soll, und der zweite betrifft das Fehlen einer ordnungsgemäßen (quantitativen) Folgenabschätzung, wie sie normalerweise für einen Legislativvorschlag der Kommission erforderlich wäre.

Was den ersten Punkt betrifft, so enthält die Änderungsverordnung nur sehr wenige Hinweise und Details dazu, wie die zweiseitigen CfD-Systeme von den Mitgliedstaaten gestaltet werden sollen und wie die Kommission ihre Vorschläge bewerten würde. Wie bereits erwähnt, besagt die Definition eines zweiseitigen CfDs in Nummer (76) lediglich, dass es „eine Begrenzung der übermäßigen Vergütung“ darstellt, ohne jedoch zu präzisieren, was als übermäßige Vergütung gilt. Dies wird durch Artikel 19b Absatz 1a Buchstabe c der geänderten Verordnung etwas präzisiert, wonach „die Höhe der Mindestvergütung und die **Obergrenze für überhöhte Vergütungen an die Kosten der neuen Investition** und die Markteinnahmen *[sic!]* **angepasst werden [sollen], um die langfristige Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugungsanlage zu**

---

<sup>99</sup> Vgl. Abbildung 5 in Europäische Kommission (Fußnote 11).

<sup>100</sup> Vgl. ACER, „ACER’s Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design“ (Brüssel, April 2022), S. 55 und 75.

**gewährleisten und gleichzeitig eine Überkompensation zu vermeiden“.**<sup>101</sup> Diese ursprünglich vom Rat vorgeschlagene Klausel vermittelt einen allgemeinen Eindruck vom beabsichtigten Zweck der zweiseitigen CfDs, bleibt jedoch zu vage, um als Blaupause für die Gestaltung eines solchen Systems zu dienen, nicht zuletzt weil unklar ist, wie der halbe Satz „..., die Markteinnahmen, ...“ in diesem Zusammenhang auszulegen ist und weil der Begriff „Markteinnahmen“ im Kompromisstext nicht mehr definiert ist, während die Kommission ursprünglich vorgeschlagen hatte, eine Definition in Artikel 2 Nummer 78 hinzuzufügen (vgl. Anhang A1.2).

Abgesehen davon scheint es vernünftig anzunehmen, dass sich die Definition von „überhöhten Vergütungen“ zumindest je nach Technologie und Standort unterscheiden und im Laufe der Zeit weiterentwickeln wird. Daher muss der Punkt, an dem „normale Vergütungen“ zu „überhöhten Vergütungen“ werden, aller Wahrscheinlichkeit nach auf der Ebene des einzelnen Projekts und seiner spezifischen Kosten und Energieerträge (Leistung) und nicht auf allgemeiner Ebene festgelegt werden. Schließlich können nur auf dieser Detailebene die Kosten der neuen Investition und die erforderlichen Einnahmen (die durch den zweiseitigen CfD erzielt oder reguliert werden) berücksichtigt werden, sodass die langfristige Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugungsanlage gemäß Absatz 1a Buchstabe c gewährleistet ist.

Da die Informationen zu diesen Aspekten privat sind und somit einer Ausschreibungs- oder Regulierungsbehörde nicht bekannt sind, ist der wahrscheinlichste Weg, sie zu *ermitteln*, der Prozess von Wettbewerbsauktionen, wie er bereits für die bestehenden einseitigen CfD-Systeme (Marktprämie) besteht. Im Rahmen solcher Auktionen müssen die Marktteilnehmer (d. h. Entwickler/Betreiber neuer Projekte im Bereich erneuerbare Energien) die Höhe der Unterstützung offenlegen, die sie benötigen, um ihr Projekt wirtschaftlich rentabel zu betreiben, z. B. in Form eines (*einheitlichen*) oder zweier (*Collar-*)Ausübungspreise. Diese Art der *Preisfindung* zur Überwindung der inhärenten Informationsasymmetrien (wobei die Projektbetreiber vollständige Kenntnis ihrer Kosten haben, die Behörden jedoch nicht) ist ein gemeinsames Element und ein Hauptgrund für die wettbewerbsorientierten Auktionen, die heute bei Projekten im Bereich der erneuerbaren Energien in den Mitgliedstaaten die Norm sind. In diesem Sinne ist der Übergang von Auktionen für einseitige zu zweiseitigen CfDs keine Revolution, sondern vielmehr die Fortsetzung einer laufenden Entwicklung. Es ist jedoch zu erwarten, dass der Übergang zu Auktio-

---

<sup>101</sup> Vgl. Rat der Europäischen Union (Fußnote 55), S. 65. Hervorhebung durch den Autor.

nen für zweiseitige CfDs weitreichende Folgen für das Bietungsverhalten der Marktteilnehmer haben wird, was im nächsten Unterkapitel (3.4) näher untersucht wird.

### 3.3.3. Fehlende quantitative Folgenabschätzung

In Bezug auf den zweiten oben genannten Punkt fällt auf, dass die Kommission keine (quantitative) Folgenabschätzung (IA) durchgeführt hat, wie sie normalerweise für einen solchen Legislativvorschlag erforderlich wäre. Die Kommission räumt das Fehlen einer IA ein und begründet dies mit der „Dringlichkeit der [Legislativ-]Initiative“<sup>102</sup>, wobei sie auf den SWD verweist, der stattdessen erstellt wurde. Angesichts der Bedeutung des Legislativvorschlags scheint es zweifelsfrei, dass eine solche Folgenabschätzung gemäß den geltenden Vereinbarungen und Leitlinien<sup>103</sup> tatsächlich dem SWD vorzuziehen gewesen wäre, was zumindest zwei große Bedenken hinsichtlich der analytischen Qualität der Vorarbeiten der Kommission aufwirft, auf die im Folgenden eingegangen wird.

Auch wenn der Begriff „erhebliche wirtschaftliche [...] oder gesellschaftliche Auswirkungen“ in den Leitlinien der Kommission für eine bessere Rechtsetzung nicht klar definiert ist, scheint es offensichtlich, dass die erwarteten Einnahmen der Mitgliedstaaten aus der Einführung der oben genannten bidirektionalen CfDs, die nach Berechnungen der Kommission bis 2025 auf 13,5 bis 18,0 Milliarden Euro und bis 2035 auf 58,5 bis 78 Milliarden Euro ansteigen könnten, als erhebliche wirtschaftliche und gesellschaftliche Auswirkungen zu betrachten sind und daher eine Folgenabschätzung erforderlich machen.<sup>104</sup> Neben der Frage der Bedeutung ist eine Folgenabschätzung nur erforderlich, wenn die Kommission „zwischen alternativen politischen Optionen wählen kann“<sup>105</sup>, was *a priori* anzunehmen ist. Da also eine Folgenabschätzung erforderlich war (wie auch von der Kommission anerkannt), konnte sie nur durch einen SWD ersetzt werden,

---

<sup>102</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnote10), S. 12.

<sup>103</sup> Vgl. Interinstitutionelle Vereinbarung zwischen dem Europäischen Parlament, dem Rat der Europäischen Union und der Europäischen Kommission über bessere Rechtsetzung [2016] ABl. L 123/1, S. 4; Europäische Kommission, „Arbeitsdokument der Kommissionsdienststellen: Leitlinien für eine bessere Rechtsetzung“ (SWD(2021) 305 final, 3. November 2021).

<sup>104</sup> In diesem Zusammenhang ist anzumerken, dass die Kommission bei Ausgabenprogrammen, Finanzinstrumenten und Haushaltsgarantien Ausgaben von mehr als 5 Mio. EUR als „erheblich“ betrachtet (vgl. Europäische Kommission, „Better Regulation Toolbox“ (Juli 2023), Tool Nr. 9, S. 56). Analog dazu sollten auch die von der Kommission geschätzten Einnahmen aus zweiseitigen CfDs als erheblich angesehen werden.

<sup>105</sup> Vgl. Europäische Kommission, „Better Regulation Toolbox“ (Juli 2023), Instrument Nr. 7, S. 42.

wenn das Generalsekretariat der Kommission eine Ausnahmeregelung gewährte<sup>106</sup>, was hier „aufgrund der Dringlichkeit der politischen Initiative“ offenbar der Fall war.<sup>107</sup>

Vor diesem Hintergrund wirft der vorliegende SWD jedoch zwei methodische Probleme auf: Erstens ist unklar, inwieweit die Kommission die „breite Palette alternativer politischer Optionen“ (abgesehen von den im SWD erörterten Änderungen des Merit-Order-Prinzips und der Einführung von zweiseitigen CfDs) gemäß ihren eigenen Leitlinien ermittelt und untersucht hat.<sup>108</sup> Zweitens ist unklar, wie die Kommission zu ihren quantitativen Kostenschätzungen für die oben genannten Einnahmen der Mitgliedstaaten gelangt ist, da im SWD eine klare Erklärung der Berechnungsweise fehlt, obwohl dies gemäß den Leitlinien erforderlich gewesen wäre.<sup>109</sup>

Diese mangelnde Transparenz in beiden Bereichen ist problematisch, da der Weg der Kommission zur Empfehlung von zweiseitigen CfDs als neues *Instrument der Wahl* somit etwas undurchsichtig bleibt. Es wurde weder dokumentiert, welche anderen politischen Optionen (d. h. Instrumente) identifiziert und untersucht wurden (sofern vorhanden), noch wurde die endgültige Wahl des Instruments (oder einer seiner Alternativen) einer notwendigen Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen – oder (zumindest) wurde diese Kosten-Nutzen-Analyse nicht in der erforderlichen Detailgenauigkeit im SWD dargestellt, wie es erforderlich wäre, um die Verhältnismäßigkeit der Maßnahme sicherzustellen. Dies ist besorgniserregend, da tatsächlich andere politische Optionen hätten bestehen können<sup>110</sup> und da sich die quantitativen Schätzungen der erwarteten Einnahmen angesichts der tatsächlichen Erfahrungen mit den von den Mitgliedstaat-

---

<sup>106</sup> Vgl. Europäische Kommission, „Better Regulation Toolbox“ (Juli 2023), Instrument Nr. 8, S. 49.

<sup>107</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnote 10), S. 12.

<sup>108</sup> Vgl. Europäische Kommission, „Better Regulation Toolbox“ (Juli 2023), Instrument Nr. 16, S. 113.

<sup>109</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnote 11), S. 7.

<sup>110</sup> Beispielsweise hat das Bruegel-Institut in einer Studie für den ITRE-Ausschuss ebenfalls das Fehlen einer Folgenabschätzung angesprochen und erwähnt, dass es eine Reihe alternativer politischer Optionen gab, die die Kommission nicht gründlich geprüft hat. vgl. Conall Heussaff, „The Design of the European Electricity Market“ („Gestaltung der Klima- und Energiepolitik der EU: Erkenntnisse und Fragen aus dem Ariadne-Projekt“, Konferenz, Brüssel, 5. Dezember 2023) <<https://ariadneprojekt.de>> (zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024), S. 14-17. Darüber hinaus wies Bruegel auf mehrere praktische Herausforderungen hin, die sich aus der Umsetzung der Reformvorschläge der Kommission ergeben könnten; vgl. Georg Zachmann, „Der Strommarkt-Reformvorschlag der Europäischen Kommission“ (2. Sitzung des Plenums der PKNS, virtuell, 8. Mai 2023) <[www.bmwk.de](http://www.bmwk.de)>, S. 31-37.

ten im Zeitraum 2022/23 eingeführten inframarginalen Einnahmenobergrenzen als zu optimistisch erweisen könnten.<sup>111</sup>

### **3.4. Wie wird sich die Einführung von zweiseitigen CfDs voraussichtlich auf künftige Investitions- und Betriebsentscheidungen von Erzeugern erneuerbarer Energie auswirken?**

In seiner einfachsten Form legt ein zweiseitiger CfD einen Ausübungspreis fest, der den erzielbaren Verkaufspreis für ein Projekt im Bereich erneuerbare Energien auf einem bestimmten Niveau festlegt und somit sowohl *das Aufwärtspotenzial* als auch *das Abwärtsrisiko*, d. h. Einnahmen, die über oder unter dem erwarteten *Basisszenario* liegen, eliminiert. Dies unterscheidet das Investitionsszenario bei einem zweiseitigen CfD von dem bei einem einseitigen CfD, bei dem das Basisszenario des Projektentwicklers in gewisser Weise *ein* solches *Aufwärtspotenzial* beinhaltet (abhängig von seiner Risikoscheu und seinen Marktpreisprognosen).<sup>112</sup> Da ein zweiseitiger CfD die Möglichkeit einschränkt, dass die tatsächlichen Einnahmen die Einnahmen aus der Förderregelung (z. B. Marktprämie oder Einspeisevergütung) übersteigen, sollte sofort klar sein, dass sich die Investitionsentscheidung zwischen beiden CfD-Modellen grundlegend unterscheiden würde. Unter der Annahme, dass die Gestaltung des CfD im Voraus bekannt ist, sollte die Einführung von zweiseitigen CfDs intuitiv zu anderen Investitionsentscheidungen führen als bei einseitigen CfDs.

#### **3.4.1. Auswirkungen von zweiseitigen CfDs auf Investitionsentscheidungen**

Um diese Hypothese zu überprüfen und die wahrscheinlichen Auswirkungen der Einführung von zweiseitigen CfDs auf das Investitionsverhalten von Erzeugern sauberer Elektrizität zu bewerten, wurde ein einfaches quantitatives Modell entwickelt und verwendet, um eine Reihe von hypothetischen Fällen auf der Grundlage von einseitigen oder zweiseitigen CfDs zu simulieren.

---

<sup>111</sup> In Deutschland beispielsweise könnten zwischen Dezember 2022 und Juni 2023 (endgültige Zahlen noch nicht verfügbar), als dieses Element des StromPBG in Kraft war, außerordentliche Gewinne in Höhe von etwa 9 Mrd. EUR von inframarginalen Erzeugern abgeschöpft werden (siehe Fußnote 159). Dies lag unter früheren Schätzungen. Vgl. BMWK, „Erste Zahlen zur Überschusserlösabschöpfung nach Strompreisbremsengesetz vorgelegt“ (Berlin, 18. August 2023) <[www.bmwk.de](http://www.bmwk.de)> (zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024).

<sup>112</sup> Es ist jedoch zu beachten, dass die tatsächlichen Einnahmen – und letztlich die Rentabilität des Projekts – nicht nur vom Verkaufspreis für den erzeugten Strom abhängen, sondern auch von anderen Faktoren, wie z. B. der Menge des erzeugten Stroms, die je nach Ressourcenverfügbarkeit, technischer Leistung und anderen Faktoren von Jahr zu Jahr variieren kann.

Die Modellierungsergebnisse ermöglichen eine Reihe wichtiger Beobachtungen und Schlussfolgerungen, die im Folgenden kurz vorgestellt werden.

Das Finanzmodell basiert auf einem hypothetischen Onshore-Windenergieprojekt. Um die Auswirkungen verschiedener CfD-Modelle zu analysieren, ermöglicht das Modell die Simulation verschiedener Strompreisszenarien und unterschiedlicher Projektlaufzeiten. Unter sonst gleichen Bedingungen ermöglicht das Modell die Berechnung von Ausübungspreisen und Projekteinnahmen (die der Einfachheit halber als gleich den Verbraucherkosten angesehen werden) unter einem einseitigen gegenüber einem zweiseitigen CfD, was zu den folgenden Hauptergebnissen führt.<sup>113</sup>

Erstens dürften sich das Investitionsverhalten und die Auktionsergebnisse kaum unterscheiden, wenn während der Lebensdauer des zur Veranschaulichung modellierten hypothetischen Onshore-Windparks nur geringe (2,5 % p. a.) oder gar keine (erwarteten) Strompreissteigerungen zu verzeichnen sind. Um die Zielrendite (angenommen 7,5 %) zu erreichen, würden Projektentwickler ähnliche Ausübungspreise bieten, da sie davon ausgehen, dass die Investitionsentscheidung für ihr Projekt ausschließlich auf den Einnahmen aus dem Ausübungspreis (d. h. Marktpreis plus Prämie aus dem CfD) basiert, da die Marktpreise bei einer Laufzeit von 20 Jahren den Ausübungspreis nicht überschreiten würden. Wenn die Bieter von einer Projektlaufzeit von 30 Jahren ausgehen würden, wären die Gebotspreise insgesamt niedriger (aufgrund der zusätzlichen Markteinnahmen in den Betriebsjahren 21-30), aber wiederum fast identisch zwischen den beiden CfD-Systemen (unter Berücksichtigung der angenommenen Strompreise). In diesem Fall würden sich die Gesamtkosten für die Verbraucher zwischen einem einseitigen und einem zweiseitigen CfD-System nicht wesentlich (wenn überhaupt) unterscheiden.

Zweitens werden sich das Investitionsverhalten und die Auktionsergebnisse wahrscheinlich erheblich unterscheiden, wenn während der Lebensdauer des hypothetischen Onshore-Windparks höhere (erwartete) Strompreissteigerungen (d. h. 5 % p. a.) zu verzeichnen sind. In diesem Fall würden die Projektentwickler je nach dem geltenden CfD-Modell sehr unterschiedliche Ausübungspreise bieten, um ihre Zielrendite von 7,5 % zu erreichen. Bei einer Projektlaufzeit von 20

---

<sup>113</sup> Das quantitative Modell als solches, seine zugrunde liegenden Annahmen und die vollständigen Ergebnisse sind in Anhang 2 ausführlich dargestellt.

Jahren wäre der Ausübungspreis im Falle eines zweiseitigen CfD somit um etwa 9 % höher als bei einem einseitigen CfD, da der Projektbetreiber in diesem Fall nicht von steigenden Strompreisen profitieren und zusätzliche Markteinnahmen erzielen könnte. Daher müsste der Angebotspreis höher sein, um die gleiche Zielrendite wie im Fall eines einseitigen CfD mit zusätzlichen Einnahmen aus dem Markt zu erzielen. Trotz des höheren Ausübungspreises bei einem zweiseitigen CfD wären die Gesamtkosten für die Verbraucher bei einem einseitigen CfD jedoch um etwa 6 % höher, da die Verbraucher nicht nur den Ausübungspreis, sondern auch den höheren (unbegrenzten) Marktpreis zahlen müssten. Diese erste wichtige Erkenntnis legt nahe, dass eine ausschließliche Fokussierung auf die Unterschiede beim Ausübungspreis fälschlicherweise den Eindruck erwecken könnte, dass ein einseitiges CfD-System für die Verbraucher vorteilhaft wäre.

Bei einer angenommenen Projektlaufzeit von 30 Jahren ist der Unterschied zwischen den beiden CfD-Typen noch ausgeprägter, was darauf hindeutet, dass unter *extremen* Strompreisannahmen (mit einem Preisanstieg von 5 % p. a., was nicht ungewöhnlich ist) das Investitionsverhalten und die Auktionsergebnisse grundlegend voneinander abweichen würden. Während also die Investitionsentscheidung für ein Projekt in den ersten 20 Jahren vollständig auf den Einnahmen aus dem Ausübungspreis im Rahmen eines zweiseitigen CfD basieren würde, müssten Projektbetreiber im Rahmen eines einseitigen CfD sogenannte *Null-Subventions-Gebote* abgeben, bei denen sie einen Ausübungspreis von null bieten und ihre Investitionsentscheidung vollständig auf den (erwarteten) Markteinnahmen basieren. Angesichts der zu erwartenden raschen Steigerung der Strompreise würde der Windparkbetreiber keine Subventionen benötigen, wenn er von diesen Marktpreisen profitieren kann. In diesem Fall könnte er sich auf eine Rendite freuen, die fast 20 % über seiner Zielrendite liegt. Während der Betrieb des Projekts im Rahmen eines einseitigen CfD für den Projektbesitzer von Vorteil wäre, würden die Gesamtkosten für die Verbraucher im Rahmen eines einseitigen CfD-Systems um etwa 16 % höher ausfallen, da sie Marktpreise zahlen müssten, die durchweg über dem im Rahmen des zweiseitigen CfD-Systems erzielten Ausübungspreis liegen. Diese zweite wichtige Erkenntnis legt nahe, dass Null-Subventions-Gebote für Verbraucher zwar auf den ersten Blick attraktiv erscheinen mögen, dass aber die Preisobergrenze, die mit einem zweiseitigen CfD-System einhergeht, für die Verbraucher insgesamt vorteilhafter wäre – zumindest wenn die Strompreise im Laufe der Zeit stark ansteigen.

Drittens: Während die zweite Erkenntnis bereits auf die Verschiebung des Machtgleichgewichts von den Erzeugern zu den Verbrauchern hinweist, die sich wahrscheinlich aus einer Umstellung auf zweiseitige CfDs ergeben würde, unterstreicht ein viertes Szenario diesen Punkt noch stärker – und schlüssiger. In diesem Szenario wird von moderaten Strompreissteigerungen (von 2,5 % p. a.) ausgegangen (wie im ersten Szenario zuvor), aber zusätzlich wird ein drastischer Preisanstieg (von 500 % gegenüber dem Vorjahr und mit einer Dauer von zwei Jahren) in den Betriebsjahren 11 und 12 des hypothetischen Windparks berücksichtigt. Im Falle eines einseitigen CfD würde dieser Preisanstieg zu erheblichen Zufallsgewinnen für das Projekt führen und dessen tatsächliche Rendite auf über 10 % steigern, während bei der Einnahmenobergrenze eines zweiseitigen CfD steigende Marktpreise nicht an die Verbraucher weitergegeben würden und die Einnahmen (und Gewinne) für den Erzeuger begrenzt wären. In diesem Fall würden sich die Gesamtkosten für die Verbraucher zwischen den einseitigen und den zweiseitigen CfD-Systemen um etwa ein Viertel bis ein Drittel unterscheiden.

Dieses Ergebnis führt zu der dritten wichtigen Erkenntnis, dass zweiseitige CfDs einen geeigneten Schutz gegen zukünftige Energie(preis)krisen bieten, indem sie die Stromverbraucher wirksam vor diesem Risiko abschirmen. Dies scheint zwar in allen Fällen zuzutreffen, doch könnte man argumentieren, dass aus wirtschaftlicher (und möglicherweise auch aus rechtlicher) Sicht die Gestaltung von zweiseitigen CfD-Systemen weiterhin Null-Subventions-Gebote zulassen sollte, bei denen die Projektbetreiber das gesamte Marktpreisrisiko tragen, ohne im Falle von niedriger als erwarteten Strompreisen auf staatliche Unterstützung zurückgreifen zu können. Wie gezeigt, würde dies zu einer um 20 % höheren (erwarteten) Rendite für eine Projektlaufzeit von 30 Jahren führen, jedoch nur bei einem angenommenen Marktpreisanstieg von 5 % p. a., während bei geringeren Preisanstiegen (von 2,5 % oder sogar 0 % p. a.) die tatsächlich erzielte Rendite weit hinter der Zielrendite zurückbleiben würde (da trotz der niedrigen Marktpreise keine Marktprämie gezahlt würde). Gleichzeitig wären die Gesamtkosten für die Verbraucher bei Einnahmen, die nur auf (niedriger als erwarteten) Marktpreisen basieren, erheblich niedriger (bis zu 20 %) als bei einem zweiseitigen CfD-System, was bedeutet, dass die Verbraucher direkter von diesen niedrigeren Preisen profitieren würden.

<sup>114</sup>Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die durchgeführte Modellierung darauf hindeutet, dass zweiseitige CfD-Verträge unerwartete Gewinne/überhöhte Vergütungen im Falle drastisch steigender Strompreise (aber nur dann) einschränken/begrenzen, auch wenn das Fehlen von Angeboten ohne Subventionen etwas anderes vermuten lassen könnte. Gleichzeitig erscheint die höhere (erwartete) Rendite bei Null-Subventionsgeboten gerechtfertigt, da die Betreiber aufgrund des fehlenden Subventionselements das gesamte Preisrisiko tragen (wobei die Auktion lediglich eine *Betriebslizenz* gewährt<sup>115</sup>). Dies bedeutet, dass Angebote ohne Subventionen weiterhin zulässig sein sollten (effektiv außerhalb des üblichen zweiseitigen CfD-Systems), dass zweiseitige CfDs jedoch aus Verbrauchersicht generell vorteilhaft sind – und ihren Kernzweck erfüllen, nämlich den Verbrauchern eine geeignete Absicherung gegen künftige Preiskrisen zu bieten.

### 3.4.2. Auswirkungen von zweiseitigen CfDs auf Betriebsentscheidungen

Zusätzlich zu dem im vorigen Abschnitt behandelten veränderten Investitions- und damit Bieterverhalten dürften sich auch die Betriebsentscheidungen der Projektbetreiber bei zweiseitige CfDs unterscheiden. Dieser Aspekt lässt sich zwar nicht ohne weiteres modellieren, aber eine qualitative Bewertung legt nahe, dass Projektbetreiber ohne die Möglichkeit von *Marktgewinnen* nicht mehr damit rechnen können, durch ihre aktive Teilnahme am Strommarkt zusätzliche Einnahmen zu erzielen. Während sie also einen Anreiz haben sollten, ihre Erzeugung so weit wie möglich an die Nachfrage (und damit an die Marktpreise) anzupassen, könnten die Anreize, die durch solche *Knappheitspreise* (mit Marktpreisen, die das Niveau von Angebot und Nachfrage widerspiegeln) geschaffen werden, durch Preisobergrenzen im Rahmen von zweiseitige CfDs praktisch verschwinden, es sei denn, diese werden mit einer Preisspanne (oder *einem Collar*) gestaltet, die zumindest ein gewisses Anreizniveau beibehält. Andernfalls könnte dies zu einer weniger aktiven Beteiligung der Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien an den Strom-

---

<sup>114</sup> Unternehmen, die in einer Auktion mit Null bieten, tragen auch das Risiko des „*Fluchs des Gewinners*“, d. h. sie waren möglicherweise nur deshalb mit ihrem Gebot erfolgreich, weil sie in ihren Preisvorstellungen zu optimistisch waren, was bedeutet, dass sich ihr Investitionsvorhaben im Nachhinein als schwerwiegend fehlerhaft und zum Scheitern verurteilt erweisen könnte. Dieses unternehmerische Risiko würde jedoch durch die über dem Bedarf liegende Rendite im Falle eines erfolgreichen Projektbetriebs (angemessen) belohnt werden.

<sup>115</sup> Bislang wurden solche Null-Subventions-Gebote nur bei Offshore-Windenergieprojekten beobachtet, bei denen die erfolgreiche Teilnahme an einer Auktion das Recht zum Bau, Besitz und Betrieb eines Offshore-Windparks an einem bestimmten Standort verleiht, während ohne *eine* solche *Betriebsgenehmigung* die Realisierung eines Offshore-Windparks nicht möglich wäre. Für Onshore-Windenergie und andere saubere Energietechnologien ohne eingeschränkten Zugang zu geeigneten Standorten erscheinen Null-Subventions-Gebote eher unwahrscheinlich, da die Projektentwickler ihre Projekte stattdessen auf rein kommerzieller Basis betreiben könnten, z. B. als Handelsprojekt oder auf der Grundlage eines Stromabnahmevertrags (PPA).

märkten und insgesamt zu einer geringeren Markteffizienz führen, was sicherlich vermieden werden sollte.<sup>116</sup>

### **3.4.3. Ungleiche Behandlung und mangelnde Harmonisierung bei zweiseitigen CfD-Systemen**

Mehrere Bestimmungen der vorgeschlagenen Verordnung dürften sich auf Investitions- und Betriebsentscheidungen auswirken und den Markt für erneuerbaren Strom in Zukunft prägen. Auch wenn es den Rahmen dieser Arbeit sprengen würde, alle diese Punkte im Detail zu untersuchen, sollten sie dennoch zumindest kurz erwähnt werden.

Erstens betrifft dies die Ungleichbehandlung verschiedener Technologien und Projektarten, die, wie in der Änderungsverordnung festgelegt, mehrere Dimensionen hat. Dies betrifft unter anderem:

- die Unterscheidung zwischen bestehenden Erzeugungsanlagen und Investitionen in neue Erzeugungsanlagen<sup>117</sup>
- die abschließende Aufzählung der Technologien, die unter die erforderlichen zweiseitigen CfDs fallen, unter Ausschluss aller anderen Technologien<sup>118</sup>, und
- die Möglichkeit für Mitgliedstaaten, kleine Anlagen für erneuerbare Energien und Demonstrationsprojekte von zweiseitigen CfD-Systemen auszunehmen.<sup>119</sup>

Was die Unterscheidung zwischen bestehenden und neuen Anlagen betrifft, so ist dies eindeutig sinnvoll, da es einen grundlegenden Unterschied gibt zwischen rückwirkenden Änderungen der Förderung bestehender Projekte, z. B. durch die Auferlegung von zweiseitigen CfDs (was nach

---

<sup>116</sup> Dieser Punkt wird auch in den Gestaltungsgrundsätzen der geänderten Verordnung anerkannt, wonach zweiseitige CfD-Systeme (oder gleichwertige Systeme) so gestaltet sein müssen, dass Projekte „effizient betrieben werden und am Strommarkt teilnehmen“ und dass „Entscheidungen über Betrieb, Dispatching und Wartung“ nicht verzerrt werden (vgl. Artikel 19b Absatz 1a Buchstaben a und b). Allerdings bieten die in der Verordnung behandelten, meist variablen Technologien für saubere Energie (mit Ausnahme der Kernenergie) nur sehr wenig Spielraum für eine flexible Erzeugung, die an schwankende Nachfragemengen angepasst werden kann, und ihre Rolle wird daher mangels kostengünstiger und reichlich vorhandener Speichermöglichkeiten überschätzt. Das bedeutet, dass die Auswirkungen auf Betriebsentscheidungen weniger Anlass zur Sorge geben sollten.

<sup>117</sup> Artikel 19b Absatz 1 Unterabsatz 1

<sup>118</sup> Artikel 19b Absatz 2

<sup>119</sup> Artikel 19b Absatz 4, der auf Artikel 4 Absatz 3 der Richtlinie (EU) 2018/2001 verweist

den geltenden Vorschriften zu Recht untersagt ist<sup>120</sup>), und der Änderung der Vorschriften für neue Projekte, bei denen die geänderte Förderregelung in die Investitionsentscheidung der Projektentwickler einbezogen werden kann, vorausgesetzt, es wird eine ausreichende Vorlaufzeit eingeräumt (mehr dazu später). Die ursprüngliche Idee der Kommission war jedoch, Repowering, Kapazitätserweiterungen und Laufzeitverlängerungen in die Definition von „Neuinvestitionen“ aufzunehmen, wodurch zweiseitige CfDs auch für solche Investitionen obligatorisch geworden wären. Auf Drängen des Rates sieht der Kompromisstext nun stattdessen vor, dass „die Mitgliedstaaten **beschließen können**, Förderregelungen in Form von [beidseitigen CfDs] **zu gewähren ...**“, d. h., dass die Verwendung von beidseitigen CfDs für solche Investitionen für die Mitgliedstaaten lediglich eine Option geworden ist.<sup>121</sup>

Aus technischer und wirtschaftlicher Sicht ist diese Ungleichbehandlung verschiedener Arten von Neuinvestitionen, d. h. sogenannter Greenfield-Projekte, bei denen zuvor kein anderes Projekt existierte, und Brownfield-Projekten, bei denen ein bestehendes Projekt repowert, erweitert oder verlängert wird, nicht sinnvoll. In beiden Fällen trifft der Projektentwickler eine neue Investitionsentscheidung auf der Grundlage der vorherrschenden Marktbedingungen (einschließlich der bestehenden Förderregelung), und die unterschiedliche Behandlung von Greenfield- und Brownfield-Projekten könnte zu unbeabsichtigten Folgen führen, da Projektträger versuchen könnten, Greenfield-Projekte als Brownfield-Projekte zu kennzeichnen, um von der in diesem Fall verfügbaren finanziell attraktiveren Marktprämienregelung (einseitige CfD) zu profitieren, die ihnen (potenziell) unerwartete Gewinne ermöglichen würde. Darüber hinaus verringert dies die Reichweite von zweiseitigen CfDs, indem der Anteil der erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten, die unter die Einnahmenobergrenze fallen, begrenzt wird, was zu einer weiteren Fragmentierung des Marktes führt.

Was die Unterscheidung zwischen Technologien betrifft, die (vorwiegend) durch zweiseitige CfDs oder durch gleichwertige Regelungen (vorbehaltlich der anderen Unterscheidungen) gefördert werden sollen, wurde die ursprüngliche Argumentation der Kommission während des

---

<sup>120</sup> Vgl. Artikel 6 Absatz 1 der Richtlinie (EU) 2018/2001.

<sup>121</sup> Vgl. Erwägungsgrund 35 der Änderungsverordnung, Hervorhebung durch den Verfasser. Wie bereits erläutert (vgl. Fußnote 49), scheint diese erhebliche Abschwächung das Ergebnis eines politischen Kompromisses zwischen den Mitgliedstaaten, darunter Deutschland und Frankreich, über die künftige Förderung der Kernenergie zu sein. Mit dem erzielten Kompromiss scheint Frankreich (unter anderem) die Freiheit zu haben, seine alternde Flotte von Kernreaktoren mit anderen Finanzinstrumenten als (nur) zweiseitigen CfDs zu unterstützen – und davon zu profitieren.

gesamten Trilogs beibehalten, wobei der Kompromisstext dieselbe Liste *ausgereifter* Technologien (Wind-, Solar- und Geothermie, Laufwasserkraftwerke und Kernenergie) enthält, die die Kommission ursprünglich vorgeschlagen hatte.<sup>122</sup> Was diese Technologien von denen unterscheidet, die auf anderen Energiequellen basieren, sind, wie die Kommission zu Recht argumentiert hat, ihre (im Allgemeinen) niedrigen und stabilen Betriebskosten und ihre fehlende Fähigkeit, Flexibilität für das Stromsystem zu bieten. Andere kohlenstoffarme Technologien zur Stromerzeugung ohne fossile Brennstoffe mit höheren Grenzkosten (z. B. aufgrund von Brennstoffkosten) oder solche, die dem Stromsystem Flexibilität bieten können, sind von den erforderlichen zweiseitigen CfDs auszunehmen, um ihre Wirtschaftlichkeit zu gewährleisten.<sup>123</sup> Auch wenn diese Unterscheidung den Markt weiter segmentiert, ist sie aus wirtschaftlicher Sicht sinnvoll, da sich die Technologien außerhalb der im Kompromisstext definierten engen Liste in technischer und wirtschaftlicher Hinsicht tatsächlich grundlegend unterscheiden.

Genauer gesagt können einige der Technologien außerhalb dieses *Bereichs* als technisch noch nicht ausgereift oder in einem frühen Stadium ihrer Marktentwicklung angesehen werden (und sind daher von zweiseitigen CfD-Systemen ausgeschlossen), während die übrigen entweder erheblich höhere Betriebskosten haben und/oder flexibel betrieben werden können, um den stabilen Betrieb des Stromsystems zu unterstützen.<sup>124</sup> Es ist daher technisch und wirtschaftlich gerechtfertigt, Projekte (Demonstrationsprojekte und andere) auf der Grundlage dieser Technologien von der Anforderung der zweiseitigen CfDs auszunehmen.

Indem sie den Mitgliedstaaten die Möglichkeit einräumt, kleine Projekte (einschließlich solcher, die von Gemeinschaften für erneuerbare Energien entwickelt werden) von zweiseitigen Differenzkontrakten auszunehmen, setzt die geänderte Verordnung „<sup>125</sup>“ eine Unterscheidung fort, die mittlerweile sowohl in den einschlägigen EU-Rechtsvorschriften als auch in den Leitlinien der Kommission für staatliche Beihilfen fest verankert ist. Ohne diesen Punkt im Detail zu analysieren, ist die Befreiung solcher Projekte angesichts ihrer zusätzlichen Komplexität und der

---

<sup>122</sup> Artikel 19b Absatz 2

<sup>123</sup> Vgl. Erwägungsgrund 42 der Änderungsverordnung.

<sup>124</sup> Während die geänderte Verordnung nicht genau festlegt, welche Technologien nicht in ihren engen Anwendungsbereich fallen, enthält Artikel 2 der Richtlinie (EU) 2018/2001 eine viel weiter gefasste Definition von „Energie aus erneuerbaren Quellen“ und damit von Technologien, die weiterhin mit einseitigen CfDs (Marktprämien) oder anderen Arten direkter Preisstützungsregelungen gefördert werden können.

<sup>125</sup> Erwägungsgrund 42 der Änderungsverordnung sowie Artikel 19b Absatz 4

damit verbundenen höheren (relativen) Transaktionskosten für kleinere Projekte wahrscheinlich weiterhin technisch und wirtschaftlich gerechtfertigt (auch wenn dies zu einer weiteren Segmentierung des Marktes führt und manchmal zu Marktmanipulationen führen kann). In diesem Zusammenhang ist es jedoch etwas verwirrend, dass das Parlament tatsächlich vorgeschlagen hatte, die Verwendung von zweiseitigen CfDs *nur für kleine Projekte* unterhalb einer bestimmten Schwelle vorzuschreiben, was ein unsinniger Vorschlag war, der nicht mit dem gemeinsamen Ansatz im Einklang stand.<sup>126</sup> Dies muss ein (offensichtlicher) Fehler gewesen sein, der während des Trilogs (zu Recht) korrigiert wurde.

Darüber hinaus werden Investitionsentscheidungen von zwei weiteren Aspekten beeinflusst, die zumindest am Rande erwähnt werden sollten: Der erste Aspekt betrifft die Sicherheit und Klarheit hinsichtlich der Gestaltung künftiger zweiseitiger CfD-Systeme, die frühzeitig vor der Inbetriebnahme von Projekten, die solchen CfDs unterliegen, erforderlich sind, damit Projektentwickler diese Informationen bei ihrer Bewerbung um die Aufnahme in das CfD-System berücksichtigen können. Daher sind die in der Änderungsverordnung vorgesehenen langen Übergangsphasen (von drei oder sogar fünf Jahren ab ihrem Inkrafttreten) sowie die Verpflichtung der Mitgliedstaaten, die Regelungen rechtzeitig (d. h. innerhalb von sechs Monaten nach Inkrafttreten der Änderungsrichtlinie) einzuführen, erforderlich.<sup>127</sup> Unter der Annahme, dass sowohl die Änderungsverordnung als auch die Änderungsrichtlinie Mitte 2024 in Kraft treten, müssten die Mitgliedstaaten ihre überarbeiteten Förderregelungen bis Ende 2024 einführen, damit sie ab Mitte 2027 bzw. Mitte 2029 gelten können. Dies dürfte den Marktteilnehmern ausreichend Zeit für den Übergang von einseitigen CfDs zu zweiseitigen CfDs geben.<sup>128</sup>

Der zweite Aspekt betrifft schließlich die mögliche mangelnde Harmonisierung der zweiseitigen CfD-Systeme zwischen den Mitgliedstaaten. Die Änderungsverordnung legt zwar eine Reihe allgemeiner Gestaltungsgrundsätze fest, die von den Mitgliedstaaten zu beachten sind<sup>129</sup>, lässt

---

<sup>126</sup> Vgl. Europäisches Parlament (Fußnote 63), S. 21.

<sup>127</sup> Vgl. Erwägungsgrund 36 der Änderungsverordnung, Artikel 19b Absatz 1 Unterabsatz 2 der geänderten Verordnung und Artikel 3 Absatz 1 der geänderten Richtlinie.

<sup>128</sup> Tatsächlich könnte man argumentieren, dass für einige der betroffenen Technologien, z. B. Solar-Photovoltaik-Projekte, eine so lange Vorlaufzeit gar nicht erforderlich wäre. Solar-Photovoltaik-Projekte können viel schneller entwickelt und umgesetzt werden als Onshore- und erst recht Offshore-Windenergieprojekte, was bedeutet, dass die Vorankündigungsfrist von 2,5 Jahren in ihrem Fall übertrieben sein und den Anwendungsbereich künftiger zweiseitiger CfD-Regelungen unnötig einschränken könnte.

<sup>129</sup> Artikel 19b Absatz 1a

jedoch weiterhin erheblichen Spielraum für die konkreten Gestaltungselemente, sodass davon auszugehen ist, dass sich diese Systeme innerhalb der EU erheblich unterscheiden werden. Grundsätzlich ist diese Vielfalt an Regelungen im Bereich der Förderung erneuerbarer Energien nicht neu und aus wirtschaftlicher Sicht nicht unbedingt negativ zu bewerten, da sie es den Mitgliedstaaten ermöglicht, zu experimentieren und die nationalen Gegebenheiten bei der Gestaltung ihrer Förderregelungen zu berücksichtigen. Zu große Unterschiede zwischen den verschiedenen Regelungen können jedoch zu einem sehr fragmentierten und intransparenten Markt führen, der nicht mit den Zielen des Binnenmarktes für Energie im Einklang steht. Daher sieht die Änderungsverordnung zu Recht vor, dass die Kommission bei der Bewertung der nationalen Regelungen zumindest ein gewisses Maß an Harmonisierung sicherstellen muss.<sup>130</sup>

### **3.5. Stellen zweiseitige CfDs eine Marktintervention dar, die aus wirtschaftlicher Sicht gegen die Grundsätze der sozialen Marktwirtschaft und des EU-Binnenmarkts verstößt?**

Der ungehinderte Wettbewerb ist ebenso wie der rechtliche Schutz des Eigentums und anderer Grundrechte eines der Kernprinzipien der sozialen Marktwirtschaft der EU.<sup>131</sup> In diesem Sinne soll der Binnenmarkt für Strom so organisiert sein, dass er erneuerbare Energiequellen integriert, den freien Wettbewerb gewährleistet und die Versorgung sicherstellt.<sup>132</sup> In einigen Kreisen wurde argumentiert, dass die Vorschläge der Kommission für zweiseitige CfDs diesen zentralen Grundsätzen des Binnenmarktes zuwiderlaufen würden.<sup>133</sup> Diese Behauptung wird daher in diesem letzten Unterkapitel von Kapitel 3 aus wirtschaftlicher Sicht untersucht, bevor das Thema im nächsten Kapitel aus rechtlicher Sicht erneut aufgegriffen wird.

---

<sup>130</sup> Artikel 19b Absatz 1b

<sup>131</sup> Artikel 3 Absatz 3 EUV

<sup>132</sup> Artikel 1 Absatz 3 der Richtlinie (EU) 2019/944

<sup>133</sup> So behauptete beispielsweise die FDP (vor der Veröffentlichung des Kommissionsvorschlags), dass „CfDs den Wettbewerb im Binnenmarkt gefährden; sie sind nichts anderes als Planwirtschaft. [...] Was wir brauchen, ist mehr Marktwirtschaft. Der Binnenmarkt wird von den Schockwellen hart getroffen werden, wenn die EU CfDs zulässt.“ Ihre Ablehnung der möglichen Einführung von CfDs begründeten sie mit einer möglichen Entkopplung der Marktpreise von den Energiekosten und einer Untergrabung der Merit-Order- und Knappheitspreisbildung, was zu weniger flexiblen Strompreisen und einem weniger effizienten Betrieb der Stromerzeuger führen würde. Laut dem energiepolitischen Sprecher der FDP wurde der bevorstehende Vorschlag der Kommission vom Minister für Wirtschaft und Klimaschutz der Grünen nur aus „ideologischen Gründen“ und um Gewinne aus Offshore-Windenergieprojekten abzuschöpfen, unterstützt. (Vgl. Florian Güßgen, „FDP greift Grüne wegen EU-Strommarktreform an“, *WirtschaftsWoche* (Düsseldorf, 30. Januar 2023) <[www.wiwo.de](http://www.wiwo.de)> (zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024); Originalzitat vom Autor übersetzt).

Abgesehen von den politisch-wirtschaftlichen Aspekten der Kritik am CfD-Vorschlag der Kommission sind die folgenden vier wirtschaftlichen und rechtlichen Argumente (oder *Behauptungen*) der Kritiker eine Betrachtung wert.

### **3.5.1. Vorwurf I: Gefahr für den Wettbewerb im Binnenmarkt**

Der ursprüngliche Vorschlag der Kommission und der im Trilog vereinbarte Kompromisstext erkennen die Bedeutung eines gut funktionierenden (Strom-)Marktes und der Wahrung des Wettbewerbs an, indem sie die Gestaltung von zweiseitigen CfDs fordern, um „unangemessene Verzerrungen des Wettbewerbs und des Handels im Binnenmarkt [...] zu vermeiden“.<sup>134</sup> Die Änderungsverordnung verlangt darüber hinaus, dass die „Vergütungsbeträge [im Rahmen von zweiseitigen CfDs] durch ein offenes, klares, transparentes und diskriminierungsfreies Ausschreibungsverfahren [festgelegt werden]“.<sup>135</sup> Daher erscheint die Behauptung, dass die Umstellung auf zweiseitige CfDs ein Hindernis für das Funktionieren des Wettbewerbs im IEM darstellen würde, unangebracht, oder zumindest kann nicht mit Sicherheit gesagt werden, dass der Wettbewerb durch ihre Einführung eingeschränkt wird. Ob zweiseitige CfDs die Herrschaft des *freien Marktes* stärker einschränken als einseitige CfDs, hängt vielmehr von der konkreten Ausgestaltung auf Ebene der Mitgliedstaaten ab, da die Änderungsverordnung lediglich die Grundzüge festlegt, für die die Kommission detailliertere Gestaltungsparameter und Bewertungskriterien ausarbeiten muss (höchstwahrscheinlich in Form aktualisierter Leitlinien für staatliche Beihilfen).

### **3.5.2. Behauptung II: Übergang zu einer Planwirtschaft**

Wie bereits erläutert, gibt es gute wirtschaftliche Gründe, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen öffentlich zu fördern, da ein *freier und ungehinderter* Markt, der sich selbst überlassen bleibt, kein sozial optimales Ergebnis erzielen würde (vgl. Abschnitt 3.2.1). Die Korrektur von Marktversagen durch staatliche Eingriffe führt daher nicht zu einer Planwirtschaft, solange diese Eingriffe zielgerichtet, verhältnismäßig und auf das zur Behebung des Marktversagens unbedingt erforderliche Maß beschränkt sind. Auf der Grundlage der vorstehenden Analyse erfüllt der Reformvorschlag diese Anforderung – d. h. die Einführung von zweiseitigen CfDs (oder gleichwertigen Systemen) wird gezielt die potenziellen Zufallsgewinne für bestimmte

---

<sup>134</sup> Vgl. insbesondere Erwägungsgrund 41 der Änderungsverordnung sowie Artikel 19b Absatz 1a Buchstabe d der geänderten Verordnung.

<sup>135</sup> Artikel 19b Absatz 1a Buchstabe d

Technologien angehen, die sich aus einer künftigen Energiepreiskrise ergeben, sowie die damit verbundenen Kosten für die Verbraucher, anstatt sozusagen das Kind mit dem Bade auszuschütten, indem der Strommarkt auf der Grundlage von Grenzpreisen und der Merit Order grundlegend umgestaltet wird. Klugerweise wurde dies im Vorschlag der Kommission und in der Trilog-Vereinbarung unberührt gelassen, was der Effizienz des Strommarktes zugutekommt, da die Preissignale an Produzenten und Verbraucher erhalten bleiben. Daher ist die derzeitige EMR weit davon entfernt, zu einer Planwirtschaft zu führen, sondern sorgt stattdessen für ein gerechteres Gleichgewicht zwischen Risiken und Chancen für Produzenten und Verbraucher. Tatsächlich könnte man argumentieren, dass dieses Gleichgewicht mit einseitigen CfDs stark zugunsten der Erzeuger verschoben war, da diese bisher effektiv von einer Versicherung (gegen sinkende Preise) profitierten, für die sie keine Versicherungsprämie zahlen mussten. Mit zweiseitigen CfDs wird dies nun korrigiert, wodurch ein Grundprinzip der sozialen Marktwirtschaft gestärkt wird.

### **3.5.3. Vorwurf III: Entkopplung der Marktpreise von den Energiekosten und falsche Anreize für den Ausbau von RES-E**

Durch die Beibehaltung des Merit-Order-Prinzips und der Knappheitspreisbildung greift der Reformvorschlag nicht in die grundlegende Funktionsweise des IEM ein. Wie bereits erläutert, sorgt er jedoch für eine gewisse Entkopplung der Strompreise für Verbraucher vom vorherrschenden Großhandelsmarktpreis (durch Subventionen), allerdings nur unter bestimmten Umständen (d. h. während einer erklärten „Strompreiskrise“) und in seinem Umfang streng begrenzt, um das Preissignal nicht zu sehr zu verzerren.<sup>136</sup>

Während die Markteinnahmen für Projekte im Bereich der sauberen Energie durch zweiseitige CfD-Systeme (oder Äquivalente) begrenzt werden sollen, zielt die Reform ausdrücklich darauf ab, sicherzustellen, dass diese Projekte weiterhin wie bisher am Strommarkt teilnehmen können.<sup>137</sup> Darüber hinaus zielt die Reform darauf ab, sicherzustellen, dass „die Höhe der Vergütung an die Kosten der neuen Investition angepasst wird“<sup>138</sup>, wodurch die Entkopplung der

---

<sup>136</sup> Obwohl dies nicht im Mittelpunkt dieser Analyse steht, ist es sinnvoll, die Leser auf den entsprechenden Abschnitt im begleitenden SWD (vgl. Abschnitt 6) und Artikel 66a der geänderten Verordnung zu verweisen.

<sup>137</sup> Vgl. Artikel 19b Absatz 1a Buchstaben a und b der geänderten Verordnung.

<sup>138</sup> Artikel 19b Absatz 1a Buchstabe c

(Markt-)Preise von den Erzeugungskosten der inframarginalen Erzeuger erreicht wird, während die Merit Order (und damit ein einheitlicher *Marketclearingpreis*) beibehalten wird. Die erreichte Entkopplung ist somit völlig beabsichtigt und durch das effizientere Funktionieren des Strommarktes in vollem Umfang gerechtfertigt, ohne die für den flexiblen Betrieb von Kraftwerken erforderlichen Preissignale zu verzerren.

#### **3.5.4. Behauptung IV: Besteuerung von Zufallsgewinnen, insbesondere aus Offshore-Windenergie**

Die Vermeidung von Zufallsgewinnen für „kohlenstoffarme, nicht fossile Technologien mit niedrigen und stabilen Betriebskosten“<sup>139</sup> ist ein zentrales Ziel des Reformvorschlags. Ob dies, wie behauptet, speziell auf Offshore-Windenergieprojekte abzielt, ist schwer zu sagen und angesichts der viel größeren installierten Kapazitäten anderer Technologien wie Onshore-Windenergie und Solarenergie eher unwahrscheinlich. Was also in Zukunft durch zweiseitige CfDs vermieden werden soll, ist eine Wiederholung der Zufallsgewinne, die den Erzeugern erneuerbarer Energien während einer weiteren Strompreiskrise zufließen, wobei steigende Erdgaspreise zu steigenden Großhandelsstrompreisen führen würden, was wiederum zu einer Übervergütung für Technologien führen würde, deren Erzeugungskosten sich nicht verändert haben. Wie bereits erläutert, handelt es sich hierbei eher um ein politisches als um ein wirtschaftliches Argument (da es nichts mit der Effizienz des Strommarktes als solchem zu tun hat) und könnte als eine Neugewichtung der Aufteilung zwischen Verbraucher- und Produzentenrenten angesehen werden. Dies betrifft die Frage der politischen Akzeptanz von Preisspitzen und eines *fairen* Gleichgewichts zwischen den Bedürfnissen der Produzenten und Verbraucher (und nicht die Marktgestaltung/Marktergebnisse) und verringert somit das politische Risiko rückwirkender Änderungen des Förderprogramms (und damit das Investitionsrisiko der Produzenten) – was, wie der Reformvorschlag zu Recht argumentiert, eindeutig notwendig ist, um die Energiewende zum Erfolg zu führen.

Zwar fehlt in dem Kompromissdokument (wie bereits erwähnt) eine konkrete Definition dessen, was eine „übermäßige Vergütung“ darstellt, die zu Zufallsgewinnen führt, doch erscheint die allgemeine Idee (wie sie verstanden wird) durchaus sinnvoll. Grundsätzlich könnten alle

---

<sup>139</sup> Erwägungsgrund 42 der Änderungsverordnung

Einnahmen (Ausübungspreis) über dem *Basisfall* zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung als überhöhte Vergütung angesehen werden, und deren Rückforderung wäre für das (wahrgenommene) Investitionsrisiko kein Problem, wenn die CfD-Bedingungen im Voraus bekannt sind (vgl. Abschnitt 3.4.1). Solange die zweiseitigen CfD-Systeme also rechtzeitig eingeführt werden (und nicht rückwirkend geändert werden), sollte dieser Mechanismus keine Bedenken hervorrufen.

### **3.6. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen**

Wie bereits erläutert, erklären die Energie(preis)krise von 2021/22 und der Europäische Grüne Deal die Notwendigkeit und Rechtfertigung des derzeit in der EU laufenden EMR. Die konkreten Reformvorschläge der Kommission, die inzwischen vom Parlament und vom Rat angenommen wurden, werfen viele wichtige wirtschaftliche Fragen auf, von denen vier in diesem Kapitel behandelt wurden. Dieses Kapitel ist zwar an sich schon wichtig und nützlich, legt aber auch den Grundstein für die rechtliche Analyse, die in Kapitel 4 folgt.

Um den europäischen Stromsektor vollständig zu dekarbonisieren, müssen direkte Preisstützungsmaßnahmen für RES-E-Projekte auf absehbare Zeit fortgesetzt werden (vgl. Abschnitt 3.2.1). Die jüngste Energiekrise hat jedoch Schwächen in den bestehenden Marktprämienmodellen aufgezeigt und enormen politischen Druck ausgeübt, um Windfall-Gewinne zugunsten der Stromverbraucher und Steuerzahler zurückzufordern. Zeitweise wurden sehr drastische Änderungen gefordert, die zur Abschaffung oder Ersetzung des Merit-Order-Prinzips hätten führen können; darüber hinaus führten viele Mitgliedstaaten Preisobergrenzen und Rückforderungsregelungen für Zufallsgewinne ein. Wenn die Krise eines gezeigt hat, dann dass die Minderung der politischen und wirtschaftlichen Risiken künftiger Marktturbulenzen und eine bessere Ausgewogenheit der Interessen von Erzeugern und Verbrauchern Änderungen an den derzeitigen Förderregelungen erfordern, insbesondere an Marktprämienmodellen (oder einseitigen CfD-Modellen) (siehe Abschnitt 3.2.2).

Die Kommission argumentiert zwar überzeugend, dass Reformen der bestehenden Förderregelungen notwendig sind, doch erklärt die EU-Exekutive nicht ausreichend, warum zweiseitige CfDs die bevorzugte Lösung (oder sogar die einzig verfügbare Lösung) sind. Auch die Mitgesetzgeber der EU, das Parlament und der Rat, erklären nicht, warum sie dem Beispiel der

Kommission gefolgt sind und zweiseitige CfDs (oder gleichwertige Regelungen) als neuen *Goldstandard* für die Förderung von RES-E akzeptiert haben (siehe Abschnitt 3.3.1).

Der Grund dafür, dass die Wahl auf zweiseitige CfDs gefallen ist, liegt wahrscheinlich in ihrer weit verbreiteten Anwendung in einer wachsenden Zahl von Mitgliedstaaten, wodurch sie zu einem bekannten und bewährten Instrument geworden sind. Trotz ihrer Verbreitung auf Ebene der Mitgliedstaaten lassen die Reformvorschläge jedoch viele wichtige Begriffe und Gestaltungselemente – wie beispielsweise den zentralen Begriff der „Übervergütung“ – unklar definiert, was gleichzeitig gut und schlecht ist. Gut, weil es den Mitgliedstaaten die notwendige Flexibilität bei der Umsetzung solcher Regelungen entsprechend ihren Bedürfnissen und nationalen Gegebenheiten bietet; schlecht, weil die europäischen Strommärkte durch unterschiedliche CfD-Ausgestaltungen eine Fragmentierung riskieren (vgl. Abschnitt 3.3.2).

Das Fehlen einer angemessenen Folgenabschätzung ist ebenfalls problematisch: Bei der Ausarbeitung der Reformvorschläge scheint die Kommission weder Kosten und Nutzen angemessen abgewogen noch mögliche Alternativen zu zweiseitigen CfDs analysiert zu haben. (Zumindest hat sie in diesen Punkten nicht für die erforderliche Transparenz gesorgt.) Ebenso mangelt es den Schätzungen der Kommission zu den Einnahmen der Mitgliedstaaten aus zweiseitigen CfDs an Transparenz (siehe Abschnitt 3.3.3).

Da sich zweiseitige CfDs in ihrem Risiko-Ertrags-Profil grundlegend von Marktprämienmodellen unterscheiden, sollten Investitionsentscheidungen im Rahmen von zweiseitigen CfD-Modellen anders ausfallen als im Rahmen von einseitigen CfD-Modellen. Dies geht aus den Ergebnissen des quantitativen Modells hervor, das entwickelt wurde, um diese Hypothese unter verschiedenen Annahmen zu überprüfen. Für operative Entscheidungen ist dies weniger eindeutig, da dies stark von der detaillierten Ausgestaltung eines solchen Systems abhängt und die Modellierung solcher operativen Entscheidungen zukünftigen Forschern überlassen wurde. In Bezug auf das Investitionsverhalten zeigt das Modell die erwarteten Auswirkungen der Einführung von zweiseitigen CfDs auf Bietungsentscheidungen; darüber hinaus ergeben sich aus der quantitativen Analyse einige interessante Erkenntnisse (vgl. Abschnitt 3.4.1):

- (1) Eine Fokussierung auf Ausübungspreise kann irreführend sein, da letztlich die Gesamtkosten für die Verbraucher entscheidend sind.

- (2) Ob Null-Subventions-Gebote vorteilhaft sind, hängt von der Perspektive (Verbraucher vs. Produzenten) und der Entwicklung der Großhandelsstrompreise ab. Alles in allem legt die Analyse nahe, dass Null-Subventions-Gebote – verstanden als Betriebsgenehmigung und nicht als finanzielle Unterstützung – weiterhin möglich sein sollten.
- (3) Schließlich scheinen zweiseitige CfDs eine wirksame Absicherung gegen künftige Energie(preis)krisen und deren wirtschaftliche und politische Folgen zu bieten.

Je nach Ausgestaltung von zweiseitigen CfDs könnte die Effizienz des Strommarktes theoretisch leiden (vorausgesetzt, dass die Produzenten weniger Anreize haben, Nachfrageschwankungen zu berücksichtigen). Da variable erneuerbare Energiequellen (wie Wind- und Solarenergie, kurz *VRE*) in der Praxis jedoch meist nicht regelbar sind, dürften die praktischen Auswirkungen von zweiseitigen CfDs auf Betriebsentscheidungen ohne kostengünstige und reichlich vorhandene Speicheroptionen (die in *VRE*-Projekte eingebettet sein müssten, damit die Betreiber Nachfrage-/Angebotsaspekte internalisieren können) eher begrenzt sein. Daher sollte die Betriebseffizienz zwar als Gestaltungselement solcher Systeme berücksichtigt werden, aber weniger Gewicht haben als andere Aspekte (vgl. Abschnitt 3.4.2).<sup>140</sup>

Dazu gehört die mangelnde Harmonisierung und Gleichbehandlung von Projekten, Technologien und Betreibern innerhalb und zwischen den Mitgliedstaaten, die in der EMR der EU vorgesehen ist. Dies könnte zu einer unerwünschten Marktfragmentierung und einer verringerten Liquidität auf dem (erneuerbaren) Strommarkt führen. Ein Großteil dieser Ungleichbehandlung lässt sich jedoch durch technische, wirtschaftliche oder rechtliche Erwägungen rechtfertigen – mit der möglichen Ausnahme der Unterscheidung zwischen Greenfield- und Brownfield-Projekten, die offenbar hauptsächlich auf politischen Erwägungen beruht (siehe Abschnitt 3.4.3).

Während der ursprüngliche Reformvorschlag der Kommission von einigen Kommentatoren wegen Verstoßes gegen Grundrechte und die zentralen Grundsätze des Binnenmarktes heftig

---

<sup>140</sup> In dieser Schlussfolgerung weicht diese Analyse in einem wichtigen Punkt von der anderer Forscher, z. B. Löschel et al. (Fußnote 98), ab, indem sie zu dem Ergebnis kommt, dass zweiseitige CfDs ein nützliches Instrument sind, um Risiken und Chancen zwischen Erzeugern und Verbrauchern von sauberem Strom besser auszugleichen, nicht zuletzt, weil ihre Auswirkungen auf tatsächliche Betriebsentscheidungen wahrscheinlich gering sind. Diese Analyse stimmt jedoch mit anderen (einschließlich Löschel et al.) darin überein, dass – wie immer – *der Teufel im Detail steckt*, was bedeutet, dass künftige Förderprogramme gut konzipiert sein müssen, um gut zu funktionieren.

kritisiert wurde, erscheinen diese Vorwürfe bei näherer Betrachtung weitgehend unbegründet oder zumindest verfrüht (z. B. hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf den Wettbewerb). Die Einführung von zweiseitigen CfDs, wie sie derzeit vorgesehen ist, ist keineswegs ein Schritt in Richtung *Plamwirtschaft* und dürfte sich kaum negativ auf Preissignale und einen effizienten Strommarkt auswirken. Vielmehr werden durch die Vermeidung – oder zumindest Verringerung – von Zufallsgewinnen in Zukunft die Kosten für die Verbraucher und das Investitionsrisiko für die Erzeuger gesenkt, was eine für beide Seiten vorteilhafte Veränderung mit sich bringt (vgl. Unterkapitel 3.5).

Insgesamt deutet die in diesem Kapitel vorgestellte wirtschaftliche Analyse darauf hin, dass die Umstellung auf zweiseitige CfDs (oder gleichwertige Systeme) eine ausgewogene und vernünftige Reform darstellt, mit der die erklärten politischen Ziele erreicht werden können, ohne den Erzeugern oder Verbrauchern übermäßige Kosten aufzuerlegen. Zu Recht hat die EU auf radikalere Änderungen der grundlegenden Funktionsweise ihres IEM verzichtet, die von vielen gefordert worden waren, als die Strompreise sich der Marke von 1.000 Euro pro Megawattstunde näherten und diese dann überschritten, da diese unbeabsichtigte (negative) Folgen gehabt hätten.

## *Kapitel 4*

### RECHTLICHE ANALYSE VON ZWEISEITIGEN CFDS FÜR PROJEKTE IM BEREICH ERNEUERBARE ENERGIEN IN DER EU

#### **4.1. Einleitung**

Wie bereits erwähnt (vgl. Abschnitt 2.2.1.2), legte der ursprüngliche Vorschlag der Kommission vom März 2023<sup>141</sup> die Rechtsgrundlage für den Vorschlag dar, wie er mit dem Subsidiaritätsprinzip vereinbar ist und warum die Kommission die geplanten Maßnahmen und Instrumente für verhältnismäßig hielt. Außerdem wurde die Wahl des Instruments einer Änderungsverordnung (die nun durch eine Änderungsrichtlinie ergänzt wird) erläutert, was alles in Ordnung ist.

Die ausdrückliche rechtliche Begründung der Kommission beschränkte sich jedoch auf nur 3,5 Seiten, wobei nur eine halbe Seite den (möglichen) Auswirkungen ihrer Vorschläge auf verschiedene Grundrechte gewidmet war. Auch wenn diese klar benannt sind, verdient ein Vorschlag mit potenziell weitreichenden Folgen sicherlich eine genauere Betrachtung, die über die eher pauschale Zusammenfassung der Kommission hinausgeht, dass „soweit die vorgeschlagenen Maßnahmen die Ausübung dieser [Grund]rechte [d. h. die unternehmerische Freiheit und das Recht auf Eigentum] einschränken, diese Auswirkungen als notwendig und verhältnismäßig angesehen werden, um die Ziele des Vorschlags zu erreichen, und daher legitime Einschränkungen dieser Rechte darstellen, wie sie gemäß der Charta [der Grundrechte der EU].“<sup>142</sup>

Nach der beschreibenden Analyse des EMR-Prozesses in Kapitel 2 und der wirtschaftlichen Analyse in Kapitel 3 konzentriert sich dieses Kapitel daher auf eine Reihe von rechtlichen Aspekten, die sich aus dem im Trilog vereinbarten Kompromisstext ergeben, sowie auf dessen Entstehungsgeschichte (soweit dies für die rechtliche Analyse hilfreich ist). Insbesondere werden in diesem Kapitel die vier rechtlichen Forschungsfragen, die in der Einleitung in Kapitel 1 dargelegt wurden, ausführlich behandelt. Weitere Aspekte, die sich aus der beschreibenden und wirtschaftlichen Analyse des Reformvorschlags ergeben haben, werden nebenbei berücksichtigt, sofern dies für die umfassendere rechtliche Analyse nützlich ist.

---

<sup>141</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnote10).

<sup>142</sup> Vgl. ebenda, S. 14.

Der Rest dieses Kapitels gliedert sich in die vier Leitfragen in den Unterkapiteln 4.3 bis 4.6, gefolgt von einer kurzen Zusammenfassung und den wichtigsten Schlussfolgerungen im Unterkapitel 4.7.

## 4.2. Problematischer Mangel an Definitionen

Bevor jedoch näher auf die vier zentralen Forschungsfragen eingegangen wird, muss ein Punkt angesprochen werden, der den gesamten Reformvorschlag der EU betrifft, nämlich das Fehlen klar definierter Begriffe und Konzepte, was zu (rechtlichen) Unklarheiten und damit zu Unsicherheit für Investoren, Regulierungsbehörden und andere Interessengruppen führen kann – ebenso wie für Gesetzgeber und *Beamte* in den Mitgliedstaaten, die die notwendigen Reformen umsetzen und durchführen müssen. Hier scheint es von entscheidender Bedeutung zu sein, dass die Kommission diese Begriffe und Konzepte bei der Aktualisierung ihrer Leitlinien für staatliche Beihilfen mit Leben erfüllt; andernfalls wird es Aufgabe der Gerichte sein, die Absicht und das Verständnis der Gesetzgeber zu interpretieren. Eine Definition der folgenden Begriffe und Konzepte wäre für die Einführung von zweiseitigen CfDs von besonderer Bedeutung, insbesondere wenn die Regelungen in den 27 Mitgliedstaaten zumindest weitgehend harmonisiert werden sollen.

Mit Blick auf Artikel 19b der geänderten Verordnung werden die folgenden Begriffe im Reformvorschlag verwendet, ohne dass sie in der Verordnung, an anderer Stelle im primären oder sekundären EU-Recht oder in den Leitlinien der Kommission für staatliche Beihilfen (CEEAG) angemessen definiert sind:

- In Bezug auf Artikel 19b Absatz 1 sind „direkte Preisstützungsregelungen“ zwar ein etablierter Begriff, der bereits in der Richtlinie über erneuerbare Energien (RED)<sup>143</sup> verwendet und allgemein definiert wird, doch wird in der geänderten Verordnung nicht definiert, was (genau) unter „Investitionen in neue Stromerzeugungsanlagen“ zu verstehen ist. In Erwägungsgrund 35 wird jedoch darauf hingewiesen, dass „neue [kohlenstoffarme, nicht auf fossilen Brennstoffen basierende] Stromerzeugungsanlagen“ in den Anwendungsbereich von Artikel 19b fallen. In Erwägungsgrund 35 wird dann vorgeschlagen, dass die Mitgliedstaaten „neue Investitionen, die auf eine wesentliche Repowering

---

<sup>143</sup> Vgl. Artikel 2 Nummer 5 und Artikel 4 Absatz 3 der Richtlinie (EU) 2018/2001.

bestehender Stromerzeugungsanlagen oder auf eine wesentliche Erhöhung ihrer Kapazität oder Verlängerung ihrer Lebensdauer abzielen“, einbeziehen können sollten, was darauf hindeutet, dass diese Art von Investitionen nicht unter die enge Definition von „Investitionen in neue Stromerzeugungsanlagen“ gemäß Artikel 19b Absatz 1 fallen. Es muss jedoch anerkannt werden, dass dieser wichtige Begriff streng genommen undefiniert bleibt, da die Definition nur in den Erwägungsgründen enthalten ist.

- Im selben Unterabsatz von Artikel 19b Absatz 1 bleiben auch die Begriffe „zweiseitige Differenzkontrakte“ und „gleichwertige Regelungen mit denselben Auswirkungen“ undefiniert. Was den erstgenannten Begriff betrifft, so enthält Artikel 2 Nummer 76 der geänderten Verordnung eine kurze Definition, die jedoch mehrere neue Begriffe einführt, die ebenfalls nicht definiert sind, darunter „Betreiber von Stromerzeugungsanlagen“, „Mindestvergütungsschutz“ und „Übervergütung“. Dies ist problematisch, da die Definition nur eine allgemeine Definition enthält, die von verschiedenen Parteien sehr unterschiedlich ausgelegt werden könnte. Das Fehlen einer Definition des letzteren Begriffs könnte sich jedoch als katastrophal erweisen, sofern seine Bedeutung und praktische Anwendbarkeit nicht später von der Kommission geklärt werden. Derzeit ist völlig unklar, wie solche „gleichwertigen Regelungen“ aussehen könnten und wie sie sich von zweiseitigen CfDs unterscheiden würden, obwohl sie die gleichen Auswirkungen haben.
- Ebenso unklar ist der Begriff „Offshore-Hybridprojekte“ im zweiten Unterabsatz von Artikel 19b Absatz 1, der unter anderem auch in den Erwägungsgründen 24 und 36 erwähnt, aber nirgendwo als solcher definiert wird. Hier kann man jedoch zumindest vermuten, dass solche Projekte (wahrscheinlich) als Offshore-Windenergieprojekte zu verstehen sind, die sich über die Grenze zwischen zwei oder mehr Mitgliedstaaten (= „Ausschreibungszonen“) erstrecken, aber vielleicht ist hier auch etwas ganz anderes gemeint. Dies bleibt schlicht unklar.
- Ebenso ist Artikel 19b Absatz 1a Buchstabe c nicht eindeutig formuliert. Zwar wird die Absicht, eine „Überkompensation“ (d. h. Zufallsgewinne) durch zweiseitige CfDs zu vermeiden, klar zum Ausdruck gebracht, doch sind der Wortlaut und die Terminologie als solche unklar, da hier erneut dieselben – undefinierten – Begriffe aus Artikel 2

Nummer 76 verwendet werden. Darüber hinaus trägt der vom Rat in Buchstabe c eingefügte Zusatz „..., die Markteinnahmen, ...“ nicht zur Klarheit bei, sondern sorgt vielmehr für Verwirrung darüber, wie die geforderte Angleichung zwischen „den Kosten der neuen Investition, den Markteinnahmen“ und der garantierten Vergütung des zweiseitigen CfDs sichergestellt werden kann oder was damit überhaupt gemeint ist.

- Hier wäre es sicherlich hilfreich gewesen, wenn die ursprünglich von der Kommission in Artikel 2 Absatz 78 vorgeschlagene Definition des Begriffs „Markteinnahmen“ nicht aus dem Kompromisstext gestrichen worden wäre. Darin wurden „Markteinnahmen“ definiert als „die tatsächlichen Einnahmen, die ein Stromerzeuger für den Verkauf und die Lieferung von Strom in der Union erzielt, unabhängig von der Vertragsform, in der dieser Austausch stattfindet, und ohne Berücksichtigung von Beihilfen der Mitgliedstaaten“. Für Außenstehende bleibt unklar, warum der Rat die Streichung dieser Definition gefordert (und durchgesetzt) hat.
- Als nächstes ist anzumerken, dass in Artikel 19b Absatz 1 Unterabsatz 1 von „Investitionen in neue Stromerzeugungsanlagen“ die Rede ist, während im zweiten Unterabsatz sowie in Artikel 19b Absatz 2 von „Investitionen in neue Stromerzeugung“ die Rede ist, wobei unklar ist, ob diese Begriffe als Synonyme gedacht sind oder nicht. Angesichts der politischen Auseinandersetzungen im Rat über die mögliche Unterstützung von Kernkraftwerken<sup>144</sup> könnte die dadurch entstandene Unklarheit als problematisch angesehen werden. In Verbindung mit den Erläuterungen in Erwägungsgrund 35 sollte jedoch klar sein, dass der Unterschied in der Formulierung zwischen Absatz 1 und Absatz 2 wahrscheinlich eher auf schlampige Arbeit als auf eine versteckte Absicht zurückzuführen ist (z. B. dass Frankreich Mittel aus seiner vollständig abgeschriebenen Flotte von Kernreaktoren abziehen oder Modernisierungen und Nachrüstungen von Kernkraftwerken durch die Hintertür finanziell unterstützen könnte). Tatsächlich ist eine solche Hintertür gar nicht notwendig, da das Recht (aber nicht die Verpflichtung) zur Unterstützung dieser Aktivitäten den Mitgliedstaaten bereits durch denselben Erwägungsgrund eingeräumt wird.

---

<sup>144</sup> Vgl. Fußnote 49.

- Es ist jedoch wichtig anzuerkennen, dass Erwägungsgrund 35 und damit die darin dargelegten rechtlichen Begriffe und Konzepte natürlich nicht als solche rechtsverbindlich sind, sondern vielmehr zur Auslegung und Umsetzung von Artikel 19b beitragen. Diese wichtige Einschränkung gilt auch für die anderen in diesem Erwägungsgrund enthaltenen Begriffe, wie z. B. **„wesentliche Leistungssteigerung** bestehender Stromerzeugungsanlagen oder **wesentliche Erhöhung** ihrer Kapazität **oder Verlängerung** ihrer Lebensdauer“ sowie die zuvor im selben Erwägungsgrund erwähnte „Einnahmegarantie“. Das Gleiche gilt für andere Begriffe und Konzepte, die unter anderem in Erwägungsgrund 41 eingeführt werden, beispielsweise: *„injection-based contracts for difference with one or several **strike prices**, a **floor price**, or **capability or yardstick contracts for differences**“<sup>445</sup>, die alle in der geänderten Verordnung und im EU-Recht nicht definiert sind.*

All dies ist rechtlich und wirtschaftlich problematisch, da die EMR (in erster Linie) durch die geänderte Verordnung umgesetzt werden soll, die in der gesamten EU unmittelbar gilt. Während die Verordnung klarstellt, dass es Aufgabe der Mitgliedstaaten ist, sekundäre Rechtsvorschriften (in Form nationaler Gesetze) zu erlassen, um zweiseitige CfDs im Einklang mit den durch die geänderte Verordnung festgelegten Gestaltungsgrundsätzen einzuführen, müssen Rechtswissenschaftler, die diese nationalen Gesetze auslegen und ihre Kohärenz mit dem EU-Recht bewerten, auf die Verordnung und ihre (mangelnden) Definitionen zurückgreifen.

#### **4.3. Stellen zweiseitige CfDs aus rechtlicher Sicht eine Marktintervention dar, die gegen die Grundsätze der sozialen Marktwirtschaft und des EU-Binnenmarkts verstößt?**

Nachdem festgestellt wurde, dass die Einführung der von der EU vorgeschlagenen zweiseitigen CfD-Systeme aus wirtschaftlicher Sicht weitgehend mit den Grundsätzen der sozialen Marktwirtschaft der EU und ihrem Binnenmarkt (für Strom) im Einklang steht (vgl. Unterkapitel 3.5), soll diese Frage nun auch aus rechtlicher Sicht betrachtet werden. Zu diesem Zweck werden zunächst die beiden Konzepte allgemein definiert und beschrieben. Anschließend werden die wesentlichen Elemente der vorgeschlagenen zweiseitigen CfDs diesen Konzepten zugeordnet,

---

<sup>145</sup> Hervorhebung durch den Autor.

um zu beurteilen, ob die vorgeschlagene Marktintervention gegen deren Kernprinzipien verstößt.

#### 4.3.1. Einhaltung der Grundsätze der sozialen Marktwirtschaft

Artikel 3 Absatz 3 des Vertrags über die Europäische Union (EUV) nennt „eine in hohem Maße wettbewerbsfähige soziale Marktwirtschaft“ als eines der Ziele des EU-Binnenmarkts, ohne den Begriff näher zu definieren. Der Begriff „soziale Marktwirtschaft“ geht auf den deutschen Begriff „*soziale Marktwirtschaft*“ zurück, der vor fast 80 Jahren vom ersten Wirtschaftsminister und späteren Bundeskanzler der Nachkriegszeit, Ludwig Erhard, und dem deutschen Wirtschaftsprofessor Alfred Müller-Armack geprägt wurde, um das deutsche Wirtschaftsmodell von den konkurrierenden Konzepten des kapitalistischen freien Marktes und der Planwirtschaft abzugrenzen.<sup>146</sup> Von Deutschland aus gelangte der Begriff dann sowohl auf Ebene der Mitgliedstaaten als auch auf gesamteuropäischer Ebene in den europäischen Wortschatz.<sup>147</sup>

Anschließend wurde der Begriff durch den Vertrag von Lissabon (der 2009 in Kraft trat) in die EU-Verträge aufgenommen, indem er als Artikel 3 Absatz 3 in den revidierten EUV aufgenommen wurde. Im Gegensatz zum deutschen Grundgesetz, das kein bestimmtes Wirtschaftsmodell vorschreibt, ist die soziale Marktwirtschaft somit als das Wirtschaftsmodell der EU verankert.<sup>148</sup> Überraschenderweise haben sich das EU-Recht und die Rechtsprechung jedoch bislang weitgehend zurückgehalten, was die Auslegung und Verwirklichung dieses Ziels angeht – insbesondere dort, wo es mit anderen Zielen der EU in Konflikt geraten könnte.<sup>149</sup>

Tatsächlich „nutzt der Europäische Gerichtshof, der die vom Gesetzgeber inhaltlich offen gelassenen Bestimmungen des Vertrags klären kann, weder den Verweis auf das Ziel der sozialen Marktwirtschaft als Argument, noch definiert er dieses in seinen Urteilen inhaltlich und hinsicht-

---

<sup>146</sup> Vgl. Christian Joerges und Florian Rödl, „‘Social Market Economy’ as Europe’s Social Model?“ (2004) EUI Working Paper LAW Nr. 2004/8, sowie Nils Goldschmidt und Michael Wohlgemuth, „Social Market Economy: origins, meanings and interpretations“ (2008) 19 Const Polit Econ 261, der eine unterhaltsame Geschichte (und mehrere widersprüchliche Darstellungen) der Ursprünge des Begriffs in der deutschen Wirtschaftspolitik bietet. Terhechte, „Wettbewerbsfähige soziale Marktwirtschaft“ (in: Das Recht der Europäischen Union, Werkstand: 80. EL August 2023) liefert einen Kommentar in deutscher Sprache.

<sup>147</sup> Vgl. Claassen et al., „Rethinking the European Social Market Economy: Introduction to the Special Issue“ (2019) 57 JCMS 3.

<sup>148</sup> Vgl. Nils Goldschmidt und Michael Wohlgemuth, „Social Market Economy: origins, meanings and interpretations“ (2008) 19 Const Polit Econ 261.

<sup>149</sup> Vgl. Václav Šmejkal, „Wettbewerbsrecht und das Ziel der sozialen Marktwirtschaft der EU“ (2015) 1 ICJ 33.

lich der damit verbundenen Maßnahmen. Die Europäische Kommission scheint in dieser Hinsicht aufgeschlossener zu sein, allerdings nur auf allgemeiner Ebene. Sie erklärt das Ziel von Artikel 3 Absatz 3 EUV als Ausdruck der Notwendigkeit der Ausgewogenheit und Nachhaltigkeit des europäischen Modells, das auf zwei sich ergänzenden Säulen basiert: „einerseits der Durchsetzung des Wettbewerbs und andererseits sozialpolitischen Maßnahmen zur Gewährleistung sozialer Gerechtigkeit durch die Korrektur negativer Auswirkungen und die Stärkung des sozialen Schutzes.“<sup>150</sup> Das Konzept bleibt also sehr abstrakt und ungenau definiert, was es unmöglich macht, konkret rechtlich zu beurteilen, ob die derzeitige EMR mit dem übergeordneten Ziel der Schaffung einer sozialen Marktwirtschaft vereinbar ist. Abstrakt betrachtet könnte man jedoch argumentieren, dass die Neuausrichtung des Kosten-Nutzen-Verhältnisses zwischen Erzeugern und Verbrauchern, die dem Instrument der zweiseitigen CfDs (oder gleichwertigen Regelungen) zugrunde liegt, gut mit diesem Grundsatz vereinbar ist.

#### **4.3.2. Einhaltung der Grundsätze des Elektrizitätsbinnenmarktes**

Glücklicherweise ist der EU-Binnenmarkt für Strom klarer definiert und abgegrenzt, was dazu beiträgt, die wahrscheinlichen Ergebnisse einer rechtlichen Auslegung des Grundsatzes der sozialen Marktwirtschaft durch die Gerichte vorherzusagen. Da sie Teil des sekundären EU-Rechts sind, geben die Binnenmarktverordnung<sup>151</sup> und die Binnenmarkttrichtlinie<sup>152</sup> Aufschluss über die Ziele der Mitgesetzgeber im Bereich des Binnenmarktes für Strom und ergänzen und präzisieren damit die in den EU-Verträgen als Primärrecht festgelegten allgemeinen Marktgrundsätze.

Die IEM-Verordnung zielt unter anderem darauf ab, „(a) Marktsignale für mehr Effizienz, einen höheren Anteil erneuerbarer Energiequellen, Versorgungssicherheit, Flexibilität, Nachhaltigkeit, Dekarbonisierung und Innovation zu ermöglichen“ und „(b) gut funktionierende, integrierte Strommärkte zu schaffen, die allen Ressourcenanbietern und Stromkunden einen diskriminierungsfreien Marktzugang ermöglichen, [...] Nachfragesteuerung, [...] und die Markt- und Sektorintegration sowie eine marktbasiertere Vergütung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen zu

---

<sup>150</sup> Vgl. ebenda, S. 33.

<sup>151</sup> Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung) [2019] ABl. L 158/54

<sup>152</sup> Richtlinie (EU) 2019/944 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU (Neufassung) [2019] ABl. L 158/125

ermöglichen.“<sup>153</sup> Es würde den Rahmen dieser Analyse sprengen, diese Ziele im Detail zu betrachten, doch ist es wichtig anzumerken, dass viele davon konkurrierende Ziele sind, z. B. was das Ziel eines steigenden Anteils erneuerbarer Energiequellen betrifft, das durch das Ziel, deren Vergütung (ausschließlich) auf dem Markt zu basieren, behindert werden könnte.

Allgemeiner betrachtet scheinen die vorgeschlagenen zweiseitigen CfDs durchaus den Zielen der IEM-Verordnung zu entsprechen (soweit diese sich nicht gegenseitig ausschließen oder widersprechen). Allerdings könnten sie das Preissignal des Stromgroßhandelsmarktes etwas abschwächen, insbesondere in Bezug auf die Betriebsphase von Anlagen zur Erzeugung kohlenstoffarmer Energie (vgl. Abschnitt 3.4.2), was von der Kommission ebenfalls als *notwendiges Übel* bezeichnet wurde. Um das Risiko für das effiziente Funktionieren des Strommarktes durch die durch zweiseitige CfDs eingeführten Preisobergrenzen zu mindern, verlangt die geänderte Verordnung, dass diese so gestaltet sind, dass „Anreize für die Erzeugungsanlage, effizient zu arbeiten und an den Strommärkten teilzunehmen, insbesondere um die Marktbedingungen widerzuspiegeln“<sup>154</sup>, erhalten bleiben, wodurch sie mit den allgemeinen Zielen der IEM in Einklang gebracht werden.

In diesem Sinne enthält Artikel 3 der IEM-Verordnung eine Vielzahl von Grundsätzen, die beim Betrieb der europäischen Strommärkte zu beachten sind. An dieser Stelle erscheint es sinnvoll, darzustellen und zu analysieren, inwiefern die vorgeschlagenen zweiseitigen CfDs diesen Grundsätzen entsprechen würden (wobei sich die Analyse auf diejenigen Grundsätze beschränkt, die für die vorliegende Frage unmittelbar relevant sind):

- „(a) *Die Preise werden auf der Grundlage von Angebot und Nachfrage gebildet*“: Dieser Grundsatz wird zwar, wie gerade beschrieben, auf der Ebene des Stromgroßhandelsmarktes beachtet, jedoch wird das Preissignal durch die neu eingeführte Einnahmenobergrenze für zweiseitige CfDs etwas gedämpft. Insgesamt scheint dies jedoch angesichts der Vorteile, die sich für die Verbraucher aus dieser Obergrenze ergeben, ein lohnender Kompromiss zu sein.

---

<sup>153</sup> Artikel 1 der Verordnung (EU) 2019/943

<sup>154</sup> Artikel 19b Absatz 1a Buchstabe a der geänderten Verordnung

- *„(b) Die Marktregeln sollen eine freie Preisbildung fördern und Maßnahmen vermeiden, die eine Preisbildung auf der Grundlage von Angebot und Nachfrage verhindern“*: Gleiche Schlussfolgerung wie unter (a) oben. Darüber hinaus ist anzumerken, dass sich die Ausübungspreise für zweiseitige CfDs ebenfalls auf der Grundlage von Angebot und Nachfrage bilden, da Stromerzeuger an wettbewerbsorientierten Auktionen teilnehmen (und erfolgreich sein) müssen, bevor sie von der durch den zweiseitigen CfDs gewährten Mindestvergütung profitieren können. Daher findet die freie Preisbildung im Idealfall in zwei Phasen des Projektlebenszyklus statt – vor der Investitionsentscheidung und während der Betriebsphase.
- *„(c) Marktregeln sollen die Entwicklung einer flexibleren Erzeugung, einer nachhaltigen kohlenstoffarmen Erzeugung und einer flexibleren Nachfrage erleichtern“*: Dieser Grundsatz steht im Zusammenhang mit den beiden vorangegangenen Grundsätzen, da die Flexibilität der Erzeugung und die Marktpreise zur Vergütung einer flexiblen Erzeugung zwei Seiten derselben Medaille sind. Während das Reformpaket der Kommission auch die Flexibilität der Stromerzeugung in späteren Teilen behandelt (die über den Rahmen dieser Analyse hinausgehen), lässt sich argumentieren, dass zweiseitige CfDs die Anreize für eine flexiblere Stromerzeugung potenziell (und in gewissem Maße) dämpfen könnten. Wie bereits erwähnt, gibt es jedoch nur begrenzten technischen Spielraum für eine Flexibilisierung der betreffenden Technologien (ohne Stromspeicherung).
- *„(f) Die Marktregeln müssen die Dekarbonisierung des Stromsystems und damit der Wirtschaft ermöglichen, unter anderem durch die Integration von Strom aus erneuerbaren Energiequellen und durch Anreize für Energieeffizienz“*: Sowohl dieser als auch der vorangehende Grundsatz sollten durch die Einführung von zweiseitigen CfDs unterstützt werden, da diese durch die Festlegung des/der Ausübungspreise(s) langfristige Einnahmesicherheit bieten und somit das Risiko rückwirkender Änderungen des Förderprogramms zur Rückforderung von Zufallsgewinnen verringern. Dadurch wird das Investitionsrisiko verringert und die Investitionsanreize erhöht (ceteris paribus).
- *„(g) Die Marktregeln müssen angemessene Investitionsanreize für die Erzeugung bieten, insbesondere für langfristige Investitionen in ein dekarbonisiertes und nachhaltiges Elektrizitätssystem, Energiespeiche-*

nung, Energieeffizienz und Lastmanagement, um den Marktbedarf zu decken, und müssen einen fairen Wettbewerb ermöglichen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten“: Dieser Grundsatz überschneidet sich mit dem vorangegangenen Grundsatz und wiederholt ihn in vielerlei Hinsicht, sodass die dortige Schlussfolgerung auch hier gilt.

- „(k) Alle Erzeuger sind direkt oder indirekt für den Verkauf des von ihnen erzeugten Stroms verantwortlich“: Dieser Grundsatz sollte durch die Einführung von zweiseitigen CfDs nicht beeinträchtigt werden, da die Verpflichtung zur Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen weiterhin bei den Projektinhabern liegt.
- „(l) Die Marktregeln müssen die Entwicklung von Demonstrationsprojekten für nachhaltige, sichere und kohlenstoffarme Energiequellen, Technologien oder Systeme ermöglichen, die zum Nutzen der Gesellschaft realisiert und genutzt werden sollen“: Dieser Grundsatz sollte durch die Einführung von zweiseitigen CfDs nicht beeinträchtigt werden, da es den Mitgliedstaaten freisteht, Demonstrationsprojekte von zweiseitigen CfDs auszunehmen.<sup>155</sup>
- „(m) Die Marktregeln ermöglichen einen effizienten Einsatz von Erzeugungsanlagen, Energiespeichern und Lastmanagement“: Dieser Grundsatz überschneidet sich mit den vorangegangenen Grundsätzen und wiederholt diese in vielerlei Hinsicht, sodass die dortigen Schlussfolgerungen auch hier gelten.
- „(n) Die Marktregeln ermöglichen den Markteintritt und -austritt von Stromerzeugungs-, Energiespeicher- und Stromversorgungsunternehmen auf der Grundlage der von diesen Unternehmen vorgenommenen Bewertung der wirtschaftlichen und finanziellen Tragfähigkeit ihrer Tätigkeiten“: Vorbehaltlich einer erfolgreichen Teilnahme an Ausschreibungen für zweiseitige CfDs sollte der freie Zugang zu diesem System kein Problem darstellen. Darüber hinaus könnten Projekte im Bereich der sauberen Energie auch auf andere Weise in den Strommarkt eintreten, z. B. auf der Grundlage von Stromabnahmeverträgen (PPAs) oder auf rein kommerzieller Basis, da die Teilnahme an einem zweiseitigen CfD-System auf freiwilliger Basis erfolgen soll.<sup>156</sup> Was jedoch den freien Ausstieg betrifft, so müssen die Kommission und die Mit-

---

<sup>155</sup> Artikel 19b Absatz 4 der geänderten Verordnung

<sup>156</sup> Artikel 19b Absatz 1 Unterabsatz 3 der geänderten Verordnung

gliedstaaten bei der Ausarbeitung der Leitlinien bzw. der nationalen Instrumente sicherstellen, dass die erforderlichen „Strafklauseln, die im Falle einer ungerechtfertigten einseitigen vorzeitigen Kündigung des Vertrags gelten“, dieser Anforderung Rechnung tragen. Daher sollten sie auf den (beabsichtigten) Fall der „vorzeitigen Kündigung des Vertrags durch den Erzeuger beschränkt sein, um zu vermeiden, dass Erzeuger in Zeiten hoher Preise, in denen sie zur Rückzahlung der über dem Vertragspreis liegenden Einnahmen verpflichtet wären, aus dem Vertrag aussteigen“<sup>157</sup>, anstatt Fälle einzubeziehen, in denen ein Projekt aus anderen Gründen technisch, wirtschaftlich oder finanziell unrentabel wird.

- *„(o) Damit die Marktteilnehmer auf Marktbasis vor Preisvolatilitätsrisiken geschützt werden und die Unsicherheit hinsichtlich künftiger Kapitalrenditen gemindert wird, müssen langfristige Absicherungsprodukte auf transparente Weise an Börsen handelbar sein und langfristige Stromlieferverträge müssen außerbörslich verhandelbar sein, vorbehaltlich der Einhaltung des Wettbewerbsrechts der Union“*: Obwohl dies nicht streng auf zweiseitige CfDs anwendbar ist, kann man sicherlich argumentieren, dass der allgemeine Geist dieses Grundsatzes durch ihre Einführung gestärkt wird. Da zweiseitige CfDs darauf ausgelegt sind, die Preisvolatilität für Erzeuger und Verbraucher zu verringern, mindern sie die Unsicherheit hinsichtlich künftiger Investitionsrenditen und sind zwischen Erzeugern und Abnehmern frei verhandelbar (hinsichtlich der Ausübungspreise). Bei der Formulierung dieses Grundsatzes hatten die Gesetzgeber eindeutig andere Absicherungsinstrumente im Sinn (z. B. Termin- und Futures-Kontrakte), aber die allgemeine Idee gilt auch für zweiseitige CfDs.

Während die IEM-Verordnung die Grundsätze für den EU-IEM festlegt, hat die IEM-Richtlinie wenig zu bieten, was Regeln und Grundsätze betrifft, die für die Einführung von zweiseitigen CfDs unmittelbar relevant sind. In diesem Bereich nennt die IEM-Richtlinie lediglich die allgemeinen Ziele eines „reibungslosen Übergangs zu einem nachhaltigen kohlenstoffarmen Energiesystem“ und einer verstärkten „Integration von Strom aus erneuerbaren Energiequellen [...]“<sup>158</sup>. Es lässt sich argumentieren, dass hier ein ähnlicher Kompromiss wie der in den widersprüchlichen Zielen der Verordnung beschriebene besteht, aber allgemein sollte man davon ausgehen,

---

<sup>157</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnote 11), S. 33.

<sup>158</sup> Artikel 1 Absätze 1 und 3 der Richtlinie (EU) 2019/944

dass zweiseitige CfDs diesen beiden Zielen nicht zuwiderlaufen und sie möglicherweise sogar unterstützen.

#### **4.3.3. Praktische Auswirkungen der Angleichung von zweiseitigen CfD-Systemen an die Grundsätze des Binnenmarkts**

Das Fehlen einer geeigneten Definition der „überhöhten Vergütung“ für Projekte im Bereich der sauberen Energie, die durch zweiseitige CfDs (oder gleichwertige Systeme) begrenzt werden soll, wurde bereits mehrfach diskutiert (unter anderem in den Abschnitten 3.3.2, 3.5.4 und im Unterkapitel 4.2). Im Zusammenhang mit der Angleichung dieser Regelungen an die Grundsätze der sozialen Marktwirtschaft und des Binnenmarktes für Energie könnte dies aus den zuvor erläuterten Gründen ebenfalls problematisch werden. Um gleiche Wettbewerbsbedingungen für die Erzeuger zu gewährleisten, ist eine angemessene Harmonisierung des Begriffs „überhöhte Vergütung“ erforderlich, wobei es den Mitgliedstaaten überlassen bleibt, genauer festzulegen, welche Vergütungsniveaus sie je nach Projekt, Technologie, Standort und Zeitpunkt *als überhöht* betrachten. Wie schwierig es sein wird, solche Regeln in der Praxis zu entwickeln und umzusetzen, zeigte sich während der jüngsten Energiepreiskrise, als die Mitgliedstaaten Schwierigkeiten hatten, die Höhe der Vergütung angemessen zu definieren, ab der Zufallsgewinne entstehen und gemäß der Verordnung (EU) 2022/1854 des Rates über eine Notfallmaßnahme zur Bewältigung hoher Energiepreise entsprechend besteuert werden.<sup>159</sup>

Ein weiteres Problem hinsichtlich der Wettbewerbsgleichheit, oder vielmehr deren Fehlen, betrifft die begrenzte Reichweite der Verpflichtung zum Abschluss von zweiseitigen CfDs, die bereits zuvor erörtert wurde (vgl. Abschnitt 3.4.3). Die Tatsache, dass zweiseitigen CfDs auf bestimmte Investitionen in neue Stromerzeugungsanlagen beschränkt sein können, nach langen Übergangsfristen und nur auf freiwilliger Basis<sup>160</sup>, könnte unweigerlich im Widerspruch zum Grundsatz des fairen Wettbewerbs stehen, der in der IEM-Verordnung verankert ist. Tatsächlich wie bereits erläutert, scheint es, dass das Gleichgewicht zwischen vollständig gleichen Wettbewerbsbedingungen und dem Ziel, Investitionsanreize zu sichern (und das Investitionsrisiko so

---

<sup>159</sup> Vgl. Verordnung (EU) 2022/1854 des Rates (Fußnote 34), S. 1. Ein gutes Beispiel hierfür ist das deutsche Strompreisbremsegesetz (StromPBG) vom 20. Dezember 2022, das von den betroffenen Erzeugern heftig umstritten war und erbittert bekämpft wurde, unter anderem durch zwei anhängige Klagen vor dem Bundesverfassungsgericht, vgl. Abschnitt 4.5.2.

<sup>160</sup> Wie in Artikel 19b Absatz 1 Unterabsätze 1 bis 3 der geänderten Verordnung festgelegt.

gering wie möglich zu halten), nicht optimal ist, da die Ausnahmen für die Arten von Investitionen, die unter die CfD-Anforderung fallen (z. B. für Repowering-Projekte), nicht durch technische oder wirtschaftliche Unterschiede gerechtfertigt werden können, sondern eher auf politischen Gründen beruhen.

#### **4.4. Steht der EMR-Vorschlag der EU im Einklang mit den geltenden EU-Rechtsvorschriften und der Rechtsprechung, insbesondere zur Förderung erneuerbarer Energien?**

Unabhängig von der vorangegangenen Frage, aber natürlich damit verbunden, sind die Fragen der Übereinstimmung mit bestehenden EU-Rechtsvorschriften und der Rechtsprechung, die als Nächstes behandelt werden.

##### **4.4.1. Auswirkungen der Einführung von zweiseitigen CfD-Systemen auf die Grundrechte**

Nach der rechtlichen Bewertung des Reformvorschlags durch die Kommission könnten eine Reihe von Grundrechten, die in der Charta der Grundrechte der EU verankert sind, beeinträchtigt werden. In erster Linie handelt es sich dabei um die unternehmerische Freiheit (Artikel 16) und das Recht auf Eigentum (Artikel 17), aber auch andere Grundrechte könnten betroffen sein.<sup>161</sup> Wie jedoch in Unterkapitel 4.1 erwähnt, hat die Kommission keine Einzelheiten zu ihrer Bewertung der Verhältnismäßigkeit der vorgeschlagenen Maßnahmen vorgelegt, sondern lediglich unverblümt erklärt, dass „diese Auswirkungen als notwendig und verhältnismäßig angesehen werden, um die Ziele des Vorschlags zu erreichen“.<sup>162</sup> Es erscheint daher notwendig, eine etwas strengere Analyse der Rechte, die negativ betroffen sein könnten, und der Verhältnismäßigkeit ihrer Einschränkung durch zweiseitige CfDs durchzuführen:

- Freiheit der unternehmerischen Tätigkeit (Artikel 16): Die Charta erkennt zwar „die Freiheit der unternehmerischen Tätigkeit“ an, doch kann diese Freiheit durch „das Uni-

---

<sup>161</sup> Die Kommission ist der Ansicht, dass die folgenden Rechte durch den Reformvorschlag insgesamt positiv beeinflusst werden: „Achtung des Privat- und Familienlebens (Artikel 7), Recht auf Schutz personenbezogener Daten (Artikel 8), Diskriminierungsverbot (Artikel 21), Zugang zu Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse (Artikel 36), Einbeziehung eines hohen Umweltschutzniveaus (Artikel 37) und Recht auf einen wirksamen Rechtsbehelf (Artikel 47)“; vgl. Europäische Kommission (Fußnote 10), S. 14.

<sup>162</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnote 10), S. 14.

onsrecht und die nationalen Rechtsvorschriften und Gepflogenheiten“ eingeschränkt werden. Eine solche Einschränkung unterliegt jedoch dem Grundsatz der Verhältnismäßigkeit, wonach „Einschränkungen nur vorgenommen werden dürfen, wenn sie notwendig sind und tatsächlich den von der Union anerkannten Zielen von allgemeinem Interesse oder der Notwendigkeit, die Rechte und Freiheiten anderer zu schützen, entsprechen“.<sup>163</sup> Auf welcher Grundlage die Kommission zu dem Schluss gekommen ist, dass diese Freiheit nicht unangemessen eingeschränkt wird, wurde nicht dokumentiert. Es scheint jedoch sicher anzunehmen, dass die geringfügige Einschränkung dieser Freiheit, die durch den Wechsel von einseitigen zu zweiseitigen CfDs entsteht, als verhältnismäßig angesehen wurde, um die erklärten Ziele der Neugewichtung von Risiken und Chancen aus der weiteren Verbreitung kohlenstoffarmer Technologien für Erzeuger und Verbraucher (deren wirtschaftliche Interessen gefördert werden, vgl. Fußnote 161 und Abschnitt 3.4.1) zu erreichen. Hier – und auch im Falle des Eigentumsrechts (siehe unten) – macht es daher einen großen Unterschied, dass die Bedingungen (künftiger) zweiseitiger CfDs im Voraus bekannt sind und die Teilnahme daran freiwillig ist (wobei den Projektinhabern viele andere Optionen oder *Wege zum Markt* offenstehen, falls sie die CfD-Bedingungen für inakzeptabel halten), was die Einschränkung des Rechts so weit wie möglich begrenzt.

- Eigentumsrecht (Artikel 17): Die Charta erkennt zwar „das Recht, sein rechtmäßig erworbenes Eigentum zu besitzen, zu nutzen, darüber zu verfügen und es zu vererben“ an, doch kann diese Freiheit eingeschränkt werden, wenn dies „im öffentlichen Interesse [oder] im allgemeinen Interesse erforderlich“ ist.<sup>164</sup> Auch hier gilt der Grundsatz der Verhältnismäßigkeit. Ähnlich wie bei der vorangegangenen Freiheit wäre es natürlich sehr problematisch, rückwirkende Änderungen an der öffentlichen Förderung für laufende Projekte vorzunehmen, z. B. durch die Auferlegung von zweiseitigen CfDs für Erzeuger oder durch die Einführung von Windfall-Steuern oder nachträglichen Kürzungen der Marktprämien. Im Gegensatz dazu sollten Änderungen (nur) an der Förderregelung für künftige Projekte das Eigentumsrecht überhaupt nicht beeinträchtigen, wenn

---

<sup>163</sup> Artikel 52 Absatz 1 der Charta der Grundrechte der Europäischen Union

<sup>164</sup> Das Recht auf Eigentum gilt auch für juristische Personen; vgl. Jarass GrCh, 4. Aufl. 2021, EU-Grundrechte-Charta Art. 17, Abs. 16.

eine ausreichend lange Übergangsfrist vorgesehen ist.<sup>165</sup> Dies scheint auch die Argumentation der Kommission gewesen zu sein, die aus genau diesem Grund zwischen bestehenden und neuen Erzeugungsanlagen unterschieden hat.<sup>166</sup>

- Gleichheit vor dem Gesetz (Artikel 20): Während hinsichtlich der Verhältnismäßigkeit der (begrenzten) Einschränkungen der oben genannten Grundrechte keine größeren Bedenken bestehen, ist es schwieriger zu beurteilen, ob im Falle von zweiseitigen CfD-Systemen gemäß der geänderten Verordnung „alle vor dem Gesetz gleich sind“<sup>167</sup>. Während eine unterschiedliche Behandlung bestehender und neuer Projekte gerechtfertigt und notwendig erscheint (nicht zuletzt aus den gerade erläuterten Gründen), könnte sich die Unterscheidung zwischen verschiedenen Arten neuer Projekte (d. h. Greenfield vs. Brownfield) aus rechtlicher Sicht als sehr problematisch erweisen. So gibt es beispielsweise keinen offensichtlichen technischen oder wirtschaftlichen Grund, warum ein Repowering-Projekt (bei dem beispielsweise ein brandneuer Onshore-Windpark einen älteren ersetzt) vom Aufwärtspotenzial (für Einnahmen) eines einseitigen CfD (Marktpremie) profitieren können sollte, während ein Greenfield-Projekt mit ähnlichen Kosten und ähnlicher Komplexität verpflichtet wäre, an einem zweiseitigen CfD-System teilzunehmen. Diese Ungleichbehandlung könnte vor Gericht angefochten werden, sofern die Gesetzgeber in den Mitgliedstaaten (oder die Kommission in ihren Leitlinien für staatliche Beihilfen) ihre Rechtfertigung nicht besser erläutern. Ähnliche, wenn auch weniger gravierende Bedenken könnten hinsichtlich der anderen in der geänderten Verordnung vorgesehenen Ausnahmen (für Technologien bzw. kleine Projekte und Demonstrationsprojekte; vgl. Abschnitt 3.4.3) geäußert werden.

Letztendlich wäre es Aufgabe des Europäischen Gerichtshofs (EuGH), zu beurteilen, ob die oben genannten Freiheiten durch die Änderungen, die durch die EU-weite Einführung von zweiseitigen CfDs hervorgerufen wurden, unnötig oder unverhältnismäßig eingeschränkt wur-

---

<sup>165</sup> Ob die in der Änderungsverordnung vorgesehene Übergangsfrist von drei bis fünf Jahren in allen Fällen ausreichend ist, ist natürlich eine andere Frage, da dies von den konkreten Umständen des einzelnen Projekts abhängt. Im Allgemeinen scheint sie jedoch lang genug zu sein, wenn man die Zeit berücksichtigt, die normalerweise für die Entwicklung und Umsetzung von Projekten im Bereich der erneuerbaren Energien benötigt wird. Für die Kernenergie könnte dies jedoch ganz anders aussehen.

<sup>166</sup> Vgl. Abschnitt 2.2.2 und Europäische Kommission (Fußnote 11), S. 33–34.

<sup>167</sup> Dieses Recht gilt auch für juristische Personen; vgl. Jarass GrCh, 4. Aufl. 2021, EU-Grundrechte-Charta Art. 20 Abs. 7.

den. Es ist zwar unmöglich vorherzusagen, wie der EuGH in einem solchen Fall entscheiden würde (nicht zuletzt, weil dies von den konkreten Umständen des Einzelfalls abhängt), doch lassen die bisherigen Rechtsprechungen vermuten, dass die begrenzten Änderungen, die durch die Einführung von zweiseitigen CfDs auf EU-Ebene hervorgerufen werden, wahrscheinlich nicht als rechtswidrig angesehen werden. Zwar hat der EuGH mehrfach darauf hingewiesen, dass die Gleichbehandlung und der Schutz berechtigter Erwartungen (*Vertrauensschutz*) von Projektentwicklern wichtige allgemeine Rechtsgrundsätze sind<sup>168</sup>, in anderen Fällen hat er jedoch entschieden, dass diese Rechte nicht *unbegrenzt* gelten.

Stattdessen hat der Gerichtshof festgestellt, dass „die Artikel 16 und 17 der Charta der Grundrechte der Europäischen Union im Lichte der Grundsätze der Rechtssicherheit und des Vertrauensschutzes dahin auszulegen sind, dass sie einer nationalen Regelung nicht entgegenstehen, die die Kürzung oder die Aufschiebung der Zahlung von Anreizen [...] vorsieht, wenn diese Regelung Anreize betrifft, die zuvor vorgesehen wurden, aber noch nicht fällig sind.“ In derselben Entscheidung hat der EuGH auch an einen Präzedenzfall erinnert, wonach „künftige Einkünfte nicht als ‚Vermögenswerte‘ angesehen werden können, die unter den Schutz von Artikel 17 der Charta fallen, es sei denn, sie sind bereits erzielt worden, ihre Zahlung steht fest oder es liegen besondere Umstände vor, die bei der betroffenen Person eine berechtigte Erwartung auf den Erhalt eines Vermögenswerts begründen können.“<sup>169</sup> Daher sollten Änderungen der finanziellen Unterstützungsregelung auf EU-Ebene ebenfalls zulässig sein, sofern sie rechtzeitig angekündigt werden und nicht rückwirkend gelten.

#### **4.4.2. Umsetzung des Reformvorschlags durch Änderungen der IEM-Verordnung und der Richtlinie über erneuerbare Energien**

Wie bereits erläutert, sah der ursprüngliche Vorschlag der Kommission eine einzige Änderungsverordnung vor, mit der zwei bestehende Verordnungen über den IEM (Verordnung (EU) 2019/943) und die ACER (Verordnung (EU) 2019/942) sowie zwei bestehende Richtlinien zur Förderung erneuerbarer Energien (Richtlinie (EU) 2018/2001) und den IEM (Richtlinie (EU)

---

<sup>168</sup> Siehe beispielsweise Rechtssache C-470/20, Rn. 30, und Rechtssache C-11/22, Rn. 2 und 31.

<sup>169</sup> Siehe beispielsweise die verbundenen Rechtssachen C-798/18 und C- 799/18, Rn. 39 und 72. In diesem Zusammenhang wird es auch interessant sein, das Ergebnis der anhängigen Rechtssache C-148/23 abzuwarten, in der der Gerichtshof erneut über die Rechtmäßigkeit rückwirkender Änderungen einer bestehenden Förderregelung für erneuerbare Energien in Italien entscheiden wird.

2019/944) geändert hätte.<sup>170</sup> Was die Einführung von zweiseitigen CfDs betrifft, so wären die entsprechenden Änderungen der Verordnung (EU) 2019/943 und der Richtlinie (EU) 2018/2001 durch die Artikel 1 bzw. 3 der Änderungsverordnung eingeführt worden.

Auf Ersuchen des Rates wurden die vorgeschlagenen Änderungen der Richtlinien jedoch aus der Änderungsverordnung herausgenommen und in eine eigenständige Richtlinie übernommen.<sup>171</sup> Diese Trennung mag zwar die Rechtssicherheit und Klarheit der Änderungen verbessern (was als Begründung angegeben wurde<sup>172</sup>), führt jedoch zu erheblichen Doppelungen in den Erwägungsgründen und möglichen Überschneidungen und Unklarheiten bei der rechtlichen Behandlung der Themen, die im Mittelpunkt des Reformprozesses stehen.

Am auffälligsten (und möglicherweise kontraintuitiv) ist jedoch die Tatsache, dass die Einführung von zweiseitigen CfDs (oder gleichwertigen Maßnahmen) auf EU-Ebene größtenteils durch die Änderung der IEM-Verordnung und nicht durch eine Änderung der RED erfolgen wird. Bislang schweigt sich die Verordnung (EU) 2019/943 weitgehend zur Förderung erneuerbarer Energiequellen aus und überlässt es der RED, zu definieren, unter welchen Bedingungen solche Quellen mit öffentlichen Mitteln gefördert werden können. Daher hätte man erwarten können, dass die derzeitige *Systemänderung* durch eine wesentlich umfassendere Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001 umgesetzt worden wäre und nicht durch einen kurzen Verweis auf die (geänderte) IEM-Verordnung in Artikel 4 Absatz 3.

Die Erklärung für dieses scheinbare rechtliche Durcheinander liegt aller Wahrscheinlichkeit nach darin, dass der Reformvorschlag nicht nur die Einführung von zweiseitigen CfDs für viele Arten von Projekten im Bereich der erneuerbaren Energien vorsieht (was durch eine Überarbeitung der RED hätte umgesetzt werden können), sondern auch den Weg für die finanzielle Förderung der Kernenergie ebnet, wie es einige Mitgliedstaaten wünschen (vgl. Abschnitt 2.2.2).<sup>173</sup> Daher musste ein besserer Ort für die Einführung von zweiseitigen CfDs (oder gleichwertigen Systemen) gefunden werden, was zufällig die IEM-Verordnung war, da diese ohnehin überarbeitet

---

<sup>170</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnote 10), S. 11.

<sup>171</sup> Vgl. Rat der Europäischen Union (Fußnote 96), S. 74.

<sup>172</sup> Vgl. Rat der Europäischen Union (Fußnote 55), S. 3.

<sup>173</sup> Vgl. Erwägungsgrund 35 der Änderungsverordnung und Artikel 19b Absatz 2 Buchstabe e der geänderten Verordnung sowie Europäische Kommission (Fußnote 11), S. 16.

wurde. Spaß beiseite, dies ist ein Paradigmenwechsel, der zu einer weiteren Fragmentierung der Rechtslandschaft im Bereich der erneuerbaren Energien führen könnte, was sich später als problematisch erweisen könnte. Darüber hinaus könnten andere Elemente, die durch dasselbe Kapitel IIIa der geänderten Verordnung eingeführt wurden (von denen Artikel 19b über zweiseitige CfDs nur ein Teil ist), wie beispielsweise diejenigen zu PPA (Artikel 19a und Artikel 19ab) und Maßnahmen auf EU-Ebene zur Förderung erneuerbarer Energien (Artikel 19ac) hätten aufgrund ihres Gegenstands möglicherweise auch (ausschließlich) in die RED aufgenommen werden können, wenn nicht die Einbeziehung der Kernenergie in Artikel 19b erfolgt wäre.

#### **4.4.3. Notwendige Überarbeitung der Leitlinien für staatliche Beihilfen zur Umsetzung von zweiseitigen CfDs auf Ebene der Mitgliedstaaten**

Zusätzlich zu den bereits erörterten Änderungen bestehender Verordnungen und Richtlinien wird die Umsetzung von zweiseitigen CfDs oder gleichwertigen Maßnahmen mit derselben Wirkung auf Ebene der Mitgliedstaaten aller Wahrscheinlichkeit nach eine Überarbeitung der Leitlinien der Kommission für staatliche Beihilfen (CEEAG) erfordern. In diesen Leitlinien hat die Kommission detailliertere Kriterien für die derzeit in der RED vorgesehenen direkten Preisstützungsregelungen festgelegt, die als „Marktprämie, die unter anderem gleitend oder fest sein kann“ ausgestaltet werden sollen.<sup>174</sup> Überraschenderweise wird eine solche Überarbeitung weder in der Änderungsverordnung noch in den ursprünglichen Dokumenten der Kommission erwähnt. Ein solcher Verweis auf die CEEAG findet sich nur in Erwägungsgrund 49 der Änderungsverordnung, der sich jedoch auf die Gestaltung von Kapazitätsmechanismen bezieht und nicht auf die Förderung der CO<sub>2</sub>-armen Stromerzeugung. Ansonsten wurde weder im ursprünglichen Vorschlag der Kommission noch in ihrem SWD ausdrücklich auf die Notwendigkeit einer Änderung der CEEAG hingewiesen (vgl. Abschnitt 2.2.2).

Da das Parlament erkannte, dass solche Leitlinien erforderlich waren, um eine harmonisierte Umsetzung in der gesamten EU zu gewährleisten, nahm es (vgl. Anhang A1.1) in seinen Änderungsantrag zur vorgeschlagenen Verordnung eine Formulierung auf, die die Kommission aufgefordert hätte, „Leitlinien für die Umsetzung von zweiseitigen Differenzkontrakten auszuarbei-

---

<sup>174</sup> Vgl. Artikel 4 Absatz 3 der Richtlinie (EU) 2018/2001.

ten, um die Mitgliedstaaten bei deren Einführung zu unterstützen“.<sup>175</sup> Dieser Vorschlag wurde jedoch während der Trilog-Verhandlungen nicht aufgegriffen.

Dennoch erscheint es notwendig, dass die Kommission ihre Leitlinien für staatliche Beihilfen aktualisiert, um der obligatorischen Umstellung von einseitigen auf zweiseitige CfDs (zumindest für bestimmte Arten von Erzeugungsanlagen) Rechnung zu tragen, die der EMR zugrunde liegt. Derzeit sieht die CEEAG bereits „Gewinnbegrenzungen und/oder Rückforderungen im Zusammenhang mit möglichen positiven Szenarien“ vor<sup>176</sup>, wodurch die Mitgliedstaaten die Möglichkeit haben, unerwartete Gewinne oder überhöhte Vergütungen in ihren Marktprämienregelungen zu begrenzen – bisher besteht jedoch keine Verpflichtung dazu. Um die CEEAG an die Anforderung der zweiseitigen CfDs anzupassen, wäre daher eine Änderung dieser Klausel erforderlich. Zwar werden (bidirektionale) CfDs in den Leitlinien für staatliche Beihilfen bereits als mögliches Förderinstrument erwähnt<sup>177</sup>, doch muss ihre Definition hinsichtlich der Verwendung für kohlenstoffarme, nicht fossile Stromerzeugungsanlagen möglicherweise ebenfalls überarbeitet und verschärft werden, um klarzustellen, in welchen Fällen bidirektionale CfDs (oder gleichwertige Regelungen) obligatorisch sind.

Bevor wir zur nächsten Forschungsfrage übergehen, sei noch ein letzter Punkt zur CEEAG erwähnt, nämlich deren Forderung, dass „keine Anreize für die Erzeugung von Energie geschaffen werden dürfen, die weniger umweltschädliche Energieformen verdrängen würde“.<sup>178</sup> Die Kommission nennt mehrere wichtige Gründe für diese Forderung, und obwohl die Kernenergie nicht erwähnt wird, könnte man argumentieren, dass ihre finanzielle Förderung nach den aktuellen Leitlinien für staatliche Beihilfen verboten sein könnte. Zu den Gründen für diese hochrangige Bewertung gehören die mögliche Einschränkung erneuerbarer Energiequellen, die durch den Betrieb unflexibler, *zwangweise in Betrieb befindlicher* Kernkraftwerke zunehmen könnte, sowie die Bindung an Technologien, die „kohlenstoffarme Brennstoffe aus nicht erneuerbaren Quellen und Energieträger verwenden, die zwar keine Emissionen verursachen, aber in einem kohlen-

---

<sup>175</sup> Vgl. Europäisches Parlament (Fußnote 63), S. 54.

<sup>176</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnote 47), Rn. 90, S. 32.

<sup>177</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnote 47), Rn. 121 und Fußnote 69, S. 38.

<sup>178</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnote 47), Rn. 126, S. 38.

stoffintensiven Prozess hergestellt werden<sup>179</sup>, wozu auch Kernbrennstoffe (d. h. Uran) gehören können. Diese Frage verdient zwar eine weitere Untersuchung, würde jedoch den Rahmen dieser Arbeit sprengen.

#### **4.5. Würde die Einführung von zweiseitigen CfDs die Grundrechte der deutschen Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien (unverhältnismäßig) beeinträchtigen?**

Sobald (und nur sobald) die Mitgliedstaaten die Änderungsrichtlinie in nationales Recht umgesetzt, ihre zweiseitigen CfD-Systeme (oder gleichwertige Systeme) konzipiert und die erforderlichen Rechtsakte (Gesetze, Verordnungen usw.) zur vollständigen Umsetzung der Änderungsverordnung auf nationaler Ebene verabschiedet haben, werden diese der öffentlichen Kontrolle und rechtlichen Anfechtungen unterliegen (falls dies von den betroffenen Parteien als notwendig erachtet wird). Die folgende Analyse, die Deutschland als Fallstudie heranzieht, basiert daher auf dem aktuellen Stand des Reformprozesses und den Gestaltungsprinzipien und Leitplanken, die in den Rechtsakten der EU enthalten sind, die kurz vor der endgültigen Verabschiedung durch den Rat stehen, derzeit jedoch noch nicht endgültig verabschiedet sind. Dies ist eine wichtige Einschränkung, da die Rechtmäßigkeit von zweiseitigen CfDs in Deutschland (und in anderen Mitgliedstaaten) in erster Linie auf der Grundlage der nationalen Gesetze bestimmt wird und die Einhaltung des EU-Rechts erst in einem zweiten Schritt und nur bei Bedarf vom EuGH geprüft wird.<sup>180</sup> Daher kann die folgende Analyse nur einen ersten Anhaltspunkt geben, der später durch eine detailliertere Bewertung ergänzt werden muss.

##### **4.5.1. Mögliche Auswirkungen der Einführung von zweiseitigen CfD-Systemen auf die Grundrechte**

Wie bereits erläutert, befindet sich die Umsetzung von zweiseitigen CfDs (oder gleichwertigen Systemen mit denselben Auswirkungen) noch in *einem frühen Stadium*, doch sind die Grundzüge eines künftigen Gesetzes und/oder einer Verordnung zur Einführung eines solchen Systems natürlich bereits bekannt. Unter der Annahme, dass Deutschland nicht von den in der Ände-

---

<sup>179</sup> Vgl. Europäische Kommission (Fußnote 47), Abs. 127 und Fußnote 72, S. 39.

<sup>180</sup> Vgl. Wimmer et al., „Effizienzvorgaben für Gebäude im EU-Recht und Heizungsvorgaben im Gebäudeenergiegesetz – Vereinbarkeit mit der Eigentumsgarantie nach Art. 14 Grundgesetz“, *Stiftung Umweltenergie recht* (Würzburger Studien zum Umweltenergie recht, Nr. 34), S. 21–23. Während sich dies auf das deutsche *Gebäudeenergiegesetz* (GEG) bezieht, mit dem Deutschland einige Schlüsselemente der bevorstehenden EU-Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (COM(2021) 802 final) *vorweggenommen* umgesetzt hat, sollten die Verabschiedung der Änderungsverordnung und die Umsetzung der Änderungsrichtlinie in Bezug auf zweiseitige CfDs analog betrachtet werden.

rungsverordnung und -richtlinie festgelegten Grundzügen abweichen wird, kann man diesen hypothetischen Rechtsakt anhand der in der deutschen Verfassung verankerten Rechte prüfen.<sup>181</sup>

Angesichts der Ähnlichkeit der in der Charta verankerten Grundrechte und der im Grundgesetz verankerten Grundrechte kann man davon ausgehen, dass die in Abschnitt 4.4.1 gezogenen Schlussfolgerungen auch in Deutschland *im Großen* und Ganzen gelten. Dennoch ist es bereits zum jetzigen Zeitpunkt möglich, eine konkretere, wenn auch vorläufige Analyse der Grundrechte, die durch zweiseitige CfDs beeinträchtigt werden könnten, sowie der Verhältnismäßigkeit ihrer Einschränkung durchzuführen:

- Persönliche Freiheiten (Artikel 2): Das Grundgesetz legt fest, dass „jeder das Recht auf freie Entfaltung seiner Persönlichkeit hat [...]“.<sup>182</sup> Dies wird allgemein so verstanden, dass es die Freiheit umfasst, wirtschaftliche Aktivitäten auszuüben, wie z. B. Verträge abzuschließen (oder nicht) und zu entscheiden, was und wie produziert wird (einschließlich der Preisgestaltung), und dass „nur aufgrund eines Gesetzes eingegriffen werden darf“.<sup>183</sup> Somit steht es dem Gesetzgeber frei, dieses Recht vorbehaltlich der Verfassungsmäßigkeit einzuschränken.
- Gleichheit vor dem Gesetz (Artikel 3): Die Forderung, dass „alle Menschen vor dem Gesetz gleich sind“<sup>184</sup>, wird allgemein so verstanden, dass sie das Recht auf gleichen Wettbewerb umfasst, was eine Rolle des Staates bei der Schaffung und Gewährleistung gleicher Wettbewerbsbedingungen für Wirtschaftsakteure impliziert.<sup>185</sup>
- Berufsfreiheit (Artikel 12): „Alle Deutschen haben das Recht, Beruf und Berufung frei zu wählen [...], die Ausübung eines Berufs kann aber gesetzlich oder aufgrund eines Ge-

---

<sup>181</sup> In der folgenden Analyse wird die englische Übersetzung des deutschen Grundgesetzes von Tomuschat et al. verwendet: < [www.gesetze-im-internet.de/englisch\\_gg/](http://www.gesetze-im-internet.de/englisch_gg/) > (zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024).

<sup>182</sup> Die persönliche Freiheit gilt auch für juristische Personen (einschließlich ausländischer); vgl. Artikel 19 Absatz 3 des Grundgesetzes.

<sup>183</sup> Artikel 2 Abs. 1 und 2 des Grundgesetzes

<sup>184</sup> Artikel 3 Absatz 1 des Grundgesetzes

<sup>185</sup> Das Recht auf Gleichbehandlung gilt auch für juristische Personen (einschließlich ausländischer); vgl. Artikel 19 Absatz 3 des Grundgesetzes.

setzes geregelt werden.<sup>186</sup> Somit steht es dem Gesetzgeber frei, dieses Recht unter Wahrung der Verfassungsmäßigkeit einzuschränken.

- Eigentumsrecht (Artikel 14): Ebenso „wird das Eigentum [...] garantiert“. Allerdings „werden Inhalt und Grenzen durch Gesetze bestimmt“. Darüber hinaus „ist Eigentum mit Pflichten verbunden. Seine Nutzung muss auch dem Gemeinwohl dienen.“<sup>187</sup> Somit steht es dem Gesetzgeber frei, dieses Recht unter Wahrung der Verfassungsmäßigkeit einzuschränken. Dabei muss er das Recht des Einzelnen gegen das Interesse der Allgemeinheit abwägen.

Auch wenn mögliche Verstöße gegen diese Grundrechte in einer detaillierten Untersuchung ihrer Rechtmäßigkeit separat analysiert werden müssten, erscheint es in dieser frühen Phase des Gesetzgebungsverfahrens aus zwei Gründen sinnvoll, sie in Kombination zu betrachten. Erstens ist es, solange die detaillierten Bestimmungen eines deutschen Gesetzes über zweiseitige CfDs nicht bekannt sind, unmöglich, deren Verfassungsmäßigkeit konkret zu beurteilen. Zweitens würde diese Beurteilung unabhängig vom jeweiligen Grundrecht denselben etablierten Grundsätzen folgen. Daher sollte es möglich sein, diese vier Rechte bei einer allgemeinen Prüfung der Rechtmäßigkeit ihrer Verletzung (d. h. Einschränkung) zusammenzufassen.

Unter den gleichen Voraussetzungen wie in Abschnitt 4.4.1 dargelegt, nämlich der Vermeidung rückwirkender Änderungen direkter Preisstützungsregelungen und ausreichend langer Übergangsfristen, sollte es möglich sein, die derzeit in Deutschland geltende Förderregelung für erneuerbare Energien zu ändern, ohne die in den Artikeln 2, 12 und 14 des Grundgesetzes verankerten Rechte in einer Weise zu beeinträchtigen, die als verfassungswidrig angesehen werden könnte. In Übereinstimmung mit Artikel 20 Absatz 3 des Grundgesetzes würde dies gewährleisten, dass die Grundsätze der Rechtssicherheit und des Vertrauensschutzes gewahrt bleiben. Darüber hinaus müsste die Verhältnismäßigkeit<sup>188</sup> gewährleistet sein, wie dies auch im Unionsrecht der Fall ist, was erreichbar erscheint, wenn der deutsche Gesetzgeber nicht wesentlich vom europäischen *Entwurf* abweicht. Ebenso können Verstöße gegen das Recht auf Gleichbehandlung

---

<sup>186</sup> Artikel 12 Absatz 1 des Grundgesetzes. Dieses Recht erstreckt sich nicht auf Ausländer (einschließlich ausländischer juristischer Personen); diese können jedoch Gleichbehandlung nach Artikel 3 Absatz 1 des Grundgesetzes verlangen.

<sup>187</sup> Artikel 14 Abs. 1 und 2 des Grundgesetzes

<sup>188</sup> Vgl. Fußnote 18.

(Artikel 3) nicht ausgeschlossen werden, falls Deutschland sich dafür entscheidet, verschiedene Arten von Projekten und Technologien unterschiedlich zu behandeln (was nach der geänderten Verordnung möglich sein wird), und zwar aus den in Abschnitt 4.4.1 erläuterten Gründen. In diesem Fall wird es umso wichtiger sein, dass der Grundsatz der Verhältnismäßigkeit eingehalten wird, was bedeutet, dass solche Unterschiede in der Behandlung sehr gut begründet und erklärt werden müssen.

#### 4.5.2. Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts

Wie Deutschlands höchstes Gericht (wahrscheinlich) entscheiden würde, wenn ein Fall gegen zweiseitige CfDs vorgebracht würde, lässt sich aus dem jüngsten Präzedenzfall zweier Verfassungsbeschwerden gegen bestimmte Änderungen des Offshore-Windenergiegesetzes (*Windenergie-auf-See-Gesetz*, WindseeG) ableiten, das am 1. Januar 2017 in Kraft getreten ist.<sup>189</sup> Das Gesetz führte zu einer grundlegenden Änderung der Art und Weise, wie Offshore-Windenergieprojekte in Deutschland genehmigt werden und wie die Rechte zum Betrieb von Offshore-Windparks unter den Marktteilnehmern verteilt werden. Die Beschwerdeführer, die solche Offshore-Windparks entwickelt hatten (oder gerade entwickelten), nahmen Anstoß an diesen Änderungen und machten geltend, dass mehrere ihrer verfassungsmäßigen Rechte verletzt worden seien.

Konkret machten die Beschwerdeführer unter Bezugnahme auf die vorläufige Beurteilung im vorangegangenen Abschnitt Rechtsverletzungen im Zusammenhang mit den Artikeln 2 Absatz 1, 3 Absatz 1, 12 Absatz 1 und 14 Absätze 1 und 3 des Grundgesetzes geltend. Daher ist es sehr aufschlussreich, die Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts wie folgt zusammenzufassen:

- Mit einer Ausnahme befand das Gericht, dass die durch das Gesetz herbeigeführten Änderungen verfassungsgemäß seien und die Beschwerden zwar zulässig, aber „nur teilweise begründet“ seien.<sup>190</sup> Konkret kam das Gericht zu dem Schluss, dass in Bezug auf Artikel 2 Absatz 1 die persönlichen Freiheiten der Beschwerdeführer durch das Fehlen einer Entschädigungsregelung für bereits durchgeführte Entwicklungsarbeiten unter der berechtigten Erwartung einer Fortführung der bisherigen Rechtsordnung verletzt worden seien. Hier stellte das Gericht fest, dass das WindSeeG „quasi-rückwirkende Ef-

---

<sup>189</sup> Beschluss vom 30. Juni 2020 in den verbundenen Rechtssachen 1 BvR 1679/17 und 1 BvR 2190/17

<sup>190</sup> Rn. 73 des Beschlusses

efekte“ mit sich brachte, die gegen die durch Artikel 2 Absatz 1 in Verbindung mit Artikel 20 Absatz 3 des Grundgesetzes gewährten Schutzbestimmungen verstießen. Daher wies das Gericht den Gesetzgeber an, eine (eng begrenzte) Entschädigungsregelung zugunsten der von diesen quasi-rückwirkenden Effekten betroffenen Entwickler zu verabschieden.<sup>191</sup>

- In Bezug auf Artikel 12 Absatz 1 und Artikel 14 Absätze 1 und 3 stellte das Gericht fest, dass weder die Berufsfreiheit noch das Eigentumsrecht der Beschwerdeführer in verfassungswidriger Weise verletzt worden waren. Im Fall von Artikel 12 Absatz 1 stellte das Gericht fest, dass das Gesetz zwar in das Recht auf Berufsfreiheit eingriff, die Beeinträchtigung jedoch verhältnismäßig und somit verfassungsgemäß war. Das Gericht betonte ferner, wie wichtig es sei, die bestehenden Bestimmungen für den Betrieb von Offshore-Windparks beizubehalten.<sup>192</sup> Im Fall von Artikel 14 Absatz 1 stellte das Gericht fest, dass das Gesetz nicht die geschützten Eigentumsrechte beeinträchtigte, sondern vielmehr die Investitionen der Beschwerdeführer (in Form von Entwicklungskosten), die als solche nicht geschützt waren.<sup>193</sup>
- Schließlich stellte das Gericht in Bezug auf die Frage des Artikels 3 Absatz 1, soweit dessen Verletzung geltend gemacht wurde, fest, dass der Grundsatz der Gleichbehandlung nicht verletzt worden sei, da dies durch das Ziel des Gesetzgebers gerechtfertigt sei. Nach Ansicht des Gerichts sei die Differenzierung von Projekten auf der Grundlage von Zonen und Clustern das Vorrecht des Gesetzgebers, um den wirtschaftlichen Ausbau der Offshore-Windenergie und Planungssicherheit zu gewährleisten.<sup>194</sup>

Hinsichtlich der Zulässigkeit der Verfassungsbeschwerden stellte das Gericht fest, dass diese nicht durch die Vorrangstellung des Unionsrechts ausgeschlossen seien. Diese Feststellung beruhte auf der Tatsache, dass das WindSeeG nicht (lediglich) den genauen Wortlaut des Unionsrechts umsetzte, sondern vielmehr ein maßgeschneiderter Rechtsakt war, der einzigartig für

---

<sup>191</sup> Rn. 157 ff. und 173 ff. des Beschlusses

<sup>192</sup> Rn. 89 ff. und 111 des Beschlusses

<sup>193</sup> Rn. 74 ff. und 110 des Beschlusses

<sup>194</sup> Rn. 170 ff. des Beschlusses

Deutschland war. Darüber hinaus (und aus dem gleichen Grund) erklärte das Gericht, dass es die Frage, ob die Auffassung eines der Kläger, seine (durch EU-Recht geschützte) berechnigte Erwartung sei verletzt worden, nicht für relevant halte.<sup>195</sup>

Während die oben genannte Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts wichtige Erkenntnisse hinsichtlich der Verfassungsmäßigkeit eines künftigen zweiseitigen CfD-Systems in Deutschland liefert, dürften zwei weitere vor dem Gericht anhängige Fälle mindestens ebenso aufschlussreich sein. Diese betreffen die rückwirkende Einführung einer Sondersteuer für bestimmte Erzeuger erneuerbarer Energien während der Energiekrise.<sup>196</sup> Aller Wahrscheinlichkeit nach werden die Urteile, wenn sie vorliegen, erneut den starken Schutz berechtigter Erwartungen und anderer Grundrechte für bestehende Projekte unterstreichen. Daher würde das Gericht die Rechtmäßigkeit rückwirkender Änderungen eines bestehenden Förderungssystems für erneuerbare Energien höchstwahrscheinlich grundlegend anders beurteilen als solche, die nur neue Investitionen betreffen würden. Im Falle von zweiseitigen CfDs ist eine solche Rückwirkung von der EU nicht vorgesehen.

#### **4.6. Wie müsste das deutsche Erneuerbare-Energien-Gesetz geändert werden, um die EMR der EU zu berücksichtigen?**

Das deutsche Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) muss überarbeitet werden, um die EMR der EU umzusetzen.<sup>197</sup> Bislang sieht das EEG vor, dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen durch einseitige CfDs, d. h. gleitende Marktprämien, gefördert wird.<sup>198</sup>

Bevor wir uns näher mit den Bereichen befassen, in denen das EEG geändert werden müsste, ist es wichtig zu erwähnen, dass das EEG seit seinem Inkrafttreten vor über zwanzig Jahren regelmäßig geändert wurde, manchmal in geringfügiger, manchmal in größerer Weise, um den sich ändernden Marktbedingungen sowie Änderungen im Unionsrecht Rechnung zu tragen.

---

<sup>195</sup> Absätze 72 und 168 ff. der Entscheidung

<sup>196</sup> Verbundene Rechtssachen 1 BvR 460/23 und 1 BvR 611/23 (vgl. <[www.bundesverfassungsgericht.de/EN/Verfahren/Jahresvorausschau/vs\\_2024/vorausschau\\_2024\\_node.html](http://www.bundesverfassungsgericht.de/EN/Verfahren/Jahresvorausschau/vs_2024/vorausschau_2024_node.html)>, zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024).

<sup>197</sup> Andere deutsche Gesetze, wie das *Energiewirtschaftsgesetz* (EnWG) und das WindSeeG, müssen ebenfalls geändert werden, fallen jedoch nicht in den Rahmen dieser Analyse. Da Deutschland im April 2023 aus der Kernenergie ausgestiegen ist, sind keine Änderungen für die Förderung dieser Energiequelle erforderlich.

<sup>198</sup> §§19 (1), 20 und 23a in Verbindung mit Anhang 1 des EEG 2023

Eine erneute Überarbeitung des EEG zur Einbeziehung von zweiseitigen CfDs würde daher dieser *Tradition* entsprechen und könnte mit anderen Änderungen der zahlreichen Bestimmungen des Gesetzes einhergehen. Tatsächlich verlangt die aktuelle Fassung des EEG (2023) bereits einen Vorschlag der Bundesregierung zur Finanzierung des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien nach Abschluss des Kohleausstiegs (d. h. spätestens im Jahr 2038).<sup>199</sup>

Die Einführung von zweiseitigen CfDs muss unter Berücksichtigung dieser Bestimmung umgesetzt werden und könnte parallel zu den laufenden Bemühungen um eine allgemeinere Überarbeitung der Gestaltung des deutschen Strommarktes erfolgen. Es ist jedoch noch unklar, welche Änderungen sich aus den Arbeiten des deutschen Marktgestaltungsprozesses unter der Schirmherrschaft der *Plattform Klimaneutrale Stromversorgung* (PKNS<sup>200</sup>) ergeben werden – und wann diese in Form von Änderungen der betreffenden Gesetze (z. B. EnWG, EEG) – müssen die Änderungsverordnung und -richtlinie der EU, die voraussichtlich in den kommenden Monaten verabschiedet werden, (voraussichtlich) vor Ende 2024 umgesetzt und in Kraft gesetzt werden (vgl. Unterkapitel 2.5). Damit bleibt dem deutschen Gesetzgeber nur wenig Zeit, um die Details der bidirektionalen CfDs und vieles andere auszuarbeiten, und es bleibt zu hoffen, dass er sich bereits damit befasst hat.

Schließlich erfordert die Umsetzung von zweiseitigen CfDs in Deutschland viele Entscheidungen zu den in den vorangegangenen Kapiteln erwähnten Details der Ausgestaltung, ohne die solche Regelungen nicht funktionieren und/oder rechtliche Unklarheiten verursachen würden, was die Marktentwicklung behindern und zu Rechtsstreitigkeiten führen könnte.<sup>201</sup>

#### **4.6.1. Erforderliche Änderungen am Hauptteil des EEG 2023**

Mit Ausnahme einiger geringfügiger Änderungen müsste am Hauptteil des EEG so gut wie nichts geändert werden, um von dem derzeit für die meisten Arten von Projekten zur Erzeugung erneuerbarer Energie in Deutschland geltenden einseitigen CfD-System abzuweichen. Tatsächlich legen die wichtigsten Artikel, in denen die Anforderung einer gleitenden Marktprämie

---

<sup>199</sup> Vgl. § 1a (3) Satz 2 des EEG 2023. Es ist wichtig zu beachten, dass die Frist für diesen Vorschlag (31. März 2024) abgelaufen ist, ohne dass die Bundesregierung ihn vorgelegt hat.

<sup>200</sup> Vgl. PKNS, „Bericht über die Arbeit der Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS)“ (April 2024), für eine Zusammenfassung des Prozesses, einschließlich der Diskussionen über bidirektionale CfDs, bis April 2024.

<sup>201</sup> Vgl. PKNS (Fußnote200), S. 36-37.

für die meisten Projekte festgelegt ist, nicht fest, dass diese Prämie unbedingt positiv (oder gleich Null) sein muss.<sup>202</sup> Da diese Artikel keine Beschränkung für den Vorzeichenwert der Marktprämie vorsehen, könnte diese sowohl positiv (d. h. eine an das Projekt gezahlte Prämie) als auch negativ (d. h. eine Rückforderung *überschüssiger* Vergütungen) sein. Vielmehr ist nur in Anhang 1 festgelegt, dass die Marktprämie nicht negativ sein darf (siehe unten).

Allerdings werden auch einige Änderungen im Hauptteil des EEG erforderlich sein, nämlich dort, wo die Modalitäten für die Änderung des Vergütungssystems festgelegt sind, um der neuen Anforderung Rechnung zu tragen, dass Betreiber einen bidirektionalen CfD nicht kündigen dürfen, wenn die Marktpreise seinen Ausübungspreis übersteigen.<sup>203</sup> Darüber hinaus müssen die spezifischen Bedingungen, unter denen verschiedene Technologien und Projektgrößen (gemessen in MW installierter Leistung) durch Marktprämien, Einspeisevergütungen oder gar nichts gefördert werden, geändert werden. Zwar unterscheidet das EEG 2023 bereits nach Technologie (Reifegrad), Projektkapazität und Investorenhintergrund<sup>204</sup>, doch müsste diese Unterscheidung vollständig an die Änderungsverordnung und -richtlinie angepasst werden (vgl. Unterkapitel 2.4). Während die aktuellen Anforderungen für die Teilnahme an Ausschreibungen bereits weitgehend mit den Kriterien der Verordnung für Projekte, die künftig zweiseitigen CfDs unterliegen, übereinstimmen, muss eine vollständige Angleichung sichergestellt werden – und es muss entschieden werden, ob auch Brownfield-Projekte (d. h. Projekte, die einer Repowering, Kapazitätserweiterung und Lebensdauerverlängerung unterzogen werden) einbezogen werden sollen.<sup>205</sup>

#### **4.6.2. Erforderliche Änderungen in Anhang 1 der EEG 2023**

Wie bereits erwähnt, enthält Anhang 1 in Verbindung mit § 23a des EEG 2023 die technischen Details zur Ermittlung der Marktprämie für die darin erfassten Technologien, darunter die in der geänderten Verordnung genannten Technologien (Wind, Solar, Geothermie und Wasserkraft), aber auch einige zusätzliche Technologien (z. B. Biomasse und Biogas), die von der Anforderung der bidirektionalen CfDs (oder gleichwertiger Regelungen) ausgenommen sind. Diese

---

<sup>202</sup> Das heißt §§ 19 (1), 20 und 23a des EEG 2023.

<sup>203</sup> Dies betrifft hauptsächlich §§ 21a–21c des EEG 2023.

<sup>204</sup> §§ 22 ff. des EEG 2023

<sup>205</sup> Eine ähnliche Entscheidung wird im Falle des WindSeeG für Offshore-Windenergieprojekte erforderlich sein.

Technologielisten müssen daher bei der Änderung des Anhangs für die neue Welt der bidirektionalen CfDs angeglichen werden.

Die andere wesentliche Änderung, die im Anhang erforderlich ist und ebenfalls von Bedeutung ist, betrifft die Nummern 2 (betreffend die anwendbare Regelung auf der Grundlage der Inbetriebnahme eines Projekts, die die in der Änderungsverordnung geforderten Übergangsfristen berücksichtigt und eine Rückwirkung ausschließt) und 4 (betreffend die Berechnung der durchschnittlichen Markteinnahmen für einzelne Technologien). In Nummer 2 wären konkrete, mit dem EU-Recht abgestimmte Daten erforderlich. In Nummer 4 wären die folgenden Änderungen der Definition und der Berechnungsmethode der Marktprämie erforderlich, um zweiseitige CfDs einzubeziehen:

- Nummer 4.1.1: Entscheidung darüber, ob der Verweis auf *die Jahreswerte* (JW) beibehalten werden soll oder ob für die Zwecke von zweiseitigen CfDs und zur Angleichung an die Änderungsverordnung ein anderer Bezugszeitraum definiert werden sollte (z. B. *Monatswerte*, wie bisher).
- Nummer 4.1.2: Um eine negative Marktprämie (d. h. eine Rückforderung) zu ermöglichen, sollte der zweite Satz dieser Nummer gestrichen werden. In diesem Fall würde der verbleibende Text lediglich die Formel für die Marktprämie (MP) als Ergebnis des Ausübungspreises (AW) abzüglich des Marktwerts (JW) festlegen, der positiv, negativ oder gleich Null sein kann, also:  **$MP = AW - JW$ , wobei  $MP \geq 0$ .**
- Ob auch die Nummern 4.2 und 4.3 des Anhangs geändert werden müssten, hängt von der bereits für Nummer 4.1.1 erforderlichen Entscheidung ab, die hier berücksichtigt werden müsste.

Insgesamt würde die Umsetzung der erforderlichen Gesetzesänderungen wahrscheinlich nicht zu einer umfassenden Überarbeitung des EEG 2023 führen, sondern eher eine geringfügige Änderung darstellen (mit möglicherweise weitreichenden Folgen für den Markt). Die größere Herausforderung bestünde darin, über die Gestaltungsaspekte des bidirektionalen CfD (oder eines gleichwertigen Systems) zu entscheiden, was (wie bereits erwähnt) vor einer Änderung des Gesetzes als solchem erfolgen müsste.

#### 4.7. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Die rechtliche Analyse und Begründung der Kommission, die zu ihren Reformvorschlägen geführt hat, war sehr kurz, da in ihrer Mitteilung nur wenige Seiten den Auswirkungen der vorgeschlagenen Reformen auf die Grundrechte gewidmet waren. Ebenso unklar bleibt, ob und wie das Parlament und der Rat die rechtlichen Auswirkungen der EMR und insbesondere die Umstellung auf zweiseitige CfDs analysiert haben. Die in diesem Kapitel vorgestellte Analyse versucht, diese Lücke zu schließen, indem sie den Reformvorschlag aus der Perspektive des EU- und des deutschen Rechts betrachtet, wobei Deutschland als Fallstudie dient (vgl. Unterkapitel 4.1).

Wie zu Beginn der rechtlichen Analyse erläutert, ist das Fehlen klarer Definitionen zahlreicher Schlüsselbegriffe und -konzepte sehr problematisch, da dies zu (rechtlichen) Unklarheiten und Unsicherheiten führen könnte. Die Kommission wird diese Begriffe definieren und diese vagen Konzepte in der bevorstehenden Aktualisierung ihrer Leitlinien für staatliche Beihilfen mit Leben füllen müssen, um ihre harmonisierte Anwendung in der gesamten EU sicherzustellen; andernfalls bleibt es den Gerichten überlassen, die Lücke durch einen langwierigen und unsicheren Prozess der neuen Rechtsprechung zu füllen (vgl. Unterkapitel 4.2).

Obwohl es schwierig ist zu beurteilen, ob das Instrument der zweiseitigen CfD mit den Grundsätzen der sozialen Marktwirtschaft (wie in Artikel 3 Absatz 3 EUV verankert) im Einklang steht, da dieser Grundsatz nur vage definiert ist, deutet die durchgeführte Analyse darauf hin, dass dies wahrscheinlich der Fall ist (vgl. Abschnitt 4.3.1).

Im Gegensatz dazu ist der IEM klarer definiert, und die einschlägigen Rechtsakte können herangezogen werden, um die Vereinbarkeit von CfDs mit den Grundprinzipien des IEM zu beurteilen, auch wenn keine klare Zielhierarchie besteht. Da die konkrete Ausgestaltung der zweiseitigen CfDs ausschlaggebend für ihre Auswirkungen auf die Effizienz des IEM ist, lässt sich zum jetzigen Zeitpunkt nicht endgültig sagen, wie sich diese Auswirkungen in Zukunft und in den einzelnen Mitgliedstaaten gestalten werden. Da der Reformvorschlag jedoch die politischen Ziele des IEM widerspiegelt, scheint die Übereinstimmung zwischen beiden Rechtsakten auf allgemeiner politischer Ebene weitgehend gewährleistet zu sein.

Betrachtet man die wichtigsten Grundsätze des IEM (festgelegt in Artikel 3 der IEM-Verordnung), so scheinen die vorgeschlagenen zweiseitigen CfDs im Allgemeinen mit diesen Grundsätzen im Einklang zu stehen. Eine mögliche Ausnahme bildet ihre voraussichtliche Auswirkung auf den flexiblen Betrieb von Kraftwerken (was für VRE, z. B. Wind- und Solarenergie, wie bereits erwähnt, technisch schwierig ist) und damit auf die Effizienz des Strommarktes. Andererseits dürften zweiseitige CfDs das (politische) Risiko rückwirkender Rückforderungen erheblich verringern und damit das Investitionsrisiko, die Preisvolatilität und die Risikoprämien senken, wodurch mehrere Ziele des IEM unterstützt werden. Schließlich könnte der im IEM vorgesehene „freie Ausstieg“ der Betreiber durch zweiseitige CfDs, wie sie im EMR vorgeschlagen werden, eingeschränkt werden; hier müssen die Kommission und die Mitgliedstaaten sicherstellen, dass nur eine vorzeitige Kündigung aufgrund von Marktpreisen verboten oder sanktioniert wird, während eine Kündigung aus anderen Gründen weiterhin möglich bleiben sollte (vgl. Abschnitt 4.3.2).

Da die Reformen den Mitgliedstaaten viel Flexibilität bei der Gestaltung ihrer zweiseitigen CfD-Systeme lassen, könnte es schwierig sein, gleiche Wettbewerbsbedingungen im gesamten IEM zu gewährleisten. Daher wird es wahrscheinlich notwendig sein, dass die Kommission detaillierte und relativ präskriptive Vorschriften für staatliche Beihilfen ausarbeitet, um die mangelnde Harmonisierung (oder vielmehr das Risiko einer mangelnden Harmonisierung) und das Fehlen spezifischer Definitionen in den Änderungsrechtsakten zu beheben (vgl. Abschnitt 4.3.3).

Was die in der Charta der Grundrechte der Europäischen Union verankerten Grundrechte betrifft, so deutet die hier durchgeführte hochrangige Analyse (eine genauere Analyse ist derzeit nicht möglich) darauf hin, dass diese nicht übermäßig beeinträchtigt werden, solange Änderungen an direkten Preisstützungsregelungen nur zukunftsgerichtet sind (d. h. nicht rückwirkend angewendet werden). Die Unterscheidung zwischen Greenfield-Projekten (die bei öffentlicher Förderung zweiseitige CfDs akzeptieren müssen) und Brownfield-Projekten (die auf Beschluss der Mitgliedstaaten unterschiedlich behandelt werden können) könnte jedoch sehr problematisch sein, sofern diese Ungleichbehandlung nicht angemessen gerechtfertigt ist, wie auch die jüngste Rechtsprechung des EuGH nahelegt. In jüngsten Fällen hat der EuGH allgemeiner entschieden, dass es Grenzen zu den Artikeln 16, 17 und 20 der Charta und den darauf basierenden

„berechtigten Erwartungen“ gibt, aber auch festgestellt, dass Rückwirkung (fast) immer problematisch ist (vgl. Abschnitt 4.4.1).

Auffällig ist, dass mehrere wesentliche Elemente der künftigen europäischen Förderregelung für RES-E-Projekte von der RED in die IEM-Verordnung übergehen. Diese *tektonische Verschiebung* wurde notwendig, da die Kernenergie in das Reformpaket als eine der förderfähigen kohlenstoffarmen Technologien aufgenommen wurde. Diese Verschiebung könnte sich jedoch als folgenreich für die Rechtssicherheit und -klarheit erweisen, insbesondere für die Förderung von Projekten im Bereich der erneuerbaren Energien, da der relevante Rechtsrahmen auf mehrere Rechtsakte verteilt wird (vgl. Abschnitt 4.4.2).

Um dieses Risiko zu mindern, aber auch um die harmonisierte Umsetzung von zweiseitigen CfDs in der gesamten EU zu erleichtern, müssen die Leitlinien der Kommission für staatliche Beihilfen aktualisiert werden (wie bereits zuvor erläutert). Diese Notwendigkeit wurde jedoch in den Änderungsgesetzen des Reformpakets nicht anerkannt, obwohl das Parlament darum gebeten hatte, dies als Verpflichtung der Kommission in die Änderungsverordnung aufzunehmen. Bei der notwendigen Überarbeitung der CEEAG betreffen die wichtigsten Änderungen, die sich aus der EMR ergeben, die Gestaltung von zweiseitigen CfDs und den Umfang der Verpflichtung zur Nutzung dieses Instruments, d. h. für welche Arten von Projekten CfDs obligatorisch sein werden. In diesem Zusammenhang muss auch der Fall der Kernenergie genauer betrachtet werden, da die aktuellen Leitlinien für staatliche Beihilfen eine direkte Preisstützung für diese Energiequelle ausschließen könnten (siehe Abschnitt 4.4.3).

Neben der Betrachtung der rechtlichen Auswirkungen von zweiseitigen CfDs auf europäischer Ebene werden sich weitere – und sehr relevante – rechtliche Fragen stellen, wenn die Reformen der EU auf nationaler Ebene umgesetzt werden. Auch wenn wir noch ein Stück davon entfernt sind, ist es bereits heute möglich, die Vereinbarkeit des EU-Vorschlags mit den nationalen Rechtsvorschriften zu analysieren, und diese Analyse wird für Deutschland als Fallstudie durchgeführt (vgl. Unterkapitel 4.5).

Unter der Annahme, dass Deutschland sein zweiseitiges CfD-System weitgehend im Einklang mit der EMR (d. h. ohne größere Abweichungen) gestaltet und die weiteren Einzelheiten noch von der Kommission festgelegt werden müssen, ist es möglich, die Einhaltung der einschlägigen

Bestimmungen des deutschen Grundgesetzes zu prüfen. Diese Analyse führt im Wesentlichen zu denselben Schlussfolgerungen hinsichtlich der Verfassungsmäßigkeit von zweiseitigen CfDs in Deutschland wie in der EU, was angesichts der Ähnlichkeit zwischen den Grundrechten in Deutschland und den Grundrechten in der EU nicht überraschend ist. Somit sollten die wichtigsten betroffenen Grundrechte (verankert in den Artikeln 2, 12 und 14 des Grundgesetzes) nicht unverhältnismäßig beeinträchtigt werden, wenn das System der direkten Preisstützung nur für neue Projekte mit einer ausreichenden Vorlaufzeit (im Einklang mit dem Grundsatz des Vertrauensschutzes) geändert wird. Allerdings stellt sich die Frage nach der Einhaltung des Gleichbehandlungsgrundsatzes (Artikel 3), aber es ist noch zu früh, um zu sagen, ob die in der Änderungsverordnung vorgesehene Ungleichbehandlung verhältnismäßig sein wird, da dies von der detaillierten Umsetzung und Begründung durch den deutschen Gesetzgeber abhängt (vgl. Abschnitt 4.5.1).

Wie auf EU-Ebene deutet die Rechtsprechung darauf hin, dass das Bundesverfassungsgericht wahrscheinlich zugunsten von zweiseitigen CfDs entscheiden würde, vorausgesetzt, diese würden ordnungsgemäß gesetzlich geregelt und umgesetzt. Ein kürzlich vom Gericht entschiedener Fall zur Offshore-Windenergie dürfte in dieser Hinsicht aufschlussreich sein. Das Gericht entschied, dass es klare Grenzen für den Grundsatz der berechtigten Erwartungen gebe, dass jedoch im Falle von Gesetzesänderungen mit „quasi-rückwirkender Wirkung“ eine finanzielle Entschädigung verlangt werden könne. Ansonsten befand das Gericht, dass zukunftsorientierte Gesetzesänderungen keine unverhältnismäßige Beeinträchtigung von Grundrechten wie der Berufsfreiheit, dem Recht auf Eigentum und der Gleichbehandlung darstellen. Dies schränkt rückwirkende Änderungen bestehender Rechte stark ein, gibt dem Gesetzgeber jedoch mehr Spielraum, diese in Zukunft einzuschränken (vgl. Abschnitt 4.5.2).

Um die EMR in Deutschland umzusetzen, müssen mehrere Gesetze geändert werden, wobei der Schwerpunkt hier auf dem zentralen Gesetz zur Förderung von RES-E, dem EEG, lag, während die Analyse anderer Gesetze, wie z. B. derjenigen, die speziell die On- und Offshore-Windenergie betreffen, künftigen Forschern überlassen wurde. In Bezug auf das EEG wurde festgestellt, dass dieses Gesetz unabhängig von der EMR bald überarbeitet werden muss, basierend auf der Überprüfungsklausel in Artikel 1a (3) sowie dem laufenden Reformprozess der Marktgestaltung auf nationaler Ebene. Die Umsetzung und Umsetzung der Änderungsgesetze

der EMR wird zusätzlichen (zeitlichen) Druck mit sich bringen, insbesondere hinsichtlich der Einführung von zweiseitigen CfDs, für die die notwendigen Details und rechtlichen Änderungen wahrscheinlich vor Ende 2024 ausgearbeitet und verabschiedet werden müssen (vgl. Unterkapitel 4.6).

Während für die Umsetzung von zweiseitigen CfDs (oder gleichwertigen Regelungen) nur wenige Änderungen am Hauptteil des EEG erforderlich sind, sind weitere Änderungen in Anhang 1 des EEG erforderlich, in dem die detaillierte Berechnungsmethode für die Marktprämie festgelegt ist. Im Hauptteil muss die Unterscheidung zwischen Projektarten (basierend auf Projektlebenszyklus, Technologie, Größe usw.) geändert werden, um die derzeitige Unterscheidung zwischen Projekten, die für die Einspeisevergütung und die Marktprämie in Frage kommen, an die Anforderungen der EMR anzupassen und zweiseitige CfDs als neues Instrument einzuführen. Darüber hinaus muss die neue Kategorie der Brownfield-Projekte aufgenommen und definiert werden.

Da der Hauptteil des EEG keine Vorgaben zum Präfix der Marktprämie enthält, muss dieser nicht geändert werden, um eine Rückforderung überschüssiger Vergütungen durch eine negative Marktprämie zu ermöglichen, aber Anhang 1 muss entsprechend geändert werden (siehe unten). Um Betreiber jedoch von einer vorzeitigen Kündigung der CfDs abzuhalten oder sie sogar dafür zu bestrafen, muss das Recht, von einem Vergütungssystem (bidirektionale CfD) zu einem anderen (Direktvermarktung) zu wechseln, künftig unter bestimmten Bedingungen (nämlich bei hohen Marktpreisen) eingeschränkt werden, was zusätzliche Änderungen der EEG erfordert (vgl. Abschnitt 4.6.1).

Schließlich betreffen die erforderlichen Änderungen in Anhang 1 des EEG die Listen der Technologien, die der Verpflichtung zum Abschluss von zweiseitigen CfDs unterliegen (vorausgesetzt, sie benötigen direkte Preisunterstützung), sowie die Übergangsfristen (von 3/5 Jahren), die in den Anhang aufgenommen werden müssen, um das EEG an die Änderungsverordnung anzupassen. Darüber hinaus müssen die Definition des relevanten Referenzpreises und des Referenzzeitraums für die Berechnung der Überschusserlöse im Rahmen von zweiseitigen CfDs aufgenommen werden, und die bestehende Formel für die Berechnung der Marktprämie muss geändert werden, um eine negative Prämie (d. h. eine Rückforderung) für den Fall zu ermöglichen, dass der Referenzpreis den Ausübungspreis des CfD übersteigt. Obwohl diese Änderun-

gen in Bezug auf den Wortlaut des EEG geringfügig erscheinen, könnten sie möglicherweise erhebliche Auswirkungen auf den RES-E-Markt haben (vgl. Abschnitt 4.6.2).

Insgesamt deutet die in diesem Kapitel vorgestellte rechtliche Analyse darauf hin, dass die Umstellung auf zweiseitige CfDs (oder gleichwertige Systeme) eine solide und vernünftige Reform darstellt, die im Falle rechtlicher Anfechtungen als verfassungsgemäß angesehen werden dürfte, da sie die Interessen von Erzeugern und Verbrauchern in ausgewogener Weise neu ausbalanciert. Während eine solche Bewertung auf EU-Ebene möglich erscheint, bleibt jedoch unklar, wie die einzelnen Mitgliedstaaten diese Systeme in ihren Rechtsordnungen umsetzen wollen. Daher ist es noch zu früh, um zu beurteilen, ob ihre Politik ebenso sinnvoll sein wird – aber wie die deutsche Fallstudie gezeigt hat, könnte dies durchaus der Fall sein, wenn die Mitgliedstaaten sich eng an den Wortlaut der EMR-Vorschläge halten. Dennoch wird die Umsetzung dieser Reform in der gesamten EU viele zusätzliche rechtliche Fragen mit sich bringen und wahrscheinlich zu mehr als einem Gerichtsverfahren führen, das von den betroffenen Parteien angestrengt wird.

## GESAMTFAZIT, WEITERE FORSCHUNGSARBEITEN UND EPILOG

### **5.1. Gesamtfazit**

In dieser recht umfassenden Überprüfung der derzeit laufenden EMR befassten sich die in den vorangegangenen Kapiteln vorgestellten wirtschaftlichen und rechtlichen Analysen mit einer Reihe miteinander verbundener Forschungsfragen. Da die wichtigsten Ergebnisse und Schlussfolgerungen bereits am Ende jedes Kapitels zusammengefasst wurden (vgl. Unterkapitel 3.6 bzw. 4.7), müssen sie hier nicht wiederholt werden. Stattdessen soll dieses letzte Kapitel die beiden Kapitel miteinander verbinden, indem es die beiden wichtigsten Ergebnisse der durchgeführten interdisziplinären Analyse hervorhebt, bevor es Möglichkeiten für weitere Forschungsarbeiten aufzeigt (siehe nächstes Unterkapitel) und dann mit einem kurzen Epilog zum Stand des Reformprozesses zum Zeitpunkt der Einreichung dieser Arbeit abschließt (vgl. Unterkapitel 5.3 weiter unten).

Aus der interdisziplinären Analyse, die in den letzten Monaten durchgeführt wurde, während der EMR-Prozess voranschritt, gehen zwei wichtige Erkenntnisse hervor: Erstens erscheinen die derzeit geplanten Reformen der direkten Preisstützungsregelungen für Projekte zur Erzeugung von kohlenstoffarmem Strom (d. h. die Einführung von zweiseitigen CfDs – oder gleichwertigen Regelungen – in ganz Europa) als sinnvoller Schritt, der dazu beitragen dürfte, die Mängel des derzeitigen Marktdesigns zu beheben, die während der Energiekrise 2021/22 zutage getreten sind. Anstelle der noch weitreichenderen Reformen, die auf dem Höhepunkt der Krise gefordert wurden (wie die Abschaffung des Merit-Order-Prinzips oder sehr eingreifende Preiskontrollen), erscheinen die begrenzteren Reformen wirtschaftlich und rechtlich gerechtfertigt, da sie ein angemessenes und verhältnismäßiges Gleichgewicht zwischen den Bedürfnissen und Rechten der Stromverbraucher und -erzeuger herstellen, ohne das reibungslose Funktionieren des Strommarktes übermäßig zu beeinträchtigen.

Zweitens ist jedoch zu erwähnen, dass die obige Schlussfolgerung nur eine erste Einschätzung des aktuellen Reformvorschlags ist, wie er in Brüssel ausgehandelt und vereinbart wurde. Dies ist eine wichtige Einschränkung, da viele Details, die für eine gründliche wirtschaftliche und

rechtliche Analyse der vollständigen Auswirkungen der Einführung von zweiseitigen CfDs erforderlich sind, sowohl auf EU- als auch auf nationaler Ebene noch fehlen. Daher wird die Entscheidung über den EMR noch einige Zeit auf sich warten lassen – d. h. bis der Rechtsrahmen in der EU und den einzelnen Mitgliedstaaten vollständig ausgearbeitet und somit vollständig analysierbar ist.

## **5.2. Weitere Forschung**

Wie in den vorangegangenen Kapiteln erwähnt, erscheinen weitere wirtschaftliche und rechtliche Analysen und Untersuchungen in einer Reihe von Bereichen sinnvoll, die hier kurz aufgeführt werden sollen. Erstens betrifft dies eine Untersuchung der Auswirkungen von zweiseitigen CfDs auf Betriebsentscheidungen und damit auf die Effizienz im Energiesektor, die über den Rahmen der in Unterkapitel 3.4 durchgeführten Modellierung hinausging. Zweitens sollten die Definitionen zusätzlicher Begriffe und Konzepte, die (wahrscheinlich) in die bevorstehende Überarbeitung der Leitlinien der Kommission für staatliche Beihilfen aufgenommen werden, ebenso wie die aktualisierten Leitlinien selbst – die zweiseitige CfDs (oder gleichwertige Regelungen) neu berücksichtigen müssen – auf ihre wirtschaftlichen und rechtlichen Auswirkungen hin untersucht werden. Drittens dürfte es auch interessant sein, im Detail zu analysieren, ob die Aufnahme der Kernenergie in die Liste der förderfähigen Technologien gegen die aktuellen Leitlinien für staatliche Beihilfen verstößt, wie in Abschnitt 4.4.3 erläutert. Viertens, und enger verbunden mit der Umsetzung von zweiseitigen CfDs für RES-E-Projekte, wäre die weitere Analyse der Begründungen auf nationaler Ebene für die Ungleichbehandlung verschiedener Projektarten und Technologien (falls zutreffend) – d. h. warum einige von ihnen unter die Verpflichtung für CfDs fallen und andere nicht, und warum diese Ungleichbehandlung als verhältnismäßig angesehen werden kann (vgl. Abschnitte 3.4.3 und 4.4.1). Fünftens sollte es, ebenfalls auf nationaler Ebene, eine lohnende Aufgabe für die weitere Forschung sein, die von den einzelnen Mitgliedstaaten zur Umsetzung von zweiseitigen CfD-Systemen erlassenen Gesetze und Vorschriften aus wirtschaftlicher und rechtlicher Sicht zu bewerten, da auf dieser Ebene der Rahmen für einzelne Projekte festgelegt wird und die meisten rechtlichen Probleme auftreten würden. Schließlich wären die Auswirkungen der EMR auf andere deutsche Gesetze, die sich mit erneuerbaren Energien befassen, geeignete Ziele für eingehende Untersuchungen, da sich diese Arbeit in der Fallstudie zu Deutschland ausschließlich auf das EEG konzentriert hat (vgl. Unterkapitel 4.6).

### 5.3. Epilog

Wie im Unterkapitel 2.5 erwähnt, basieren die in den vorangegangenen Kapiteln vorgestellten Analysen auf dem Stand des Gesetzgebungsverfahrens, den Dokumenten und den Informationen, die zum 30. April 2024 verfügbar waren. Seitdem hat das Gesetzgebungsverfahren mit der endgültigen Verabschiedung sowohl der Änderungsverordnung als auch der Richtlinie durch den Rat am 21. Mai 2024 einen weiteren wichtigen Schritt nach vorne gemacht.

Nach der formellen Unterzeichnung des Rechtsakts durch beide Institutionen wird der Text in Kürze im Amtsblatt der Europäischen Union veröffentlicht und tritt am 20. Tag nach seiner Veröffentlichung in Kraft. Die Änderungsverordnung wird dann in allen Mitgliedstaaten unmittelbar anwendbar sein, während die Änderungsrichtlinie innerhalb von sechs Monaten nach ihrer Veröffentlichung im Amtsblatt der Europäischen Union, d. h. höchstwahrscheinlich vor Ende 2024, umgesetzt werden muss.<sup>206</sup>

Da die formelle Annahme durch den Rat auf dem (inhaltlich unveränderten) endgültigen Kompromisstext beruhte, der mit dem Parlament im Trilog vereinbart und anschließend von seinem Mitgesetzgeber angenommen wurde (vgl. Unterkapitel 2.5), behalten die in den Kapiteln 2 bis 4 vorgestellten Analysen uneingeschränkt ihre Gültigkeit. Allerdings können sich die in dieser Arbeit verwendeten Verweise auf und innerhalb von Dokumenten (Dokumentenkennungen, Absätze usw.) aufgrund der Überarbeitung der endgültigen Rechtsakte geändert haben, was bei der Arbeit mit den bald im Amtsblatt der Europäischen Union zu veröffentlichenden Rechtsakten zu beachten ist.

---

<sup>206</sup> Vgl. Rat der Europäischen Union, „Reform des Elektrizitätsmarktes: Rat billigt aktualisierte Vorschriften“, Pressemitteilung (Brüssel, 21. Mai 2024) <[www.consilium.europa.eu](http://www.consilium.europa.eu)> (zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024).

## ANHANG 1: STANDPUNKTE DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES DER EUROPÄISCHEN UNION

### **A1.1. Europäisches Parlament**

Im Parlament war der Ausschuss für Industrie, Forschung und Energie (ITRE) für das durch den Verordnungsvorschlag der Kommission eingeleitete Gesetzgebungsverfahren zuständig, wobei mehrere andere Ausschüsse um ihre Stellungnahme gebeten wurden.<sup>207</sup> Der parlamentarische Prozess gipfelte in einem Bericht des ITRE<sup>208</sup>, der am 27. Juli 2023 dem Plenum vorgelegt und am 14. September 2023 mit großer Mehrheit angenommen wurde.<sup>209</sup> In dem Bericht legte der ITRE-Ausschuss den Standpunkt des Parlaments zum vorgeschlagenen EMR in Form einer Änderung des ursprünglichen Vorschlags der Kommission dar, d. h. durch Hinzufügen, Streichen oder Ändern von Text in der vorgeschlagenen Verordnung.

Während das Parlament die Erwägungsgründe des Verordnungsvorschlags in zahlreichen Fällen ergänzt und geändert hat, wurde die erste Änderung, die für die vorgeschlagenen zweiseitigen CfD-Systeme relevant ist, in Erwägungsgrund 30 vorgenommen, wo das Parlament erstmals vorschlug, hinter zweiseitigen CfDs den Zusatz „oder gleichwertige Systeme, mit denen die gleichen Ziele erreicht werden“ einzufügen.<sup>210</sup> Damit wollte das Parlament die enge Palette der von der Kommission akzeptierten Förderregelungen von zweiseitigen CfDs auf Instrumente ausweiten, die einem zweiseitigen CfD sehr ähnlich, aber nicht identisch sind. Wie bereits erwähnt, sprach auch der SWD der Kommission von einer „ähnlichen Vertragsformulierung“ als alternativem Instrument (vgl. Abschnitt 2.2.2), aber diese Klausel fand keinen Eingang in ihren Verordnungsvorschlag. Das Parlament hat diesen offensichtlichen Auslassungsfehler im Vorschlag somit korrigiert.

---

<sup>207</sup> Vgl. Verfahrensakte 2023/0077(COD) für weitere Informationen über die Beteiligung und Aktivitäten des Parlaments, einschließlich eines detaillierten Zeitplans und zusätzlicher Dokumente;  
<[https://oeil.secure.europarl.europa.eu/oeil/popups/ficheprocedure.do?reference=2023/0077A\(COD\)&l=en](https://oeil.secure.europarl.europa.eu/oeil/popups/ficheprocedure.do?reference=2023/0077A(COD)&l=en)> (zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024).

<sup>208</sup> Vgl. Europäisches Parlament (Fußnote 63).

<sup>209</sup> Vgl. <<https://oeil.secure.europarl.europa.eu/oeil/popups/sda.do?id=60345&l=en>> für die Abstimmungsergebnisse.

<sup>210</sup> Vgl. Europäisches Parlament (Fußnote 63), S. 20.

Das Parlament hat darüber hinaus den Wortlaut des vorgeschlagenen Erwägungsgrundes 30 durch einige Änderungsvorschläge erweitert; diese änderten jedoch nichts an der allgemeinen Herangehensweise der Kommission. Im Gegensatz dazu wirft ein vorgeschlagener Zusatz zum vorgeschlagenen Erwägungsgrund 32 eine interessante Frage auf, die bereits zuvor angesprochen wurde (vgl. Tabelle 3 und Abschnitt 3.4.3). Hier schlug das Parlament vor, eine Ausnahme von der Anforderung für „zweiseitige CfDs oder gleichwertige Systeme, die die gleichen Ziele erreichen“ für Projekte im Bereich erneuerbare Energien „mit einer installierten Leistung von **mehr als 1 MW** und **mehr als 6 MW**, wenn es sich um eine Bürgerenergiegemeinschaft oder eine Gemeinschaft für erneuerbare Energien handelt“ hinzuzufügen<sup>211</sup>, was darauf hindeutet, dass zweiseitige CfDs (oder gleichwertige Systeme) nur für kleine Projekte im Bereich erneuerbare Energien erforderlich sein sollten, während das Parlament wahrscheinlich genau das Gegenteil beabsichtigt hat.

In dem vorgeschlagenen Erwägungsgrund 33 fügte das Parlament eine Anforderung hinzu, wonach während einer Übergangsphase zweiseitige CfDs (oder gleichwertige Regelungen) erst ein Jahr nach Inkrafttreten der vorgeschlagenen Verordnung verbindlich werden sollen.

Das Parlament fügte außerdem zusätzliche Gestaltungskriterien in den vorgeschlagenen Erwägungsgrund 35 ein, insbesondere hinsichtlich der Anforderung, dass zweiseitige CfDs (oder gleichwertige Regelungen) „Strafklauseln für den Fall einer vorzeitigen Beendigung des Vertrags enthalten“ müssen. Auch diese Anforderung war von der Kommission vorgesehen (wie in Abschnitt 2.2.2 erwähnt), aber diese Klausel fand keinen Eingang in ihren Verordnungsvorschlag. Das Parlament hat somit den Vorschlag hinsichtlich dieser offensichtlichen Lücke korrigiert.<sup>212</sup>

In Bezug auf Artikel 2 der geänderten Verordnung schlug das Parlament vor, Punkt (76) in den (überarbeiteten) Begriffsbestimmungen zu kürzen, indem einige Teile davon (über die Effizienz auf dem Strommarkt und die Einhaltung der Gestaltungsgrundsätze der Richtlinie (EU) 2018/2001) in den vorgeschlagenen Erwägungsgrund 35 verschoben wurden, wodurch die vorgeschlagene Begriffsbestimmung in dieser Hinsicht etwas weniger verbindlich wurde. Die nach-

---

<sup>211</sup> Vgl. Europäisches Parlament (Fußnote63), S. 21. Hervorhebung durch den Autor.

<sup>212</sup> Vgl. ebenda, S. 23.

folgenden Nummern (77) und (78) wurden vom Parlament ebenfalls geändert (hauptsächlich durch Einfügungen), jedoch nicht in der von der Kommission vorgeschlagenen Substanz.

In Bezug auf den vorgeschlagenen Artikel 19b über direkte Preisstützungsregelungen für neue Investitionen in die Stromerzeugung hat das Parlament relativ viele Änderungen am Vorschlag der Kommission vorgenommen. Einige davon scheinen hauptsächlich redaktioneller Natur zu sein und darauf abzuzielen, Auslassungen und Fehler in der Fassung der Kommission zu beseitigen, während andere auf Meinungsverschiedenheiten zwischen der Kommission und dem Parlament hindeuten. Da die Änderungen des Parlaments am vorgeschlagenen Artikel 19b für die weitere Analyse von zentraler Bedeutung sind, wird dessen Fassung im Folgenden vollständig wiedergegeben, bevor die wichtigsten vom Parlament vorgeschlagenen Änderungen hervorgehoben werden<sup>213</sup> :

„Artikel 19b

Direkte Preisstützungsregelungen für neue Investitionen in die Stromerzeugung

(1) Direkte Preisstützungsregelungen für neue Investitionen in die Stromerzeugung aus den in Absatz 2 aufgeführten Quellen erfolgen in Form von **■** zweiseitigen Differenzkontrakten ***oder gleichwertigen Regelungen, die nach Bewertung und Genehmigung der Gleichwertigkeit dieser Regelungen durch die Kommission die gleichen Ziele erreichen. Die Teilnahme an solchen Regelungen ist für die Marktteilnehmer freiwillig. Diese Regelungen werden im Rahmen eines wettbewerbsorientierten, offenen, transparenten, nichtdiskriminierenden und kosteneffizienten Verfahrens in Übereinstimmung mit den Vorschriften für staatliche Beihilfen zugeteilt, wobei ungerechtfertigte Verzerrungen des effizienten Funktionierens der Strommärkte verhindert und Anreize für einen effizienten Betrieb und eine effiziente Teilnahme an den Strommärkten erhalten bleiben.*** Neue Investitionen in die Stromerzeugung umfassen Investitionen in neue Stromerzeugungsanlagen ***oder Investitionen zur Repowering bestehender Stromerzeugungsanlagen oder Investitionen zur Erweiterung bestehender Stromerzeugungsanlagen, wenn die Erhöhung der Stromerzeugungskapazität erheblich ist.***

***Bei Investitionen zur Erweiterung bestehender Stromerzeugungsanlagen sind zweiseitige Differenzkontrakte streng auf den Anteil der gesamten Stromerzeugungskapazität zu beschränken, der***

<sup>213</sup> Änderungen durch das Parlament sind wie folgt gekennzeichnet. Neuer Text ist fett und kursiv hervorgehoben. Streichungen sind mit dem Symbol **■** gekennzeichnet. Ersetzungen sind durch Hervorhebung des neuen Textes in Fettdruck und Kursivschrift sowie durch Streichung des ersetzten Textes gekennzeichnet. Rein technische Änderungen sind nicht hervorgehoben (vgl. Europäisches Parlament (Fußnote 63), S. 2).

*die Kosten der neuen Investition im Verhältnis zu den Gesamtinvestitionskosten der Stromerzeugungsanlage widerspiegelt.*

*Unterabsatz 1 gilt für Verträge im Rahmen direkter Preisstützungsregelungen für neue Investitionen in die Stromerzeugung, die ab dem ... [ein Jahr nach Inkrafttreten dieser Änderungsverordnung] abgeschlossen wurden.*

*Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass Umfang und Höhe von zweiseitigen Differenzkontrakten, die nicht im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens gemäß der Richtlinie (EU) 2018/2001 vergeben werden, nicht über Umfang und Höhe der im Rahmen von Ausschreibungsverfahren in ihrem jeweiligen Mitgliedstaat vergebenen Kontrakte hinausgehen.*

(2) Absatz 1 gilt für neue Investitionen in die Stromerzeugung aus folgenden Quellen:

- a) Windenergie;
- b) Solarenergie;
- c) Geothermie;
- d) Wasserkraft ohne Stausee;
- e) Kernenergie.

3. Direkte Preisstützungsregelungen *gemäß Absatz 1* müssen *mindestens*

a) so gestaltet sein, dass die Einnahmen, die erzielt werden, wenn der Marktpreis über dem Ausübungspreis liegt, an die Endverbraucher von Strom verteilt werden, *wobei besonders schutzbedürftigen Kunden und Kunden, die von Energiearmut im Sinne von Artikel 2 Nummer 52 der Richtlinie [EED] betroffen oder davon bedroht sind, besondere Aufmerksamkeit zu widmen ist. Die Mitgliedstaaten können die Einnahmen auch zur Deckung der Kosten der Förderregelung verwenden, wenn der Marktpreis unter dem Ausübungspreis liegt, oder zur Förderung von Investitionen in die Energiewende in den Bereichen Verteilernetzausbau, erneuerbare Energiequellen, Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge, Energieeffizienz und -speicherung oder zur Unterstützung energieintensiver Industrien, die von Carbon Leakage bedroht sind, wenn diese durch ihre Dekarbonisierungsbemühungen zur Erreichung der Klimaneutralität, einschließlich eines Transformationsplans, der die wichtigsten Elemente ihres Weges darlegt, erhebliche Emissionsminderungen nachweisen. Die an Endkunden, die energieintensive Unternehmen sind, ausgeschütteten Einnahmen decken alle Unternehmen proportional zu ihrem Verbrauchanteil ab* (gleiche ■ Rückerstattung pro verbrauchter MWh). *Die Einnahmen werden nach einer fairen, transparenten und nichtdiskriminierenden Methode ausgeschüttet.*

b) sicherstellen, dass die Verteilung der Einnahmen an die Endstromkunden so gestaltet ist, dass die Anreize für die Verbraucher, ihren Verbrauch zu senken oder auf Zeiten mit niedrigen Strompreisen zu verlagern, nicht beseitigt werden und der Wettbewerb zwischen den Stromversorgern nicht beeinträchtigt wird;

*ba) Standortkriterien berücksichtigen, um sicherzustellen, dass neue Investitionen in die Stromerzeugung an optimalen Standorten getätigt werden, wobei Überlastungsbedingungen und Netzentwicklungspläne zu berücksichtigen sind;*

*bb) so gestaltet sein, dass die Höhe und die Bedingungen der für Energieprojekte gewährten Unterstützung nicht in einer Weise geändert werden, die sich negativ auf die damit verbundenen Rechte auswirkt und die Wirtschaftlichkeit von Projekten beeinträchtigt, die bereits von einer Unterstützung profitieren. Die Mitgliedstaaten können die Höhe der Unterstützung nach objektiven Kriterien anpassen, sofern diese Kriterien in der ursprünglichen Ausgestaltung der Förderregelung festgelegt sind;*

*(bc) Strafklauseln enthalten, die im Falle einer einseitigen vorzeitigen Kündigung des Vertrags gelten;*

*(bd) in keinem Zeitraum, in dem der Marktwert dieser Produktion negativ ist, Produktionsbeihilfen erhalten;*

*(be) ihre möglichen negativen Auswirkungen auf die Liquidität des Terminmarktes und auf den Wettbewerb zwischen den Anbietern minimieren;*

*bf) so gestaltet sein, dass die Anreize für die Erzeugungsanlage bestehen bleiben, effizient zu arbeiten und an den Strommärkten teilzunehmen, insbesondere ihre Produktion an die Marktbedingungen anzupassen;*

*(bg) so gestaltet sein, dass sie mit Artikel 4 Absätze 2 und 3 Unterabsätze 1 und 3 der Richtlinie (EU) 2018/2001 sowie mit den Vorschriften für staatliche Beihilfen und dem Wettbewerbsrecht im Einklang stehen.*

*3a. Bis zum ... [12 Monate nach Inkrafttreten dieser Änderungsverordnung] erstellt die Kommission Leitlinien für die Umsetzung von zweiseitigen Differenzkontrakten, um die Mitgliedstaaten bei deren Einführung zu unterstützen.*

***3b. Die ACER überwacht die Umsetzung der direkten Preisstützungsregelungen in den Mitgliedstaaten und erstellt einen Bericht über die Umsetzung und die Auswirkungen der Preisstützungsregelungen auf den Wettbewerb und das Funktionieren des Elektrizitätsbinnenmarkts.<sup>214</sup>***

Die Fassung des vorgeschlagenen Artikels 19b des Parlaments war mehr als viermal so lang wie der ursprüngliche Vorschlag der Kommission, wie aus dem obigen Auszug hervorgeht. Über die bereits vorgestellten Änderungen hinaus scheint das Parlament die Notwendigkeit gesehen zu haben, nicht nur die Erwägungsgründe und/oder Definitionen, sondern auch den Hauptteil des Verordnungsvorschlags zu ergänzen. So sah der Änderungsvorschlag zu Absatz 1 nicht nur die Möglichkeit vor, andere Förderregelungen als zweiseitige CfDs zu nutzen, sondern stellte auch klar, dass es Aufgabe der Kommission wäre, solche gleichwertigen Regelungen zu bewerten und zu genehmigen. Die übrigen Ergänzungen zu Absatz 1 zielten darauf ab, den Wettbewerb und das effiziente Funktionieren der Strommärkte zu gewährleisten. Sie sollten auch die Definition qualifizierter Investitionen (insbesondere für die Repowering-Projekte) sowie den freiwilligen Charakter von zweiseitigen CfDs (oder gleichwertigen Instrumenten) stärken.

Absatz 2 (über förderfähige Technologien) wurde vom Parlament nicht geändert.

In Absatz 3 Buchstabe a ist anzumerken, dass das Parlament eine ganze Liste zusätzlicher politischer Ziele und Empfänger hinzugefügt hat, für die die durch ein zweiseitiges CfD-System (oder gleichwertige Systeme) erzielten Einnahmen von den Mitgliedstaaten verwendet werden könnten, anstatt diese Einnahmen ausschließlich für Strompreissubventionen vorzusehen, wie von der Kommission vorgeschlagen. Darüber hinaus schlug das Parlament vor, mehrere neue Unterabsätze, nämlich (ba) bis (bg), hinzuzufügen, in denen die bereits in den geänderten Erwägungsgründen und/oder Definitionen eingeführten Gestaltungskriterien präzisiert werden. In einem neuen Absatz 3a wollte das Parlament die Kommission verpflichten, „innerhalb von [12 Monaten nach Inkrafttreten dieser Änderungsverordnung] Leitlinien für die Umsetzung von zweiseitigen Differenzkontrakten zu erstellen, um die Mitgliedstaaten bei deren Einführung zu unterstützen“.<sup>215</sup> Schließlich sollte gemäß einem neuen Absatz 3b nicht die Kommission, sondern die ACER mit der Überwachung der Umsetzung der in der vorgeschlagenen Verordnung geforderten direkten Preisstützungsregelungen in der gesamten EU beauftragt werden.

---

<sup>214</sup> Vgl. Europäisches Parlament (Fußnote 63), S. 51-54.

<sup>215</sup> Vgl. Europäisches Parlament (Fußnote 63), S. 54.

In Artikel 3 der vorgeschlagenen Verordnung (betreffend Änderungen der Richtlinie (EU) 2018/2001) hat das Parlament (erneut) Schwellenwerte für Projekte im Bereich erneuerbare Energien eingeführt, die nicht unter die Anforderungen für ein zweiseitiges CfD-System (oder ein gleichwertiges System) fallen, wonach Projekte mit einer installierten Leistung von mehr als 1 MW (oder 6 MW im Falle von Energiegemeinschaften) von dieser Anforderung ausgenommen wären (siehe Erörterung dieser Frage oben).

### A1.2. Rat der Europäischen Union

Der Rat der Europäischen Union (der Rat) hat am 17. Oktober 2023 seinen „allgemeinen Ansatz“ verabschiedet, in dem er seinen vorläufigen Standpunkt zum Vorschlag der Kommission festgelegt hat und der die Grundlage für die Verhandlungen im Trilog bildete. Das Dokument des Rates hat die Form einer geänderten Fassung des Vorschlags der Kommission, wobei die Streichungen und Ergänzungen größtenteils im Änderungsmodus sichtbar sind.<sup>216</sup>

Im Gegensatz zur Kommission, die die öffentlich finanzierte Förderung „auf **neue Investitionen** („direkte Preisstützungsregelungen“) in die Erzeugung von Strom aus kohlenstoffarmen, nicht fossilen Brennstoffen“ beschränken wollte, wie zuvor dargelegt, änderte der Rat den vorgeschlagenen Wortlaut dahingehend, dass die Förderung „für **Investitionen in neue** Stromerzeugungsanlagen“ gewährt wird, was sprachlich angemessener erscheint. Zusätzlich zu dieser Klarstellung hat der Rat jedoch auch den Inhalt des Kommissionsvorschlags geändert, indem er festlegte, dass „**die Mitgliedstaaten beschließen können**, Förderregelungen in Form von zweiseitigen Differenzkontrakten **auch für neue Investitionen** zu gewähren, **die auf eine wesentliche Repowering** bestehender Stromerzeugungsanlagen oder auf **eine wesentliche Erhöhung ihrer Kapazität oder Verlängerung ihrer Lebensdauer abzielen**“.<sup>217</sup> Während die Kommission in dem vorgeschlagenen Erwägungsgrund 30 vorschlug, zweiseitige Differenzkontrakte für alle Investitionen in neue Stromerzeugungsanlagen, einschließlich Repowering, Kapazitätserweiterung und Verlängerung der Lebensdauer, verbindlich vorzuschreiben, war der Standpunkt des Rates weniger präskriptiv für alle außer der engsten Gruppe *neuer* Anlagen, d. h.

---

<sup>216</sup> Vgl. Rat der Europäischen Union (Fußnote 96).

<sup>217</sup> Vgl. Rat der Europäischen Union (Fußnote 96), S. 19. Hervorhebung durch den Autor.

Greenfield-Kraftwerke.<sup>218</sup> Darüber hinaus schlug der Rat in den neuen Erwägungsgründen 30a bis 30c vor, lange Übergangsfristen sowie ausdrückliche Verweise auf die Artikel 4 und 6 der Richtlinie (EU) 2018/2001 (siehe unten) hinzuzufügen. Darüber hinaus wurden in einem neuen Erwägungsgrund 31a zusätzliche Kriterien festgelegt, anhand derer die Kommission die zweiseitigen CfD-Systeme der Mitgliedstaaten bewerten muss, um deren Auswirkungen unter anderem auf die Effizienz des Strommarktes und den Wettbewerb zwischen den Marktteilnehmern zu beurteilen.

In Artikel 1 der Änderungsverordnung sind die folgenden vom Rat am Entwurf der Kommission vorgenommenen Änderungen bemerkenswert, da sie das neue Instrument der zweiseitigen CfDs betreffen. Erstens schlug der Rat in Nummer 76 vor, die Definition eines zweiseitigen CfD zu kürzen, indem ein Teil davon (über die Effizienz auf dem Strommarkt) in Artikel 19b (sowie in Erwägungsgrund 31a, wie bereits erwähnt) und in den neuen Unterabsatz 1a Buchstabe a verschoben wird, und forderte damit dieselbe Änderung wie das Parlament. Darüber hinaus wurde die Einhaltung der Gestaltungsgrundsätze der Richtlinie (EU) 2018/2001 vom Rat in den neuen Erwägungsgrund 30c verschoben. Zweitens schlug der Rat vor, Nummer 78 zur Definition des Begriffs „Markteinnahmen“ vollständig aus der geänderten Verordnung zu streichen, wodurch der Begriff völlig undefiniert bliebe.

In Bezug auf die Änderungen des vorgeschlagenen Artikels 19b über zweiseitige CfDs als solche hat der Rat die folgenden wesentlichen Standpunkte zu den erforderlichen Änderungen zum Ausdruck gebracht: Erstens wurde die Definition der Investitionen, für die zweiseitige CfDs das obligatorische Instrument für künftige öffentliche Unterstützung sein würden, in Absatz 1 auf „neue Stromerzeugungsanlagen“ verkürzt, während die Förderfähigkeit von Investitionen in Repowering, Kapazitätserweiterung und Laufzeitverlängerung in den vorgeschlagenen Erwägungsgrund 30 (siehe oben) verschoben wurde. Zweitens wollte der Rat eine Übergangsfrist von drei bis fünf Jahren (je nach Art des Projekts) einführen, bevor die Mitgliedstaaten für neue Investitionen auf zweiseitige CfDs umstellen müssen (ähnlich wie in der neuen Erwägung 30a). Drittens fügte der Rat eine Klarstellung hinzu, dass „die Teilnahme von Marktteilnehmern an

---

<sup>218</sup> Ohne näher auf diesen Punkt einzugehen, scheint es fair anzunehmen, dass diese Änderung dazu diente, der französischen Position zur Verlängerung der Laufzeit ihrer alternden Kernkraftwerksflotte Rechnung zu tragen (vgl. Fußnote 49).

direkten Preisstützungsregelungen in Form von zweiseitigen Differenzkontrakten freiwillig sein muss“.<sup>219</sup>

Zusätzlich zu diesen Änderungen an Artikel 19b Absatz 1 schlug der Rat vor, zwei neue Absätze 1a und 1b über die wichtigsten Gestaltungsgrundsätze für zweiseitige CfDs sowie deren erforderliche Übereinstimmung mit den Artikeln 107 und 108 AEUV (über staatliche Beihilfen) hinzuzufügen. Hier ist der (neue) Unterabsatz c) von besonderem Interesse, da er nicht sehr klar formuliert ist und zu besonderen Unklarheiten bei seiner Auslegung führen kann:

„1a. Alle direkten Preisstützungsregelungen in Form von zweiseitigen Differenzkontrakten müssen so gestaltet sein, dass sie:

[...]

c) sicherzustellen, dass die Höhe der Mindestvergütung und die Obergrenze für die Übervergütung an die Kosten der neuen Investition und die Markteinnahmen *[sic!]* angepasst sind, um die langfristige Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugungsanlage zu gewährleisten und gleichzeitig eine Überkompensation zu vermeiden;

[...]“<sup>220</sup>

Da der Begriff „Markteinnahmen“ in der Fassung des Rates nicht mehr definiert wurde, bleibt unklar, wie der Rat das Verhältnis zwischen den „Kosten der neuen Investition [und] den Markteinnahmen“<sup>221</sup> genau einschätzte, auch wenn die Absicht, den Ausübungspreis an die tatsächlichen Kosten und Einnahmen einer Stromerzeugungsanlage zu koppeln, klar genug erscheint.

In Bezug auf die Verwendung der Einnahmen aus zweiseitigen CfDs durch die Mitgliedstaaten schlug der Rat zusätzlich zu der Hauptverwendung, diese als direkte Subventionen an Stromkunden zu verteilen, die Optionen vor, entweder das zweiseitige CfD-System zu refinanzieren (d. h. Einnahmen in Zeiten hoher Marktpreise zur Zahlung von Marktprämien in Zeiten niedri-

---

<sup>219</sup> Vgl. Rat der Europäischen Union (Fußnote96), S. 60.

<sup>220</sup> Vgl. ebenda, S. 60-61.

<sup>221</sup> Vgl. ebenda, S. 61.

ger Marktpreise zu verwenden) oder „Systeme oder Investitionen zur Senkung der Stromkosten für Endkunden zu unterstützen“<sup>222</sup>.

Schließlich schlug der Rat – ebenso wie das Parlament – vor, den Mitgliedstaaten die Möglichkeit zu geben, kleine Projekte im Bereich erneuerbare Energien und Demonstrationsprojekte (im Sinne von Artikel 4 Absatz 3 der Richtlinie (EU) 2018/2001) von den in Artikel 19b Absatz 4 des neuen Absatzes geforderten zweiseitigen CfDs auszunehmen.

In Bezug auf die von der Kommission in Artikel 3 der Änderungsverordnung vorgeschlagenen Änderungen der Richtlinie (EU) 2018/2001 äußerte der Rat den Wunsch, diesen Artikel aus der Änderungsverordnung herauszulösen und in eine eigenständige Richtlinie umzuwandeln. Inhaltlich hat der Rat (im Gegensatz zum Parlament) jedoch die Vorschläge der Kommission zu zweiseitigen CfDs als einzigem Förderinstrument für Wind, Sonne usw. sowie die in Artikel 3 des Änderungsvorschlags der Kommission enthaltene erforderliche Umsetzungsfrist akzeptiert.<sup>223</sup>

Was schließlich das Inkrafttreten der Änderungsverordnung sowie der neuen Richtlinie betrifft, so schlug der Rat eine Frist von zwanzig Tagen vor; hinsichtlich der tatsächlichen Übergangsfristen für die Einführung von zweiseitigen CfDs sah der Rat jedoch, wie bereits erwähnt, eine wesentlich längere Frist (von 3-5 Jahren) und allgemein eine Frist von zwei Jahren vor.<sup>224</sup>

---

<sup>222</sup> Vgl. Rat der Europäischen Union (Fußnote96), S. 62.

<sup>223</sup> Vgl. Artikel 2 und 3 der vom Rat vorgeschlagenen Änderungsrichtlinie; ebenda, S. 97-98.

<sup>224</sup> Vgl. ebenda, S. 78 und 98.

## ANHANG 2: QUANTITATIVES MODELL DES INVESTITIONSVERHALTENS

Wie in Abschnitt 3.4.1 erwähnt, wurde ein vereinfachtes Finanzmodell entwickelt, um den Investitionsprozess des Entwicklers/Eigentümers eines Stromerzeugungsprojekts unter Verwendung einer erneuerbaren Energiequelle unter zwei verschiedenen CfD-Systemen (d. h. einseitig und zweiseitig) nachzubilden. In diesem Anhang werden das Excel-basierte Modell, seine zugrunde liegenden Annahmen und die vollständigen Modellierungsergebnisse näher beschrieben.

### **A2.1. Beschreibung des Finanzmodells**

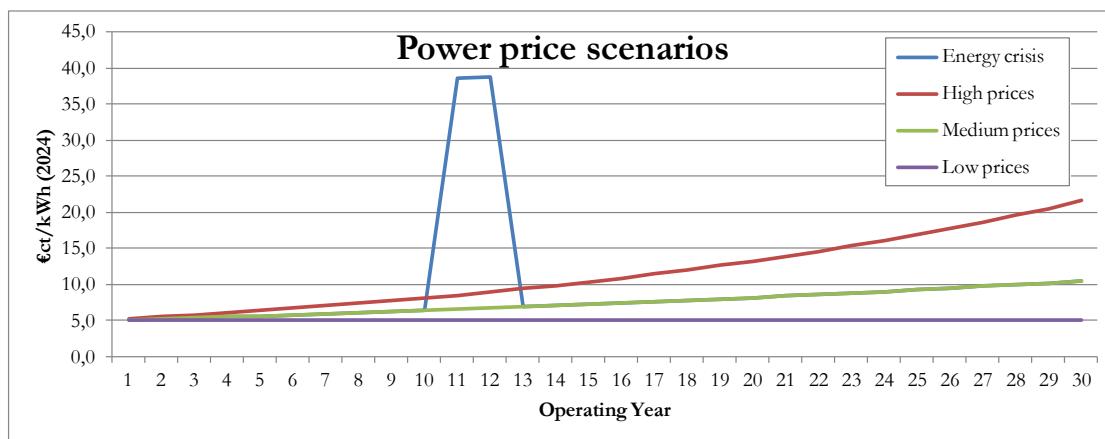
Das Modell ist in drei verschiedene Teile gegliedert: Die wichtigsten Annahmen sind in den Zeilen 1 bis 10 enthalten, die Berechnungen erfolgen in den Zeilen 11 bis 43 und die Ergebnisse werden in den Zeilen 44 bis 73 dargestellt. Das Modell ist halbautomatisch, d. h. die Berechnungen in Teil 2 werden automatisch aktualisiert, wenn die Annahmen in Teil 1 geändert werden, aber die Ergebnisse müssen manuell in die Ergebnistabelle in Teil 3 übertragen werden, während die Grafiken in Teil 3 je nach den gewählten Annahmen automatisch aktualisiert werden.

#### *A2.1.1. Annahmen*

Das Finanzmodell basiert auf einem hypothetischen Onshore-Windenergieprojekt, das nur eine Windkraftanlage mit einer Nennleistung von 4 MW, einem typischen Kapazitätsfaktor (unter der Annahme von 3.000 Volllaststunden) und typischen Investitionskosten (CAPEX) sowie Betriebskosten (OPEX) umfasst. Die Zielrendite für das Projekt, d. h. die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (WACC), wird mit 7,5 % angenommen, was als typische Rendite im aktuellen Marktumfeld angesehen werden kann.

Um die Auswirkungen der Strompreise (oder vielmehr der Preisprognosen) auf das Investitionsverhalten von Erzeugern sauberer Energie unter den beiden unterschiedlichen CfD-Modellen zu analysieren, ermöglicht das Modell die Simulation von vier verschiedenen Preisszenarien (unter sonst gleichen Bedingungen), die sich nur durch die angenommene jährliche Preissteigerungsrate unterscheiden, die zwischen 0 % und 5 % liegt. Zusätzlich und als Variante der Niedrig-, Mittel- und Hochpreisszenarien ermöglicht das Energiekrisenszenario die Modellierung eines Preisanstiegs von 500 % (d. h. einer Verfünffachung, die weit unter den Preisanstiegen von 2021/22 liegt) über einen Zeitraum von zwei Jahren, nach dem die Preise wieder zu ihrem langfristigen

Trend zurückkehren. Die vier Preisszenarien sind in Abbildung A2.1 auf der folgenden Seite dargestellt, wobei der Preisanstieg zum mittleren Preisszenario hinzugefügt wurde.



**Abbildung A2.1:** Darstellung der Strompreisszenarien

#### A2.1.2. Berechnungen

Die Berechnungen für beide Arten von CfD sind ähnlich, mit einigen Ausnahmen, die im Folgenden erläutert werden. Auf der Einnahmenseite wird der angenommene Energieertrag mit dem effektiven (Verkaufs-)Preis multipliziert, der entweder der Ausübungspreis im Rahmen des CfD-Systems (mehr dazu später) oder der Großhandelsstrompreis sein kann, falls der Strom zum aktuellen Marktpreis verkauft wird. Auf der Kostenseite fallen CAPEX (Investitionskosten) (nur) im ersten Jahr an, während OPEX (Betriebskosten) während aller Betriebsjahre anfallen. Diese können je nach angenommener Lebensdauer des Projekts 20 oder 30 betragen.

Durch Abzug der Kosten (d. h. CAPEX und OPEX) von den Einnahmen ergibt sich der freie Cashflow, der zur Bedienung von Projektkrediten (Fremdkapital) sowie zur Erzielung einer Rendite auf das in das Projekt investierte Kapital (Eigenkapital) zur Verfügung steht. Dieser Ansatz, der als Discounted-Cashflow-Methode (DCF) bezeichnet wird, wird häufig bei Investitionsbewertungen und Projektfinanzierungen verwendet.<sup>225</sup>

In diesem Fall wird das Modell jedoch nicht zur Berechnung der Kapitalrendite (Internal Rate of Return, IRR) für das Projekt verwendet, sondern zur Ermittlung des CfD-Ausübungspreises,

<sup>225</sup> Vgl. beispielsweise Dagmar Tytko, *Grundlagen der Projektfinanzierung* (Schäffer-Pöschel 1999); E. J. McLaney, *Business Finance – Theory and Practice* (5. Auflage, Prentice Hall 2000).

den der Projektentwickler/Eigentümer in einer Ausschreibung bieten müsste, um seine erwartete Rendite (angenommen 7,5 %) zu erzielen. Daher wird die Zielwertfunktion von Excel verwendet, um den Ausübungspreis zu berechnen, bei dem die IRR für jedes der Strompreisszenarien 7,5 % beträgt. Bei der Berechnung wird weiter zwischen der erwarteten Projektlaufzeit (d. h. 20 vs. 30 Jahre) sowie der Art des CfD-Systems (d. h. einseitiger vs. zweiseitiger CfD) unterschieden.<sup>226</sup>

Was die Art des CfD betrifft, so ermöglicht das Modell schließlich die Berechnung sowohl eines einseitigen (*Marketprämie*) CfD als auch eines zweiseitigen CfD, wie er derzeit von der EU vorgeschlagen wird. Der Einfachheit halber wird angenommen, dass es im Falle des zweiseitigen CfD nur einen Ausübungspreis gibt, der während der Laufzeit des CfD sowohl als Untergrenze als auch als Obergrenze für die Einnahmen dient. In beiden Fällen wird davon ausgegangen, dass die Laufzeit (*Tenor*) des CfD 20 Jahre beträgt, was bedeutet, dass die aus dem CfD resultierende Preisuntergrenze/Obergrenze nach Ablauf dieser Zeit ausläuft und das Projekt danach vollständig *kommerziell* betrieben wird.

## A2.2. Modellierungsergebnisse

**Tabelle A2.1:** Ergebnisse der Szenarioanalyse

1) Einseitiger CfD	Projektlaufzeit	Niedrige Preise	Mittlere Preise	Hohe Preise	Energiekrise
Ausübungspreis (€/ct/kWh)	20 Jahre	8,920	8,920	8,170	8,920
	30 Jahre	8,125	7,400	0,000 <sup>227</sup>	7,400
Umsatz (in Tausend Euro)	20 Jahre	21.408	21.408	22.711	28.542 <sup>228</sup>
	30 Jahre	25.500	29.292	41.856	36.791 <sup>229</sup>

<sup>226</sup> Die Zielwertfunktion von Excel kann nur für eine bestimmte Annahme eines Szenarios optimieren, auch wenn das Szenario mehrere Annahmen umfasst. Um den Ausübungspreis für ein bestimmtes Szenario (bestehend aus Preisszenario, Projektlaufzeit und CfD-Typ) abzuleiten, muss daher zunächst das Preisszenario in Zelle E9 ausgewählt und anschließend die Zielwertfunktion auf zwei der folgenden Zellen angewendet werden: [E16 oder E31], je nach CfD-Typ, und [E23 oder E24 oder E38 oder E39], je nach Projektlaufzeit (und CfD-Typ). Die korrekte Excel-Eingabe lautet daher „Setze Zelle [E16 oder E31] auf den Wert [0,075], indem du Zelle [E23 oder E24 oder E38 oder E39] änderst“.

<sup>227</sup> Null-Subventionsgebot aufgrund der Annahme hoher Strompreise, bei denen die IRR über 30 Jahre 8,8 % betragen wird.

<sup>228</sup> Überschüssige Einnahmen führen zu Zufallsgewinnen mit einer IRR von 10,7 % über 20 Jahre.

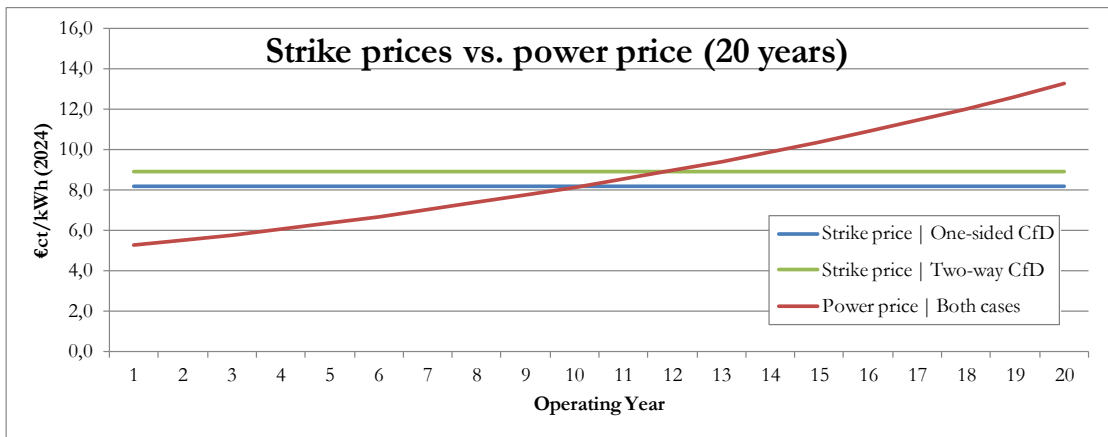
<sup>229</sup> Überschüssige Einnahmen führen zu Zufallsgewinnen mit einer IRR von 10,2 % über 30 Jahre.

2) 2-seitiger CfD					
Ausübungspreis (€/kWh)	20 Jahre	8,920	8,920	8,920	8,920
	30 Jahre	8,125	7,450	6,215	7,450
Umsatz (in Tausend Euro)	20 Jahre	21.408	21.408	21.408	21.408
	30 Jahre	25.500	29.170	35.941	29.170

Die Ergebnisse der sechzehn oben beschriebenen unterschiedlichen Szenarien sind in Tabelle A2.1 oben dargestellt und in Abbildung A2.2 (auf der Rückseite) veranschaulicht. Wie erläutert, unterscheiden sich die Ergebnisse je nach Preisannahme, Projektlaufzeit und CfD-Typ, wie in der Tabelle dargestellt. Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass der Ausübungspreis ex-ante festgelegt wird, was bedeutet, dass zusätzliche Markteinnahmen während einer Energiekrise zu Zufallsgewinnen führen und nicht zu einer ex post Anpassung des Ausübungspreises.

Beim Vergleich der Ergebnisse verschiedener Szenarien ist außerdem zu beachten, dass die in Tabelle A2.1 angegebenen Einnahmen nominal sind (nicht inflationsbereinigt oder diskontiert). Sie entsprechen den Verbraucherkosten, d. h. der Summe der Zahlungen im Rahmen des CfD und auf dem Großhandelsstrommarkt über einen Zeitraum von 20 oder 30 Jahren. Die Einnahmen (die den Gesamtkosten für die Verbraucher entsprechen) sind in einer Reihe von Szenarien (grün hervorgehoben) bei einem zweiseitigen CfD niedriger als bei einem einseitigen CfD, trotz der höheren Ausübungspreise in denselben Szenarien (rot hervorgehoben).

Abbildung A2.2 unten veranschaulicht die Funktionsweise der beiden CfD-Modelle für den Fall des Hochpreisszenarios (mit einer Projektlaufzeit von 20 Jahren), wobei der erwartete Strommarktpreis in beiden Fällen identisch ist, sich die CfD-Ausübungspreise jedoch aufgrund ihrer Ausgestaltung unterscheiden. Somit ist der Ausübungspreis für den zweiseitigen CfD höher als der für den einseitigen CfD, da das Projekt nicht von steigenden Preisen profitieren kann (die den Ausübungspreis etwa ab dem 10. Betriebsjahr übersteigen). Um die angestrebte IRR zu erreichen, muss der Projektentwickler/Eigentümer daher im Rahmen eines zweiseitigen CfD einen höheren Ausübungspreis bieten als im Rahmen eines einseitigen CfD mit Aufwärtspotenzial für die Einnahmen.



*Abbildung A2.2: CfD-Ausübungspreise im Hochpreisszenario*

## LITERATURVERZEICHNIS

### **Primäre Quellen:**

- Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland, übersetzt von Tomuschat C., Currie D.P., Kommers D.P., Kerr R., <[www.gesetze-im-internet.de/englisch\\_gg/](http://www.gesetze-im-internet.de/englisch_gg/)> (zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024)
- Verordnung (EU) 2022/1854 des Rates über eine Notfallmaßnahme zur Bewältigung hoher Energiepreise [6. Oktober 2022] ABl. L 261 I/1
- Richtlinie (EU) 2023/2413 zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001, der Verordnung (EU) 2018/1999 und der Richtlinie 98/70/EG hinsichtlich der Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates [31. Oktober 2023] ABl. L-Reihe
- Richtlinie (EU) 2019/944 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU (Neufassung) [2019] ABl. L 158/125
- Europäische Kommission „Mitteilung der Kommission: Leitlinien für staatliche Beihilfen für Klima, Umweltschutz und Energie 2022“ [2022] ABl. C 80/1
- Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2023) in der am 29.12.2023 geltenden Fassung, verkündet als Gesetz zur grundlegenden Reform des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066), zuletzt geändert durch Artikel 13 des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 22.12.2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405)
- Interinstitutionelle Vereinbarung zwischen dem Europäischen Parlament, dem Rat der Europäischen Union und der Europäischen Kommission über bessere Rechtsetzung [2016] ABl. L 123/1
- Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung) [2019] ABl. L 158/54

### **Rechtssachen:**

- Rechtssache C-470/20 [15. Dezember 2022] (EuGH)
- Rechtssache C-11/22 [12. Oktober 2023] (EuGH)
- Rechtssache C-148/23 [anhängig] (EuGH)
- Verbundene Rechtssachen C-798/18 und C-799/18 [15. April 2022] (EuGH)
- Verbundene Rechtssachen 1 BvR 1679/17 und 1 BvR 2190/17 [30. Juni 2020] (BVG)

### Sekundäre Quellen:

- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) et al., „Gemeinsames Schreiben von DE, DK, EE, FI, LU, LV, NL zu den Prioritäten für eine gezielte Reform des EU-Strommarktes“ (Berlin, 22. Februar 2023)  
<[www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/I/integration-lectricit-market.html](http://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/I/integration-lectricit-market.html)> (zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024)
- BMWK, „Erste Zahlen zur Überschusserlösabschöpfung nach Strompreisbremsengesetz vorgelegt“ (Berlin, 18. August 2023)  
<[www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/08/20230818-erste-zahlen-zur-ueberschusserloesabschoepfung-nach-strompreisbremsengesetz.html](http://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/08/20230818-erste-zahlen-zur-ueberschusserloesabschoepfung-nach-strompreisbremsengesetz.html)> (zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024)
- Classen R., Gerbrandy A., Princen S., Segers M., „Rethinking the European Social Market Economy: Introduction to the Special Issue” (2019) 57 JCMS 3—12 <DOI: 10.1111/jcms.12820>
- Claudy P., Gerdes M., Ondraczek J., „Germany’s photovoltaic industry at the crossroads – Challenges and opportunities for German PV companies along the value chain” (Die deutsche Photovoltaikindustrie am Scheideweg – Herausforderungen und Chancen für deutsche PV-Unternehmen entlang der Wertschöpfungskette), *PricewaterhouseCoopers* (Frankfurt/Hamburg, Januar 2011)
- Rat der Europäischen Union, „Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/943 und (EU) 2019/942 sowie der Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 zur Verbesserung der Gestaltung des Elektrizitätsmarktes der Union – Allgemeine Ausrichtung, Dokument-ID: 14339/23 (Brüssel, 19. Oktober 2023)
- Rat der Europäischen Union, „Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/943 und (EU) 2019/942 sowie der Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 zur Verbesserung der Gestaltung des Elektrizitätsmarktes der Union – Analyse des endgültigen Kompromisstextes im Hinblick auf eine Einigung“, Dokument-ID: 16964/23 (Brüssel, 19. Dezember 2023)
- Rat der Europäischen Union, „Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/943 und (EU) 2019/942 sowie der Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 zur Verbesserung der Gestaltung des Elektrizitätsmarktes der Union“, Dokument-ID: GEDA/A/(2024)000028 (Brüssel, 22. Dezember 2023)
- Rat der Europäischen Union, „Reform des Elektrizitätsmarktes: Rat billigt aktualisierte Vorschriften“, Pressemitteilung (Brüssel, 21. Mai 2024)

- <[www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2024/05/21/electricity-market-reform-council-signs-off-on-updated-rules/](http://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2024/05/21/electricity-market-reform-council-signs-off-on-updated-rules/)> (zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024)
- Europäische Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER), „Abschließende Bewertung der Gestaltung des EU-Großhandelsstrommarktes durch die ACER“ (Brüssel, April 2022)
- Europäische Kommission, „Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/943 und (EU) 2019/942 sowie der Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 zur Verbesserung der Gestaltung des Elektrizitätsmarktes der Union“ (KOM(2023) 148 final, 14. März 2023)
- Europäische Kommission, „Arbeitsdokument der Kommissionsdienststellen: Leitlinien für eine bessere Rechtsetzung“ (SWD(2021) 305 final, 3. November 2021)
- Europäische Kommission, „Arbeitsdokument der Kommissionsdienststellen: Reform der Gestaltung des Elektrizitätsmarktes“ (SWD(2023) 58 final, 14. März 2023)
- Europäische Kommission, „Toolbox für bessere Rechtsetzung“ (Juli 2023)
- Europäischer Rat, „Tagung des Europäischen Rates (15. Dezember 2022) – Schlussfolgerungen“ (Brüssel, 15. Dezember 2022) <[www.consilium.europa.eu/media/60872/2022-12-15-euco-conclusions-en.pdf](http://www.consilium.europa.eu/media/60872/2022-12-15-euco-conclusions-en.pdf)> (zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024)
- Europäisches Parlament, „Bericht über den Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/943 und (EU) 2019/942 sowie der Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 zur Verbesserung der Gestaltung des Elektrizitätsmarktes der Union“, Dokument-ID: A9-0255/2023 (Brüssel, 27. Juli 2023)
- Europäisches Parlament, „ITRE-Tagesordnung Januar 2024“, (Brüssel, 15. Januar 2024) <<https://emeeting.europarl.europa.eu/emeeting/committee/en/agenda/202401/ITRE>> (zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024)
- Europäisches Parlament, „Protokoll“, (Brüssel, 11. April 2024) <[www.europarl.europa.eu/doceo/document/PV-9-2024-04-11\\_EN.html#pvitem72](http://www.europarl.europa.eu/doceo/document/PV-9-2024-04-11_EN.html#pvitem72)> (zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024)
- Eurostat, „Anteil der Energie aus erneuerbaren Quellen“ (Online-Datencode: nrg\_ind\_ren\_\_custom\_11859421), <[https://doi.org/10.2908/NRG\\_IND\\_REN](https://doi.org/10.2908/NRG_IND_REN)> [2024] (zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024)
- Florence School of Regulation, „Contracts-for-Difference“ (Differenzkontrakte), (Florenz, 12. April 2023) <<https://fsr.eui.eu/contracts-for-difference/>> (zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024)
- Goldschmidt N. und Wohlgemuth M., „Social Market Economy: origins, meanings and interpretations“ (2008) 19 Const Polit Econ 261—276 <DOI 10.1007/s10602-008-9047-3>
- González Casares N., „Pressekonferenz zur Reform des EU-Strommarktes“ (14. Dezember 2023) <<https://multimedia.europarl.europa.eu/fr/webstreaming/press-conference-by->

- nicolas-gonzalez-casares-rapporteur-on-reform-of-eu-electricity-market\_20231214-1130-SPECIAL-PRESSER> (zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024)
- Grabitz/Hilf/Nettesheim/Terhechte, „Wettbewerbsfähige soziale Marktwirtschaft“ (in: Das Recht der Europäischen Union, Stand: 80. EL August 2023, Absätze 47–49, Verlag C.H.BECK oHG (2024))
- Güßgen F., „FDP greift Grüne wegen EU-Strommarktreform an“, *WirtschaftsWoche* (Düsseldorf, 30. Januar 2023) <[www.wiwo.de/politik/deutschland/energie-fdp-greift-gruene-wegen-eu-strommarktreform-an/28952060.html](http://www.wiwo.de/politik/deutschland/energie-fdp-greift-gruene-wegen-eu-strommarktreform-an/28952060.html)> (zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024)
- Held A., Ragwitz M., Del Rio P., Resch G., Klessmann C., Hassel A., Elkerbout M., Rawlins J., „Do Almost Mature Renewable Energy Technologies Still Need Dedicated Support Towards 2030?“ (2019) 8 *Economics of Energy & Environmental Policy*, 81—98
- Heussach C., „The Design of the European Electricity Market“ („Gestaltung der Klima- und Energiepolitik der EU: Erkenntnisse und Fragen aus dem Ariadne-Projekt“, Konferenz, Brüssel, 5. Dezember 2023) <[https://ariadneprojekt.de/media/2023/12/01\\_Electricity-Market-Design-of-the-Future.pdf](https://ariadneprojekt.de/media/2023/12/01_Electricity-Market-Design-of-the-Future.pdf)> (zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024)
- Internationale Energieagentur (IEA), „World Energy Investment 2023“ (Paris, Mai 2023) <[www.iea.org/reports/world-energy-investment-2023](http://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2023)> (zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024)
- Jarass GrCh, 4. Aufl. 2021, EU-Grundrechte-Charta Art. 17 und Art. 20, Verlag C.H.BECK oHG (2024)
- Joerges C. und Rödl F., „Soziale Marktwirtschaft als europäisches Sozialmodell?“ (2004) EUI Working Paper LAW Nr. 2004/8
- Kurmayer N.J., „Berlin und Brüssel schließen sich Forderungen nach einer „grundlegenden Reform“ des EU-Strommarktes an“ *EURACTIV* (Brüssel, 29. August 2022) <[www.euractiv.com/section/electricity/news/berlin-brussels-join-calls-for-fundamental-reform-of-eu-power-market/](http://www.euractiv.com/section/electricity/news/berlin-brussels-join-calls-for-fundamental-reform-of-eu-power-market/)> (zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024)
- Löschel A., Grimm V., Matthes F., Weidlich A., „Stellungnahme zum Strommarktdesign und dessen Weiterentwicklungsmöglichkeiten“ (Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“, Berlin/Bochum/Freiburg/Nürnberg, Februar 2023)
- McLaney E.J., *Business Finance – Theory and Practice* (5. Auflage, Prentice Hall 2000)
- Ondraczek J., „Implementierung der EU-Richtlinie 2001/77/EG (über Strom aus erneuerbaren Energiequellen) in Deutschland und im Vereinigten Königreich: Gewonnene Erkenntnisse und der Weg in die Zukunft“ (Masterarbeit, University College London 2004)
- Ondraczek J., „Harnessing the Sun: The Economics of Solar Photovoltaic Electricity in East Africa“ (DPhil-Arbeit, Universität Hamburg 2014)
- Pause F., Kamm J., Kahles M., „Das Fit for 55-Paket und REPowerEU: Updates sowie Erneuerbaren-Förderung und EU-Strommarktreform“ *Stiftung Umweltenergierecht* (Online-Seminar: „Green Deal erklärt“, 24. Oktober 2023) <<https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp->

- content/uploads/2023/11/Stiftung-Umweltenergierecht\_Updates-sowie-Erneuerbaren-Foerderung-und-Strommarktdesign\_2023-10-24.pdf> (zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024)
- Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS), „Bericht über die Arbeit der Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS)“ (April 2024)  
<[www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/integrierter-gesamtbericht-ueber-die-arbeit-der-pkns.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](http://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/integrierter-gesamtbericht-ueber-die-arbeit-der-pkns.pdf?__blob=publicationFile&v=4)>
- Amt für Veröffentlichungen der Europäischen Union, „Grundsatz der Verhältnismäßigkeit“ (Brüssel, 14. November 2023) <<https://eur-lex.europa.eu/EN/legal-content/glossary/principle-of-proportionality.html>> (zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024)
- Schwintowski H.-P. und Brömmelmeyer C., „Die Merit Order auf den europäischen Strommärkten – außergewöhnliche Markterlöse aufgrund eines verbotenen Preiskartells?“ (2023) NZKart, 201
- Simon F. und Kurmayer N.J., „EU-Chef kündigt Überarbeitung des Strommarktes angesichts „explodierender“ Preise an“, *EURACTIV* (Brüssel, 10. Juni 2022)  
<[www.euractiv.com/section/electricity/news/eu-chief-announces-electricity-market-overhaul-amid-skyrocketing-prices/](http://www.euractiv.com/section/electricity/news/eu-chief-announces-electricity-market-overhaul-amid-skyrocketing-prices/)> (zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024)
- Simon F. und Kurmayer N.J., „Einigung über EU-Strommarktreform: Was haben Paris und Berlin erreicht?“ *EURACTIV* (Brüssel, 19. Oktober 2023)  
<[www.euractiv.com/section/electricity/news/deal-on-eu-electricity-market-reform-what-did-paris-and-berlin-obtain/](http://www.euractiv.com/section/electricity/news/deal-on-eu-electricity-market-reform-what-did-paris-and-berlin-obtain/)> (zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024)
- Šmejkal V., „Wettbewerbsrecht und das Ziel der sozialen Marktwirtschaft der EU“ (2015) 1 ICJ 33—43 <<http://dx.doi.org/10.1016/j.icj.2015.10.002>>
- Taylor K., „Durchbruch: EU-Länder einigen sich auf Position zur Reform des Strommarktes“ *EURACTIV* (Brüssel, 18. Oktober 2023)  
<[www.euractiv.com/section/electricity/news/breakthrough-as-eu-countries-agree-position-on-electricity-market-reform/](http://www.euractiv.com/section/electricity/news/breakthrough-as-eu-countries-agree-position-on-electricity-market-reform/)> (zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024)
- The Economist* (kein Autor angegeben) „Warum hat der Strompreis in Europa Rekordhöhen erreicht?“ (London, 15. September 2021) <[www.economist.com/the-economist-explains/2021/09/15/why-has-the-price-of-electricity-in-europe-reached-record-highs](http://www.economist.com/the-economist-explains/2021/09/15/why-has-the-price-of-electricity-in-europe-reached-record-highs)> (zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024)
- The Economist* (kein Autor angegeben) „Europas Energiemarkt war nicht auf diese Krise vorbereitet“ (London, 8. September 2022) <[www.economist.com/finance-and-economics/2022/09/08/europes-energy-market-was-not-built-for-this-crisis](http://www.economist.com/finance-and-economics/2022/09/08/europes-energy-market-was-not-built-for-this-crisis)> (zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024)
- The Economist* (kein Autor angegeben) „Paris und Berlin einigen sich auf Kompromiss zur Reform des Strommarktes“ (London, 19. Oktober 2023)  
<[www.economist.com/europe/2023/10/19/paris-and-berlin-compromise-on-reform-of-the-electricity-market](http://www.economist.com/europe/2023/10/19/paris-and-berlin-compromise-on-reform-of-the-electricity-market)> (zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024)
- Tytco D., *Grundlagen der Projektfinanzierung* (Schäffer-Pöschel Verlag 1999)

Wimmer M., von Gneisenau C., Kahles M., „Effizienzvorgaben für Gebäude im EU-Recht und Heizungsvorgaben im Gebäudeenergiegesetz – Vereinbarkeit mit der Eigentumsgarantie nach Art. 14 Grundgesetz“ (2024) *Stiftung Umweltenergierecht* (Würzburger Studien zum Umweltenergierecht, Nr. 34)

Zachmann G., „Der Strommarkt-Reformvorschlag der Europäischen Kommission“ (2. Sitzung des Plenums der PKNS, virtuell, 8. Mai 2023)

<[www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/klimaschutz/praesentation-2-sitzung-plenum.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](http://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/klimaschutz/praesentation-2-sitzung-plenum.pdf?__blob=publicationFile&v=4)> (zuletzt abgerufen am 21. Juni 2024)

## ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

ACER	Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden
CAPEX	Investitionsausgaben
CEEAG	Leitlinien der Europäischen Kommission für staatliche Beihilfen für Klima, Umweltschutz und Energie
CfD	Differenzkontrakt
DCF	Diskontierter Cashflow
EuGH	Europäischer Gerichtshof
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz (Deutschland)
EMR	Strommarktreform
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz (Deutschland)
FIP	Einspeisevergütung
FIT	Einspeisevergütung
IA	Folgenabschätzung
IEM	Binnenmarkt für Strom der Europäischen Union
IRR	Interner Zinsfuß
ITRE	Ausschuss für Industrie, Forschung und Energie des Europäischen Parlaments
kWh	Kilowattstunde
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
OJEU	Amtsblatt der Europäischen Union
OPEX	Betriebsausgaben
PKNS	Plattform Klimaneutrale Stromversorgung (Deutschland)
PPA	Stromabnahmevertrag
PV	Photovoltaik
RE	Erneuerbare Energien
RED	Richtlinie über erneuerbare Energien
RES	Erneuerbare Energiequellen
RES-E	Strom aus erneuerbaren Energiequellen
SWD	Arbeitsdokument der Kommissionsdienststellen
StromPBG	Strompreisbremsegesetz (Deutschland)
TEU	Vertrag über die Europäische Union
TFEU	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
VRE	Variable erneuerbare Energie
WACC	Gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten
WindseeG	Offshore-Windenergiegesetz (Deutschland)