

Wechseloptionen zwischen CfD-Förderung und PPAs

Sinnvolle Kombinationen staatlicher Förderung mit marktlicher Refinanzierung

an:

Green Planet Energy eG



von:

03. August 2024

Dominik Peper
Malte Gephart
Corinna Kratzke

Guidehouse Germany GmbH
Albrechtstr. 10 c
10117 Berlin
T +49 30 7262 1410
guidehouse.com

Dieser Bericht wurde von Guidehouse im Auftrag und zum alleinigen Gebrauch durch Green Planet Energy eG erstellt. Die Inhalte sind Arbeitsergebnisse, die auf den zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichtes verfügbaren Informationen basieren.

© 2024 Guidehouse Inc. All rights reserved.

Inhaltsverzeichnis

1. Executive Summary	iii
2. Einleitung	1
3. Untersuchungsgegenstand	3
3.1 Contracts for Differences (CfD).....	3
3.2 Power Purchase Agreements (PPA).....	3
3.3 Wechselwirkungen zwischen CfD und PPA.....	5
3.4 Wechselmodelle	6
4. Designelemente der Wechselmodelle	8
4.1 Übersicht	8
4.2 Wechselhäufigkeit	8
4.3 Vorgabe der Reihenfolge.....	9
4.4 Wechselintervalle	9
4.5 Abschöpfung	10
4.6 PPA-Preisdeckelung.....	11
4.7 Anteil des Carve outs	11
4.8 Fallback bei Kontrahentenausfall.....	11
4.9 Kombination der Designelemente.....	12
5. Wechselmodelle	14
5.1 Preisdeckelung.....	14
5.2 Abschöpfung	14
5.2.1 Abschöpfung: Fix	14
5.2.2 Abschöpfung: Relativ	15
5.3 Wechselbeschränkung	15
5.3.1 Wechselbeschränkung: von CfD in PPA (einmaliger Wechsel)	15
5.3.2 Wechselbeschränkung: von CfD in PPA (zweimaliger Wechsel).....	16
5.3.3 Wechselbeschränkung: von PPA in CfD (einmaliger Wechsel)	16
5.3.4 Wechselintervalle.....	17
6. Bewertungskriterien.....	18
6.1 Auswirkungen auf Förderzahlung	18
6.2 Finanzielle Attraktivität des Wechsels in PPA	19
6.3 Risikoübernahme	19
6.4 Auswirkungen der Wechselmöglichkeit auf die Kapitalkosten	20
6.5 Administrative Umsetzbarkeit	20
6.6 Stärkung des PPA-Markts	21
7. Bewertung.....	23
7.1 Überblick	23
7.2 Bewertung im Detail	24
8. Fazit.....	29

Disclaimer

Dieser Bericht wurde durch Guidehouse Germany GmbH (Guidehouse) für Green Planet Energy eG erstellt. Die in diesem Bericht vorgestellte Arbeit stellt eine professionelle Einschätzung von Guidehouse auf der Grundlage von Informationen dar, die zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichts zur Verfügung standen. Guidehouse ist weder für die Verwendung des Berichts oder das Vertrauen auf den Bericht seitens der Leser:innen noch für irgendwelche Entscheidungen auf Grundlage des Berichts verantwortlich. Leser:innen des Berichts werden darauf hingewiesen, dass sie sämtliche Haftungspflichten tragen, die für sie oder Dritte entstehen, weil sie sich auf den Bericht oder die in dem Bericht enthaltenen Daten, Informationen, Erkenntnisse und Meinungen verlassen.

1. Executive Summary

In Deutschland wird die Einführung eines CfD-Fördersystems (zweiseitige Marktprämie) zur Förderung des Zubaus von Wind- und Photovoltaikanlagen diskutiert. Ein CfD-Fördersystem ermöglicht die Abschöpfung von Erlösen oberhalb des Zuschlagspreises, die zum Schutz von Verbraucher:innen vor sehr hohen Strompreisen eingesetzt werden können. Der Mechanismus kann jedoch einen Anreiz für Anlagenbetreiber:innen erzeugen, durch einen zeitlich begrenzten Wechsel aus der Förderung in die sonstige Direktvermarktung (sDV) die mit dem CfD verbundene Abschöpfung zu umgehen. Der Wechsel zwischen Förderung und sonstiger Direktvermarktung muss im CfD ggü. dem Status Quo (mit unbegrenzter Wechselmöglichkeit) neu geregelt werden, um die Abschöpfungsfunktion im CfD aufrechtzuerhalten bzw. um eine Überförderung zu vermeiden.

Von dieser Einschränkung betroffen wäre vor allem der Markt für kurzfristige PPA mit einer Laufzeit von ein bis neun Jahren. Dieses Segment dient zwar typischerweise nicht der Refinanzierung von Neuanlagen und führt somit nicht zum Zubau von erneuerbaren Energien (EE), allerdings ermöglicht dieses PPA-Segment dennoch verschiedene positive Effekte: Bei Abnahme von Strom über PPA-Verträge besteht ein Anreiz für lastseitige Flexibilität, da sich hierdurch die Strombezugskosten senken lassen. Dies wiederum führt zur besseren Systemintegration der EE. Zudem ermöglicht der Strombezug über PPA die Preisabsicherung für Stromverbraucher, in diesem Fall auch für Verbraucher die (noch) nicht in der Lage sind, langfristige PPA mit Neuanlagen abzuschließen. Ein CfD-System, das den Wechsel von der Förderung in die sDV (und damit in kurzfristige PPA) gänzlich unterbindet, um die Abschöpfungsfunktion des CfD aufrechtzuerhalten, kann somit ungewollte negative Auswirkungen auf bestehende Wege und Anreize für Markt- und Systemintegration von EE haben.

Diese Studie untersucht daher verschiedene Modelle, die den Wechsel von der Förderung in die sDV regeln, mit dem Ziel die Vorteile der CfD-Förderung mit denen der PPA-Vermarktung zu verbinden. Dabei soll das angesprochene PPA-Marktsegment weiterhin ermöglicht werden, ohne dabei die Rückzahlungsfunktion der CfD-Förderung zu untergraben.

Es gibt unterschiedliche Ansätze, wie sich diese Ziele im Rahmen von Wechselmodellen überein bringen lassen: Zum einen durch eine Preissteuerung der PPAs mittels Preisdeckelung oder eine Abschöpfung, die auch im Rahmen der sDV (und damit in PPA-Verträgen) greift. Zum anderen ist dies über Wechselbeschränkungen zwischen CfD und PPA durch vorgegebene Wechselhäufigkeiten (ein- oder zweimaliger Wechsel) oder Wechselintervalllängen (Wechsel nur alle 3 bis 5 Jahre) möglich. Diese übergeordneten Wirkelemente können unterschiedlich ausgestaltet werden und durch die Ergänzung und Kombination mit weiteren Designelementen in ihrer Wirkung auf den PPA-Markt und die Rückzahlungsverpflichtung angepasst werden. Eine Kombination der übergeordneten Wirkelemente ist allerdings nur bedingt sinnvoll. Die folgenden Modelle wurden untersucht:

1. Preisdeckelung des PPAs: Im Preisdeckelungsmodell ist bei einem Wechsel von CfD in PPA der PPA-Preis gedeckelt auf den CfD-Preis + x €/MWh. Der Wechsel zwischen CfD und PPA kann monatlich erfolgen und die Wechselhäufigkeit ist unbegrenzt.
2. Fixe Abschöpfung der Einnahmen in PPAs: Bei einem Wechsel vom CfD in ein PPA wird eine fixe Abschöpfung von X €/MWh erhoben, unabhängig davon, wie hoch der PPA-Preis ausfällt.
3. Relative Abschöpfung der Mehreinnahmen in PPAs: In diesem Modell wird ein bestimmter Anteil der Mehrerlöse abgeschöpft. Die relative Abschöpfung bezieht sich auf X % der Differenz zwischen PPA-Preis und CfD-Strike Price.
4. Wechselbeschränkung von CfD in PPA mit einmaligem Wechsel: In diesem Modell ist vorgegeben, dass die Anlagenbetreiber:innen nach der Ausschreibung ihre

Finanzierung zunächst mit der CfD-Förderung beginnen. Der Wechsel aus der CfD-Förderung in eine PPA-Finanzierung ist nur einmalig möglich, d. h. ein Wechsel zurück in die CfD-Förderung ist nicht möglich. Der Zeitpunkt des Wechsels ist dem EE-Anlagenbetreiber:innen überlassen und kann auf monatlicher Basis entschieden werden. Im PPA werden die Einnahmen nicht abgeschöpft.

5. Wechselbeschränkung von CfD in PPA mit zweimaligem Wechsel: In diesem Modell gibt es die Möglichkeit, zurück in die CfD-Finanzierung zu wechseln. Dabei gibt es eine Mindestlaufzeit von 3 Jahren für das PPA, um kurzfristigere Wechsel zu unterbinden und die Wechseloption mit adäquater Risikoübernahme der Betreiber:innen zu kombinieren.
6. Wechselbeschränkung von PPA in CfD mit einmaligem Wechsel: Dieses Modell schreibt den Beginn der Finanzierung im PPA vor und erlaubt nur einmalig den Wechsel von PPA in CfD, d. h., die Reihenfolge der Vermarktungsoption ist hier umgekehrt zu den vorangegangenen Modellen.
7. Vorgegebene Wechselintervalle zwischen PPA und CfD: Das Modell ermöglicht dem EE-Betreiber:innen eine unbegrenzte Anzahl von Wechseln zwischen PPA und CfD (und ohne Preisdeckelung), allerdings beträgt das Wechselintervall nicht einen Monat wie im Status quo, sondern 3 oder 5 Jahre.

Die sieben Modelle wurden im Rahmen der Studie kriteriengeleitet bewertet. Die folgende Tabelle zeigt die zentralen Vor- und Nachteile der Modelle auf.

Wechselmodell	Vorteile	Nachteile
Preisdeckelung (unbegrenzte Wechselanzahl)	<ul style="list-style-type: none"> • Preissicherung für PPA-Nehmer • Pragmatische Variante eines Industriestrompreises 	<ul style="list-style-type: none"> • Nur ausgewählte PPA-Nehmer:innen können von gedeckelten PPA-Preisen profitieren • Keine marktbasierende Preisfindung im PPA • Administrativer Aufwand für die Auditierung der PPA-Verträge
Abschöpfung Fix (unbegrenzte Wechselanzahl)	<ul style="list-style-type: none"> • Einfache Administration (keine Auditierung notwendig) • Je nach Höhe der fixen Abschöpfung starke Anreize für PPA-Markt 	<ul style="list-style-type: none"> • Geschwächte Abschöpfungsfunktion (z.B. in ausgeprägten Hochpreisphasen)
Abschöpfung Relativ (unbegrenzte Wechselanzahl)	<ul style="list-style-type: none"> • Aufrechterhaltene Abschöpfungsfunktion des CfD in ausgeprägten Hochpreisphasen • Volle Wechselflexibilität 	<ul style="list-style-type: none"> • Administrativer Aufwand (Auditierung der PPA-Verträge)
Wechselbeschränkung: von CfD in PPA (einfacher Wechsel)	<ul style="list-style-type: none"> • Einfache Umsetzung • Verhinderung kurzfristiger Wechsel 	<ul style="list-style-type: none"> • Kein Zugriff auf Mehrerlöse • Erhöhte Kapitalkosten durch deutlich erhöhte Risikoexposition der Anlagenbetreiber

Wechselbeschränkung: von CfD in PPA (zweifacher Wechsel)	<ul style="list-style-type: none"> • Stark reduzierte Risiken • Große Opportunitäten 	<ul style="list-style-type: none"> • Anreiz zur Beschränkung der PPA-Laufzeit auf Hochpreisphasen • Untergräbt Abschöpfungsfunktion teilweise • Hohe Gleichzeitigkeit des Wechsels zu erwarten
Wechselbeschränkung: von PPA in CfD (einfacher Wechsel)	<ul style="list-style-type: none"> • PPA-Erlöse können in CfD-Gebot einberechnet werden • Direkte positive Wirkung auf PPA-Markt nach Einführung des Modells 	<ul style="list-style-type: none"> • Keine Abschöpfung von Mehrerlösen in PPA • PPA-Nutzung von Investitionszeitpunkt abhängig
Wechselintervalle (3 oder 5 Jahre)	<ul style="list-style-type: none"> • Einfache Umsetzung, nah am aktuellen System • Verhinderung der Ausnutzung kurzfristiger Hochpreisphasen 	<ul style="list-style-type: none"> • Keine Abschöpfung von Hochpreisphasen • Einsparung von Förderzahlungen unwahrscheinlich

Besonders ausschlaggebend für die Auswahl eines Modells ist dessen Fähigkeit die Erlösabschöpfung in Hochpreisphasen zu gewährleisten. Ein Modell, das die Abschöpfungsfunktion besonders gut aufrechterhält, ist die relative Abschöpfung, da Mehreinnahmen im PPA oberhalb des Zuschlagspreises des CfD proportional zu ihrer Höhe und in einem kontrollierbaren Umfang abgeschöpft werden können.

Um das Segment der kurzfristigen PPAs weiterhin zu ermöglichen und damit einhergehende Vorteile der EE-Integration erschlossen werden können, sollte das Wechselmodell zugleich attraktiv für die Anlagenbetreiber:innen sein. Hierfür ist das zusätzliche Risiko im Verhältnis zu den möglichen Mehrerlösen ausschlaggebend. Das zusätzliche Risiko ist besonders gering, wenn die Anlagenbetreiber:innen flexibel entscheiden können, wann und wie lange sie ein PPA abschließen. Der Umfang der Mehrerlöse hängt entweder davon ab, wie hoch die Abschöpfung angesetzt wird oder wie planbar Hochpreisphasen ausgenutzt werden können. Hohe Flexibilität und damit ein geringes Risiko bieten vor allem die Modelle ohne Wechselbeschränkung. Das Modell der relativen Abschöpfung der PPA-Preise ggü. dem Zuschlagspreis in der Ausschreibung bietet neben der Abschöpfungsfunktion ebenfalls die maximale Wechselflexibilität. Entscheidend ist in diesem Modell, wie hoch die relative Abschöpfung angesetzt wird.

Unter der Prämisse der Sicherstellung der Abschöpfung in Hochpreisphasen, hoher Flexibilität beim Wechsel für die Betreiber:innen und guter Planbarkeit möglicher Zusatzerlöse lässt sich aus Sicht der Autor:innen eine Empfehlung für das Wechselmodell der relativen Abschöpfung aussprechen.

2. Einleitung

Aktuell wird in Deutschland und darüber hinaus in der EU eine angeregte Debatte um die Einführung von Contracts for Differences (CfD) als Fördermodell für die Finanzierung neuer Wind- und PV-Anlagen (im weiteren Text EE-Anlagen) geführt. Anstoß hierfür ist u.a. die im Juli 2024 in Kraft getretene EU-Strommarktreform¹, die CfD oder ähnliche Instrumente mit demselben Effekt (Abschöpfung von Erlösen oberhalb einer bestimmten Grenze) als Fördermechanismus für den Ausbau von erneuerbaren Energien festlegt. Zusätzlich wird in den Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen (KUEBLL)² auf die Möglichkeiten hingewiesen „Rückforderungen“ in Fördersysteme zu integrieren. Diese Anforderungen werden vom aktuellen in Deutschland genutzten Fördersystem der einseitigen gleitenden Marktprämie nicht erfüllt. Daher muss das Fördersystem weiterentwickelt werden und die Nutzung eines CfD-Modells erscheint hierbei als naheliegende Variante.

Bei der Nutzung eines CfD-Fördersystems (zweiseitiges Marktprämienmodell) besteht für Betreiber:innen von EE-Anlagen ein Anreiz in Phasen, in denen eine Rückzahlung von Erlösen anfallen würde, das Fördersystem zu verlassen und die Finanzierung ihrer Anlagen zwischenzeitlich z. B. über bilaterale Stromabnahmeverträge (PPA) mit Energieversorgern oder Industrieunternehmen zu gewährleisten. Hierdurch wäre es theoretisch möglich die Rückzahlungsverpflichtung zu umgehen, da der Staat nur auf die Einnahmen von Anlagen im Fördersystem Zugriff hat. Um die opportunistische Vermeidung der Rückzahlungsverpflichtung zu verhindern, müsste in einem CfD-System zunächst die Möglichkeiten für einen Wechsel zwischen dem CfD-Fördersystem und der PPA-Finanzierung unterbunden oder eingeschränkt werden. Dies hätte zur Konsequenz, dass anders als im aktuellen System der einseitigen gleitenden Marktprämie, in dem monatlich zwischen dem Fördersystem und der PPA-Finanzierung gewechselt werden kann, EE-Anlagen im CfD-Fördersystem keine PPA mehr abschließen würden. Hierdurch könnte die Einführung von CfD zu einer Beschränkung des PPA-Markts auf ungeforderte und ausgeforderte EE-Anlagen führen.

Der Markt für PPA in Deutschland hat sich in den letzten Jahren positiv entwickelt. Im Jahr 2023 wurden in Deutschland 3,7 GW installierte PV- und Windleistung über PPAs kontrahiert³. Die Vermarktung von EE-Strom über PPA kann die Marktintegration fördern und zu einem systemdienlicheren Verbrauchsverhalten der PPA-Nehmer:innen führen. Außerdem dienen PPAs der langfristigen Strompreisabsicherung der PPA-Nehmer:innen. Energieversorgungsunternehmen können somit PPAs nutzen, um ihre Kund:innen vor Preisschwankungen zu schützen.

Auch aus diesem Grund fordert die schon erwähnte EU-Strommarktrichtlinie neben der Einführung von CfD, dass durch die Ausgestaltung der EE-Fördersysteme keine zusätzlichen Hindernisse für die Entwicklung des PPA-Marktes entstehen dürfen. Somit sollte nach Möglichkeiten gesucht werden, wie der PPA-Markt bei der potenziellen Einführung von CfD möglichst nicht beeinträchtigt wird.

Eine Möglichkeit hierfür ist die teilweise Öffnung der CfD-Förderung für PPA durch regulierte Wechselmöglichkeiten zwischen der CfD-Förderung und der PPA-Finanzierung. Diese Wechselmöglichkeiten sollen in dieser Kurzstudie untersucht und bewertet werden. Das Ziel ist hierbei, Möglichkeiten zu identifizieren, die Vorteile der CfD-Förderung mit den Vorteilen der Nutzung von PPAs, insb. der Marktintegration zu kombinieren und so ein systemisch

¹ https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=OJ:L_202401747

² „Zur Gewährleistung der Angemessenheit [der Förderung] können [...] Beschränkungen der Rentabilität und/oder Rückforderungen [...] erforderlich sein.“, KUEBLL Randnummer 90, [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022XC0218\(03\)&from=EN](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022XC0218(03)&from=EN)

³ Hierbei werden nur PPA mit einer Vertragsdauer von mehr als 5 Jahren gezählt, Pexapark, EUROPEAN PPA MARKET OUTLOOK 2024, 2024, <https://pexapark.com/european-ppa-market/>

sinnvolles Modell mit staatlicher Förderung und marktlicher Refinanzierung von EE zu ermöglichen.

Hierfür werden, nach der inhaltlichen Einführung (Kapitel 3) zu CfDs und PPAs sowie Wechselwirkungen, zunächst in Kapitel 4 die einzelnen denkbaren Designelemente von Wechselmodellen, ihre Wirkung und mögliche Kombinationen detailliert beschrieben. Anschließend beschreibt Kapitel 5 mögliche Wechselmodelle, die sich aus sinnvollen Kombinationen von bestimmten Designelementen zusammensetzen. Die identifizierten und untersuchten Wechselmodelle sind:

1. Preisdeckelung des PPAs
2. Fixe Abschöpfung der Einnahmen in PPAs
3. Relative Abschöpfung der Mehreinnahmen in PPAs
4. Wechselbeschränkung von CfD in PPA mit einmaligem Wechsel
5. Wechselbeschränkung von CfD in PPA mit zweimaligem Wechsel
6. Wechselbeschränkung von PPA in CfD mit einmaligem Wechsel
7. Vorgegebene Wechselintervalle zwischen PPA und CfD

Unter Anwendung der in Kapitel 6 definierten Bewertungskriterien erfolgt im Anschluss die Bewertung (Kapitel 7) der Wechselmodelle. Die Erkenntnisse werden abschließend in Abschnitt 8 zusammengefasst und eine Empfehlung für ein Wechselmodell mit dem größten Mehrwert ausgesprochen.

3. Untersuchungsgegenstand

Das folgende Kapitel dient der Einführung und Beschreibung der Untersuchungsgegenstände dieser Studie. Hierfür werden Funktionsweise und Wirkung der CfD- und PPA-Finanzierung, die Wechselwirkungen zwischen den beiden Modellen sowie die Logik und Zielsetzung von Wechselmodellen beschrieben.

3.1 Contracts for Differences (CfD)

CfDs sind Finanzinstrumente, die auf vielen Finanz- und Rohstoffmärkten seit langem zum Einsatz kommen. Die Funktion eines CfD besteht darin ein bestimmtes Preisniveau für die beteiligten Vertragsparteien abzusichern. Liegt der Marktpreis über dem vereinbarten Preisniveau müssen die Verkäufer:innen den Käufer:innen die Differenz auszahlen. Bei einem Marktpreis unterhalb des vereinbarten Preisniveaus verhält es sich umgekehrt. Die Käufer:innen zahlen also den Verkäufer:innen die Differenz zum vereinbarten Preisniveau. Dieses Prinzip kann auch für die Förderung von EE-Anlagen angewendet werden, wobei die Anlagenbetreiber:innen und der Staat die Vertragsparteien sind und ein wettbewerblich bestimmtes Preisniveau für den Verkauf von EE-Strom durch den Staat abgesichert wird. Fällt der Strommarktpreis unter das Preisniveau, für welches die EE-Anlagenbetreiber:innen einen Zuschlag in einer Ausschreibung bekommen haben, so gleicht der Staat die fehlenden Einnahmen der Anlagenbetreiber:innen aus. Überschreitet der Preis am Strommarkt dieses Level, so müssen die EE-Anlagenbetreiber:innen dem Staat die Differenz zurückzahlen.

Das Instrument minimiert somit für die Anlagenbetreiber:innen das Preisrisiko und macht die Einnahmen aus dem Betrieb der EE-Anlage deutlich vorhersehbarer und damit sicherer. Dies führt dazu, dass die Anlagenbetreiber:innen Kredite für die Investition in ihre Anlagen zu deutlich günstigeren Konditionen erhalten können und somit wiederum weniger hohe Einnahmen benötigen, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten. Hierdurch können sie für die CfDs niedrigere Preisniveaus, in diesem Zusammenhang auch anzulegende Werte genannt, bieten, wodurch der Staat weniger Förderung zahlen muss.

CfD-Verträge können unterschiedlich ausgestaltet werden. Ein zentrales Ausgestaltungselement ist die Zeitperiode, über die das Strommarktpreisniveau ermittelt wird. Außerdem bestehen signifikante Unterschiede bei der Ausgestaltung von CfDs hinsichtlich des Umgangs mit etwaigen marktverzerrenden Effekten der CfDs.

Aktuell wird in Deutschland das Fördermodell der einseitigen gleitenden Marktprämie genutzt. Dieses funktioniert wie ein CfD, ohne die Verpflichtung der Verkäufer:innen Einnahmen zurückzahlen zu müssen, die oberhalb des Anzulegenden Wertes liegen. In diesem Modell sichert also der Staat dem Erzeuger ein bestimmtes Preisniveau ab. Es gibt keine Rückflüsse an den Staat.

3.2 Power Purchase Agreements (PPA)

Power Purchase Agreements (PPAs) sind bilaterale Stromlieferverträge zwischen Stromerzeugern (PPA-Geber:innen) und Stromabnehmern (PPA-Nehmer:innen). Im Rahmen dieser Studie werden nur solche PPAs betrachtet, die für Anlagen auf Basis erneuerbare Energien (EE) abgeschlossen werden - typischerweise Wind- und Solaranlagen. PPAs sind eine marktbasierende Finanzierungsoption für EE-Anlagen und können die staatlich geförderte Direktvermarktung im Marktprämienmodell phasenweise oder vollständig ersetzen. Damit können PPAs den Betrieb von EE sichern und zu deren Ausbau beitragen. Der PPA-Markt ist in den letzten Jahren stark angewachsen, da PPAs den Abnehmer:innen Preissicherheit bieten und eine glaubwürdige Form der Grünstrombeschaffung darstellen, was für die Senkung der Emissionen im Zusammenhang mit dem Strombezug von besonderer Bedeutung ist.

PPAs sind individuell ausgehandelte Verträge, daher besteht eine große Vielfalt von unterschiedlichen Ausgestaltungen der Verträge, die sich u. a. bezüglich der Laufzeit, Preisdefinition und Abnahmemodalitäten unterscheiden.

Laufzeit

Bei der Laufzeit von PPA kann zwischen Kurzfrist-PPA und Langfrist-PPA unterschieden werden, wobei die Grenzen fließend sind.

Als Kurzfrist-PPA werden Verträge mit einer Laufzeit von 1 bis 3 Jahren angesehen. Aktuell werden Kurzfrist-PPA vor allem in drei Marktsegmenten genutzt: In den ersten beiden Segmenten dienen PPA der Anschlussfinanzierung bestehender EE-Anlagen; zum einen von Post-EEG-Anlagen, also EE-Anlagen, deren Förderung ausgelaufen ist und zum anderen ungeforderten EE-Anlagen, deren initiale PPAs das Ende ihrer Laufzeit erreichen. Das dritte Segment umfasst Verträge, die im Rahmen des EEG während der Förderlaufzeit in Hochpreisphasen zur kurzfristigen Absicherung des Preisniveaus abgeschlossen werden.

Langfrist-PPAs haben typischerweise eine Laufzeit von 10 bis 15 Jahren. Sie werden vorrangig zur Finanzierung von Neuinvestitionen in EE-Anlagen abgeschlossen und dienen auf Abnehmerseite der langfristigen Preissicherung.

PPAs mit einer Laufzeit von 4 bis 10 Jahren kommen im Markt selten vor, da ihre Laufzeit normalerweise nicht ausreicht, um Neuinvestitionen zu refinanzieren und die mittel- bis langfristige Abnahme- und Preisbindung bei Bestandsanlagen häufig als zu risikoreich angesehen wird. Grundsätzlich ist es jedoch denkbar und wird auch teilweise im Markt beobachtet, dass auch Bestandsanlagen Verträge abschließen, die eine längere Laufzeit als 3 Jahre haben. Im Bericht werden PPAs mit Bestandsanlagen und einer Laufzeit bis zu 10 Jahren unter dem Begriff Kurzfrist-PPA zusammengefasst. Investitionsrelevante PPAs mit einer Laufzeit von mehr als 10 Jahren werden im Bericht als Langfrist-PPA bezeichnet.

Preisdefinition

Typische Preisstrukturen in PPAs umfassen feste Abnahmepreise (fixed), indexierte (Stufen-)Preise (index based) und marktpreisbasierte Verträge mit Ober- und Untergrenze (cap-and-floor). Sowohl für Betreiber:innen als auch für Abnehmer:innen können Festpreise besonders attraktiv sein, da die Einnahmen bzw. Ausgaben auf Basis des PPA verlässlich kalkuliert werden können, was die Risikobewertung des Vertrags signifikant absenkt. Daher ist der Festpreis das am häufigsten genutzte Modell. Die Bewertungen in dieser Studie beziehen sich daher insbesondere auf das Preismodell mit festem Abnahmepreis.

Abnahmemodalitäten

Die Form der Abnahme bei PPAs lässt sich unterteilen in Verträge, bei denen die PPA-Nehmer:innen „wie erzeugt“ (engl. as-produced) oder „wie prognostiziert“ (engl. as-forecasted) abnehmen und solche, in denen definierte Mengen nach bestimmten Regeln (Profilen) abgenommen werden. Die Abnahmeprofile können hierbei verschiedene Formen haben. Am häufigsten werden PPAs mit der Verpflichtung der PPA-Nehmer:innen, den erzeugten Strom „wie erzeugt“ abzunehmen, abgeschlossen. Die Untersuchung in dieser Studie betrachtet daher insbesondere as-produced Modelle.

PPAs mit einem bestimmten Profil anzubieten, können nur Produzenten bzw. Energieversorger leisten, die über ein entsprechendes Portfolio von Erzeugungsanlagen verfügen, mit denen Schwankungen in der Erzeugung ausgeglichen werden können.

Der Ausgleich von Abweichungen von der Erzeugungsprognose bzw. der Abnahme ist immer Bestandteil eines PPA. Da sehr viele Akteure nicht über eine eigene Bilanzkreisbewirtschaftung verfügen, wird diese Aufgabe typischerweise an Intermediäre, so genannte Sleeving-Parteien (meist Energieversorgungsunternehmen), gegen eine Gebühr ausgelagert. Damit werden PPAs oft letztlich in bestehende Stromversorgungsbeziehungen integriert.

Marktintegration erneuerbarer Energien durch PPAs

Die Vermarktung von EE über PPAs kann grundsätzlich zu einer verbesserten Marktintegration der Strommengen sowie zur Erschließung von Flexibilität bei den Stromabnehmer:innen führen. Der verbesserte Anreiz zur Marktintegration entsteht aus dem Umstand, dass das EE-Einspeiseprofil dargebotsabhängig ist und nicht unmittelbar mit dem Lastprofil der PPA-Nehmer:innen übereinstimmt. Um die Profile anzugleichen, muss „Überschussstrom“ weiterverkauft und Stromfehlmengen beschafft werden. „Überschussstrom“ kann mit hohen EE-Anteilen im Strommarkt korrelieren und hat dadurch potenziell geringe Marktwerte. Umgekehrt korrelieren „Fehlmengen“ tendenziell mit niedrigen EE-Anteilen und sind daher teurer zu beschaffen. Die Möglichkeit die mittleren Stromkosten zu senken, indem der Anteil von Überschussstrom und Fehlmengen verringert wird, stellt einen signifikanten Anreiz für Lastflexibilität dar.

Der beschriebene Effekt wirkt insbesondere bei Energieversorgern, die ihr Beschaffungsportfolio z. T. über PPAs decken. Die große Basis von unterschiedlichen Stromkund:innen bieten den Energieversorgern mehr Möglichkeiten Lastverschiebung zu realisieren. Insofern geht der Effekt bei Energieversorgern über die Preislenkung der Strommärkte hinaus, die über dynamische Tarife an die Verbraucher:innen weitergegeben werden kann. PPAs animieren in dynamischen Tarifen zusätzlich auch die Stromanbieter, gemeinsam mit Kund:innen Flexibilitätspotenziale zu heben. Diese Potenziale werden durch die fortschreitende Durchdringung großer Stromverbraucher wie Wärmepumpen und Elektroautos sowie den laufenden Smart Meter Gateway Rollout weiter ansteigen.

Ein weiterer positiver Nebeneffekt der EE-dargebotsorientierten Verbrauchsanpassung ist, dass Last in Zeiten gelenkt wird, in denen ein Kraftwerkspark mit niedriger Emissionsintensität einspeist und die Stromnachfrage weggelenkt wird aus Zeiten, in denen emissionsintensive und teure Stromproduktion stattfindet. In einem zunehmend dekarbonisierten System werden so auch teure Residualkapazitäten (z. B. Wasserstoffkraftwerke) eingespart.

3.3 Wechselwirkungen zwischen CfD und PPA

Die Nutzung eines CfD-Fördersystems kann durch die Beschränkung des Wechsels zwischen CfD und PPA-Finanzierung Auswirkungen auf den PPA-Markt haben. In dem aktuellen deutschen EE-Fördermodell der einseitigen gleitenden Marktprämie besteht bisher keine Einschränkung des Wechsels zwischen Förderung und ungeförderter Vermarktung. Ein Wechsel zwischen der geförderten Direktvermarktung und der ungeförderter sog. „sonstiger Direktvermarktung“ (sDV), innerhalb derer PPA abgeschlossen werden, ist monatlich möglich und zeitlich unbeschränkt. Hierdurch können EE-Anlagenbetreiber:innen auch kurzfristig und für begrenzte Zeiträume PPAs abschließen.

Die Einschränkung des Wechsels zwischen PPA und CfD führt zu einer verstärkten Segmentierung des Marktes in (CfD-)geförderte und ungeförderter (PPA-)EE-Anlagen. Wird der Wechsel gänzlich unterbunden, müssen sich die EE-Anlagenbetreiber:innen zum Investitionszeitpunkt entscheiden, ob sie den EE-Strom der Anlagen für die gesamte Förderperiode innerhalb eines CfDs vermarkten oder die Anlage auf Basis von Langfrist-PPAs finanziert werden soll. Kurzfrist-PPA innerhalb der Förderperiode wären somit im Rahmen einer CfD-Förderung nicht möglich. In diesem Szenario würden PPAs für Neuanlagen überwiegend von Abnehmer:innen abgeschlossen, die wirtschaftlich in der Lage sind, langfristige Abnahmegarantien zu geben. Dies trifft hauptsächlich auf größere Industrieunternehmen, Tech-Konzerne und Energieversorger zu. Kleineren Akteure, für die ein langfristiger Stromabnahmevertrag schwer kalkulierbare Risiken bedeutet, würde somit der Strombezug über PPAs erschwert.

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass auch in einem CfD-System, in dem der Wechsel unterbunden ist, weiterhin Kurzfrist-PPA von Betreiber:innen ausgeförderter EE-Anlagen und abgeschriebener ungeförderter PPA-Anlagen angeboten werden und sich die

Segmentierung somit nur auf neu hinzukommende Kapazitäten bezieht. Vergleicht man das heutige PPA-Marktvolumen in Deutschland (3,7 GW neu kontrahierte Leistung in 2023 von PPA mit mehr als 5 Jahren Laufzeit⁴) mit der ausgeförderten Leistung, die in den kommenden Jahren jährlich potenziell neu in den Markt kommen wird, zeigt sich, dass diese eine ähnliche Größenordnung haben könnte (2024 – 2027: jährlich 2,6-3 GW). Ab 2028 steigt die Menge der ausgeförderten Leistung nochmals an und liegt dann bei jährlich mehr als 7 GW. Diese Leistung steht allerdings nicht in vollem Umfang für den PPA-Markt zur Verfügung. Ein signifikanter Anteil dieses Volumens wird nach Ablauf der Förderung stillgelegt oder im Rahmen der staatlichen Anschlussfinanzierung vermarktet. Das verfügbare Volumen wird also deutlich darunter liegen und aufgrund der günstigen PPA-Preise bei Post-EEG Anlagen ein besonders begehrtes und damit umkämpftes PPA-Segment sein.

Kurzfrist-PPAs, die sich nicht auf ausgeförderte oder ungeförderte Anlagen beziehen, werden vor allem in Hochpreisphasen abgeschlossen, um die Preisniveaus abzusichern. Durch diese Art von PPAs wird zwar kein zusätzlicher EE-Zubau angereizt, jedoch können sie ebenfalls für Anreize zur Lastflexibilität sorgen und die Risikoübernahme privater Akteure verstärken (siehe vorheriges Kapitel). Die Nutzung eines CfD-Systems ohne Wechselmöglichkeiten würde somit dazu führen, dass ein Teil des aktuell vorhandenen PPA-Marktes (kurzfristige PPAs auf Basis bestehender Kapazitäten) bei zukünftigen EE-Projekten, die über CfD gefördert werden, nicht mehr bedient werden kann.

In einem CfD-System, in dem ein Wechsel in ein PPA möglich ist, kann sich dies preissenkend auf die Gebote für die CfD-Förderung auswirken. Bei gutem Wettbewerb in der Ausschreibung besteht ein Anreiz für die Ausschreibungsteilnehmer, Erlösquellen in Form von PPAs in das CfD-Ausschreibungsgebot einzupreisen, um ihre Zuschlagschancen zu erhöhen. Hierdurch können potenziell die Förderkosten gesenkt werden. Ob und wie stark potenzielle Mehrerlöse außerhalb der Förderung in die Gebotskalkulation Eingang finden, hängt über den Wettbewerb hinaus von der Höhe der erwarteten Erlöse sowie deren Realisierungswahrscheinlichkeit ab.

3.4 Wechselmodelle

Die Einschränkung des Wechsels zwischen CfD und PPA hat limitierende Wirkung auf den PPA-Markt und insbesondere den Markt für Kurzfrist-PPA. Wenn Kurzfrist- als auch Langfrist-PPAs zu einem gewissen Grad auch während der Förderzeit von EE-Anlagen ermöglicht werden, können entsprechende Flexibilitätsanreize gesetzt werden und potenziell Förderkosten eingespart werden. Hierbei ist zu beachten, dass der PPA-Markt, der auf EE-Anlagen außerhalb der Förderung basiert (Post-EEG-Anlagen/Ü-20-Anlagen, ungeförderte Neuanlagen, Anschlussverträge für PPA-Projekte), von diesen Überlegungen unberührt ist.

Als Möglichkeit die Auswirkungen der Einführung von CfD auf den PPA-Markt zu reduzieren, sollen in dieser Studie Modelle untersucht werden, die einen Wechsel zwischen CfD und PPA während Laufzeit der CfD-Förderung ermöglichen.

Ziel der Modelle ist es, einen Kompromiss zwischen der Ermöglichung von PPAs und damit verbundenen Mehrgewinnen in Hochpreisphasen zu finden und zugleich die Funktion der Rückzahlungsverpflichtungen in CfDs aufrecht zu erhalten.

Dieser Kompromiss kann über verschiedene Wege erreicht werden: Zum einen durch eine Preissteuerung der PPAs mittels Preisdeckelung oder Abschöpfung und zum anderen über Wechselbeschränkungen durch vorgegebene Wechselhäufigkeiten oder Wechselintervalllängen. Diese übergeordneten Wirkelemente können unterschiedlich ausgestaltet werden und durch die Ergänzung und Kombination mit weiteren Designelementen in ihrer Wirkung auf den PPA-Markt und die Rückzahlungsverpflichtung angepasst werden.

⁴ Pexapark, EUROPEAN PPA MARKET OUTLOOK 2024, 2024, <https://pexapark.com/european-ppa-market/>

Im internationalen Kontext gibt es lediglich ein einzelnes Beispiel für ein Wechselmodell zwischen Förderung und PPAs: Hierbei handelt es sich, um das Förderdesign für Offshore-Windausschreibungen in Belgien. Es ist wichtig zu beachten, dass es sich bei diesem Modell um konzeptuelle Überlegungen handelt, für die noch keine EU-rechtliche Genehmigung vorliegt.

Die geplante Ausschreibung für die Princess-Elisabeth-Offshore-Windzone sieht vor, dass ein zweiseitiger CfD mit PPA-Carve-Out angeboten wird. Der Carve-out würde es EE-Anlagenbetreiber:innen ermöglichen, in einem Zeitraum von bis zu drei Jahren nach der Installation des Windparks bis zu 50% der Strommenge im Rahmen eines PPA zu vermarkten. Der PPA-Preis ist hierbei auf den anzulegenden Wert (Zuschlagswert) des CfD plus 3 EUR/MWh limitiert. Die Anlagenbetreiber:innen haben einmalig die Option, das ausgelöste PPA-Volumen wieder in das CfD-Fördersystem zu integrieren. Dies kann jedoch nur geschehen, wenn die PPA-Nehmer:innen ausfallen oder der PPA gekündigt wird. Diese Fallback-Option wird pro PPA aktiviert und somit nicht unbedingt für das gesamte Volumen im Carve-out. Darüber hinaus erhält der Betreiber die Möglichkeit, auf den CfD zurückzufallen, wenn die belgische Regierung eine wesentliche Änderung des Marktmodells beschließt. Die Genehmigungen für das Fördermodell steht derzeit noch aus (Stand vom 6. März 2024). Die erste Auktion ist für das vierte Quartal 2024 geplant.

4. Designelemente der Wechselmodelle

Im folgenden Kapitel werden die einzelnen Designelemente, aus denen sich die Wechselmodelle in Kapitel 5 zusammensetzen, einzeln betrachtet und hinsichtlich ihrer Wirkung diskutiert. Abschließend werden die Möglichkeiten einer sinnvollen Kombination der Designelemente betrachtet und eingeordnet.

4.1 Übersicht

Die nachfolgende Tabelle bietet zunächst einen Überblick über die verschiedenen möglichen Designelemente, die bei der Ausgestaltung von Wechselmodellen genutzt werden können und führt die möglichen Ausprägungen der einzelnen Elemente auf.

Design-elemente	Wechselhäufigkeit	Vorgabe der Reihenfolge	Wechselintervalle	Abschöpfung	PPA-Preisdeckelung	Anteil des Carve Outs
Varianten	<ul style="list-style-type: none"> • Einfach • Zweifach • Unbegrenzt 	<ul style="list-style-type: none"> • Keine Vorgabe • CfD zuerst • PPA zuerst 	<ul style="list-style-type: none"> • Monatlich • Jährlich • 3-jährig • 5-jährig 	<ul style="list-style-type: none"> • Keine Abschöpfung • Fixe Abschöpfung (x EUR/MWh für im PPA veräußerten Strom) • Relative Abschöpfung der Mehrerlöse (x % der Differenz zwischen PPA-Preis und CfD-Strike Price) 	<ul style="list-style-type: none"> • Keine Preisdeckelung • Preisdeckelung 	<ul style="list-style-type: none"> • Keine Vorgabe • Gesamte gebotene Leistung • Bestimmter max. Anteil der gebotenen Leistung

4.2 Wechselhäufigkeit

Dieses Element definiert die Anzahl von Wechseln, die zwischen der CfD-Förderung und PPA-Finanzierung möglich sind. Dabei kann ein unbegrenzter Wechsel bis hin zum einmaligen Wechsel für die verschiedenen Modelle angewandt werden. Grundsätzlich bewirkt eine Begrenzung der möglichen Wechsel, dass EE-Anlagenbetreiber:innen versuchen langfristige Entscheidungen zu treffen und PPAs eher nutzen, wenn diese die gesamte Zeitspanne bis zum nächstmöglichen Wechsel zurück in den CfD oder bis zum Ende des Schuldendienstes abdecken.

Dies hat zwei Auswirkungen auf das Rückzahlungsvolumen im CfD: zum einen wechseln EE-Anlagenbetreiber:innen tendenziell bei Ausblick auf längere Hochpreisphasen aus der Förderung in einen PPA. In dem Fall werden sie alle nachfolgenden Rückzahlungsperioden in der verbleibenden Förderlaufzeit umgehen. Umgekehrt können EE-Anlagenbetreiber:innen bei unbegrenzten Wechselmöglichkeiten deutlich kurzfristiger planen, da ein Wechsel zurück in die Förderung jederzeit möglich ist. So können EE-Anlagenbetreiber:innen ihre Einnahmen maximieren, indem sie bei weitaus kürzeren Hochpreisphasen bereits aus der Förderung heraus wechseln und bei Niedrigpreisphasen in der Förderung verbleiben. Ein

unbegrenzter Wechsel ohne weitere Modellelemente bewirkt somit, dass der zweiseitige CfD einem einseitigen CfD stark ähnelt, da Rückzahlungsperioden effektiv umgangen werden können.

Ist die Wechselhäufigkeit begrenzt, spielt es für die Wirkung eine Rolle, in welcher Reihenfolge die Finanzierungsmodelle kombiniert werden (siehe auch folgendes Kapitel). Bisher wurde die Wechselwirkung von einem CfD in ein PPA betrachtet. Der einmalige Wechsel aus einem PPA in einen CfD kann anders verlaufen. Wenn die EE-Anlagenbetreiber:innen jederzeit zurück in den CfD wechseln können und es keine Vorgabe für die Laufzeit der PPA-Finanzierung gibt, besteht der Anreiz so lange PPAs abzuschließen, bis die langfristigen Einnahmen außerhalb der Förderung auf der gleichen Höhe bzw. unter dem CfD-Niveau liegen.

Zusammengefasst ermöglicht eine hohe Wechselhäufigkeit eine umfassendere Vermeidung von Rückzahlungsperioden im CfD. Die Risiken für EE-Anlagenbetreiber:innen steigen mit der Begrenzung der Wechselhäufigkeit, wodurch längerfristige Entscheidungen getroffen werden und nicht auf kurzfristige Anreize reagiert wird.

4.3 Vorgabe der Reihenfolge

Bei Vorgabe der Wechselhäufigkeit ist eine ergänzende Möglichkeit der Ausgestaltung der Wechselmodelle die Reihenfolge der Finanzierungsmodelle vorzugeben. So kann festgelegt werden, dass die Betreiber:innen ihre Finanzierung im CfD-System beginnen oder aber im PPA mit der Möglichkeit erst später in den CfD zu wechseln. Für den Start im CfD-Förderungssystem spricht, dass die Betreiber:innen in der Sicherheit der CfD-Förderung die ersten Jahre ihres Schuldendienstes leisten können und ggf. erst nach Ende des Schuldendienstes in den PPA wechseln. Gleichzeitig ist so eine gewisse Aufenthaltsdauer mit entsprechender potenzieller Abschöpfung im CfD sichergestellt.

Der Finanzierungsstart im PPA, sofern dieser freiwillig ist, wäre für Anlagenbetreiber:innen besonders attraktiv, da diese die kurz- bis mittelfristige Marktentwicklung besser einschätzen können und somit ggf. gewillter sind ein PPA „auf Sicht“ abzuschließen. Je weiter der PPA in die Zukunft reicht, desto mehr Preisabschläge müssen die Anlagenbetreiber:innen aufgrund der Preisunsicherheit akzeptieren.

4.4 Wechselintervalle

Des Weiteren können Intervalle für den Wechsel zwischen PPA und CfD in den Wechselmodellen festgelegt werden. Ein Wechselintervall definiert, ab welchem Zeitpunkt ein Wechsel erlaubt ist.⁵ Damit wirken Wechselintervalle wie eine Art Mindestlaufzeit im jeweiligen Finanzierungsmodell. Dies soll insbesondere in Verbindung mit unbegrenzten Wechselhäufigkeiten verhindern, dass EE-Anlagenbetreiber:innen jede Rückzahlung im CfD-Fördermodell umgehen können. Sofern Wechselintervalle von mehreren Jahren festgelegt sind, ist ein Wechsel erst attraktiv, wenn über die gesamte Periode durchschnittlich höhere Preise erwartet werden bzw. ein höherer PPA-Preis mit den Abnehmer:innen vereinbart werden kann. Falls im Rahmen des Wechselintervalls ein Rückgang der Preise unterhalb des Anzulegenden Wertes im CfD erwartet wird, werden Betreiber:innen nur schwerlich PPAs zu attraktiveren Konditionen abschließen können als sie diese im CfD vorfinden. In einer derartigen Situation besteht insofern wenig Anreiz für einen Wechsel. Je länger die Wechselintervalle sind,

⁵ Bei dieser Regelung geht es nicht darum, den Wechsel nur zu einem bestimmten kalendarischen Zeitpunkt zu erlauben, sondern vielmehr eine zeitliche Mindestspanne zwischen dem darauffolgenden Wechsel zu setzen. Somit könnte dieses Element bspw. erst zum Zeitpunkt des ersten Wechsels greifen, um Betreiber:innen zu ermöglichen, den Zeitpunkt des erstmaligen Wechsels frei zu wählen. Um eine sinnvolle Abrechnung des CfD zu ermöglichen, ist allerdings der erste Wechsel nur zum ersten Tag eines Monats oder Jahres möglich (je nach Referenzperiode des CfD).

desto schwieriger ist es, die Preisentwicklung einzuschätzen und desto größer sind die Abschlüsse bei den PPA-Preisen – auch in Hochpreisphasen. Dies führt dazu, dass EE-Anlagenbetreiber:innen wenig Anreiz haben, auf kurzfristige Preisanstiege zu reagieren, sondern lediglich langfristigeren Markttrends folgen. Somit haben die Wechselintervalle eine ähnliche Wirkung wie die Begrenzung der Wechselhäufigkeit. Längerfristige Wechselintervalle können insofern die opportunistische Umgehung von Rückzahlungsperioden verringern, während gleichzeitig den EE-Anlagenbetreiber:innen die Möglichkeit gegeben wird, ihre Einnahmen durch die Verbindung von PPA und CfD-Modellen zu optimieren.

Neben der Definition des Intervalls für den Wechsel kann auch die kumulierte Nutzungsdauer definiert werden. Es ist beispielsweise denkbar, eine maximale Zeitspanne für die PPA-Finanzierung vorzugeben (eine minimale Zeitspanne ergibt sich über das Wechselintervall). Das Setzen einer Obergrenze schränkt ein, wie viele Jahre geförderte EE-Anlagen außerhalb des CfD-Modells ihren Strom vermarkten können. Im Umkehrschluss wird mit einer Obergrenze der maximalen Dauer der PPA-Finanzierung definiert, wie viele Jahre eine geförderte EE-Anlage im CfD-Modell verbleiben muss. So wäre selbst bei einem einmaligen Wechsel reguliert, dass Betreiber:innen sich nicht vollständig aus der Förderung – und Rückzahlungsverpflichtung herauslösen können oder bei unbegrenzten Wechseln sichergestellt ist, dass die Betreiber:innen ausreichend Zeit im CfD-Modell verbringen und damit auch der Abschöpfung unterliegen.

4.5 Abschöpfung

Um die Effizienz des CfD-Abschöpfungsmechanismus durch einen möglichen Wechsel zwischen CfD und PPA nicht zu beeinträchtigen, sollten bei der Definition von Wechselmodellen die Auswirkungen des Wechsels auf Rückzahlungsverpflichtungen möglichst gering gehalten werden. Die Auswirkungen auf Rückzahlungsverpflichtungen können begrenzt werden, indem die Mindestlänge der Wechselintervalle festgelegt sind und die Wechselhäufigkeiten begrenzt werden. Alternativ können PPA-Einnahmen abgeschöpft werden.

Die Höhe der Abschöpfung kann ein absoluter Wert sein oder relativ von der Höhe der erzielten Einnahmen im PPA abhängen. Hierfür werden die realen Erlöse aus dem PPA berücksichtigt und keine Referenz Erlöse, die ein Abweichungsrisiko erzeugen können. Die Höhe der Abschöpfung definiert, wieviel der Mehreinnahmen an den Staat fließen und wie groß der Anteil sein soll, den EE-Anlagenbetreiber:innen einbehalten können. Im Hinblick auf die relative Abschöpfung könnten EE-Anlagenbetreiber:innen den Wechsel in Betracht ziehen, sobald der zu erwartende PPA-Preis über dem CfD-Preis und den anfallenden Transaktionskosten für den Wechsel liegt. Dagegen wirkt eine fixe Abschöpfung wie eine Preis-Untergrenze für PPAs, da EE-Anlagenbetreiber:innen keine PPAs abschließen würden, welche unter der Summe von CfD-Förderung und fixer Abschöpfung liegen (inkl. Transaktionskosten für den Wechsel und Risikoaufschlag). Alle weiteren Einnahmen darüber hinaus könnten jedoch von EE-Anlagenbetreiber:innen einbehalten werden, weshalb je nach Höhe der fixen Abschöpfung ein Wechsel nur in starken Hochpreisphasen in Erwägung käme. Genau in diesen Phasen müssten EE-Anlagenbetreiber:innen im CfD-Modell Rückzahlungen tätigen. Dementsprechend wäre eine relative Abschöpfung gegenüber der fixen Abschöpfung womöglich aus der staatlichen Perspektive vorteilhafter, da hier die Höhe der Abschöpfung proportional zur Höhe der tatsächlichen Einnahmen ist. Bei einer fixen Abschöpfung wird ein Wechsel bei leicht erhöhten Marktpreisen unattraktiv, und bei sehr starken Hochpreisphasen können EE-Anlagenbetreiber:innen einen großen Teil der Rückzahlungen durch den statischen Abschöpfungsbetrag umgehen.

4.6 PPA-Preisdeckelung

Neben der Abschöpfung von Mehreinnahmen ist es ebenso möglich, die potenziellen Mehreinnahmen auf dem direkten Weg der PPA-Preisdeckelung zu begrenzen. Dieses Element zielt wie auch die anderen darauf ab, EE-Anlagenbetreiber:innen den Freiraum zu geben, aus der Förderung in PPAs zu wechseln. Gleichzeitig verhindert es, dass geförderte EE-Anlagen, und damit geförderter Strom, teuer über PPAs am Markt veräußert wird. Die Preisdeckelung kommt jedoch nur den PPA-Abnehmer:innen zugute. Dies ist ein Unterschied zur Verteilungswirkung im CfD-Modell, in dem abgeschöpfte Erlöse oberhalb des Anzulegenden Wertes zur Senkung des Strompreises von allen Stromverbraucher:innen genutzt werden. Da die PPA-Abnehmer:innen überwiegend industrielle Verbraucher:innen sind, kann eine PPA-Preisdeckelung mit der Wirkung eines Industriestrompreises verglichen werden. Die positiven Effekte günstiger PPAs werden an die Industrie weitergegeben und der Staat verzichtet bei der Anwendung dieses Elements auf den Erhalt von Rückzahlungen sowie damit verbunden die Kontrolle über die Nutzung dieser. Ebenso sind die Einnahmen der EE-Anlagenbetreiber:innen durch die Deckelung begrenzt. Dennoch würde sich ein PPA-Abschluss für EE-Anlagen lohnen, sofern der Preisdeckel hoch genug ist, um die Transaktionskosten des Wechsels zu decken, und zusätzlich Mehreinnahmen mit einem Preis unter dem Deckel zu generieren.

4.7 Anteil des Carve outs

Als sechstes Element kann in einem Wechselmodell erwogen werden, ob die gesamte EE-Anlage aus dem CfD-Modell wechseln kann oder ob ein Wechsel auf Kapazitätsanteile beschränkt ist (maximaler Carve-Out Anteil). Letzteres würde bedeuten, dass EE-Anlagen gleichzeitig in zwei Vergütungsmodellen (CfD und PPA) existieren können, mit unterschiedlichen Kapazitätsanteilen. Aktuell wird es Investor:innen bereits ermöglicht, nur mit einem Teil der genehmigten Kapazität eines Projekts an den Ausschreibungen teilzunehmen. Dieses Element würde darüber hinaus ermöglichen, nur einen Teil der geförderten Kapazität kurz- oder langfristig aus der Förderung für den Wechsel in ein PPA herauszulösen. Eine Begrenzung des herauslösbaren Anteils garantiert zudem, dass EE-Anlagenbetreiber:innen zumindest Anteile der Rückzahlungsverpflichtungen mit den verbliebenen Kapazitätsanteilen an den Staat zahlen müssen. Eine Umgehung der Rückzahlung für diesen Teil ist nicht möglich. Allerdings kann auch für die EE-Anlagenbetreiber:innen ein anteiliger Carve out von Vorteil sein, da ihre Risikoexposition nur für den herausgelösten Teil mit PPA-Finanzierung steigt und der restliche Teil der Anlage über eine vergleichsweise sichere CfD-Finanzierung verfügt. Dies kann sich positiv auf die Kapitalkosten auswirken.

Grundsätzlich führt die Nutzung eines Carve-out-Anteils zu einem Hybridmodell, durch das die Vor- und Nachteile der CfD- und PPA-Vermarktung kombiniert auftreten. Eine Einbeziehung des Carve-out-Anteils in die Untersuchung der Wechselmodelloptionen würde somit die Wirkung der darüberliegenden Elemente reduzieren und ist daher für die Bewertung hinderlich. Aus diesem Grund wird der Carve out im Weiteren nicht mehr in die Analyse einbezogen.

4.8 Fallback bei Kontrahentenausfall

Ein Wechselmodell kann Bestimmungen für den Fall eines Kontrahentenausfalls in PPAs enthalten. Um eine deutliche Steigerung der Kapitalkosten von Betreiber:innen zu vermeiden, welche die Wechseloption nutzen wollen, kann ein Fallback bei Kontrahentenausfall integriert werden. Das hierfür benötigte Instrument ist abhängig von der vereinbarten Wechselhäufigkeit des Modells.

Die geringsten Risiken für Betreiber:innen entstehen in Modellen mit unbegrenzter Wechselhäufigkeit. In solch einem Modell könnte jede:r Betreiber:in bei einem Kontrahentenausfall jederzeit in die CfD-Vergütung zurückkehren. Gleiches gilt für den zweimaligen Wechsel, bei dem der Betreiber:innen mit dem zweiten und letzten Wechsel in den CfD zurückkehren kann. Allerdings birgt ein Modell mit einem einmaligen Wechsel (siehe Kapitel 4.2 Wechselhäufigkeit) oder einem 3- oder 5-fachen Wechsel (siehe Kapitel 4.4 Wechselintervalle) das Risiko, dass der PPA-Abnehmer zahlungsunfähig wird und nicht direkt in den CfD zurück gewechselt werden kann. Eine fehlende Absicherung dieses Risikos wirkt sich mit steigenden Kapitalkosten auf die Projektfinanzierung aus. Um diesen negativen Effekt einer begrenzten Wechselhäufigkeit abzumildern, stehen zwei Optionen zur Verfügung.

Zum einen könnte bei Ausfall der Abnehmer:innen eine zeitweise Aufnahme in den CfD erfolgen, bis ein Neuabschluss eines PPA möglich ist. Zum anderen könnte ein marktliches Guarantee Scheme abgeschlossen werden⁶, welcher die Abnahme des PPAs im Falle eines Ausfalls übernimmt.

Die erste Option wird derzeit in Belgien angewandt, PPA-Garantien werden in der EU-Strommarkttrichtlinie erwähnt und deren Verfügbarkeit soll von den Mitgliedstaaten sichergestellt werden. Bei der Instrumentenwahl sollte beachtet werden, ob sich fehlende Absicherungen negativ auf die Kapitalkosten der Betreiber:innen auswirken, da dies wiederum die benötigte staatliche Förderung erhöht. Somit könnte eine erhöhte Sicherheit, d. h., eine Ermöglichung der Rückkehr in ein bestehendes CfD-System ggf. die benötigte Förderung auf alle Betreiber:innen verteilt senken. In Verbindung mit einer begrenzten Wechselhäufigkeit und einem Fallback-Instrument wäre somit einerseits die Umgehung von Rückzahlungsverpflichtungen eingegrenzt (Risiko auf staatlicher Seite) als auch das zusätzliche Risiko für Betreiber:innen bei Kontrahentenausfall mit limitierten Wechseln.

Die Anwendung der Fallback-Option führt dazu, dass die Kontrahentenausfallrisiken abgemildert (marktliches Guarantee Scheme) oder weitestgehend eliminiert werden (Fallback in CfD). Nach EU-Vorgabe soll ein marktliches Guarantee Scheme standardmäßig für PPA-Verträge verfügbar werden. Hiervon würden auch Kurzfrist-PPA und PPA mit geförderten Anlagen profitieren. Somit wäre das Risiko in allen Modellen verringert. Eine darüber hinausgehende Fallback-Option in den CfD-Modellen würde das Kontrahentenausfallrisiko zum Teil aus der Bewertung ausblenden und dadurch die Einschätzung erschweren. Daher wird die Fallback-Option in der weiteren Untersuchung nicht mehr betrachtet.

4.9 Kombination der Designelemente

Um Wechselmodelle zu entwickeln, können die vorgestellten Elemente jeweils miteinander kombiniert werden. Dabei ergänzen sich nur bestimmte Kombinationen sinnvoll. Bei der Ausgestaltung soll eine Balance zwischen der Möglichkeit zu Wechseln (und ggf. Mehrerlösen durch den Wechsel) auf der einen Seite und der Risikoübernahme durch PPA-Anbieter:innen und -Nehmer:innen auf der anderen Seite angestrebt werden.

Zur Beantwortung der Frage, welche Designelemente sinnvoll miteinander kombinierbar sind, ist es hilfreich sich die Zielstellung der Einführung von Wechseloptionen in Erinnerung zu rufen: PPA-Markt auch bei Einführung eines CfD stärken und zugleich eine der Kernfunktionen des CfDs (Übergewinne abschöpfen) aufrechterhalten.

Bei dieser Betrachtung zeigt sich, dass verschiedene Optionen anstreben, die Rückzahlungsverpflichtung aufrechtzuerhalten bzw. sog. „Windfall profits“ zu vermeiden: Preisdeckung oder Abschöpfung im PPA, Begrenzung der Wechselhäufigkeit und Verlängerung der

⁶ Beispielsweise in Norwegen ist dieses Modell folgendermaßen umgesetzt: Der Staat setzt Fonds auf, die einen Zahlungsausfall bis 80 % absichern. Der Strom wird vom Produzenten vermarktet und die Erlöse von der Absicherung abgezogen. Da nur 80 % abgesichert sind, besteht Anreiz schnell wieder in einen auskömmlichen PPA zurückzukehren.

Wechselintervalle. Eine Kombination dieser Elemente ist somit nur bedingt sinnvoll. Im Folgenden ist diese Logik anhand zweier Beispiele ausgeführt.

- Kombination von Abschöpfung und Preisdeckel: Beide Elemente regulieren die Mehrerlöse von Betreiber:innen im PPA, lediglich die implizierte Umverteilung unterscheidet sich.
- Kombination von regulierten Mehrerlösen (durch Preisdeckel oder Abschöpfung) und weiteren Einschränkungen (z. B. Wechselhäufigkeit): Regulierte Mehrerlöse führen bereits dazu, dass die Abschöpfungsfunktion des CfD weitgehend aufrecht erhalten bleibt, weitere Einschränkungen würden den PPA-Markt deutlich stärker einschränken, die Abschöpfungsfunktion aber nicht maßgeblich stärken. Umgekehrt kann auf eine Abschöpfung bzw. Preisdeckelung ggf. verzichtet werden, indem die Wechselhäufigkeit beschränkt bzw. Wechselintervalle verlängert werden, um eine Balance zwischen Wechselfreiheit und Risikoübernahme zu erreichen.

Jeweils einzeln angewendet können diese Elemente in ihrer Wirkung auf den PPA-Markt modifiziert werden, in dem sie mehr oder weniger restriktiv für die Realisierung von PPAs ausgestaltet werden. So kann beispielsweise der Preisdeckel höher oder niedriger angesetzt werden und damit die Attraktivität des Wechsels reguliert werden.

Eine Absicherung bei Kontrahentenausfall (PPA-Garantie) könnte grundsätzlich mit allen Designelementen kombiniert werden. Der Einsatz erscheint allerdings nur sinnvoll, wenn durch die Wechselmodellgestaltung das Finanzierungsrisiko im PPA und die damit verbundenen höheren Kapitalkosten besonders groß werden und somit das Wechselmodell nicht sein Ziel erreichen würde, den PPA-Markt im CfD-Kontext zu stärken.

5. Wechselmodelle

Im folgenden Kapitel werden verschiedene mögliche Wechselmodelle vorgestellt, die sich aus sinnvollen Kombinationen der in Kapitel 4 vorgestellten Designelemente ergeben.

5.1 Preisdeckelung

Modellbeschreibung

Designelement	Preisdeckelung
Wechselhäufigkeit	Unbegrenzt
Vorgabe der Reihenfolge	Keine Vorgabe
Wechselintervall	Keine Vorgabe für Mindestdauer, Wechsel der Veräußerungsform monatlich möglich
Abschöpfung	Keine Abschöpfung
PPA-Preisdeckelung	Preisdeckelung

Im Preisdeckelungsmodell ist bei einem Wechsel von CfD in PPA der PPA-Preis gedeckelt auf den CfD-Preis + x €/MWh. Der Wechsel zwischen CfD und PPA kann monatlich erfolgen und die Wechselhäufigkeit ist unbegrenzt. EE-Anlagenbetreiber:innen können die Abschöpfungsperiode umgehen, indem sie in ein PPA wechseln. Allerdings ist die Attraktivität des Wechsels durch die Preisdeckelung reduziert, da die Steigerung der Einnahmen nur in beschränktem Maße möglich ist. Die Attraktivität des Wechsels ist davon abhängig, wie hoch der Preisdeckelung gesetzt wird. In dieser Modellkomponente schöpft der Staat Gewinne zwar nicht selbst ab, reicht die entgangene Abschöpfung jedoch implizit an Endabnehmer:innen (mit Zugang zu dem jeweiligen PPA) weiter.

5.2 Abschöpfung

5.2.1 Abschöpfung: Fix

Modellbeschreibung

Designelement	Abschöpfung: Fix
Wechselhäufigkeit	Unbegrenzt
Vorgabe der Reihenfolge	Keine Vorgabe
Wechselintervall	Keine Vorgabe zur Mindestaufenthaltsdauer, Wechsel der Veräußerungsform monatlich möglich
Abschöpfung	Fixe Abschöpfung
PPA-Preisdeckelung	Keine Preisdeckelung

In diesem Modell wird bei einem Wechsel vom CfD in ein PPA eine fixe Abschöpfung von X €/MWh erhoben, unabhängig davon, wie hoch der PPA-Preis ausfällt. Somit lohnt sich ein PPA erst, wenn der PPA-Preis oberhalb der Abschöpfungsgrenze zuzüglich der Transaktionskosten liegt. Darüber hinaus sind die Mehrerlöse im PPA für die EE-Anlagenbetreiber:innen unbegrenzt. Dieses Modell bietet somit im Gegensatz zu den vorigen Modellen mehr Flexibilität, da keine weiteren Vorgaben für den Wechsel gemacht werden. Durch die fixe Abschöpfung wird sichergestellt, dass bei der Realisierung von Mehrerlösen immer auch eine (begrenzte) Abschöpfung stattfindet. Daher werden hier zunächst keine zusätzlichen Einschränkungen hinzugefügt. Ebenso wie in den bisherigen Varianten können sich somit

Anbieter:innen monatlich entscheiden, zwischen den Veräußerungsformen CfD und PPA zu wechseln.

5.2.2 Abschöpfung: Relativ

Modellbeschreibung

Designelement	Abschöpfung: Relativ
Wechselhäufigkeit	Unbegrenzt
Vorgabe der Reihenfolge	Keine Vorgabe
Wechselintervall	Keine Vorgabe zur Mindestaufenthaltsdauer, Wechsel der Veräußerungsform monatlich möglich
Abschöpfung	Relative Abschöpfung der Mehrerlöse
PPA-Preisdeckelung	Keine Preisdeckelung

Im Falle eines Wechsels vom CfD-Fördersystem in die PPA-Finanzierung wird in diesem Modell ein bestimmter Anteil der Mehrerlöse abgeschöpft. Die relative Abschöpfung bezieht sich auf x % der Differenz zwischen PPA-Preis und CfD-Strike Price. Es bestimmt somit ein Anreiz für den Wechsel in den PPA, wenn die technologiespezifischen Marktwerte die Summe von CfD Zuschlagspreis, Abschöpfung und Transaktionskosten absehbar längerfristig überschreiten. Wie beim ersten Abschöpfungsmodell (vorheriger Abschnitt) werden hier neben der Abschöpfung keine weiteren Einschränkungen des Wechsels eingefügt, da durch die Abschöpfung die Umgehung der Rückzahlungsverpflichtung auf das festgelegte relative Maß begrenzt ist. Die EE-Anlagenbetreiber:innen können sich daher monatlich entscheiden, zwischen CfD und PPA zu wechseln und haben keine Vorgaben für die Mindestlaufzeit der PPAs.

5.3 Wechselbeschränkung

5.3.1 Wechselbeschränkung: von CfD in PPA (einmaliger Wechsel)

Modellbeschreibung

Designelement	Wechselbeschränkung: von CfD in PPA (einmaliger Wechsel)
Wechselhäufigkeit	Einfach
Vorgabe der Reihenfolge	CfD zuerst
Wechselintervall	Keine Vorgabe für Mindestdauer, Wechsel der Veräußerungsform monatlich möglich
Abschöpfung	Keine Abschöpfung
PPA-Preisdeckelung	Keine Preisdeckelung

In diesem Modell ist vorgegeben, dass die Anlagenbetreiber:innen nach der Ausschreibung ihre Finanzierung zunächst mit der CfD-Förderung beginnen. Der Wechsel aus der CfD-Förderung in eine PPA-Finanzierung ist nur einmalig möglich, d. h. ein Wechsel zurück in die CfD-Förderung ist nicht möglich. Der Zeitpunkt des Wechsels ist dem EE-Anlagenbetreiber:innen überlassen und kann auf monatlicher Basis entschieden werden. Im PPA werden die Einnahmen nicht abgeschöpft.

5.3.2 Wechselbeschränkung: von CfD in PPA (zweimaliger Wechsel)

Modellbeschreibung

Designelement	Wechselbeschränkung: von CfD in PPA (zweimaliger Wechsel)
Wechselhäufigkeit	Zweifach
Vorgabe der Reihenfolge	CfD zuerst
Wechselintervall	Mind. 3 Jahre (mit Option zur Verlängerung), wobei der erste Wechsel der Veräußerungsform monatlich möglich ist.
Abschöpfung	Keine Abschöpfung
PPA-Preisdeckelung	Keine Preisdeckelung

Eine Modellvariante mit Wechselbeschränkung und Beginn der Finanzierung im CfD sieht nach dem Wechsel vom CfD in ein PPA die Möglichkeit vor, zurück in die CfD-Finanzierung zu wechseln. In diesem Modell ist eine Mindestlaufzeit von 3 Jahren für das PPA gefordert, um kurzfristigere Wechsel zu unterbinden und die Wechseloption mit adäquater Risikoübernahme der Betreiber:innen und Versorger:innen zu kombinieren. Die Möglichkeit in den CfD zurückzuwechseln, erhöht die Attraktivität eines früheren Wechsels in ein PPA als in der Variante mit einmaligem Wechsel vom CfD in den PPA (vorheriges Kapitel). Eine Abschöpfung von Mehrerlösen im PPA besteht nicht. Die Zuordnung zu einer Veräußerungsform kann monatlich erfolgen.

5.3.3 Wechselbeschränkung: von PPA in CfD (einmaliger Wechsel)

Modellbeschreibung

Designelement	Wechselbeschränkung: von PPA in CfD (einmaliger Wechsel)
Wechselhäufigkeit	Einfach
Vorgabe der Reihenfolge	PPA zuerst
Wechselintervall	Keine Vorgabe (Laufzeit muss bei Teilnahme an Ausschreibung angegeben werden),
Abschöpfung	Keine Abschöpfung
PPA-Preisdeckelung	Keine Preisdeckelung

Die dritte Modellvariante mit Wechselbeschränkung sieht den Beginn der Finanzierung im PPA vor und erlaubt nur einmalig den Wechsel von PPA in CfD, d. h., die Reihenfolge der Vermarktungsoption ist hier umgekehrt zu den vorangegangenen Modellen. Bei der Nutzung dieses Modells müssen die EE-Anlagenbetreiber:innen in der Ausschreibung angeben, ab wann die CfD-Förderung in Anspruch genommen werden soll. Hierdurch entsteht der Anreiz schon vor der Ausschreibungsteilnahme für die ungeförderte Zeit einen PPA abzuschließen. Die Laufzeit des PPA kann dabei beliebig lange gestaltet werden. Der Abschluss eines PPA bleibt aber optional. D. h. Ausschreibungsteilnehmer:innen können auch ohne PPA in der Förderung starten. Ein Wechsel in den PPA aus dem CfD ist dann allerdings nicht möglich.

5.3.4 Wechselintervalle

Modellbeschreibung

Designelement	Wechselfristen
Wechselhäufigkeit	Unbegrenzt
Vorgabe der Reihenfolge	Keine Vorgabe
Wechselintervall	3 Jahre oder 5 Jahre, ohne Vorgabe bzgl. des ersten Wechsels zwischen den Veräußerungsformen
Abschöpfung	Keine Abschöpfung
PPA-Preisdeckelung	Keine Preisdeckelung

Die Modellvariante mit dem Fokus auf längerfristige Wechselintervalle ermöglicht dem EE-Betreiber:innen unbegrenzt oft und ohne Preisdeckelung zwischen der CfD/PPA-Finanzierung zu wechseln. Allerdings beträgt ein Wechselintervall 3 oder 5 Jahre, womit die Anzahl der möglichen Wechsel aufgrund der 20-jährigen Laufzeit der CfD-Förderung ebenfalls begrenzt ist. Je länger das Intervall des Wechsels, desto mehr Risiken der Preisprognose übernehmen die PPA-Parteien. Es gibt keine weiteren Vorgaben bzgl. des erstmaligen Wechsels.

6. Bewertungskriterien

6.1 Auswirkungen auf Förderzahlung

Bei einem Wechsel aus einem CfD in die sonstige Direktvermarktung bzw. in ein PPA verzichten die Betreiber:innen für den Zeitraum des PPAs auf die staatliche Förderung im Rahmen des CfD-Systems. Gleichzeitig können sie sich durch den Wechsel auch Rückzahlungsverpflichtungen entziehen, die im CfD in Preisphasen über dem Zuschlagspreis angefallen wären.

Für die Betreiber:innen von EE-Anlagen besteht immer dann ein Anreiz aus dem CfD in einen PPA zu wechseln, wenn in einem PPA über einen längeren Zeitraum im Mittel höhere Einnahmen zu erwarten sind und diese den Aufwand des Wechsels sowie damit verbundene Risiken übersteigen. Daraus ergibt sich, dass Wechsel insbesondere dann erfolgen, wenn die erwarteten Strompreise über die geplante PPA-Laufzeit im Mittel höher sind als der anzulegende Wert im CfD. Den Erwartungswert für den Strompreis liefern Prognosen, die mit erheblichen Unsicherheiten behaftet sind. Treffen die Strompreisprognosen zu, so können die EE-Anlagenbetreiber:innen höhere Gewinne erzielen und der Staat erhält insgesamt über die Förderzeit verringerte Rückzahlungen. Weichen die Strompreisprognosen von der tatsächlichen Entwicklung der Marktlage ab, ergeben sich je nachdem, ob es zu einer Abweichung nach oben oder unten kommt, zwei Situationen:

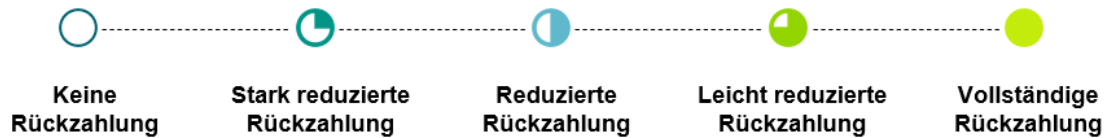
- Steigen die Strompreise stärker als erwartet, so profitieren vor allem die PPA-Nehmer:innen vom gesichertem Strompreisniveau, was einer punktuellen Umverteilung gleichkäme und somit den Ausgleichsmechanismus des CfD-Systems (Nutzung der Einnahmen aus der Abschöpfung zur Senkung der Strompreise) für die PPA-Nehmer:innen erhalten würde.
- Fallen die Strompreise im Vergleich zur Prognose niedriger aus, so profitieren die EE-Anlagenbetreiber:innen vom gesichertem Strompreisniveau oberhalb ihres CfD-Zuschlagswertes. Zudem profitiert der Staat von vermiedenen Förderzahlungen, die beim Verbleib der Anlage im CfD je nach Strompreisniveau notwendig geworden wären. Die Ausgleichszahlungen werden in diesem Fall implizit an die PPA-Nehmer:innen weitergegeben.

Der Umfang entfallender Rückzahlungen bzw. Förderung bei einem Wechsel zwischen CfD und PPA kann je nach Wechselmodell variieren. Ohne begrenzende Regelungen für den Wechsel (Preis, Anzahl oder Zeitraum) hängen diese im Wesentlichen von der Güte der Strompreisprognose ab, wobei vor allem Prognosefehler, neben kurzzeitigen vorübergehenden Tiefpreisphasen (abhängig von Referenzperiode des CfD), zu einer Reduktion der insgesamt anfallenden Förderzahlungen für den Staat führen. Das bedeutet, dass EE-Anlagenbetreiber:innen die Rückzahlungsverpflichtungen in dem Rahmen umgehen können, wie die Prognosen zutreffen. Durch die in Kapitel 4 beschriebenen Designelemente der Wechselmodelle kann die Vermeidung der Rückzahlungsverpflichtung zusätzlich limitiert werden.

Zusammenfassend führen alle Wechselmodelle tendenziell eher dazu, dass weniger Rückzahlungen anfallen, als dass Förderkosten eingespart werden, da Letzteres weitgehend auf negative Abweichungen von Preisprognosen für die PPA-Dauer beschränkt sein dürfte. Daher misst die Bewertungsskala dieses Kriteriums nur die etwaige Reduktion der Rückzahlungen.

Indikator

Tendenzielle **Reduktion der Rückzahlungen** im Wechselmodell im Vergleich zur CfD-Förderung ohne Wechseloption im selben Zeitraum (tatsächliche Effekte abhängig von Strompreisentwicklung).



6.2 Finanzielle Attraktivität des Wechsels in PPA

Der Wechsel von EE-Anlagen aus einer CfD-Vergütung in ein PPA ermöglicht Anlagenbetreiber:innen ihre Einnahmen zu erhöhen, da sie ihre Einnahmen nicht mehr durch einen zweiseitigen CfD auf den anzulegenden Wert begrenzt werden. Dementsprechend ist die finanzielle Attraktivität zunächst davon abhängig, in welchem Umfang die künftigen Mehreinnahmen von EE-Anlagenbetreiber:innen nach einem Wechsel einbehalten werden können und wie groß die Flexibilität beim Wechsel in den PPA ist, d. h. wie kurzfristig und häufig Wechsel möglich sind.

Indikator

Höhe der zu erwartenden Mehreinnahmen gegenüber den Einnahmen im Rahmen des CfD-Modells ohne Wechseloption **unter Berücksichtigung neu entstehender Risiken.**⁷



6.3 Risikoübernahme

Die Wechseloptionen führen zu einer Umverteilung der Risiken zwischen Staat und privatwirtschaftlichen Akteuren. Für den Staat kann es von Vorteil sein, produktive Risiken, d. h. Risiken die aktiv bewirtschaftet werden können, an die Fördermittelempfänger:innen auszulagern, um die Marktintegration der EE und Markteffizienz zu steigern. Durch die CfD-Förderung wird das über die Referenzperiode des CfD hinausgehende Preisrisiko sowie das Kontrahentenausfallrisiko vollständig eliminiert. D. h. der Staat übernimmt die Risiken und damit auch etwaige Kosten. Durch den Wechsel in ein PPA sichert die PPA-Nehmer:in das Preisrisiko für die PPA-Geber:in und Staat ab und nimmt dabei Opportunitätsrisiken in Kauf (bei festem Abnahmepreis, siehe Kapitel 3.2). Für die PPA-Geber:innen entsteht ein Kontrahentenausfallrisiko. Die Absicherung des Preisrisikos durch die PPA-Nehmer:innen ist volkswirtschaftlich sinnvoll. Dies ist zum einen darauf zurückzuführen, dass etwaige Förderzahlungen eingespart werden, die in von den PPA-Parteien nicht prognostizierten Niedrigpreisphasen entstehen können. Zum anderen kann die Abnahme des Stroms im Rahmen eines PPA zu einem netzdienlicheren Verbrauchsverhalten der PPA-Nehmer:innen führen, wenn diese die Stromkosten durch einen Angleich an das Einspeiseprofil optimieren wollen.

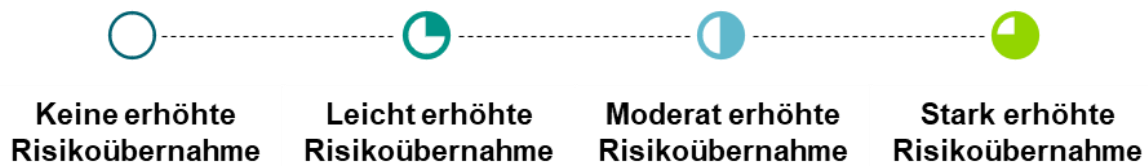
⁷ Der Indikator für die Finanzielle Attraktivität wie auch die folgenden Indikatoren besitzen kein eindeutig definiertes Maximum. Daher ist die Skala bei diesen Indikatoren nach oben hin offen.

Die Risikoübernahme durch einen Wechsel in ein PPA steht im Verhältnis zum finanziellen Anreiz des Wechsels. Das Ziel bei der Ausgestaltung eines idealen Wechselmodells ist, dass sich das zusätzliche Risiko und die Chance auf Mehreinnahmen die Waage halten.

Die Risikoübernahme lässt sich über die Höhe des Preis- und Kontrahentenausfallrisikos im PPA und die durchschnittliche Dauer der PPA-Finanzierung der EE-Anlagen quantifizieren. Zudem hängt das Maß der Risikoübernahme davon ab, wie flexibel und wie oft wieder in den CfD zurückgewechselt werden kann.

Indikator

Risikoübernahme durch privatwirtschaftliche Akteure gegenüber dem kontrafaktischen CfD-Modell ohne Wechseloption.



6.4 Auswirkungen der Wechselmöglichkeit auf die Kapitalkosten

Alle Wechselmodelle haben tendenziell Auswirkungen auf die Kapitalkosten, da das zusätzliche Risiko im PPA ggü. dem CfD „eingepreist“ wird. Ein CfD ohne Wechselmodell bietet die sichersten Einnahmen über den Zeitraum der Förderung, wodurch die Kapitalkosten minimal sind. Ein einmaliger Wechsel aus der Förderung heraus ermöglicht die Realisierung von Mehreinnahmen. Diese zum Investitionszeitpunkt nicht sicheren und somit auch meist nicht einberechneten Erlöse stehen dem Ausfallrisiko der PPA-Nehmer:innen (Kontrahentenausfallrisiko) gegenüber, welches sich negativ auf die Kapitalkosten auswirkt.

Mehr Flexibilität beim Wechseln zwischen den Modellen (d. h. Wechselmöglichkeiten zurück in den CfD) verringert dementsprechend die Kostensteigerung der Projektfinanzierung, da im Falle eines vorzeitigen Endes eines PPA (bspw. im Falle eines Kontrahentenausfalls) ein Wiedereinstieg in die CfD-Vergütung und somit die Absicherung der Erlöse möglich wäre. Insbesondere im Modell des einmaligen Wechsels in die PPA-Finanzierung bestehen Unsicherheiten bzgl. der Einnahmen nach dem Wechsel, was sich in einer Erhöhung der Kapitalkosten äußert. Folglich liegt den hier betrachteten Auswirkungen auf die Kapitalkosten eine allgemeine Risikobewertung der Projektfinanzierung in den verschiedenen Modellen zu Grunde.

Indikator

Tendenzielle **Auswirkung auf die Höhe der Kapitalkosten** gegenüber der Höhe der Kapitalkosten im CfD-Modell ohne Wechseloption.



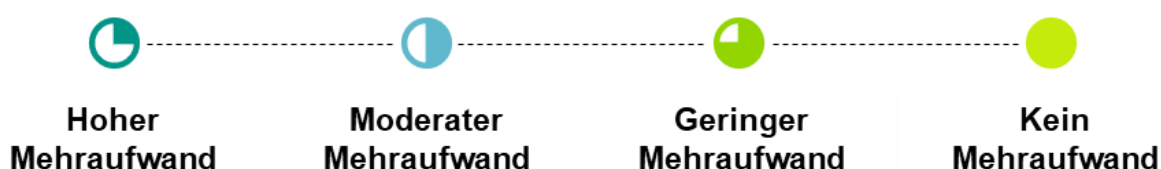
6.5 Administrative Umsetzbarkeit

Die Wechseloptionen induzieren z. T. neue Administrationsprozesse und damit Transaktionskosten. Das Kriterium bewertet den Aufwand der zusätzlich benötigten Arbeitsschritte

und deren Umsetzbarkeit. Hierbei spielt es eine Rolle, wie ähnlich das Modell zu vorhandenen Regelungen ist (Übertragbarkeit). Eine hohe Anzahl neu zu etablierender Prozesse wirkt sich entsprechend negativ auf die administrative Umsetzbarkeit aus. Sofern die Aufgaben im Rahmen des aktuell bestehenden Systems durchgeführt werden können, ist die administrative Umsetzbarkeit besser zu bewerten. Beispielsweise wäre für die Wechseloption mit Abschöpfung zu klären, wie die finanzielle Abschöpfung organisiert wird, und wie viel personeller Mehraufwand für die Überwachung der abgeschlossenen PPAs, inkl. der Abrechnung von zusätzlichen Erlösen benötigt wird. Sofern derartige Schritte an bestehende Strukturen des CfD-Modells angegliedert werden können, ist der Umfang benötigter neuer Regelungen und Prozessschritte gering. Um die Ergebnisse der Bewertung einzuordnen, wird die tendenzielle Höhe des erwarteten Aufwands gegenüber einem CfD-Modell ohne Wechseloption eingeschätzt. Zusätzlich wird auch die Höhe des Aufwands zwischen den Modellen grob qualitativ verglichen, um somit eine Abstufung des benötigten Aufwands zwischen den Modellen zu erreichen.

Indikator

Mehraufwand gegenüber dem CfD-Modell ohne Wechseloption.



6.6 Stärkung des PPA-Markts

Die Wechselmodelle führen zu einer Stärkung des PPA-Markts gegenüber einem CfD ohne Wechseloptionen. Mit einer verstärkten Vermarktung von Strom über PPA geht auch eine stärkere Marktintegration der gehandelten Strommengen einher, was zu einem systemdienlicheren Verhalten der PPA-Parteien führt (siehe hierzu Erläuterungen in Kapitel 3.2). Führt ein Wechselmodell also zu einer Steigerung des PPA-Marktvolumens bedeutet dies auch, dass dieser Strom systemdienlicher eingesetzt wird.

Eine besondere Relevanz hat bei dieser Bewertung der Markt für kurzfristige PPA, da die Einführung eines CfD-Systems ohne Wechseloption den Markt für langfristige PPA nicht negativ beeinflussen würde (im Gegenteil könnte bei deutlicher Einschränkung des Kurzfrist-PPA-Segments das Segment der Langfrist-PPAs in begrenztem Umfang gestärkt werden). Da die Auswirkungen stark von den jeweiligen Preisniveaus des Strommarktes abhängen, werden die zu erwartenden Effekte in Hochpreisphasen und Niedrigpreisphasen unterteilt⁸. Eine Stärkung des PPA-Marktes kann auch über die Einbeziehung neuer Akteure erreicht werden, daher werden die einzelnen Wechselmodelle auch daran gemessen, wie attraktiv das jeweilige Modell für neue und finanzschwächere bzw. risikoaverse Marktteilnehmer:innen wie z. B. Bürgerenergiegesellschaften ist. Ob mehr und neue Akteure für PPA-Markt gewonnen werden können, hängt auch von der Begrenzung der Risiken von PPAs ab. Hier spielt insbesondere die Begrenzung des Kontrahentenausfallrisikos durch die Gestaltung des Wechselmodells eine Rolle.

Die Entwicklung des PPA-Marktes wird, wie auch in den bisher vorgestellten Kriterien, mit der Baseline verglichen, dass ein Wechsel zwischen CfD-Vergütung und PPAs nicht möglich

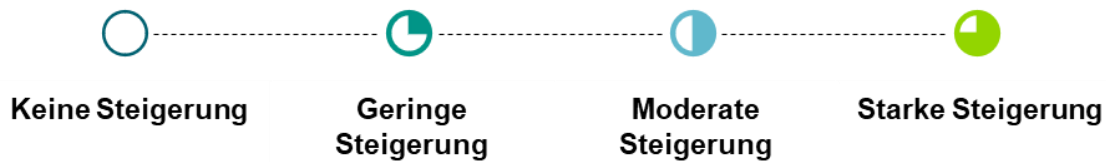
⁸ Wahrscheinliches Strompreisszenario bei Einführung eines CfD-Systems zwischen 2024 bis 2027 (3 Jahre Übergangsfrist): Der Markt wird tendenziell etwas erhöhte Marktwerte aufweisen, die allerdings mittelfristig weiter absinken und langfristig unterhalb der LCOE zum Zeitpunkt der Investition liegen werden. Insofern ist es wahrscheinlich, dass die Marktteilnehmer anfänglich einen hohen Anreiz haben, PPA zu nutzen. In späteren Aus-schreibungen kann dieser Anreiz aufgrund abnehmender Wirtschaftlichkeit zurückgehen.

ist, womit der PPA-Markt ein im Vergleich zu den Wechseloptionen minimales Volumen umfassen würde. Mit dieser Baseline können die Wechseloptionen nach der Größe des positiven Effekts auf die Marktentwicklung sortiert werden. Im Rahmen dieser Bewertung wird der Effekt der jeweiligen Wechseloptionen auf den Markt qualitativ eingeschätzt.

Indikator

Steigerung des PPA-Marktvolumens im Vergleich zu einer CfD-Vergütung ohne Wechseloption. Hierfür werden drei Fragen beantwortet:











































- In welcher Preisphase wächst das Volumen des PPA-Marktes – und wenn ja, wie stark verglichen mit den anderen Wechseloptionen?
- Wird die Attraktivität des PPA-Marktes für weitere (aktuell nicht aktive) Teilnehmergruppen gesteigert?
- Wird das Kontrahentenausfallrisiko reduziert?



7. Bewertung

Im folgenden Abschnitt werden die in Abschnitt 5 dargestellten Ausgestaltungsoptionen der Wechselmodelle miteinander verglichen und qualitativ entlang der im vorangehenden Abschnitt 6 definierten Kriterien bewertet. Die folgende Tabelle im Abschnitt 7.1 gibt zunächst zusammenfassend das Ergebnis der Bewertung wieder. In der darauffolgenden Tabelle im Abschnitt 7.2 kann die Bewertung im Detail auf Basis ausformulierter Begründungen nachvollzogen werden.

7.1 Überblick

Kriterien	Preisdeckelung (unbegrenzte Wechselanzahl)	Abschöpfung Fix (unbegrenzte Wechselanzahl)	Abschöpfung Relativ (unbegrenzte Wechselanzahl)	Wechselbeschränkung: von CfD in PPA (einfacher Wechsel)	Wechselbeschränkung: von CfD in PPA (zweifacher Wechsel)	Wechselbeschränkung: von PPA in CfD (einfacher Wechsel)	Wechselintervalle
Auswirkungen auf Förderzahlung	 Keine Rückzahlung	 Stark bis leicht reduzierte Rückzahlung	 Leicht reduzierte Rückzahlung	 Reduzierte Rückzahlung	 Stark reduzierte Rückzahlung	 Reduzierte Rückzahlung	 Reduzierte Rückzahlung
Finanzielle Attraktivität des Wechsels in PPA	 Geringe Mehreinnahmen	 Geringe bis hohe Mehreinnahmen	 Geringe bis hohe Mehreinnahmen	 Geringe bis hohe Mehreinnahmen	 Hohe Mehreinnahmen	 Moderate Mehreinnahmen	 Moderate bis hohe Mehreinnahmen
Risikoübernahme	 Leicht erhöhte Risikoübernahme	 Leicht erhöhte Risikoübernahme	 Leicht erhöhte Risikoübernahme	 Moderat erhöhte Risikoübernahme	 Leicht erhöhte Risikoübernahme	 Moderat erhöhte Risikoübernahme	 Leicht bis moderat erhöhte Risikoübernahme
Auswirkungen auf Kapitalkosten	 Leicht erhöhte Kapitalkosten	 Leicht erhöhte Kapitalkosten	 Leicht erhöhte Kapitalkosten	 Moderat erhöhte Kapitalkosten	 Leicht erhöhte Kapitalkosten	 Moderat erhöhte Kapitalkosten	 Leicht bis moderat erhöhte Kapitalkosten
Administrative Umsetzbarkeit	 Hoher Mehraufwand	 Moderater Mehraufwand	 Hoher Mehraufwand	 Geringer Mehraufwand	 Geringer Mehraufwand	 Geringer Mehraufwand	 Moderater Mehraufwand
Stärkung des PPA-Marktes	 Geringe bis moderate Steigerung des Marktvolumens	 Starke Steigerung des Marktvolumens	 Starke Steigerung des Marktvolumens	 Geringe Steigerung des Marktvolumens	 Moderate Steigerung des Marktvolumens	 Moderate Steigerung des Marktvolumens	 Moderate Steigerung des Marktvolumens

7.2 Bewertung im Detail

Kriterien	Preisdeckung (unbegrenzte Wechselanzahl)	Abschöpfung Fix (unbegrenzte Wechselanzahl)	Abschöpfung Relativ (unbegrenzte Wechselanzahl)	Wechselbeschränkung: von CfD in PPA (einfacher Wechsel)	Wechselbeschränkung: von CfD in PPA (zweifacher Wechsel)	Wechselbeschränkung: von PPA in CfD (einfacher Wechsel)	Wechselintervalle
Auswirkungen auf Förderzahlung	<p>Keine Rückzahlung.</p> <p>Aber de facto Umverteilung der umgangenen Rückzahlungsverpflichtung an PPA-Nehmer:innen.</p> <p>Betreiber:innen haben Anreiz in den PPA zu wechseln, sobald Transaktionskosten des Wechsels in den PPA unterhalb der zusätzlichen Gewinnaussichten im PPA sind.</p> <p>Voraussetzung für Attraktivität ist, dass die Preisdeckung hoch genug gelegt ist, damit sich Wechsel lohnt.</p> <p>Einsparungen von Förderzahlungen im Falle von negativen Abweichungen von der Strompreisprognose oder kurzfristigen vorübergehenden Förderperioden.</p>	<p>Leicht bis stark reduzierte Rückzahlung.</p> <p>Fixe Rückzahlungen (€/MWh) unabhängig vom PPA- und Marktpreis. Besondere Preisausschläge werden allerdings nicht berücksichtigt. Somit ist die Rückzahlung beschränkt.</p> <p>Anreiz für Wechsel in PPA besteht, sobald der (PPA-)Marktwert den CfD Zuschlagspreis plus die Abschöpfung zzgl. der Transaktionskosten absehbar längerfristig überschreitet.</p> <p>Einsparungen von Förderzahlungen im Falle von negativen Abweichungen von der Strompreisprognose oder kurzfristigen vorübergehenden Förderperioden.</p>	<p>Leicht reduzierte Rückzahlung.</p> <p>Relative Rückzahlung der Mehreinnahmen im PPA im Vergleich zum CfD Zuschlagspreis.</p> <p>Rückzahlung abhängig von Höhe der relativen Abschöpfung. Besondere Preisausschläge werden berücksichtigt.</p> <p>Anreiz für Wechsel in PPA besteht, sobald der (PPA-)Marktwert den CfD-Zuschlagspreis und die Abschöpfung zzgl. der Transaktionskosten absehbar längerfristig überschreitet.</p> <p>Einsparungen von Förderzahlungen im Falle von negativen Abweichungen von der Strompreisprognose oder kurzfristigen vorübergehenden Förderperioden.</p>	<p>Reduzierte Rückzahlung.</p> <p>Übersteigt die Einnahmeproggnose in einem PPA bis zum Ende der Laufzeit des Schuldendienstes die des CfD (inkl Transaktionskostenaufschlag), besteht ein Anreiz zum Wechsel in ein PPA.</p> <p>Nach dem Wechsel ist keine Abschöpfung mehr durch den Staat möglich.</p> <p>Es ist davon auszugehen, dass die Betreiber:innen bei kurzfristigen Preisschwankungen in einer unsicheren Marktlage im CfD verbleiben.</p> <p>Einsparungen von Förderzahlungen im Falle von negativen Abweichungen von der Strompreisprognose oder kurzfristigen vorübergehenden Förderperioden.</p>	<p>Stark reduzierte Rückzahlung.</p> <p>Die Anlagenbetreiber:innen können den Zeitpunkt und die Dauer (Minstdauer 3 Jahre) des Wechsels frei wählen. Daher ist davon auszugehen, dass Hochpreisphasen besser ausgenutzt werden können und damit die Rückzahlungsfunktion stärker beeinträchtigt wird als im Modell mit einmaligem Wechsel von CfD in PPA.</p> <p>Erwarten die Anlagenbetreiber:innen mittelfristig eine Abschöpfung, so entsteht ein starker Anreiz in ein PPA zu wechseln. Der Wechsel zurück lohnt sich, wenn langfristig die PPA-Preise unterhalb des CfD Zuschlagspreises liegen.</p> <p>Es ist davon auszugehen, dass die Betreiber:innen bei kurzfristigen Preisschwankungen in einer unsicheren Marktlage im CfD verbleiben.</p> <p>Einsparungen von Förderzahlungen im Falle</p>	<p>Reduzierte Rückzahlung.</p> <p>Abhängig von Marktsituation zum Zeitpunkt der Ausschreibung.</p> <p>Falls der Markt sich in einer längerfristigen Hochpreisphase befindet, besteht ein Anreiz für die Anlagenbetreiber:innen zunächst eine PPA-Vermarktung zu nutzen.</p> <p>Ggf. Einpreisung der PPA-Gewinne in CfD-Gebot und dadurch geringere Förderhöhe, starker Wettbewerb in EEG-Ausschreibungen vorausgesetzt.</p> <p>Nach Ablauf des PPA-Vertrags und Wechsel in den CfD können spätere Hochpreisphasen abgeschöpft werden.</p> <p>Liegt das PPA-Preisniveau zum Zeitpunkt der Ausschreibung unter dem LCOE, besteht kein Anreiz PPA abzuschließen.</p> <p>Einsparungen von Förderzahlungen im Falle von negativen Abweichungen von der</p>	<p>Reduzierte Rückzahlung.</p> <p>Abhängig von Intervalllänge. Je länger das Intervall, desto schwerer ist es für die Betreiber:innen abzuschätzen, welche Marktpreise durchschnittlich im Intervall anfallen.</p> <p>Bei kurzen Intervallen können die Betreiber:innen die Opportunitäten nutzen und einen Großteil der Abschöpfung umgehen.</p> <p>Einsparungen von Förderzahlungen im Falle von negativen Abweichungen von der Strompreisprognose oder kurzfristigen vorübergehenden Förderperioden.</p>

Kriterien	Preisdeckung (unbegrenzte Wechselanzahl)	Abschöpfung Fix (unbegrenzte Wechselanzahl)	Abschöpfung Relativ (unbegrenzte Wechselanzahl)	Wechselbeschränkung: von CfD in PPA (einfacher Wechsel)	Wechselbeschränkung: von CfD in PPA (zweifacher Wechsel)	Wechselbeschränkung: von PPA in CfD (einfacher Wechsel)	Wechselintervalle
					von negativen Abweichungen von der Strompreisprognose oder kurzfristigen vorübergehenden Förderperioden.	Strompreisprognose oder kurzfristigen vorübergehenden Förderperioden.	
Finanzielle Attraktivität des Wechsels in PPA	<p>Geringe Mehreinnahmen (aber abhängig von der Höhe der Deckung).</p> <p>Der Preisdeckel sollte so hoch angesetzt sein, dass sich Wechsel unter Beachtung der Transaktionskosten lohnen können, aber so niedrig genug, dass sich nur längerfristige Wechsel in einen PPA lohnen.</p>	<p>Geringe bis hohe Mehreinnahmen</p> <p>Abhängig davon, wie hoch Abschöpfungsbeitrag gewählt wird.</p> <p>Da ein fester Betrag pro MWh abgeschöpft wird, sind die Mehrerlöse im PPA nicht gedeckelt. Somit sind hohe Mehrerlöse möglich.</p>	<p>Geringe bis hohe Mehreinnahmen</p> <p>Vollständig abhängig davon, welche Anteile der Mehrerlöse abgeschöpft werden.</p> <p>Hoch, wenn nur geringe Anteile der Mehrerlöse abgeschöpft werden.</p> <p>Absolute Höhe der Mehrerlöse unbegrenzt.</p>	<p>Geringe bis hohe Mehreinnahmen</p> <p>Je nach Strompreisszenario/Marktsituation insbesondere zum Ende der Laufzeit des Schuldendienstes.</p>	<p>Hohe Mehreinnahmen</p> <p>Die Möglichkeit in den CfD zurückzuwechseln, ermöglicht es Anlagenbetreiber:innen frühzeitiger in der Laufzeit der Anlage, PPAs zu nutzen, um etwaige Mehrerlöse am Markt zu realisieren, insofern können kurzfristige Opportunitäten besser genutzt werden.</p>	<p>Moderate Mehreinnahmen</p> <p>Anlagenbetreiber:innen können in Abhängigkeit der erwarteten kurz- und mittelfristigen Marktpreise mit einer PPA-Finanzierung starten, wenn dies vorteilhaft ist und bei einer langfristigen Tiefpreisphase in CfD wechseln. Die Opportunität einer nachfolgenden Hochpreise kann nicht mehr genutzt werden.</p>	<p>Hohe bis moderate Mehreinnahmen</p> <p>Hoch bei kurzem Intervall und moderat bei längerem Intervall, jeweils abhängig von Strompreiserwartung.</p> <p>Innerhalb der Phasen können allerdings die potenziellen Mehrerlöse im PPA vollständig realisiert werden.</p> <p>Relevantes zusätzliches Risiko, da während des Intervalls nicht zurück gewechselt werden kann und Kontrahentenausfallrisiko besteht.</p>
Risikoübernahme	<p>Leicht erhöhte Risikoübernahme.</p> <p>Preis- und Kontrahentenrisiko sehr gering, aufgrund unbegrenzter Wechsel gering.</p> <p>Potenziell längere kumulierte PPA-Phasen zu erwarten. Insbesondere durch mehrfache Wechsel.</p>	<p>Leicht erhöhte Risikoübernahme.</p> <p>Preis- und Kontrahentenrisiko sehr gering, aufgrund unbegrenzter Wechsel gering.</p> <p>Potenziell längere kumulierte PPA-Phasen zu erwarten. Insbesondere durch mehrfache Wechsel.</p>	<p>Leicht erhöhte Risikoübernahme.</p> <p>Preis- und Kontrahentenrisiko sehr gering aufgrund unbegrenzter Wechsel gering.</p> <p>Potenziell längere kumulierte PPA-Phasen zu erwarten. Insbesondere durch mehrfache Wechsel.</p>	<p>Moderat erhöhte Risikoübernahme.</p> <p>Relevantes Risiko (da keine Möglichkeit zurück in die Förderung zu wechseln). Wechsel insofern am risikoärmsten, wenn der abgeschlossene PPA die gesamte Restlaufzeit des Schuldendienstes (bzw.</p>	<p>Leicht erhöhte Risikoübernahme.</p> <p>Deutlich reduziertes Risiko ggü. einmaliger Wechselmöglichkeit von CfD in PPA durch die Möglichkeit in den CfD zurückzuwechseln.</p> <p>Kurze PPA-Phasen zu erwarten (Mindestdauer 3 Jahre). Durch zweimaligen Wechsel</p>	<p>Moderat erhöhte Risikoübernahme.</p> <p>Preis- und Kontrahentenrisiko kontrollierbar über Länge des PPA. Während des PPA jedoch erhöhtes Risiko, da kein automatischer Fallback in CfD vorgesehen.</p> <p>Kurze PPA-Phase zu erwarten. Durch</p>	<p>Leicht bis moderat erhöhte Risikoübernahme.</p> <p>Abhängig von Intervalllänge.</p> <p>Potenziell längere kumulierte PPA-Phasen zu erwarten durch mehrfache Wechsel und vorgegebene Wechselintervalle.</p>

Kriterien	Preisdeckelung (unbegrenzte Wechselanzahl)	Abschöpfung Fix (unbegrenzte Wechselanzahl)	Abschöpfung Relativ (unbegrenzte Wechselanzahl)	Wechselbeschränkung: von CfD in PPA (einfacher Wechsel)	Wechselbeschränkung: von CfD in PPA (zweifacher Wechsel)	Wechselbeschränkung: von PPA in CfD (einfacher Wechsel)	Wechselintervalle
				<p>der CfD-Förderphase) abdeckt.</p> <p>Aufgrund dieses Umstands und Preisabschlägen bei langfristigeren PPA, sind tendenziell eher Kurzfrist-PPA gegen Ende des Schuldendienstes zu erwarten.</p>	Nutzung von tendenziell kurzfristigeren Hochpreisphasen (minimale PPA-Laufzeit verringert Exposition).	Abschluss zu Beginn werden tendenziell nur kurzfristig prognostizierbare Zeiträume bevorzugt.	
Auswirkungen auf Kapitalkosten	<p>Leicht erhöhte Kapitalkosten.</p> <p>Schwach erhöhtes Risiko (im Vergleich zum CfD ohne Wechseloption) durch Kontrahentenausfallrisiko (stark reduziert durch unbegrenzte Wechselanzahl).</p>	<p>Leicht erhöhte Kapitalkosten.</p> <p>Schwach erhöhtes Risiko (im Vergleich zum CfD ohne Wechseloption) durch Kontrahentenausfallrisiko (stark reduziert durch unbegrenzte Wechselanzahl) bei reduzierten Mehrerlösen.</p>	<p>Leicht erhöhte Kapitalkosten</p> <p>Schwach erhöhtes Risiko (im Vergleich zum CfD ohne Wechseloption) durch Kontrahentenausfallrisiko (stark reduziert durch unbegrenzte Wechselanzahl).</p>	<p>Moderat erhöhte Kapitalkosten.</p> <p>Erhöhtes Risiko (im Vergleich zum CfD ohne Wechseloption) durch Kontrahentenausfallrisiko.</p> <p>Risikoverminderung möglich durch Ergänzung einer Regelung, die den Rückfall auf CfD bei Ausfall des Kontrahenten erlaubt.</p>	<p>Leicht erhöhte Kapitalkosten.</p> <p>Schwach erhöhtes Risiko (im Vergleich zum CfD ohne Wechseloption) durch minimales Kontrahentenausfallrisiko (stark reduziert durch Möglichkeit des Wechsels zurück in den CfD).</p> <p>Einführung der Möglichkeit, zurück in den CfD wechseln zu können, schafft die Möglichkeit auch PPAs abschließen zu können, die nicht die Restlaufzeit des Schuldendienstes abdecken.</p>	<p>Moderat erhöhte Kapitalkosten.</p> <p>Relativ schwach erhöhtes Risiko (im Vergleich zum CfD ohne Wechseloption) durch Kontrahentenausfallrisiko aber geringeres als bei einfachem Wechsel von CfD in PPA, da PPA-Preis und Dauer zu Beginn der Betriebsphase von Betreiber:innen festgelegt werden.</p> <p>Risikoverminderung möglich durch Ergänzung einer Regelung, die den Rückfall auf CfD bei Ausfall des Kontrahenten erlaubt.</p>	<p>Leicht bis moderat erhöhte Kapitalkosten.</p> <p>Moderat erhöhtes Risiko (im Vergleich zum CfD ohne Wechseloption).</p> <p>Durch Möglichkeit bei Markteintrübung wieder zurück in den CfD zurückzuwechseln besteht lediglich Kontrahentenausfallrisiko während PPA-Laufzeit bzw. der Wechselfrist. Innerhalb der PPA-Phasen können die potenziellen Mehrerlöse vollständig realisiert werden.</p> <p>Risikoverminderung möglich durch Ergänzung einer Regelung, die den Rückfall auf CfD bei Ausfall des Kontrahenten erlaubt.</p>
Administrative	Hoher Mehraufwand im Vergleich zum CfD ohne Wechseloption.	Moderater Mehraufwand im Vergleich zum CfD ohne Wechseloption.	Hoher Mehraufwand im Vergleich zum CfD ohne Wechseloption.	Geringer Mehraufwand im Vergleich zum CfD ohne Wechseloption.	Geringer Mehraufwand im Vergleich zum CfD ohne Wechseloption.	Geringer Mehraufwand im Vergleich zum CfD ohne Wechseloption.	Moderater Mehraufwand im Vergleich zum CfD ohne Wechseloption.

Kriterien	Preisdeckelung (unbegrenzte Wechselanzahl)	Abschöpfung Fix (unbegrenzte Wechselanzahl)	Abschöpfung Relativ (unbegrenzte Wechselanzahl)	Wechselbeschränkung: von CfD in PPA (einfacher Wechsel)	Wechselbeschränkung: von CfD in PPA (zweifacher Wechsel)	Wechselbeschränkung: von PPA in CfD (einfacher Wechsel)	Wechselintervalle
Umsetzbarkeit	<p>Dokumentierung und Auditierung der PPA-Verträge hinsichtlich der Preise notwendig.</p> <p>Da auf Preise aus bilateralen Verträgen abgestellt wird, besteht ggf. Manipulationsgefahr bei der Meldung der Preise.</p>	<p>Weniger Aufwand im Vergleich zur Preisdeckelung, da keine Dokumentierung und Auditierung der Preise notwendig sind.</p> <p>Aufwand ggf. für mehrfache Wechsel.</p> <p>Erzeugung muss wie im CfD erfasst werden.</p>	<p>Auditierung der PPA-Verträge und Erzeugung im PPA-Vertrag notwendig.</p> <p>Erzeugung muss wie im CfD erfasst werden.</p> <p>Mehraufwand besteht ggf. durch mehrfache Wechsel.</p> <p>Da auf Preise aus bilateralen Verträgen abgestellt wird, besteht Manipulationsgefahr bei der Meldung der Preise.</p>	<p>Anzahl zu administrierender CfD-Anlagen sinkt potenziell. Demgegenüber steht zusätzlicher Aufwand für die Verarbeitung des Wechsels.</p>	<p>Anzahl zu administrierender CfD-Anlagen sinkt potenziell. Demgegenüber steht zusätzlicher Aufwand für die Verarbeitung des zweimaligen Wechsels.</p>	<p>Anzahl zu administrierender CfD-Anlagen sinkt potenziell. Demgegenüber steht zusätzlicher Aufwand für die Verarbeitung des Wechsels.</p>	<p>Es treten ggf. mehrfach Wechsel auf, die entsprechend verarbeitet werden müssen.</p> <p>Geringerer Aufwand als bei Optionen, in denen PPA-Preise dokumentiert und geprüft werden müssen.</p>
Stärkung des PPA-Marktes	<p>Geringe bis moderate Steigerung des Marktvolumens.</p> <p>Vergrößerung in Hochpreisphasen.</p> <p>Je nach Höhe des Preisdeckels kann das Wachstum des PPA-Segments durch eine niedrige Obergrenze stark beschränkt werden.</p> <p>Zu niedrige Obergrenzen schließen unerfahrene Akteure mit höheren Transaktionskosten aus.</p> <p>Kontrahentenausfallrisiko durch unbegrenzte Wechselanzahl stark reduziert.</p> <p>Tendenziell besteht ein Anreiz für Langfrist-</p>	<p>Starke Steigerung des Marktvolumens.</p> <p>Vergrößerung in Hochpreisphase oberhalb des Zuschlagspreises zzgl. der fixen Abschöpfung.</p> <p>Höhe der fixen Abschöpfung bestimmt Marktpotential.</p> <p>Hohe fixe Abschöpfung schließt unerfahrene Akteure in Situation mit geringer Marge aus.</p> <p>Ggf. zusätzliche Anbieter, da sehr geringes Kontrahentenausfallrisiko (monatliche Wechseloption) und einfach zu kalkulierende Abschöpfung.</p> <p>Je nach Marktprognose können lang- oder</p>	<p>Starke Steigerung des Marktvolumens.</p> <p>Vergrößerung in Hochpreisphase oberhalb des Zuschlagspreises zzgl. der Transaktionskosten.</p> <p>Höhe der relativen Abschöpfung bedingt Attraktivität.</p> <p>Hohe relative Abschöpfung schließt unerfahrene Akteure aus.</p> <p>Ggf. zusätzliche Anbieter, da sehr geringes Kontrahentenausfallrisiko (monatliche Wechseloption) und einfach zu kalkulierende Abschöpfung.</p> <p>Je nach Marktprognose können lang- oder</p>	<p>Geringe Steigerung des Marktvolumens.</p> <p>Vergrößerung des Volumens bei absehbar langfristiger Hochpreisphase (mindestens bis zum Ende des Schuldendienstes der jeweiligen Anlagen).</p> <p>Ggf. zusätzliche risikoaffine Anbieter, da keine Abschöpfung.</p> <p>Höhere Risiken durch eingeschränkte Absicherung des Kontrahentenausfallrisikos verringern Wahrscheinlichkeit von Teilnahme von risikoaversen Anlagenbetreiber:innen.</p> <p>Je nach Marktsituation können auch Langfrist-PPA attraktiv sein. Zum</p>	<p>Moderate Steigerung des Marktvolumens.</p> <p>Vergrößerung in Hochpreisphase. Zweifacher Wechsel ermöglicht zusätzliche PPA: Es werden auch PPA abgeschlossen, die nicht die gesamte Restlaufzeit des Schuldendienstes abdecken.</p> <p>Kontrahentenausfallrisiko minimiert durch inhärente Rückfalloption auf CfD.</p> <p>Ggf. zusätzliche Anbieter, da keine Abschöpfung und zugleich geringes Risiko.</p> <p>Es besteht ein Anreiz für Kurzfrist-PPA, da die Nutzung kurzfristiger Hochpreisphasen</p>	<p>Moderate Steigerung des Marktvolumens.</p> <p>Vergrößerung in Hochpreisphase: Es gibt einen starken Anreiz für Neuanlagen, sich zunächst für eine PPA-Finanzierung zu entscheiden.</p> <p>Einmal im CfD geförderte Anlagen können sich allerdings nicht mehr umentscheiden und sind insofern aus dem PPA-Markt ausgeschlossen.</p> <p>Ggf. zusätzliche Anbieter, da keine Abschöpfung und durch ggf. kurze Laufzeit beschränktes Kontrahentenausfallrisiko.</p>	<p>Moderate Steigerung des Marktvolumens.</p> <p>Vergrößerung in Hochpreisphasen, die absehbar für die Dauer des Wechselintervalls anhalten.</p> <p>Stärkung des PPA-Marktes damit bedingt durch Länge der Wechselfrist. Je länger diese ist, desto mehr wird der zusätzliche Markt beschränkt und desto schwieriger wird es für kleine unerfahrene Akteure zu partizipieren.</p> <p>Höhere Risiken durch Kontrahentenausfallrisiko und Preisrisiko verringern Wahrscheinlichkeit von Teilnahme von</p>

Kriterien	Preisdeckelung (unbegrenzte Wechselanzahl)	Abschöpfung Fix (unbegrenzte Wechselanzahl)	Abschöpfung Relativ (unbegrenzte Wechselanzahl)	Wechselbeschränkung: von CfD in PPA (einfacher Wechsel)	Wechselbeschränkung: von CfD in PPA (zweifacher Wechsel)	Wechselbeschränkung: von PPA in CfD (einfacher Wechsel)	Wechselintervalle
	PPA bei niedrigem Preisdeckel, wegen eingeschränkter Mehreinnahmen zur Deckung der Transaktionskosten und der Zusatzrisiken.	kurzfristige PPA abgeschlossen werden.	kurzfristige PPA abgeschlossen werden.	Ende der Laufzeit des Schuldendienstes besteht Anreiz für Kurzfrist-PPA.	möglich ist (Mindestlaufzeit 3 Jahre).	Je nach Marktprognose können lang- oder kurzfristige PPA abgeschlossen werden.	risikoaversen Anlagenbetreiber:innen. Starker Anreiz für Kurzfrist-PPA entsprechend der Wechselfrist. Oder Vielfachen der Wechselfrist bei gut prognostizierbarer und attraktiver Marktlage.

8. Fazit

Aus der Bewertungsmatrix in Abschnitt 7 ergibt sich die folgende übergeordnete Bewertung der untersuchten Wechselmodelle im Vergleich zu einem CfD-System ohne Wechselmöglichkeiten:

Preisdeckelung der PPAs mit unbegrenzter Wechselanzahl

- **Stärken:** Das Modell ermöglicht es den Fördermittelgeber:innen starke Kontrolle über die Höhe der PPA-Preise auszuüben und sorgt somit in Hochpreisphasen für eine konsequente Preissicherung bei den PPA-Nehmer:innen. Über die Höhe des Preisdeckels kann direkt die finanzielle Attraktivität eines Wechsels gesteuert werden und somit ggf. auch einfach nachgesteuert werden, wenn sich der Markt nicht wie gewünscht entwickelt. Das Modell kann als eine pragmatische Variante bzw. komplexeres Element eines Industriestrompreises verstanden werden.
- **Schwächen:** Die Umverteilungswirkung des Modells ist auf die PPA-Nehmer:innen beschränkt, d. h. ggf. große industrielle Akteure oder solche, die bereits im PPA-Markt aktiv und erfahren sind (Tech-Firmen). Außerdem geht die Nutzung des Modells mit einem erhöhten administrativen Aufwand einher, der durch die notwendige Auditierung der PPA-Verträge entsteht.

Fixe Abschöpfung der Einnahmen in PPAs mit unbegrenzter Wechselanzahl

- **Stärken:** Das Modell bietet eine einfach zu administrierende Variante der Abschöpfung von Mehrerlösen, da keine Auditierung der PPA-Verträge notwendig ist. Bei begrenzter Abschöpfung kann das Modell für EE-Anlagenbetreiber:innen finanziell sehr attraktiv sein, da es ungedeckelte Mehrerlöse bei voller Wechselflexibilität bietet. Hierdurch bietet es gute Chancen zur Stärkung des PPA-Marktes. Wie bei der Preisdeckelung kann die finanzielle Attraktivität eines Wechsels unmittelbar über die Höhe der Abschöpfung gesteuert werden.
- **Schwächen:** Aus Sicht des Staates ergibt sich eine besondere Problematik in extremen Hochpreisphasen, da keine Abschöpfung über den fixen Betrag hinaus möglich ist. Somit ist die in diesen Phasen besonders wichtige Abschöpfungsfunktion eingeschränkt.

Relative Abschöpfung der Mehreinnahmen in PPAs mit unbegrenzter Wechselanzahl

- **Stärken:** Das Modell bietet starke Kontrolle über Mehrerlöse im PPA. Anders als bei der fixen Abschöpfung werden auch in extremen Preisszenarien anteilig die Mehrerlöse abgeschöpft. Die Attraktivität des Modells und damit die Stärkung des PPA-Marktes lässt sich direkt über die Höhe der relativen Abschöpfung steuern. Die relative Abschöpfung bietet konzeptionell einen guten Kompromiss zwischen der Sicherstellung von Rückzahlungen bei hoher Flexibilität der EE-Anlagenbetreiber:innen.
- **Schwächen:** Die notwendige Erfassung und Auditierung der PPA-Verträge stellt einen hohen administrativen Aufwand dar.

Wechselbeschränkung von CfD in PPA mit einmaligem Wechsel

- **Stärken:** Aus Sicht des Staates ist das Modell besonders einfach in der Administration, da keine Nachverfolgung nach dem Wechsel in den PPA notwendig ist. Für die EE-Anlagenbetreiber:innen entsteht die Chance auf Mehrerlöse in der Zukunft, die zum Zeitpunkt der Investition allerdings ungewiss sind. Durch die Beschränkung auf den einmaligen Wechsel besteht ein modellendogenes Steuerungselement, was verhindert, dass bei kurzfristigen Hochpreisphasen EE-Anlagenbetreiber:innen wechseln.

- **Schwächen:** Für den Staat besteht in diesem Modell keine unmittelbare Kontrolle über Rückzahlungen, die über dieses Modell generiert werden. Grundsätzlich besteht durch das Modell in Hochpreisphasen das Risiko, dass viele EE-Anlagenbetreiber:innen die Rückzahlung umgehen, wenn die Marktprognosen zu den Restlaufzeiten ihrer Förderung entsprechend attraktiv sind. Durch einmaligen Wechsel aus dem CfD heraus (ohne Fallbackoption) bedeutet dieses Modell die höchste Risikoübernahme mit entsprechender negativer Wirkung auf die Kapitalkosten. Das Modell ist mit zusätzlichen Unsicherheiten für den Staat und die EE-Anlagenbetreiber:innen behaftet und bietet demgegenüber wenige Vorteile.

Wechselbeschränkung von CfD in PPA mit zweimaligem Wechsel

- **Stärken:** Das Modell reduziert im Vergleich zum einmaligen Wechsel stark die Risiken in einen PPA zu wechseln. Die EE-Anlagenbetreiber:innen können für den Wechsel in ein PPA besonders günstige Marktsituation abwarten und sind dabei nur an die Mindestlaufzeit von 3 Jahren gebunden. Die Möglichkeit des Wechsels zurück in den CfD sichert gegen Kontrahentenausfall ab und ermöglicht zudem die Erlösoptimierung über den PPA. Es ist daher davon auszugehen, dass das Modell zu einer Vergrößerung des PPA-Markts führt. Das Modell gibt den EE-Anlagenbetreiber:innen die Möglichkeit die PPA-Phase besonders gut auf Hochpreisphasen abzustimmen. Daher wird sich die Vergrößerung des Marktes tendenziell auf diese Phase beschränken. Für den Staat bedeutet das Modell nur sehr geringe administrative Mehraufwände, da Monitoring der PPAs nicht notwendig ist.
- **Schwächen:** Durch die Flexibilität bei der Wahl des Zeitpunktes und der Zeitspanne (oberhalb der Mindestlaufzeit), für die ein PPA abgeschlossen wird, besteht in diesem Modell eine vergleichsweise gute Opportunität zur Umgehung der Rückzahlung. Dies ist besonders kritisch in Krisensituationen, wenn sich viele Anlagenbetreiber:innen gleichzeitig aus dem CfD-System zurückziehen. Rückzahlungen fallen bei einzelnen Anlagen typischerweise erst dann an, wenn nach dem Wechsel zurück in den CfD abermals eine Hochpreisphase entsteht. Bei unsicherer Marktlage besteht außerdem das Risiko, dass nur PPA mit Mindestlaufzeit abgeschlossen werden.

Wechselbeschränkung von PPA in CfD mit einmaligem Wechsel

- **Stärken:** Mit der Möglichkeit die Stromvermarktung im Rahmen eines PPA zu beginnen ist das Wechselmodell besonders gut auf die Anforderungen einer kombinierten Vermarktung über PPA und CfD abgestimmt, da die Mehrerlöse aus dem PPA direkt einkalkuliert werden können und nicht wie bei anderen Modellen als unsichere und damit für Finanzierer nicht belastbare Erlöse auftreten. Damit können die PPA-Erlöse in das Gebot für die CfD-Finanzierung einberechnet werden und der Förderbedarf kann sinken. Gleichzeitig ist das zusätzliche Risiko durch die Optionalität des PPA und die freie Wahl der PPA-Laufzeit begrenzt, wodurch die Kapitalkosten nur geringfügig steigen. Aus staatlicher Perspektive bietet das Modell den Vorteil, dass die positive Wirkung des Modells auf den PPA-Markt direkt nach der Ausschreibung eintritt und nur geringer administrativer Mehraufwand entsteht.
- **Schwächen:** Wie bei allen Modellen mit Wechselbeschränkung besteht für den Staat in diesem Modell keine unmittelbare Kontrolle über Rückzahlungen, die über dieses Modell generiert werden. Auch eine Steuerungsmöglichkeit der Attraktivität des Abschlusses von PPA besteht nur im Rahmen etwaiger Fallback-Optionen.

Vorgegebene Wechselintervalle zwischen PPA und CfD

- **Stärken:** Die Nutzung von Wechselintervallen stellt zunächst einen administrativ einfach umzusetzenden Ansatz dar, der nah am aktuellen System liegt. Über die Vorgabe der Intervalllänge hat der Staat ein einfach zu modifizierendes Steuerungselement für die Attraktivität des Wechsels in den PPA und für die Risikoübernahme. Durch die vorgegebene Mindestlänge des PPA werden die Auswirkungen einer

Umgehung der Rückzahlungsverpflichtung reduziert, da bei längeren Wechselintervallen die Wahrscheinlichkeit besteht, dass auch Förderphasen in die PPA-Laufzeit fallen. Hierdurch können ggf. entgangene Rückzahlungen durch eingesparte Förderung ausgeglichen werden.

- **Schwächen:** Zwar reduziert die vorgegebene Mindestlänge möglichen Auswirkungen einer Umgehung der Rückzahlungsverpflichtung. Hierbei ist es jedoch unwahrscheinlich, dass potenzielle (in Krisen sehr) hohe Mehrgewinne durch spätere Einsparungen ausgeglichen werden können. Dieser Effekt lässt sich nur durch längerfristige Wechselintervalle von beispielsweise 5 Jahren adäquat ausgleichen.

Zusammenfassung

Die Diskussion zeigt, dass alle Wechselmodelle bestimmte Vor- und Nachteile aufweisen und keines der Modelle als eindeutig beste Option herausgestellt werden kann. Mit der Nutzung von Wechselmodellen können unterschiedliche politischen Zielsetzungen verfolgt werden, welche von den einzelnen Wechselmodellen unterschiedlich gut erfüllt werden. Ausschlaggebend für die Wahl des Wechselmodells ist dementsprechend, welches politische Ziel im Vordergrund steht.

In der folgenden Tabelle sind die Wechselmodelle den politischen Zielen zugeordnet, die sie besonders stark erfüllen.

Politisches Ziel	Wechselmodell mit starker Erfüllung des Ziels
Förderung Industrie	✓ Preisdeckelung
Aufrechterhaltung der Rückzahlungsverpflichtung und Verhinderung von Zufallsgewinnen	✓ Preisdeckelung ✓ relative Abschöpfung
Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren Energien	✓ Preisdeckelung ✓ Abschöpfung: fixe/relativ ✓ Wechselbeschränkung: von CfD in PPA (einfacher Wechsel) ✓ Wechselintervalle
Investitionsanreize und Investitionssicherheit	✓ Abschöpfung: fixe/relativ ✓ Wechselbeschränkung: von CfD in PPA (zweifacher Wechsel) und von PPA in CfD (einfacher Wechsel) ✓ Wechselintervalle

Abschließend ist anzumerken, dass die bewerteten Wechselmodelle im Rahmen dieser Studie nicht auf ihre europarechtliche Kompatibilität hin geprüft worden sind. Hierfür müsste bewertet werden, ob die sich aus dem EU-Beihilferecht ergebende Rückzahlungsvorgabe in einem CfD-System mit den diskutierten Wechseloptionen als erfüllt angesehen werden kann. Je nach Auslegung der Richtlinie besteht das Risiko, dass die Einführung der Wechselmöglichkeiten als Aushebelung der CfD-Funktion eingeschätzt wird. Damit wären die Optionen mit Blick auf potenzielle Überförderung zu bewerten. Neben dem Beihilferecht muss auch die Vorgabe aus der EU-Strommarkttrichtlinie beachtet werden, dass die Einbeziehung von PPAs „marktbasiert“ erfolgen muss. Die Einbettung von PPAs in ein CfD-Fördersystem könnte gegen diese Vorgabe sprechen.