



Ausstieg aus EE-Fördertarifen in Frankreich: Übersicht und Vergleich mit der Rechtslage in Deutschland

13.06.2023

Autoren:

Laurent Brault • laurent.brault@sterr-koelln.com

Hans Messmer • hans.messmer@sterr-koelln.com

Dr. Karlheinz Rabenschlag • karlheinz.rabenschlag@sterr-koelln.com

Kontakt:

Lucie Lochon, Referentin für Windenergie • lucie.lochon.extern@bmwk.bund.de

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Gefördert durch:



Liberté
Égalité
Fraternité



Zusammenfassung

Infolge der insbesondere seit dem letzten Quartal 2021 extrem gestiegenen Preise auf dem freien Strommarkt stellt sich für Betreiber von Erneuerbaren-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) mit einem Fördertarif in Frankreich die Frage, ob eine Kündigung des für ihre Anlage geltenden Fördertarifs einen Verkauf der dort erzeugten Energie unter wirtschaftlich attraktiveren Bedingungen ermöglicht. Dabei bieten die französischen Fördermodelle anders als in Deutschland, nur wenig Flexibilität für einen Wechsel zwischen verschiedenen Vermarktungsarten.

Darüber hinaus generieren EE-Anlagen mit einem Fördertarif in Frankreich in Zeiten hoher Strompreise erhebliche Einnahmen für den Staatshaushalt, und dies unabhängig davon, ob sie durch einen Einspeisevertrag mit fester Einspeisevergütung oder einen Marktprämienvertrag mit gleitender Marktprämie gefördert werden.

Aufgrund der Marktentwicklung haben im Lauf des Jahres 2022 vor allem Betreiber älterer EE-Anlagen in erheblichem Umfang die mit EDF *Obligation d'achat* (EDF OA) abgeschlossenen Förderverträge gekündigt und sind auf alternative Vermarktungsformen umgestiegen, insbesondere in Form von *Power Purchase Agreements* (PPAs). Hierauf haben die französische Regierung sowie der Gesetzgeber mit einer Reihe von Maßnahmen reagiert, die einen Tarifausstieg für die Betreiber von EE-Anlagen deutlich erschwert. Darüber hinaus haben sich die Rahmenbedingungen für die Betreiber von EE-Anlagen infolge der auch in Frankreich aufgrund der EU-Verordnung über Notfallmaßnahmen als Reaktion auf die hohen Energiepreise eingeführten Begrenzung bzw. Abschöpfung der von Stromproduzenten erzielten sogenannten Übererlöse (vgl. „Strompreisbremse“) massiv geändert.



Disclaimer

Der vorliegende Text wurde von einem externen Experten für das Deutsch-französische Büro für die Energiewende (DFBEW) verfasst. Das DFBEW stellt dem Autor lediglich eine Plattform zur Veröffentlichung seines Beitrags zur Verfügung. Die vertretenen Standpunkte stellen deshalb ausschließlich die Meinung des Autors dar. Die Ausarbeitung erfolgte mit der größtmöglichen Sorgfalt. Das DFBEW übernimmt allerdings keine Gewähr für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Informationen.

Alle textlichen und graphischen Inhalte unterliegen dem deutschen Urheber- und Leistungsschutzrecht. Sie dürfen, teilweise oder gänzlich, nicht ohne schriftliche Genehmigung seitens des Verfassers und Herausgebers weiterverwendet werden. Dies gilt insbesondere für die Vervielfältigung, Bearbeitung, Übersetzung, Verarbeitung, Einspeicherung und Wiedergabe in Datenbanken und anderen elektronischen Medien und Systemen.

Das DFBEW hat keine Kontrolle über die Webseiten, auf die die in diesem Dokument sich befindenden Links führen. Für den Inhalt, die Benutzung oder die Auswirkungen einer verlinkten Webseite kann das DFBEW keine Verantwortung übernehmen.

Hinweise zu den Autoren und zur Publikation

Sterr-Kölln & Partner ist ein mittelständisches Beratungsunternehmen im Bereich der Erneuerbaren Energien und Energieeffizienz, welches sich seit über 25 Jahren ausschließlich auf die rechtliche, wirtschaftliche und steuerliche Beratung von Mandanten bei der Planung und Durchführung von Projekten in diesen Bereichen fokussiert hat; dabei liegt ein traditioneller Beratungsschwerpunkt in der Begleitung von Mandanten aus Deutschland, Österreich und der Schweiz bei der Entwicklung, Finanzierung, dem Erwerb oder der Veräußerung von EE-Projekten in Frankreich. Gegründet wurde die Sozietät im Jahr 1978. Aktuell beschäftigt die Sozietät rund 35 Mitarbeiter:innen, die sich auf die drei Standorte Freiburg, Paris (seit 2005) und Berlin (seit 2009) verteilen.

Die vorliegende Publikation wurde gemeinsam erstellt von Dr. Karlheinz Rabenschlag (Rechtsanwalt, Berlin), Laurent Brault (*Avocat à la Cour*, Paris) und Hans Messmer (Rechtsanwalt und *Avocat à la Cour*, Paris).



Inhalt

Zusammenfassung	2
Disclaimer	3
Hinweise zu den Autoren und zur Publikation	3
I. Einführung	5
II. Bisherige gesetzliche Voraussetzungen zum Tarifausstieg in Frankreich	6
II.1 Endgültigkeit des Ausstiegs – kein vorübergehendes Aussetzen	7
II.2 Entschädigungspflicht des Betreibers	8
II.2.1 Tarife ohne Entschädigungspflicht	9
II.2.2 Tarife mit Entschädigungspflicht: Grundgedanke der Entschädigung	9
II.2.3 Berechnung der Entschädigung	9
III. Erste Reaktionen am Markt und rechtliche Hürden beim Ausstieg aus einem Fördertarif	11
III.1 Einnahmeverlust des französischen Staates – Hochrechnungen der Regulierungsbehörde CRE	11
III.2 Korrekturmaßnahmen	12
III.2.1 Abschaffung der Deckelung negativer Marktprämien für neue Marktprämienverträge	12
III.2.2 Rückwirkende Abschaffung der Deckelung negativer Marktprämien für ältere Marktprämienverträge	13
III.2.3 Wegfall der Anrechnung negativer Marktprämien auf die Kündigungsentschädigung	15
III.3 Maßnahmen aufgrund der EU-Verordnung 2022/1854 des Rates vom 6. Oktober 2022 – Begrenzung der Markterlöse	16

I. Einführung

Die Förderung von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien (EE-Anlagen) beruhte in Frankreich wie in Deutschland seit jeher auf der Prämisse, dass Errichtung und Betrieb von EE-Anlagen über eine realistischerweise zugrunde zulegende Betriebsdauer für den Betreiber nur dann wirtschaftlich sein kann, wenn er für den in der Anlage erzeugten Strom eine mehr oder weniger signifikant über dem Marktniveau liegende Vergütung erhält. Neben dem grundsätzlichen Ziel, dadurch den Anteil der erneuerbaren Energien an der insgesamt erzeugten Strommenge zu erhöhen, spielte dabei auch die Überlegung eine Rolle, den verschiedenen Technologien zur Erzeugung erneuerbarer Energien schneller zur Marktreife zu verhelfen bzw. die Kosten für die Stromerzeugung durch EE-Anlagen zu senken; mittel- und längerfristig sollte auf diese Weise die Abhängigkeit der Branche von staatlichen Fördermitteln reduziert werden.

Dies gilt in besonderem Maß für den zunächst ausschließlich verwendeten Fördermechanismus der fixen Einspeisevergütung (*Feed-In-Tariff*, FIT), bei der von einer EE-Anlage erzeugte Strom während der Förderdauer gegen einen FIT ins Netz eingespeist werden kann. Dabei beträgt die Förderdauer (anders gesagt die Laufzeit des Einspeisevertrags) je nach Fördertarif entweder 15 oder 20 Jahre. Auch die Höhe der Einspeisevergütung ist je nach Fördertarif unterschiedlich: Während bei den frühen PV-Fördertarifen noch Einspeisevergütungen von teilweise mehr als 300 EUR/MWh gezahlt wurden, so beliefen sich die Vergütungen bei den letzten der noch nach dem FIT-Mechanismus aufgelegten Fördertarife für Onshore-Windparks auf 82 EUR/MWh. Aber auch der seit 2016 in Frankreich eingeführte und mittlerweile vorherrschende Mechanismus der Direktvermarktung, bei der der Betreiber der EE-Anlage den dort erzeugten Strom zu Marktbedingungen verkauft und über eine vom Staat bzw. von EDF *Obligation d'achat* (EDF OA) gezahlte gleitende Marktprämie lediglich die Differenz zu dem nach dem jeweiligen Fördermechanismus garantierten Fördertarif, dem sog. Referenztarif erhält, beruht grundsätzlich auf der Annahme, dass jedenfalls über den größeren Teil der Förderdauer das Niveau der Preise auf dem Strommarkt unter den Fördertarifen liegt.¹

Allerdings ist in Frankreich bei Marktprämienverträgen die Möglichkeit, dass zumindest zeitweise der Marktpreis die Höhe des Fördertarifs überschreitet, bereits berücksichtigt und zwar über den Mechanismus der sogenannten negativen Marktprämie. Konkret bedeutet dies, dass ein Betreiber, der während eines Abrechnungszeitraums aus der Direktvermarktung des von der EE-Anlage erzeugten Stroms einen höheren Erlös (Marktpreis) erzielt als den nach dem Marktprämienvertrag garantierten Referenztarif, die Differenz, den sogenannten Übererlös, an EDF OA als negative Marktprämie auskehren muss ([III.2a](#)).

Das in Deutschland geltende Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) stellt in § 21a EEG klar, dass der Betreiber einer EE-Anlage den erzeugten Strom auch ohne Inanspruchnahme einer finanziellen Förderung im Wege der sonstigen Direktvermarktung vermarkten kann. Die sonstige Direktvermarktung tritt gesetzessystematisch als vierte Vermarktungsform neben die marktprämien-geförderte Direktvermarktung, sowie die Inanspruchnahme eines FIT bzw. des Mieterstromzuschlags.

Eine negative Marktprämie, die an den Netzbetreiber auszukehren wäre, kennt das EEG bislang nicht. Insoweit können die erzielten Übererlöse vollständig beim Betreiber der EE-Anlage verbleiben.²

¹ Für eine detaillierte Darstellung der beiden grundsätzlichen Fördermechanismen und ihrer Funktionsweise, siehe: DFBEW 2020, Fördermechanismen für erneuerbare Energien in Frankreich ([Link zum Dokument](#)).

² Auf die Konsequenzen wegen des am 16. Dezember 2022 vom deutschen Bundestag und Bundesrat verabschiedeten [Strompreisbremsengesetz](#) (StromPBG) soll hier nicht eingegangen werden.

Was die Nachfrageseite bzw. das Preisniveau auf dem Strommarkt in Deutschland wie in Frankreich angeht, wurden dabei mehr oder weniger stabile Verhältnisse zugrunde gelegt, jedenfalls aber keine massiven Preissteigerungen. Vergleicht man etwa die für PV-Freiflächenanlagen bis Ende der „Nulljahre“ gezahlten FIT mit dem im Zeitpunkt der Auflegung der entsprechenden Tarife geltenden Marktniveau, so ist unschwer erkennbar, dass mit dem Szenario nicht nur kurzfristig über den Fördertarifen liegender Marktpreise damals jedenfalls nicht ernstlich gerechnet werden konnte. Folgerichtig wurde die Hypothese der vorzeitigen Beendigung eines Fördervertrags auf Initiative des Anlagenbetreibers als ein praktisch eher nicht relevantes Ausnahmeszenario angesehen. In der Zwischenzeit sind die Stromgestehungskosten von neueren EE-Anlagen deutlich gesunken und hatten sich vor Beginn der Corona-Krise dem Preisniveau der Strommärkte bereits deutlich angenähert.

Die Entwicklung der Strompreise seit der zweiten Jahreshälfte 2021 hat dazu geführt, dass die Grundannahme eines mittel- und längerfristig deutlich unter dem Niveau der EE-Fördertarife liegenden Marktpreises nicht mehr zutreffen kann. Dementsprechend ist für Betreiber von EE-Anlagen ein Ausstieg aus dem jeweiligen Fördertarif binnen weniger Monate von einem reichlich theoretischen Szenario zu einer – natürlich immer von den konkreten Parametern abhängigen – betriebswirtschaftlich durchaus ernstlich in Betracht zu ziehenden Option geworden.

Dies hat ab dem ersten Halbjahr 2022 zu dazu geführt, dass eine beträchtliche Anzahl an Betreibern vor allem älterer EE-Anlagen, die über einen FIT verfügten, die mit EDF OA geschlossenen Einspeiseverträge gekündigt haben. Die Gesamtkapazität der so aus den Fördertarifen herausgenommenen EE-Anlagen wird in der Entscheidung der französischen Regulierungsbehörde für Energie (*Commission de régulation de l'énergie*, CRE) vom 13. Juli 2022³ auf 1,3 GW beziffert. Ende September 2022 betrug sie bereits 3,7 GW⁴, was nach den Schätzungen der CRE für den französischen Staat für 2023 einen voraussichtlichen Einnahmeverlust in der Größenordnung von 6 – 7 Milliarden Euro bedeutet.

Diese signifikante Ausstiegswegung aus den Fördertarifen ist jedoch sowohl durch Maßnahmen der französischen Regierung, aber auch infolge der in Frankreich auf der Grundlage der EU-Verordnung 2022/1854 des Rates vom 6. Oktober 2022 über Notfallmaßnahmen als Reaktion auf die hohen Energiepreise⁵ ergangenen Regelungen, wieder deutlich gebremst worden.

Ziel des vorliegenden Hintergrundpapiers ist es, zunächst die Voraussetzungen und Rechtsfolgen eines Tarifausstiegs für EE-Anlagenbetreiber in Frankreich nach den ursprünglich geltenden Tarifbedingungen darzustellen, wobei hier auch ein kurzer Vergleich mit der jeweiligen Rechtslage in Deutschland gezogen wird (II). Anschließend werden die seit Ende des Jahres 2021 vom Gesetzgeber bzw. im Rahmen der geltenden Tariferlasse errichteten Hürden gegen den Ausstieg der Betreiber aus den Fördertarifen erläutert (III).

II. Bisherige gesetzliche Voraussetzungen zum Tarifausstieg in Frankreich

Wie in der Einführung dargelegt, wurde der Frage der betreiberseitigen Kündigung eines FIT bei Erlass der entsprechenden Tarifbedingungen aufgrund des damaligen Marktumfeldes eine allenfalls untergeordnete Bedeutung beigemessen. Ganz offensichtlich wurde dabei die Annahme zugrunde gelegt, dass ein Betreiber kaum jemals ein praktisches Interesse an einer vorzeitigen Beendigung des Einspeisevertrags haben werde und insofern kein Bedarf für eine besonders detaillierte Regelung dieser Frage bestehe.

³ CRE 2022, *Délibération n° 2022-202 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2023* ([Link](#), auf Französisch).

⁴ CRE 2022, *Délibération n° 2022-272 relative à la réévaluation des charges de service public de l'énergie pour 2023* ([Link](#), auf Französisch).

⁵ Verordnung (EU) 2022/1854 des Rates vom 6. Oktober 2022 über Notfallmaßnahmen als Reaktion auf die hohen Energiepreise ([Link](#)).

Folgerichtig ist daher eine betreiberseitige Kündigung auch in keinem der praktisch relevanten Fördertarife für Onshore-Windparks oder PV-Anlagen ausgeschlossen. Ein beliebiger Ausstieg aus einem dieser FIT ist allerdings nicht möglich ([II.1](#)). Auch ist bereits vor der allgemeinen Umstellung von Einspeise- auf Marktprämienverträge eine faktische Erschwerung einer betreiberseitigen Kündigung durch die Einführung einer Kündigungsentschädigung erfolgt ([II.2](#)).

II.1 Endgültigkeit des Ausstiegs – kein vorübergehendes Aussetzen

Nach dem EEG hat der Betreiber einer EE-Anlage in Deutschland durchaus die Möglichkeit, ganz oder auch nur vorübergehend auf die Inanspruchnahme der Marktprämie oder Einspeisevergütung zu verzichten und stattdessen den von der EE-Anlage erzeugten Strom in sonstiger Weise direkt zu vermarkten (sonstige Direktvermarktung, § [21a](#) EEG). Dies umfasst auch die Möglichkeit einer anteiligen Veräußerung des erzeugten Stroms, z.B. hälftig im Marktprämienmodell und in der sonstigen Direktvermarktung. Ferner stehen dem Betreiber auch in dieser Vermarktungsform bei Erfüllung aller entsprechenden Anforderungen des EEGs ein Anspruch auf vorrangige Abnahme, Übertragung und Verteilung sowie ein Anspruch auf vermiedene Netzentgelte nach der [Stromnetzentgeltverordnung](#) (StromNEV) zu. Die Anforderungen an einen Wechsel zwischen den Vermarktungsformen sind in den §§ [21b](#) und [21c](#) EEG 2023 festgelegt und stellen für den Betreiber keine schwer überwindbaren Hürden dar.

In diesem Punkt besteht ein wesentlicher Unterschied zu den französischen EE-Fördertarifen. Dort stehen einer betreiberseitigen Kündigung zwar – mit Ausnahme formaler Voraussetzungen hinsichtlich Form und Frist der Kündigung – keine rechtlichen Hindernisse entgegen; jedoch existiert dort nicht die Möglichkeit einer auch nur zeitweisen Aussetzung des Einspeise- oder Marktprämienvertrags bzw. eines Hin- und Herwechsels zwischen verschiedenen Vermarktungsformen. Durch die Kündigung verliert die EE-Anlage dort also endgültig die Möglichkeit zur Inanspruchnahme der Marktprämie oder Einspeisevergütung. Auch der Abschluss eines neuen Einspeise- oder Marktprämienvertrags für eine solche Anlage etwa aufgrund nachträglich erfolgreicher Teilnahme an einem Ausschreibungsverfahren ist durch die dafür geltenden Bedingungen ausgeschlossen, da eine Teilnahme grundsätzlich nur neuen EE-Anlagen offensteht.⁶

Die im August 2022 für Ausschreibungsanlagen⁷ und Ende Dezember 2022 für Onshore-Windparks mit einem Marktprämienvertrag nach dem Tariferlass „CR17“⁸ eingeführte, zeitlich begrenzte Regelung, durch die die Frist für die Aktivierung des Marktprämienvertrags um 18 Monate verlängert und den Betreibern der betroffenen EE-Anlagen gleichzeitig die bislang nur sehr eingeschränkt⁹ bestehende Möglichkeit zur freien Vermarktung ihres Stroms vor Aktivierung des Marktprämienvertrags eingeräumt wird, ändert hieran grundsätzlich nichts. Ist der Marktprämienvertrag erst einmal aktiviert worden, führt eine betreiberseitige Kündigung unwiderruflich zum endgültigen Verlust des Fördertarifs.

Die Kündigung des Einspeise- oder Marktprämienvertrags stellt damit für den Betreiber in jedem Fall eine Entscheidung von erheblicher wirtschaftlicher Tragweite dar. Bei fremdfinanzierten Anlagen ist darüber hinaus zu berücksichtigen, dass die Dauer der Finanzierung typischerweise auf die Laufzeit des Einspeise- oder Marktprämienvertrags abgestimmt ist, so dass eine Kündigung bei noch laufender Fremdfinanzierung mit der finanzierenden Bank abgestimmt werden muss.

⁶ Auf die beim Repowering einer EE-Anlage geltenden besonderen Bedingungen wird hier nicht weiter eingegangen.

⁷ Modifiziertes Lastenheft von 30. August 2022 für die Ausschreibungen für Windenergie an Land ([Link](#), auf Französisch).

⁸ Die aktuelle Fassung des Erlasses findet sich hier: *Arrêté du 6 mai 2017 fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent, de 6 aérogénérateurs au maximum* ([Link](#), auf Französisch).

⁹ Nämlich nur während des auf drei Monate begrenzten Testlaufs der EE-Anlage.

II.2 Entschädigungspflicht des Betreibers

Ein weiterer wesentlicher Unterschied zu den Regelungen des EEG besteht darin, dass jedenfalls sämtliche jüngeren Fördertarife (für PV-Anlagen ab 2011 und für Onshore-Windparks ab 2014) für den Fall einer betreiberseitigen Kündigung eine Entschädigungspflicht des Betreibers vorsehen; dagegen ist bei einer Reihe älterer Fördertarife (vgl. im Einzelnen Tabelle 1) die Kündigung durch den Betreiber entschädigungslos möglich. Eine vergleichbare Entschädigungsregelung fehlt dagegen im EEG völlig; dort kann der Betreiber also nicht nur beliebig zwischen den verschiedenen Vermarktungsformen hin- und herwechseln, sondern auch endgültig auf den Fördertarif verzichten, ohne hierfür eine Entschädigungs- oder Abfindungszahlung leisten zu müssen.

Eine Übersicht über die französischen Tarife mit und ohne Entschädigungspflicht findet sich in nachstehender Tabelle:

	Tarif	Entschädigungspflicht bei Kündigung durch Betreiber	Vertragsdauer (Jahre)
Onshore-Windparks	E06 (1)	N	10+5 (2)
	E08 (1)	N	10+5 (2)
	E14 (1)	J	10+5 (2)
	E16 (1)	J	10+5 (2)
	E17	J	20
	FET 17 (Ausschreibung PPE1) (1)	J	20
	FET 21 (Ausschreibung PPE2)	J	20
PV-Freiflächenanlagen	S01 (1) (3)	J	20
	S06 (1) (3)	N	20
	S10 (1) (3)	N	20
	S11 (1) (3)	J	20
	FSE16 CR (Ausschreibung PPE1) (1)	J	20
	FSE17 CR (Ausschreibung PPE1) (1)	J	20
	Ausschreibung PPE2	J	20
PV-Aufdachanlagen	S01 (1) (3)	J	20
	S06 (1) (3)	N	20
	S10 (1) (3)	N	20
	S11 (1) (3)	J	20
	FV16 B CR (4)	J	20
	S17 (5)	J	20
	S21 (6)	J	20
Wasserkraftanlagen (Auswahl)	H01 (3)	J	20
	H07 (3)	N	20
	H16 (7)	J	20
	H16 (OA) (7)	J	20
	H16 (CR) (8)	J	20
	FH16 (OA) (8)	J	20
	FH16 (CR) (8)	J	20

(1): Tarif mittlerweile geschlossen

(2): voller Fördertarif nur für 10 Jahre, danach reduzierter Tarif (degressiv)

(3): Anlagen mit einer Leistung von max. 12 MWp

(4): Anlagen mit einer Leistung zwischen 500 kWp und 8 MWp

(5): Anlagen mit einer Leistung von max. 100 kWp

(6): Anlagen mit einer Leistung von max. 500 kWp

(7): Anlagen mit einer Leistung von weniger als 500 kW

(8): Anlagen mit einer Leistung ab 500 kW

Tabelle 1: Tarife mit/ohne Entschädigungspflicht bei betreiberseitiger Kündigung (Übersicht)

II.2.1 Tarife ohne Entschädigungspflicht

Wie aus Tabelle 1 zu erkennen ist, ist eine Entschädigungspflicht des Betreibers bei den meisten älteren Fördertarifen nicht vorgesehen. Praktisch und hinsichtlich der davon betroffenen Produktionskapazitäten sind hier vor allem die Tarife Eo6 und Eo8 für Onshore-Windparks sowie die Tarife So6 und S10 für PV-Freiflächenanlagen relevant. Ebenfalls keine Entschädigung bei betreiberseitiger Kündigung ist vorgesehen in den Bedingungen des Fördertarifs Ho7 für Wasserkraftanlagen.

Dahingegen enthalten die ältesten hier erfassten Fördertarife für PV-Freiflächen- und Aufdachanlagen sowie für Wasserkraftanlagen bereits eine Entschädigungspflicht. Diese ist aber in den nachfolgend aufgelegten Tarifen entfallen, um dann ab 2011 bei PV-Freiflächenanlagen wieder bzw. 2014 bei Onshore-Windparks neu in die Förderbedingungen integriert zu werden.

Für den Betreiber ist diese Frage der Entschädigungspflicht von entscheidender Bedeutung; sofern keine Kündigungsentschädigung fällig wird, ist für die Einschätzung der betriebswirtschaftlichen Opportunität einer Tarifkündigung im Wesentlichen nur relevant, inwieweit alternative Vermarktungsformen etwa in Form von PPAs zur Verfügung stehen und eine Rückführung ggf. noch nicht vollständig getilgter Projektdarlehen ermöglichen.

II.2.2 Tarife mit Entschädigungspflicht: Grundgedanke der Entschädigung

Bei der Mehrzahl der hier erfassten Fördertarife, insbesondere bei den Tarifen für Onshore-Windkraftanlagen sowie PV-Freiflächen- und größeren Aufdachanlagen, sehen die Förderbedingungen dagegen eine Entschädigungspflicht bei betreiberseitiger Kündigung vor. Diese ist dem Grundsatz nach in Artikel R. 314-9 des französischen Energiegesetzbuchs (*Code de l'énergie*) vorgesehen. Nach Abschnitt 2 der Vorschrift entfällt die Entschädigungspflicht allerdings dann, wenn der Betreiber den Vertrag aufgrund einer unabhängig von seinem Willen erfolgenden Einstellung des Betriebs der Anlage kündigt und der Betreiber die für die Einstellung des Betriebs oder den Rückbau der Anlage geltenden Regelungen einhält. Praktisch dürfte dieser Fall aber eher selten vorbeikommen; denkbar wäre z.B. eine Stilllegung der EE-Anlage aufgrund irreparabler Beschädigung oder nachträglich festgestellter Umweltauswirkungen.

Eine ordentliche Begründung für diese Entschädigungspflicht findet sich weder im Energiegesetzbuch, noch in den diversen Tariferlassen oder den allgemeinen Vertragsbedingungen der Einspeise- oder Marktprämienverträge. Grundsätzlich werden im französischen Verwaltungsrecht Subventionsleistungen unter dem Vorbehalt gewährt, dass der Subventionsempfänger seinerseits bestimmte Verpflichtungen einhält; diese können entweder gesetzlich, in der Subventionsentscheidung oder in einer Vereinbarung mit dem Subventionsempfänger konkretisiert sein oder „implizit, aber notwendigerweise aus dem Subventionszweck folgen“¹⁰.

Tatsächlich sind die Regelungen zur Höhe der Kündigungsentschädigung in den hier angesprochenen Einspeise- und Marktprämienverträgen (II.2) so gefasst, dass die Entschädigung wirtschaftlich dem Betrag der Förderung entspricht, den der Betreiber bis zum vorzeitigen Ende des Vertrags erhalten hat; die Herleitung bzw. die Berechnung der Entschädigungshöhe ist unterschiedlich, je nach dem, ob es sich um einen FIT oder einen Marktprämienvertrag mit gleitender Marktprämie handelt.

II.2.3 Berechnung der Entschädigung

Für die Berechnung der Kündigungsentschädigung enthalten die allgemeinen Vertragsbedingungen der Fördertarife detaillierte mathematische Formeln, deren Unterschiede auf der jeweiligen Funktionsweise der beiden Fördermechanismen beruhen.

¹⁰ Vgl. etwa [Entscheidung](#) des französischen Staatsrates (*Conseil d'État*) vom 5. Juli 2010, Nr. 308615 (auf Französisch).



Fördertarife mit einer festen Einspeisevergütung (FIT)

Bei FIT ist die vom Betreiber bei vorzeitiger Kündigung geschuldete Entschädigung in Artikel R. 314-9, Absatz 1, 2. Alt. des Energiegesetzbuchs als „die Summe der aufgrund der Abnahmeverpflichtung ab Inkrafttreten des Vertrags und bis zu seiner Kündigung erhaltenen und gezahlten aktualisierten Beträge, begrenzt durch die in Artikel L. 121-7, 1° des Energiegesetzbuchs genannten Mehrkosten“ definiert. Diese stellen einen wesentlichen Teil der vom Staat im Rahmen der Wahrnehmung der öffentlichen Aufgaben durch EDF OA zu erstattenden Kosten (*charges de service public de l'énergie*) dar. Etwas vereinfacht ausgedrückt handelt es sich um die Differenz zwischen den von EDF verauslagten Kosten (bei einem Einspeisevertrag mit fester Einspeisevergütung also die an den Betreiber gezahlte Einspeisevergütung) abzüglich der durch EDF OA aufgrund des Einspeisevertrags ersparten Aufwendungen. Konkret entsprechen die „ersparten Aufwendungen“ dem Betrag, den EDF OA bei einem Ankauf der von dem Betreiber eingespeisten Strommenge auf dem freien Strommarkt gezahlt hätte.

Als Beispiel sei nachfolgend die für die Berechnung der Entschädigung in den allgemeinen Vertragsbedingungen des PV-Fördertarifs S11 definierte Formel genannt; diese lautet wie folgt:

$$I = \sum_{M=1}^{M_f} (M_{A_f, M} - Q_{A_f, M} \times PM_{A_f}) + \sum_{A=A_0}^{A_f-1} \left[\left(\sum_{M=M_0}^{12} M_{A, M} - Q_{A, M} \times PM_A \right) - (Nb_{capa} \times P_{ref\ capa})_A \right] \times \prod_{i=A}^{A_f-1} (1 + \varepsilon_i)$$

Dabei gilt folgendes:

- I: Betrag der Kündigungsentschädigung
- D_o oder D'_o: das Datum des Inkrafttretens des Vertrags
- A_o: Jahr, in dem das Datum D_o oder D'_o liegt
- A_f: Jahr der Kündigung des Vertrags
- M_o: 1 außer im Jahr 1, wo M_o der Monat ist, in dem das Datum D_o oder D'_o liegt
- M_f: Monat der Vertragskündigung
- M_{A, M}: vom Käufer (d.h. EDF OA) für den Monat M im Jahr A gezahlte Betrag
- Q_{A, M}: vom Betreiber dem Käufer für den Monat M im Jahr A in Rechnung gestellte Strommenge (in MWh)
- P_{M, A, M}: Betrag der im Jahresdurchschnitt vom Käufer (EDF OA) ersparten Aufwendungen (in EUR/MWh) für den Monat M im Jahr A, die von der Regulierungsbehörde CRE in ihrem Beschluss betreffend der vom Staat im Rahmen der Wahrnehmung der öffentlichen Aufgaben durch EDF OA zu erstattenden Kosten festgestellt worden sind und zur Berechnung der durch die aufgrund der Stromkaufverträge außerhalb der nicht mit dem kontinentalen Stromnetz verbundenen Gebiete (*zone non interconnectée*, ZNI) ersparten Aufwendungen verwendet werden. Sofern diese Bezugsgröße noch nicht verfügbar ist, wird stattdessen der Betrag der im Jahresdurchschnitt voraussichtlich nicht zu zahlenden Aufwendungen verwendet
- (Nb_{capa} x P_{ref capa})_A: Betrag, mit dem die Kapazitätsgarantien für das Jahr A bewertet worden sind
- ε_i: jährliche Aktualisierungsrate für das Jahr i, d.h. das über das jeweilige Kalenderjahr berechnete arithmetische Mittel der durchschnittlichen Zinssätze für Staatsanleihen, erhöht um 95 Basispunkte.

Fördertarife mit einer gleitenden Marktprämie

Bei Fördertarifen mit gleitender Marktprämie ist die vom Betreiber bei vorzeitiger Kündigung geschuldete Entschädigung in Artikel R. 314-9, Absatz 1, 1. Alt. des Energiegesetzbuchs definiert als „die Summe der aufgrund der Zusatzvergütung ab Inkrafttreten des Vertrags und bis zu seiner Kündigung erhaltenen und gezahlten aktualisierten Beträge“.

Als Beispiel sei nachfolgend die für die Berechnung der Entschädigung in den allgemeinen Vertragsbedingungen der Fördertarife E16 und E17 (Onshore-Windparks) definierte Formel genannt; diese lautet wie folgt:

$$I = (F_N - G_N) + \sum_{A=A'_0}^{N-1} (F_A - G_A) \times \prod_{i=A}^{N-1} (1 + \varepsilon_i)$$

Dabei gilt folgendes:

- I: Betrag der Kündigungsentschädigung
- N: Jahr der Vertragskündigung
- F_N : Betrag der dem Betreiber im Jahr N gezahlten Marktprämien
- G_N : Betrag der vom Betreiber im Jahr N erstatteten (= negativen) Marktprämien
- F_A : Betrag der dem Betreiber im Jahr A gezahlten Marktprämien
- G_A : Betrag der vom Betreiber im Jahr A erstatteten (= negativen) Marktprämien
- A'_0 : Jahr der Inkraftsetzung des Vertrags
- ε_i : jährliche Aktualisierungsrate für das Jahr i, d.h. das über das jeweilige Kalenderjahr berechnete arithmetische Mittel der durchschnittlichen Zinssätze für Staatsanleihen, erhöht um 95 Basispunkte.

III. Erste Reaktionen am Markt und rechtliche Hürden beim Ausstieg aus einem Fördertarif

Wie bereits dargestellt, hat die Entwicklung der Strompreise auf dem Spotmarkt dazu geführt, dass ab Ende 2021/Anfang 2022 eine zunehmende Anzahl von Betreibern die für ihre Anlagen abgeschlossenen Förderverträge gekündigt haben. Betroffen hiervon waren überwiegend ältere EE-Anlagen, deren Tarife noch keine Entschädigung bei betreiberseitiger Kündigung vorsehen und deren Verträge nur noch eine begrenzte Restlaufzeit aufwiesen, d.h. hauptsächlich Fördertarife, die noch auf dem Mechanismus einer festen Einspeisevergütung beruhen (vgl. hierzu Tabelle 1).

Allerdings stellt sich die Frage eines vorzeitigen Ausstiegs aus dem Fördertarif zumindest grundsätzlich auch bei noch relativ neuen Anlagen mit einem Marktprämienvertrag, sofern dort die an sich vorgesehene Kündigungsentschädigung im konkreten Fall für den Anlagenbetreiber kein wirtschaftliches Hindernis darstellt. Bei solchen Anlagen hat der Vertrag aber typischerweise noch eine sehr viel längere Restlaufzeit. Ein Ausstieg aus dem Fördertarif ist für den Betreiber deshalb mit einem sehr viel schwerer kalkulierbaren Risiko verbunden.

Die sich derart abzeichnende Ausstiegswegung bei einem nicht unerheblichen Teil der Förderverträge hätte für den französischen Staat durchaus massive finanzielle Konsequenzen. Dieser Aspekt wird nachfolgend kurz erläutert (III.1), bevor die verschiedenen als Reaktion darauf erfolgten Maßnahmen vorgestellt werden (III.2). Abschließend ist noch auf die aktuelle Situation einzugehen, wie sie insbesondere aus der in Frankreich in der Folge der [EU-Verordnung 2022/1854](#) des Rates vom 6. Oktober 2022 eingeführten Regelungen zur Begrenzung der Strompreise resultiert (III.3).

III.1 Einnahmeverlust des französischen Staates – Hochrechnungen der Regulierungsbehörde CRE

Die wirtschaftlichen Konsequenzen der vorzeitigen Kündigung eines Fördertarifs für den Betreiber wurden bereits (vgl. [II.1](#) und [II.2](#)) erläutert. Aber auch für den französischen Staat sind damit spürbare finanzielle Folgen verbunden, die sich aus der Funktionsweise der hier relevanten Fördermechanismen ergeben.

Wie dargestellt, beruhen beide Fördermechanismen auf der Prämisse, dass über die Gesamtdauer der Förderung der jeweils geltende Fördertarif (FIT oder durch gleitende Marktprämie abgesicherter Referenztarif) über dem Preis liegt, den ein Betreiber durch den Verkauf des von seiner EE-Anlage erzeugten Stroms am Strommarkt erzielen könnte. Trifft diese Prämisse nicht oder nicht mehr zu, so kehrt sich die Förderung gewissermaßen ins Gegenteil um: Bei Verträgen mit fester Einspeisevergütung kann EDF OA den von der EE-Anlage erzeugten Strom zu einem unter dem Marktpreis liegenden Preis einkaufen und mit Gewinn weiterveräußern. Bei einem Marktprämienvertrag hat der Betreiber den über den Referenztarif hinausgehenden Mehrerlös in Form der sog. negativen Marktprämie an EDF OA auszukehren.

Da bei keinem der beiden Vertragstypen ein zeitweises Aussetzen des Fördertarifs oder, wie im EEG, ein Hin- und Herwechseln zwischen verschiedenen Vermarktungsformen zulässig ist, kann der Betreiber diese Konsequenz nur durch eine endgültige Kündigung vermeiden.

Die auf diese Weise an EDF OA zurückfließenden Förderleistungen führen wiederum dazu, dass die vom Staat im Rahmen der Wahrnehmung der öffentlichen Aufgaben durch EDF zu erstattenden Kosten (*charges de service public de l'énergie*) reduziert werden bzw. sogar einen negativen Wert annehmen; im Endeffekt bedeutet dies für den Staatshaushalt, dass anstelle von Ausgaben in Form von Förderleistungen Einnahmen generiert werden, die in dieser Form nicht im Budget vorgesehen waren.

Dabei kann es sich um erhebliche Beträge handeln. In dem bereits zitierten Beschluss der Regulierungsbehörde CRE vom 13. Juli 2022 sind die für die Jahre 2022 und 2023 auf diesem Weg für den Staatshaushalt generierten Einnahmen auf einen Gesamtbetrag von 8,6 Milliarden Euro veranschlagt, wovon der Großteil mit 7,6 Milliarden Euro auf Onshore-Windparks entfällt. Nach der aktualisierten Schätzung der CRE vom 3. November 2022 wird für die Jahre 2022 und 2023 von einem Gesamtbetrag von 30,9 Milliarden Euro ausgegangen, wovon 21,7 Milliarden Euro auf Onshore-Windparks entfallen. Dabei gingen die Schätzungen der CRE noch ein Jahr zuvor davon aus, dass für den Energiesektor allein für das Jahr 2022 staatliche Förderleistungen von insgesamt 8,8 Milliarden Euro anfallen würden, wovon 58 % für die Förderung von PV-Anlagen und Onshore-Windparks auf dem französischen Festland veranschlagt wurden¹¹.

In ihrem Beschluss vom 3. November 2022 beziffert die CRE den Einnahmeausfall für den Staatshaushalt aufgrund der bis Ende September 2022 erklärten vorzeitigen Kündigungen von Fördertarifen bereits auf 6 bis 7 Milliarden Euro.

III.2 Korrekturmaßnahmen

Auf die veränderte Marktsituation hat die französische Regierung in mehreren Schritten reagiert.

III.2.1 Abschaffung der Deckelung negativer Marktprämien für neue Marktprämienverträge

Die erste von der französischen Regierung ergriffene Maßnahme betraf die Begrenzung der aus negativen Marktprämien resultierende Rückzahlungspflicht der Betreiber. Wie bereits in Ziffer I. dargelegt, sind Betreiber, deren Anlage über einen Marktprämienvertrag gefördert wird, zur Auskehrung des Mehr- oder Übererlöses verpflichtet, den sie erzielen, wenn während einer Abrechnungsperiode der durchschnittliche Marktpreis, der dem Betreiber im Rahmen des abgeschlossenen Direktvermarktungsvertrags vergütet wird, über dem Fördertarif liegt (negative Marktprämie).

¹¹ CRE 2022, *Délibération n° 2021-230* ([Link](#), auf Französisch).

Für die im Rahmen der Open-Window-Fördererlasse, wie z.B. des für bestimmte Onshore-Windparks geltenden Tariferlasses „CR17“¹² abgeschlossenen Marktprämienverträge galt ursprünglich jedoch eine wichtige Einschränkung: So war nach Artikel R.314-49 des französischen Energiegesetzbuchs diese Rückzahlungspflicht der Höhe nach begrenzt, und zwar auf den Betrag der bis zum jeweiligen Abrechnungszeitpunkt, vom Betreiber in Form positiver Marktprämien erhaltenen Förderung.

Für darüber hinaus anfallende negative Marktprämien galten wiederum unterschiedliche Regelungen¹³. Sofern die anwendbaren Vertragsbedingungen einen Vortrag negativer Marktprämien vorsahen¹⁴, musste der Betreiber den entsprechenden Betrag nicht unmittelbar an EDF auskehren, sondern nur eine Gutschrift an EDF ausstellen. Falls dann zu einem späteren Zeitpunkt wieder positive Marktprämien anfielen, wurden diese zunächst gegen die noch offenen Gutschriften verrechnet, bevor der Betreiber wieder Anspruch auf Auszahlung der positiven Marktprämien hatte. War dagegen in den anwendbaren Vertragsbedingungen kein Vortrag negativer Marktprämien vorgesehen, so erfolgte eine solche Gutschrift nicht. Die daraus resultierenden Mehrerlöse gegenüber dem Referenztarif verblieben damit endgültig dem Betreiber.

Durch Art. 2, II., 9° des [Dekrets](#) Nr. 2021-1691 vom 17. Dezember 2021 ist diese Deckelungsregel aus Artikel R.314-49 des französischen Energiegesetzbuchs wieder gestrichen worden. Die allgemeinen Vertragsbedingungen der im Rahmen der Tariferlasse ab dem 19. Dezember 2021 abgeschlossenen Marktprämienverträge sind entsprechend angepasst worden. Die dem französischen Umweltministerium zugeordnete Generaldirektion für Energie und Klima (*Direction générale de l'énergie et du climat*, DGEC) hat jedoch am 5. Februar 2023 eine Verwaltungsanweisung an EDF OA zur Umsetzung der in Art. 38 LFR 2022 getroffenen Regelungen gerichtet¹⁵, nach der der Wegfall der Deckelungsregelung auch für Verträge gelten soll, die zwar noch vor dem Inkrafttreten des Dekrets unterzeichnet, aber erst danach in Kraft gesetzt worden sind. Dies hat zur Folge, dass der Betreiber einer davon betroffenen EE-Anlage nunmehr unbegrenzt zur Auskehrung anfallender negativer Marktprämien verpflichtet ist und nicht nur - wie bisher - bis zum Betrag der bis dahin erhaltenen positiven Marktprämien.

Wirtschaftlich bedeutet dies, dass sämtliche aus einem über dem Referenztarif des jeweiligen Marktprämienvertrags liegenden Marktpreis resultierenden Übererlöse von EDF OA unbegrenzt abgeschöpft werden.

Auch für die im Rahmen der ersten „CRE4“-Ausschreibungsperioden bezuschlagten EE-Anlagen sahen die anwendbaren Lastenhefte und Vertragsbedingungen eine mit der Bestimmung des R.314-49 des französischen Energiegesetzbuchs identische Deckelungsregel vor, die allerdings dort bereits in den späteren Ausschreibungsperioden gestrichen wurde.

III.2.2 Rückwirkende Abschaffung der Deckelung negativer Marktprämien für ältere Marktprämienverträge

In einem zweiten Schritt wurde die Deckelung negativer Marktprämien von der französischen Regierung auch für sämtliche vor dem 19. Dezember 2021 in Kraft getretenen Marktprämienverträge außer Kraft gesetzt.

Dies erfolgte zunächst durch eine an EDF OA im Frühjahr 2022 gerichtete Verwaltungsanweisung der DGEC. Danach sollte EDF OA wenigstens für den Zeitraum von April - Dezember 2022 die Deckelungsregelung bei allen mit einem Marktprämienvertrag geförderten Anlagen aussetzen.

Eine Rechtsgrundlage für die Aussetzung der Deckelungsregelung wurde dann durch Artikel 38 des am 16. August 2022 verabschiedeten 1. Nachtragsgesetzes zum Haushaltsgesetz 2022 (*Loi n° 2022-1157 du 16 août 2022 de finances rectificative pour 2022*, LFR 2022)¹⁶ geschaffen; die neue Regelung gilt mit Rückwirkung zum 1. Januar 2022 und ohne

¹² Die aktuelle Fassung des Erlasses findet sich unter diesem [Link](#) (auf Französisch).

¹³ Eine Übersichtstabelle mit den je nach Tarif für die Behandlung negativer Marktprämien geltenden Regelungen („keine Deckelung“, „Deckelung mit Vortrag“ oder „Deckelung ohne Vortrag“) ist auf der [Webseite von EDF OA](#) veröffentlicht worden (auf Französisch).

¹⁴ So etwa bei dem Onshore-Windtarif nach dem bereits zitierten Fördererlass „CR17“.

¹⁵ Der Text der Verwaltungsanweisung findet sich [hier](#) (auf Französisch).

¹⁶ Siehe: [Loi n° 2022-1157 du 16 août 2022 de finances rectificative pour 2022](#) (auf Französisch).

zeitliche Begrenzung. Sie differenziert zwischen den für den Betreiber einer EE-Anlage bei Abschluss des Marktprämienvertrags objektiv, d.h. aufgrund der zu diesem Zeitpunkt als realistisch angesehenen Strompreismodelle, erwartbaren Übererlösen und den Übererlösen, welche auf einer bei Vertragsabschluss objektiv nicht vorhersehbaren Marktentwicklung beruhen. Während für erstere, wie bisher, die Rückzahlungspflicht des Betreibers durch den Betrag der zuvor erhaltenen positiven Marktprämien begrenzt sein soll, werden letztere als wirtschaftlich nicht gerechtfertigte Zufallsgewinne¹⁷ angesehen und müssen vom Betreiber unbegrenzt ausgekehrt werden.

Entscheidend ist danach die Bestimmung des Grenzwerts, ab dem die Entwicklung des Marktpreises im Sinne dieser Regelung als objektiv nicht mehr vorhersehbar angesehen wird. Hierfür ist durch Artikel 38 Abschnitt 2, 1° LFR ein sog. Schwellenpreis (*prix seuil*) eingeführt worden, dessen konkreter Betrag allerdings erst durch einen gemeinsamen Erlass des Umwelt- und des Finanzministeriums festgelegt wurde. Dessen Veröffentlichung erfolgte am 28. Dezember 2022¹⁸; danach beträgt der Schwellenpreis für das Jahr 2022 44,78 EUR/MWh und soll bis zum Jahr 2042 sukzessive auf zuletzt 66,55 EUR/MWh ansteigen.

Jahr	Schwellenpreis (EUR/MWh)	Jahr	Schwellenpreis (EUR/MWh)
2022	44,78	2033	55,68
2023	45,68	2034	56,80
2024	45,59	2035	57,93
2025	47,53	2036	59,09
2026	48,48	2037	60,27
2027	49,45	2038	61,48
2028	50,43	2039	62,71
2029	51,44	2040	63,96
2030	52,47	2041	65,24
2031	53,52	2042	66,55
2032	54,59		

Tabelle 2: Festlegung der nach Art. 38 Abs. 2, 1° LFR 2022 maßgeblichen Schwellenpreise

Dabei liegen jedoch die Referenztarife für die hier in erster Linie betroffenen Marktprämienverträge für Onshore-Windparks und PV-Anlagen praktisch durchgehend über 60 EUR/MWh; so beträgt etwa der Referenztarif für nach dem Tarifierlass „CR17“ geförderte Onshore-Windparks zwischen 72 und 74 EUR/MWh. Solange der sog. Schwellenpreis aber noch unter dem jeweiligen Referenztarif liegt, entfällt nach Artikel 38 Absatz 2, 1° LFR 2022 die bisherige Deckelung der Rückzahlungspflicht des Betreibers aufgrund negativer Marktprämien für den gesamten „Übererlös“ und nicht nur für einen Teil davon.

Tatsächlich findet die vom Gesetzgeber gewollte Differenzierung zwischen „erwartbaren“ und „nicht erwartbaren“ Übererlösen damit jedenfalls bis auf weiteres nicht statt, so dass ein Betreiber dazu verpflichtet bleibt, die Übererlöse vollständig an EDF OA auszukehren. Insofern wird hier auf eine detailliertere Darstellung der Funktionsweise dieser differenzierten Deckelungsregelung bewusst verzichtet.

In praktischer Hinsicht wird der rückwirkende Wegfall der Deckelungsregel zu potentiell erheblichen Nachforderungen durch EDF OA führen; diese betreffen negative Marktprämien, die aufgrund der zum Abrechnungszeitpunkt noch geltenden Deckelungsregel von Betreibern nicht auszukehren waren, nun aber nachträglich zur Zahlung fällig werden. EDF OA hat angekündigt, dass diese bis Ende April 2023 von den betroffenen Betreibern durch Ausstellung einer Gutschrift („*avoir de rattrapage*“) abzurechnen und die Gutschriftsbeträge bis Ende Mai 2023 an EDF OA zu zahlen sind¹⁹.

¹⁷ In den Beschlüssen der CRE wird hierfür regelmäßig der Begriff des „*effet d'aubaine*“ verwendet (wörtlich: Glücksfall, Segen, im übertragenen Sinn auch Mitnahmeeffekt).

¹⁸ Der Erlass (*Arrêté prix seuil*) findet sich unter diesem [Link](#) (auf Französisch).

¹⁹ Eine detaillierte Darstellung des Verfahrens findet sich in den Materialien eines am 8. März 2023 hierzu veranstalteten Webinars von EDF-OA, welche [hier](#) eingesehen werden können (auf Französisch).

Anzumerken ist schließlich, dass sowohl Verbände (*France Énergie Éolienne, Syndicat des énergies renouvelables*) als auch eine Reihe von Anlagenbetreiber Klagen vor dem *Conseil d'État*, dem höchsten französischen Verwaltungsgericht, eingereicht haben mit dem Ziel der Aufhebung des Erlasses am 28. Dezember 2022 (*Arrêté prix seuil*). Im Rahmen dieser Verfahren wird auch die Vereinbarkeit des Erlasses sowohl mit der französischen Verfassung als auch mit EU-Recht in Frage gestellt. Dies wird voraussichtlich zu Vorlagefragen an das französische Verfassungsgericht (*Conseil constitutionnel*) und den Europäischen Gerichtshof führen.

III.2.3 Wegfall der Anrechnung negativer Marktprämien auf die Kündigungsentschädigung

Eine weitere ebenfalls durch Artikel 38 LFR 2022 eingeführte Änderung betrifft die Anrechnung der vom Betreiber als negative Marktprämien an EDF OA ausgekehrten Beträge auf die bei vorzeitiger Vertragskündigung anfallende Kündigungsentschädigung.

Wie in Ziffer I.2 ausgeführt, hat der Betreiber bei einer vorzeitigen Kündigung eines Marktprämienvertrags eine Entschädigung zu zahlen, die wirtschaftlich dem Betrag der dem Betreiber bis zur Kündigung in Form der Marktprämie gewährten Förderung entspricht. Dabei werden die vom Betreiber als negative Marktprämien an EDF OA ausgekehrten Beträge in Abzug gebracht. Die Entschädigung entspricht also dem Betrag der für die EE-Anlage erhaltenen Netto-Förderung.

Nach Artikel 38 Abs. 2, 2°, b), letzter Satz LFR 2022 werden nun - ebenfalls rückwirkend ab dem 1. Januar 2022 - die als negative Marktprämien auszukehrnden Übererlöse auch nicht mehr auf den Betrag der Kündigungsentschädigung angerechnet, soweit die Voraussetzungen für den Wegfall der bisherigen Deckelungsregelung vorliegen. Damit reduziert sich die Kündigungsentschädigung anders als nach der bisher geltenden Regelung nicht mehr, selbst wenn der Betreiber unter Umständen aufgrund der stark gestiegenen Marktpreise und des Wegfalls der Deckelung hinsichtlich der negativen Marktprämien bereits ein Mehrfaches der von ihm während der Perioden mit unter dem Referenztarif

liegenden Marktpreisen erhaltenen Förderung an EDF OA ausgekehrt hat.

Folgende Rechnung mag den kombinierten Effekt der durch Artikel 38 LFR 2022 erfolgten Änderungen am Beispiel eines fiktiven Onshore-Windparks mit einem CR17-Marktprämienvertrag verdeutlichen (Inbetriebnahme der Anlage bzw. Aktivierung des Marktprämienvertrags: 1. Januar 2020; die Begrenzung der Markterlöse durch das Haushaltsgesetz 2023 ist hier noch nicht berücksichtigt):

Jahr	Jahresproduktion (in MWh)	Referenztarif T ₀ (€/MWh)	durchschnittlicher Marktpreis (Jahr) (€/MWh)	durchschnittliche Marktprämie (Jahr) (€/MWh)	Gesamtbetrag Marktprämie (Jahr)	Kumulierte Marktprämie	Gesamterlös Betreiber (Direktvermarktung + Marktprämie)	Kündigungsentschädigung
2020	30000	72	50	22	660.000,00 €	660.000,00 €	2.160.000,00 €	660.000,00 €
2021	30000	72	60	12	360.000,00 €	1.020.000,00 €	2.160.000,00 €	1.020.000,00 €
2022	30000	72	80	-8	-240.000,00 €	780.000,00 €	2.160.000,00 €	780.000,00 €
2023	30000	72	120	-48	-780.000,00 €	0,00 €	2.820.000,00 €	0,00 €

Abbildung 3a: Negative Marktprämien und Kündigungsentschädigung nach bisheriger Rechtslage

Jahr	Jahresproduktion (in MWh)	Referenztarif T ₀ (€/MWh)	durchschnittlicher Marktpreis (Jahr) (€/MWh)	durchschnittliche Marktprämie (Jahr) (€/MWh)	Gesamtbetrag Marktprämie (Jahr)	Kumulierte Marktprämie	Gesamterlös Betreiber (Direktvermarktung + Marktprämie)	Kündigungsschädigung
2020	30000	72	50	22	660.000,00 €	660.000,00 €	2.160.000,00 €	660.000,00 €
2021	30000	72	60	12	360.000,00 €	1.020.000,00 €	2.160.000,00 €	1.020.000,00 €
2022	30000	72	80	-8	-240.000,00 €	780.000,00 €	2.160.000,00 €	1.020.000,00 €
2023	30000	72	120	-48	-1.440.000,00 €	-660.000,00 €	2.160.000,00 €	1.020.000,00 €

Abbildung 3b: Negative Marktprämien und Kündigungsschädigung aufgrund der Änderungen durch Artikel 38 LFR 2022

Artikel 38 LFR 2022 gilt ausdrücklich nur für Marktprämienverträge, die eine Begrenzung der vom Betreiber als negative Marktprämien auszukehrenden Beträge vorsehen. Wie bereits in Ziffer III.2 ausgeführt, wurde diese Deckungsregelung jedoch schon vor Inkrafttreten des Art. 38 LFR 2022 für eine Reihe von Marktprämienverträgen abgeschafft. Nach dem Wortlaut des Gesetzes sind bei diesen Verträgen daher weiterhin die vom Betreiber als negative Marktprämien abgeführten Beträge auf die Kündigungsschädigung anzurechnen.

Aufgrund der bereits zitierten Verwaltungsanweisung der DGEC an EDF OA vom 8. Februar 2023 zur Umsetzung der in Art. 38 LFR 2022 getroffenen Regelungen²⁰ (dort Ziff. 5 Buchstabe d.) waren zwischenzeitlich Zweifel an der Nichtanrechnung negativer Marktprämien auf die Kündigungsschädigung bei von Art. 38 LFR 2022 betroffenen Marktprämienverträgen entstanden. Mittlerweile hat EDF OA jedoch klargestellt, dass man dort diese Zweifel nicht teilt²¹. Jedenfalls bis auf weiteres wird EDF OA also bei einer betreiberseitigen Kündigung die vom Betreiber an EDF OA erstatteten negativen Marktprämien auf eine eventuelle Kündigungsschädigung nicht anrechnen.

Ebenfalls abzuwarten bleibt, wie die sich aus der Rückwirkung dieser Regelung ergebenden Fragen gelöst werden können. Zwar dürfte die ganz überwiegende Mehrzahl der seit Anfang 2022 von EDF OA verzeichneten betreiberseitigen Kündigungen Verträge mit älteren Tarifen (d.h. mit fester Einspeisevergütung und der Möglichkeit zur entschädigungslosen Kündigung durch den Betreiber) und nur noch begrenzter Restlaufzeit betreffen. Nachforderungen seitens EDF OA aufgrund einer in Anwendung des Artikel 38 LFR 2022 neu berechneten Kündigungsschädigung dürften also praktisch kaum relevant werden.

III.3 Maßnahmen aufgrund der EU-Verordnung 2022/1854 des Rates vom 6. Oktober 2022 – Begrenzung der Markterlöse

- Die Regelung betrifft nur Anlagen auf dem europäischen Teil des französischen Staatsgebiets, nicht Anlagen in den französischen Überseegebieten und -départements.
- Bestimmte Anlagentypen sind ausgenommen (technologie- und größenabhängig); Onshore-Windparks sowie PV-Freiflächen- und Aufdachanlagen fallen jedoch nicht unter diese Ausnahmen.
- Die Sonderabgabe wird auf 90 % der über dem Grenzwert liegenden Markterlöse erhoben.
- Nicht als Markterlöse im Sinne dieser Regelung gelten die Einnahmen, die durch eine Anlage generiert werden, für die ein Einspeise- oder Marktprämienvertrag gem. Artikel L. 121-7 des französischen Energiegesetzbuchs abgeschlossen worden ist.
- Diese Ausnahme gilt ausdrücklich auch für Einnahmen, die zwischen der (technischen) Inbetriebnahme einer EE-Anlage und der Aktivierung des Fördertarifs generiert werden, sofern dieser Aufschub bei der Aktivierung des Fördertarifs zugelassen worden ist.
- Der Grenzwert, jenseits dessen Markterlöse wie beschrieben über eine Sonderabgabe abgeschöpft werden, ist in Artikel 54, IV., D., 1. LDF 2023 je nach Anlagentyp und -größe bzw. Produktionskapazität definiert. Für

²⁰ Vgl. oben III 1. b) mit Fußnote 15.

²¹ Vgl. dazu die bereits weiter oben (Fußnote 19) zitierten Materialien zu dem von EDF-OA am 8. März 2023 veranstalteten Webinar, insbesondere der „Foire aux questions“ (dort im Abschnitt „Résiliations / échéance naturelle“).



Windparks und PV-Anlagen beträgt der Grenzwert 100 EUR/MWh; bei Wasserkraftanlagen beläuft er sich je nach Produktionskapazität auf 80 bis 140 EUR/MWh.

- Wichtig: die Sonderabgabe fällt an für Markterlöse, die ab dem 1. Juli 2022 erzielt worden sind. Die Abschöpfung erfolgt insoweit rückwirkend für das komplette zweite Halbjahr des Jahres 2022. Eine solche rückwirkende Anwendung der „Strompreisbremse“ ist den Mitgliedsstaaten nach der EU-Verordnung 2022/1854 nicht vorgeschrieben.
- Die Sonderabgabe ist aktuell begrenzt auf den zum 31. Dezember 2023 endenden Besteuerungszeitraum; je nach Entwicklung der Marktpreise ist eine Verlängerung über das Jahresende hinaus nicht auszuschließen.

Anlagenbetreiber, die ihren Fördertarif bereits im vergangenen Jahr gekündigt haben, müssen sich nun darauf einstellen, dass ihnen unter Umständen der größte Teil des aufgrund der Kündigung erwarteten zusätzlichen Gewinns entzogen wird.