



Office franco-allemand pour la transition énergétique
Deutsch-französisches Büro für die Energiewende

Neuordnung der Fördermechanismen für erneuerbare Energien in Frankreich

Stand: Februar 2017

MEMO

März 2017



Autor: Antoine Chapon, DFBEW
antoine.chapon@developpement-durable.gouv.fr

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Gefördert durch:



Ministère
de l'Environnement,
de l'Énergie
et de la Mer



Disclaimer

Der vorliegende Text wurde durch das Deutsch-französische Büro für die Energiewende (DFBEW) verfasst. 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.



I. Juristische Grundlagen für die Einführung der Direktvermarktung in Frankreich

Am 17. August 2015 wurde das **Gesetz für die Energiewende und grünes Wachstum** (*Loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte*) verabschiedet, mithilfe dessen die französische Regierung in Übereinstimmung mit den aktuellen [Umwelt- und Energiebeihilferichtlinien der Europäischen Kommission](#) (siehe nachfolgenden „Fokus“) neue Fördermechanismen einführt.

Bisher sah der geltende Rechtsrahmen in Frankreich vor, dass Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen je nach Technologie eine feste Einspeisevergütung über einen Zeitraum von 10 bis 20 Jahren erhalten. Nach einer einjährigen Konsultationsphase des französischen Ministeriums für Umwelt, Energie und Meeresangelegenheiten (MEEM), beginnend im Jahr 2014, wurde das Prinzip der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen mit einer Förderung durch eine gleitende Marktprämie, die zusätzlich zum Marktpreis ausgeschüttet werden soll, festgelegt. Diese Regelung wird für neue Großanlagen, die reife Technologien verwenden, Pflicht.

[Artikel 104](#) des Energiewendegesetzes (auf Französisch) schafft die Rechtsgrundlagen für die Einführung der Direktvermarktung mit gleitender Marktprämie (*complément de rémunération*) für erneuerbare Energien in Frankreich. Konkret wurde durch diesen Artikel im legislativen Teil des französischen Energiegesetzbuches (*Code de l'énergie*) ein neuer Paragraph mit dem Titel „Die Marktprämie“ (Artikel L. 314-18 bis L. 314-27) eingeführt. Dieser Abschnitt legt die Grundprinzipien des neuen Fördermechanismus fest.

Das Gesetz wurde durch **drei Verordnungen** ergänzt, mit dessen Hilfe der verwaltungsrechtliche Teil des Energiegesetzbuches zu den Fördermechanismen für erneuerbare Energien neu gefasst wurde.

- Die [Verordnung Nr. 2016-682](#) vom 27. Mai 2016 (auf Französisch) legt die konkreten Umsetzungsmodalitäten der Direktvermarktung mit Marktprämie fest.
- Die [Verordnung Nr. 2016-691](#) vom 28. Mai 2016 (auf Französisch) enthält die Liste der mit einer gleitenden Marktprämie vergütungsfähigen Anlagen.
- Schließlich setzt die [Verordnung Nr. 2016-1726](#) vom 14. Dezember 2016 (auf Französisch) die Modalitäten zur Kontrolle der geförderten Anlagen und zur vorübergehenden Aussetzung, beziehungsweise Aufhebung, des Stromabnahmevertrages.

Darüber hinaus definieren **technologiespezifische Erlasse** die konkreten Umsetzungsmodalitäten, wie zum Beispiel die Vertragsdauer oder die Höhe von Referenztarif und Managementprämie. Es wurde bereits jeweils ein Tariferlass für Wasserkraftwerke unter 1 MW Leistung, Biogasanlagen mit einer Leistung von 500 kW - 12 MW, Geothermie-Anlagen, Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) mit einer Leistung von unter 1 MW und Windkraftanlagen, die im Laufe des Jahres 2016 einen Antrag auf Einspeisevergütung beziehungsweise auf Marktprämie gestellt haben, herausgegeben. Für Müllverbrennungsanlagen zur Stromerzeugung, Biogasanlagen (Substrat: Abwasser) und Biogasanlagen (Substrat: nicht gefährliche Abfälle) wurde jeweils ein Tariferlassentwurf der französischen Energieregulierungsbehörde (*Commission de régulation de l'énergie*, CRE) zur Stellungnahme übermittelt. Im Anhang ist eine Übersicht der Tariferlasse, die entweder veröffentlicht wurden oder sich noch in der Entwurfsphase befinden, angegeben. Für diejenigen Technologien, die **künftig nur durch Ausschreibungen vergütet werden**, wozu Biomasseanlagen oder Photovoltaikanlagen mit mehr als 100 kW_p zählen, sollen die Anwendungsmodalitäten der Direktvermarktung **direkt im Lastenheft** der Ausschreibung definiert werden¹.

¹ Die Übersicht der eingeführten Ausschreibungen ist ebenfalls im Anhang zu sehen.



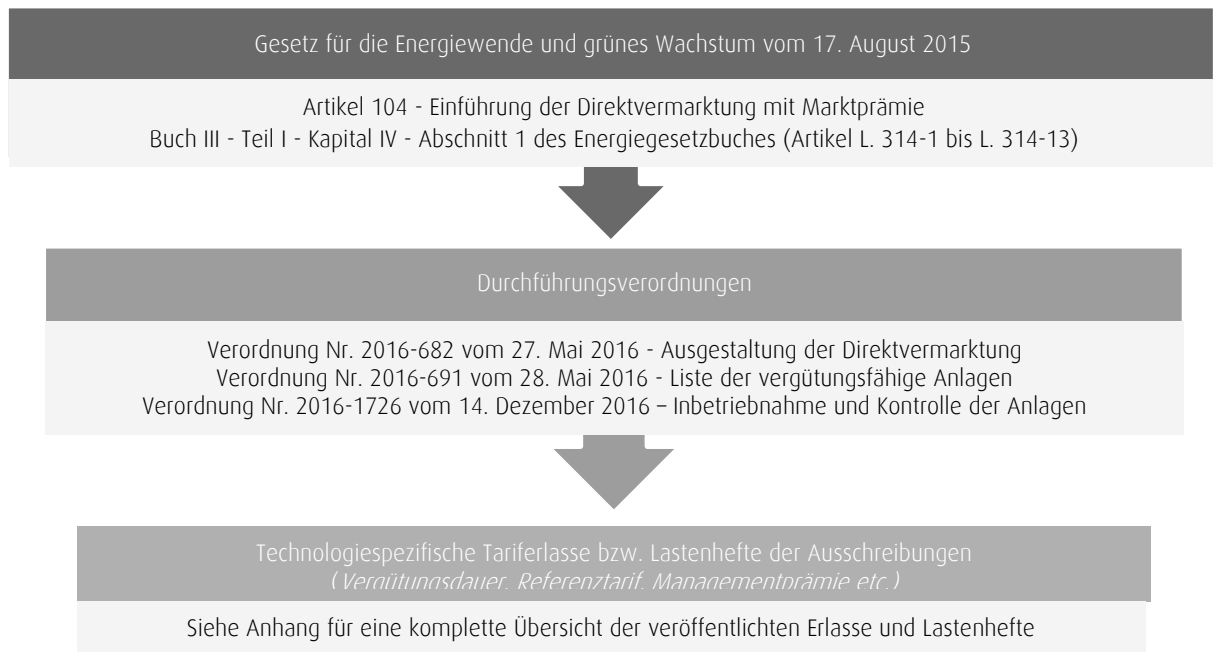


Abbildung 1 – Juristische Grundlagen für die Einführung der Direktvermarktung mit Marktprämie in Frankreich
Grafik: DFBEW

Die EU Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014 – 2020

Die Leitlinien sind Mitteilungen der Europäischen Kommission, die an sich keine verbindliche Rechtswirkung besitzen, aber von entscheidender Bedeutung sind, da sie diejenigen Kriterien enthalten, auf die sich die Kommission bei der Entscheidung, ob eine Beihilferegulierung mit dem Binnenmarkt vereinbar ist, stützt. Die Fördermechanismen für erneuerbare Energien müssen bei der Kommission notifiziert und genehmigt werden.

Diese [Leitlinien für Umweltschutz](#) wurden am 28. Juni 2014 veröffentlicht und zielen darauf ab, einen Rechtsrahmen für den Ausbau der erneuerbaren Energien festzulegen. Unter anderem legen diese Leitlinien für Neuanlagen folgende Regeln fest:

- Seit 1. Januar 2016 ist der Strom aus erneuerbaren Quellen von Anlagen mit einer installierten Leistung von über 500 kW und von Windparks über 3 MW oder 3 Erzeugungseinheiten direkt auf den Märkten zu verkaufen. Die Förderung wird „als Prämie zusätzlich zu dem Marktpreis gewährt“. Für Anlagen einer Kapazität unterhalb der aufgeführten Leistungsgrenzen gilt weiterhin die Einspeisevergütung.
- Die Leitlinien legen Wert darauf, dass Betreiber keinen Anreiz zur Erzeugung von Strom bei negativen Preisen erhalten.
- Ab 1. Januar 2017 muss die Förderung für Anlagen über 1 MW und Windparks über 6 Erzeugungseinheiten (höchstens 18 MW insgesamt) über Ausschreibungen ermittelt werden.
- Grundsätzlich müssen verschiedene Technologien unter denselben Bedingungen teilnehmen können, im Rahmen von sog. „technologisch neutralen Ausschreibungen“. Allerdings wurden Ausnahmen und Abweichungen zu dieser Regelung in den Leitlinien vorgesehen.

Für weiterführende Informationen zu diesem Thema steht den Mitgliedern des DFBEW das Hintergrundpapier des DFBEW zum Thema „[Die erneuerbaren Energien im EU-Recht](#)“ (September 2016) zur Verfügung.



II. Verschiedene Fördermechanismen je nach Anlagenkategorie

II.1. Neuanlagen mit Einspeisevergütung (FIT)

Im Artikel D. 314-16 des Energiegesetzbuches (Verordnung Nr. 2016-691 zu den vergütungsfähigen Anlagen) sind diejenigen Neuanlagen aufgelistet, die künftig **weiterhin mit einer festen Einspeisevergütung vergütet werden können**. Zu diesen Anlagen gehören:

- Wasserkraftwerke mit einer Leistung ≤ 500 kW;
- Photovoltaik-Aufdachanlagen mit einer installierten Leistung ≤ 100 kW_p und Photovoltaikanlagen zwischen 100 kW_p und 500 kW_p nach Teilnahme in einer Ausschreibung im *Pay-as-bid-Verfahren*;
- Biogasprojekte ≤ 500 kW; ausgenommen sind hierbei nicht an das Stromnetz des französischen Festlands angeschlossene Inseln und Überseegebiete (*Zones Non Inter-connectées, ZNI*), in denen die Obergrenze bei 12 MW liegt;
- die im Rahmen von Projektausschreibungen geförderten schwimmenden Windenergieanlagen oder andere erneuerbare Meeresenergien;
- kleine Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) ≤ 300 kW

II.2. Neuanlagen in der Direktvermarktung (FIP)

Entsprechend Artikel D. 314-23 des Energiegesetzbuches (Verordnung Nr. 2016-691) werden folgende Neuanlagen künftig **mit einer gleitenden Marktprämie vergütet**:

- Wasserkraftwerke > 500 kW
- Windkraftanlagen an Land²
- Biogasanlagen auf dem französischen Festland mit einer Leistung zwischen 500 kW und 12 MW
- feststehende Offshore-Windenergieanlagen
- Photovoltaikanlagen > 500 kW_p
- KWK-Anlagen zwischen 300 kW und 1 MW
- Biomasseprojekte über 300 kW
- Geothermie-Anlagen

Während für bestimmte Technologien die Höhe des Referenztarifs und der Managementprämie in Tariferlassen definiert sind, werden für andere Anlagenkategorien die Förderung künftig nur durch Ausschreibungen gewährt werden (siehe Abbildung 2).

II.3. Wechselmöglichkeiten für Bestandsanlagen

Laut Artikel R. 314-29 des Energiegesetzbuches (Verordnung Nr. 2016-682) können Anlagen der in der Verordnung genannten Technologien vom jeweiligen Einspeisevergütungsmodell zur Direktvermarktung mit Marktprämie wechseln. Nachdem sie dies **einmal** vollzogen haben, können die Anlagen **nur innerhalb einer in den spezifischen Tariferlassen definierten Frist von maximal 3 Jahren** zurück zur Einspeisevergütung wechseln. Die konkreten Modalitäten der Wechselmöglichkeiten für Bestandsanlagen sollen in einem spezifischen Erlass festgelegt werden.

² Der Erlass vom 13. Dezember 2016 organisiert den Übergang in die Direktvermarktung für Windkraftanlagen, die im Jahr 2016 einen Antrag auf Einspeisevergütung gestellt hatten bzw. vor dem 31. Dezember 2016 einen Antrag auf Inanspruchnahme dieses Marktprämienerlasses 2016 stellen. Ab 2017 sollen laut einer [Pressemitteilung](#) (auf Französisch) des französischen Umweltministeriums einen Tariferlass für die Direktvermarktung mit Marktprämie für Windparks bis sechs Windenergieanlagen und Ausschreibungen für Windparks ab sieben Windenergieanlagen gelten.

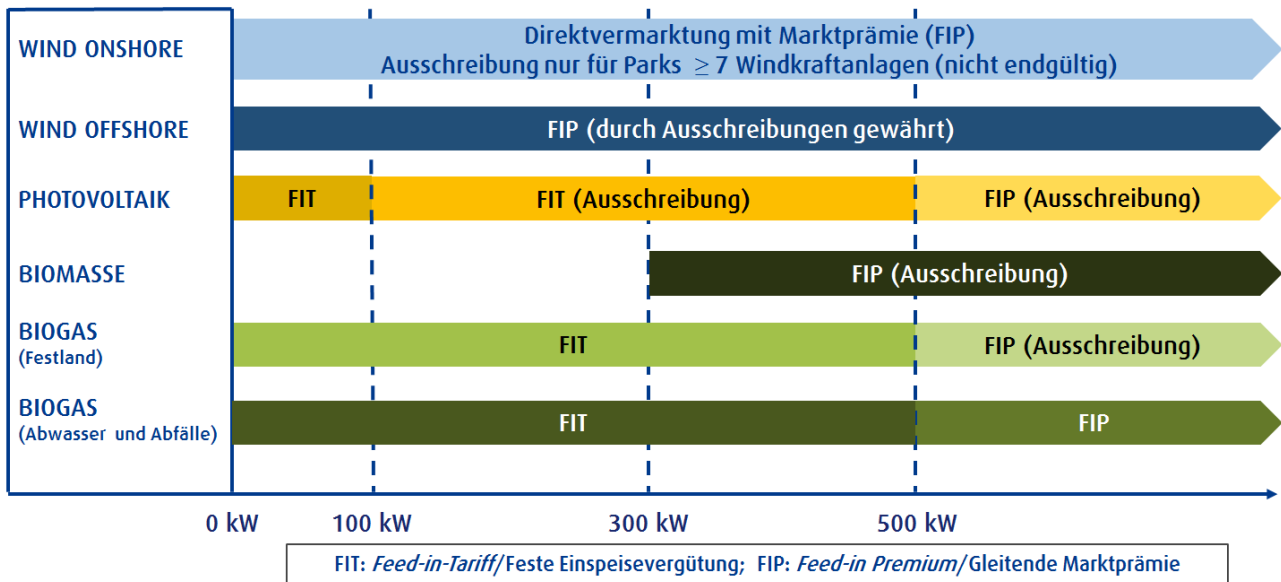


Abbildung 2 – Zusammenfassung der Fördermechanismen für Neuanlagen in Frankreich (ausgewählte Technologien)
Grafik: DFBEW; Daten: Verordnungen [Nr. 2016-82](#) & [Nr. 2016-691](#) (auf Französisch)

III. Struktur der Direktvermarktung

Nachfolgend wird nur die generelle Ausgestaltung der Direktvermarktung mit Marktprämie auf Basis der Verordnung Nr. 2016-682 vom 27. Mai 2016 beschrieben. Technologiespezifische Elemente, wie die Vergütungsdauer, die Höhe der Referenztarife oder der Managementprämien sind im Anhang im Detail aufgeführt.

III.1. Ausgestaltung der Direktvermarktung mit Marktprämie

Die Betreiber der Anlagen, bzw. die durch diese damit beauftragten Direktvermarkter, veräußern die erzeugten Mengen an Strom direkt am Markt. Zusätzlich zu den Einnahmen aus der Direktvermarktung erhalten sie eine sogenannte „gleitende“ Marktprämie, die dem Delta zwischen dem technologiespezifischen Referenztarif und einem nachträglich ermittelten, durchschnittlichen Referenzbörsenpreis entspricht. Wie bei der deutschen Direktvermarktung auch, bietet das Marktprämienmodell den Betreibern die Möglichkeit, Einnahmen durch gezielte Verkaufstaktiken gegenüber der festen Einspeisevergütung zu maximieren. Die Erlöse aus dem Kapazitätsmarkt, der Anfang 2017 in Kraft getreten ist, werden von der Marktprämie abgezogen. Die Funktionsweise des Modells ist in **Abbildung 3** dokumentiert.

Falls nicht explizit anders erwähnt, stammen die nachfolgend zitierten Artikel aus dem Energiegesetzbuch, die durch die Verordnung Nr. 2016-682 geschaffen wurden.

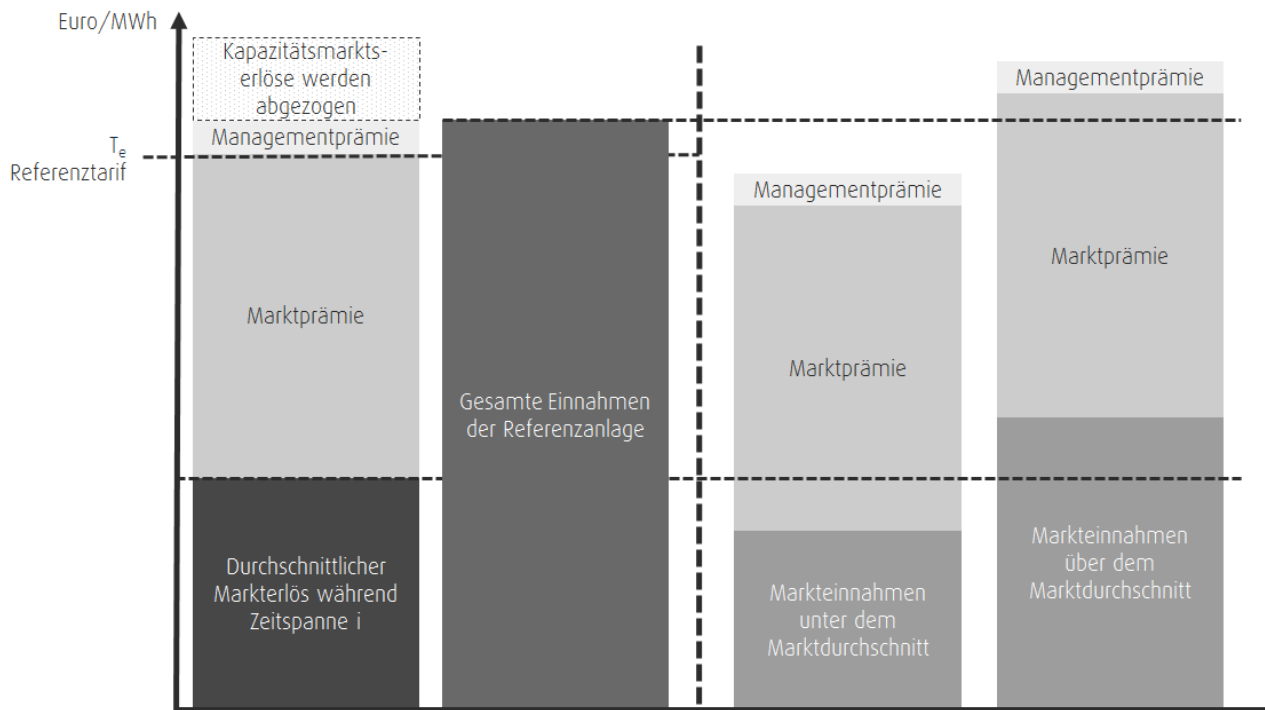


Abbildung 3 – Ausgestaltung der Direktvermarktung mit Marktprämie in Frankreich
Grafik: DFBWEW; Daten: [Verordnung Nr. 2016-682](#) (auf Französisch)

III.2. Komponenten und Berechnung der Marktprämie

In der Verordnung Nr. 2016-682 ist die Marktprämie im Artikel 3 mit folgender Formel definiert. Die einzelnen Elemente der Formel werden in der Folge näher beschrieben.

$$\text{Marktprämie} = \sum_{i=1}^n E_i \cdot (\alpha T_e - M_{0i}) - (N_{\text{kapa}} \times P_{\text{ref kapa}}) + \sum_{i=1}^n E_i \cdot P_{\text{Mgmt}}$$

i	Referenz für die Berechnung des durchschnittlichen Markterlöses. Eine monatliche Referenz ist mit n gleich 12 gegeben und eine jährliche Referenz mit n gleich 1.
E_i	Nettostromerzeugung der Anlage während positiver Spotmarktpreise (einschließlich Null) der Zeitspanne i
α	Degressionsfaktor der Marktprämie
T_e	Referenztarif
M_{0i}	Durchschnittlicher Markterlös während der Zeitspanne i
$(\alpha T_e - M_0)$	Gleitende Marktprämie in Euro pro MWh
N_{kapa}	Anzahl der Kapazitätszertifikate
$P_{\text{ref kapa}}$	Referenzpreis am Kapazitätsmarkt
P_{Mgmt}	Managementprämie



Referenztarif

Der Referenztarif „Te“ ist technologiespezifisch und wird in Euro pro Megawattstunde angegeben. Wie bei der Einspeisevergütung wird eine jährliche indexabhängige Anpassung die Entwicklung der Betriebskosten berücksichtigen. Für manche Technologien werden die Referenztarife *ex ante* in Tariferlassen definiert. Er liegt in diesem Fall auf einem **mit dem der vorherigen Einspeisevergütung vergleichbarem Niveau**. Bei der Festlegung der Tarife muss die durchschnittliche Kostenstruktur einer leistungsfähigen Anlage berücksichtigt werden. Bei der Ausschreibung bietet der Bewerber auf den Referenztarif, der eine „Managementprämie“ einschließt. Zudem wird im Rahmen der Ausschreibungen ein Mindest- und Maximalpreis festgelegt.

Berechnung und Auszahlung der Marktprämie

Die Marktprämie entspricht der Differenz zwischen dem Referenztarif einer bestimmten Technologie und dem durchschnittlichen Markterlös für die mit Hilfe derselben Technologie erzeugte Energie.

Dem Artikel R. 314-18 nach ist dieser Markterlös entweder

1° als **Durchschnitt der positiven Spotmarktpreise (einschließlich Null) auf „Day-ahead“-Basis** während der Zeitspanne *i* (je nach Technologie jährlich, mehrmonatlich oder monatlich), eventuell gewichtet in Abhängigkeit der Stromerzeugung der jeweiligen Technologie. Negative Spotmarktpreise werden bei der Berechnung des Durchschnitts nicht berücksichtigt,

2° als Durchschnitt der Future-Preise am französischen Markt,

3° oder als eine Kombination der Lösungen 1° und 2°

definiert.

Für regelbare Stromerzeugungsquellen wurde eine **saisonale** (KWK-Anlagen) **beziehungsweise jährliche Referenz** (Müllverbrennungsanlagen, kleine Wasserkraftwerke, Biogas- und Biomasseanlagen) beschlossen. Für fluktuierende Stromerzeugungsquellen, wie Photovoltaik und Windenergie, wurde eine monatliche Referenz ausgewählt.

Unabhängig davon, ob eine jährliche, mehrmonatliche oder monatliche Zeitspanne für die Berechnung des Referenzmarkterlöses zur Anwendung kommt, wird die Marktprämie auf Basis von Preisprognosen monatlich ausgezahlt (Artikel R. 314-34). Die CRE veröffentlicht monatlich technologiespezifische Referenzmarkterlöse (Artikel R. 314-46). Auf dieser Grundlage müssen die Anlagenbetreiber ihre monatliche Marktprämie gegenüber *Électricité de France* (EDF)³ in Rechnung stellen. Der Rechnungsbetrag ist innerhalb von 30 Tagen nach Rechnungserhalt von EDF zu bezahlen (Artikel R. 314-48).

Die technologiespezifischen Tariferlasse bzw. die Lastenhefte für die Ausschreibungen definieren die Vertragsdauer. Diese darf 20 Jahre nicht überschreiten (Artikel L. 314-22).

³ Im Prinzip trägt das Unternehmen EDF die Verantwortlichkeit für die Bezahlung der Marktprämie. Jedoch eröffnet den Artikel L. 314-6-1 des Energiegesetzbuches die Möglichkeit, andere Organisationen zu genehmigen, um diese Verantwortlichkeit auch zu tragen. Die Gesellschaft Enercoop wurde zum Beispiel [am 20. September 2016](#) (auf Französisch) bevollmächtigt, Verträge im Umfang von höchstens 100 MW insgesamt zu verwalten.



Negative Preise an der Strombörse

Für den im Rahmen der Direktvermarktung mit Marktprämie erzeugten Stroms aus erneuerbaren Energiequellen wird keine Marktprämie ausgezahlt werden, sobald negative Preise an der Strombörse auftreten. Dies ist in der Definition des Anlagenenertrages im Artikel R. 314-35 des Energiegesetzbuches festgehalten.

Darüber hinaus können Anlagen in bestimmten Fällen eine Prämie erhalten, wenn sie während des Zeitraums, in dem negative Preise an der Börse auftreten, keinen Strom erzeugt haben. Diese Möglichkeit besteht allerdings nur, wenn an der Börse über ein gesamtes Jahr mehr als eine bestimmten Anzahl an Stunden negativer Preise auftreten (Artikel R. 314-39). Die Festsetzung dieses Faktors für ausgewählte Technologien ist im Anhang dieses Dokuments enthalten.

In ihrem Beschluss zur Marktprämie hatte die CRE⁴ jedoch betont, dass negative Preise in der Vergangenheit eher selten aufgetreten sind. Zwischen 2012 und 2014 waren dies nie mehr als 0,2 % der Gesamtstundenzahl eines Jahres.

Managementprämie

Eine Managementprämie ist zur Vergütung des Aufwands der Vermarktung (für Prognosen, Ausgleich der Abweichungen von den Prognosen, Akkreditierung der Anlage etc.) vorgesehen (Artikel R. 314-41). Es handelt sich hierbei um einen Pauschalbetrag. Die Managementprämie bleibt über den gesamten Förderzeitraum einer Anlage die gleiche und soll monatlich ausgeschüttet werden. Das gilt nur für Technologien, deren Förderung durch einen Tariferlass, definiert wurde.

Kapazitätsmarkt und Herkunftsnachweise

Am 1. Januar 2017 ist der französische Kapazitätsmarkt in Kraft getreten. Jeder Stromversorger ist dazu verpflichtet, ausreichend Kapazitätscertifikate zu erwerben, um damit den Stromverbrauch seines Kundenportfolios decken zu können. Die gesamte installierte Leistung soll am Kapazitätsmechanismus teilnehmen, was eine Zertifizierung aller Anlagen erfordert. Hierbei müssen sich die Betreiber von Anlagen mit einer Leistung unter 1 MW mit anderen Betreibern zusammenschließen, bzw. von einem *Agregator gepoolt* werden, um gemeinsam eine Kapazität von mindestens 1 MW zu erreichen, die zur Zertifizierung berechtigt⁵.

Die **Einnahmen aus dem Kapazitätsmarkt werden von der Marktprämie abgezogen** (Artikel R.314-40). Konkret soll die Anzahl der Zertifikate einer Anlage hierbei mit einem durchschnittlichen Referenzpreis multipliziert und vom Gesamtbetrag der zu zahlenden Marktprämie subtrahiert werden. Der Referenzpreis und die Anzahl an Kapazitäten werden in den Tariferlassen festgelegt.

Betreiber von Anlagen, die mit einer Marktprämie vergütet werden, dürfen keine Herkunftsnachweise für die erzeugte Energie erhalten. (Artikel R. 314-32).

⁴ CRE, [Beschluss vom 9. Dezember 2015 zur Marktprämie](#)

⁵ Die deutsche Übersetzung des [praktischen Leitfadens zum Kapazitätsmarkt](#) vom französischen Übertragungsnetzbetreiber RTE steht den Mitgliedern des DFBEW kostenlos zur Verfügung. Nichtmitglieder können die Übersetzung käuflich erwerben. Seit der Veröffentlichung dieses Leitfadens wurden aufgrund einer Untersuchung der EU-Kommission einige Änderungen vorgenommen. Die im Leitfaden beschriebene Funktionsweise bleibt aber im Wesentlichen unverändert.

III.3. Weitere Bestimmungen

Ausfallvergütung

Ähnlich wie im deutschen Modell räumt Artikel L. 314-26 des Energiegesetzbuches den Anlagenbetreibern in bestimmten Fällen den Anspruch auf eine Ausfallvergütung ein, die 80 % des Referenztarifs nicht überschreiten darf. Der Anlagenbetreiber muss in diesem Fall beweisen können, dass er nicht in der Lage ist, seinen Strom selbst oder durch einen Direktvermarkter zu vermarkten. Die Ausfallvergütung kann zunächst bis zu einer Dauer von 3 Monaten wahrgenommen und anschließend, falls eine erfolglose Suche nach einem neuen Direktvermarkter nachgewiesen werden kann, verlängert werden (Artikel R. 314- 52). Der Ausfallvermarkter wird durch eine Ausschreibung und für eine Maximaldauer von 5 Jahren benannt (Artikel R. 314-51). Qualifizierte Kandidaten müssen technisch und finanziell über den Anforderungen entsprechende technische und finanzielle Kapazitäten verfügen, um diese Aufgabe wahrnehmen zu können.

Degression der Marktprämie während der Projektlaufzeit

Die Verordnung führt für bestimmte Technologien die Möglichkeit ein, **einen degressiven Referenztarif über die Dauer des Projekts** zu erhalten. Dieser Faktor „ α “ ist in Artikel R. 314-36 beschrieben. Dieser soll in der ersten Phase zunächst größer als 1 sein um in der folgenden Phase bei ca. 1 und schließlich in der Endphase des Projekts unter 1 zu liegen, wobei er über die gesamte Förderdauer hinweg durchschnittlich 1 entspricht. Konkret würde dies bedeuten, dass die Förderung zu Beginn des Projektes überdurchschnittlich hoch ausfällt, während sie zum Ende des Projekts sinkt. Als grundlegende Bedingung gilt hierbei, dass die jährliche Summe aus Referenzmarkterlös und Marktprämie zu keinem Zeitpunkt unter den jährlichen Betriebskosten liegen dürfen. Die verschiedenen Phasen können entweder auf Zeitspannen oder auf Erzeugungsvolumen Bezug nehmen. Welcher Bezug zur Anwendung kommt und welche Werte der Faktor annimmt, soll *ex ante* durch technologiespezifische Verordnungen definiert werden.

Konkret wurde diese Option bisher für keine Technologie benutzt.

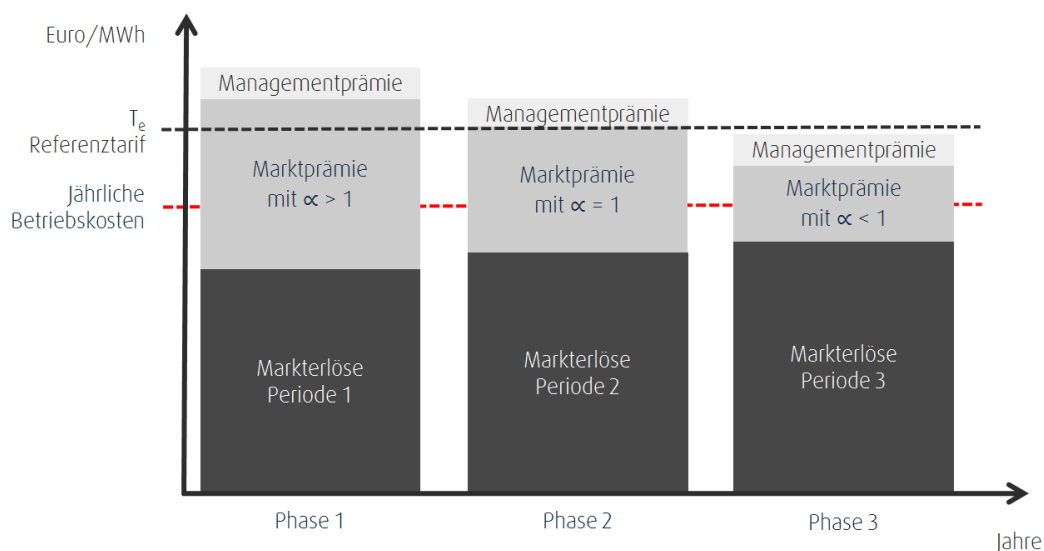


Abbildung 4 – Degressionsfaktor der Marktprämie unter Annahme wachsender Markterlösen
Grafik: DFBEW; Daten: [Verordnung Nr. 2016-82](#) (auf Französisch)

Begrenzung der vergüteten Volllaststundenzahl

Der Artikel R. 314-35 schafft die Möglichkeit, eine Begrenzung der vergüteten Volllaststundenzahl einzuführen. Diese ist im Tariferlass *ex ante* definiert. Falls eine Anlage diese Schwelle überschreitet, erhält der Betreiber für die hierüber hinausgehenden Strommengen keine Marktprämie. Der so erzeugte Strom könnte demnach lediglich über den Börsenerlös vergütet werden.

Diese Einschränkung betrifft in erster Linie dargebotsabhängige Energien und soll dazu führen, die Vergütung an netzdienlichen Standorten zu bevorzugen.

Informationen und Daten

Prinzipiell trägt EDF die Verantwortung für die Ausschüttung der Marktprämie, obwohl die Möglichkeit im Artikel L. 314-6-1 des Energiegesetzbuches eingeräumt wurde, eine andere Organisation mit der Verwaltung von Marktprämienverträgen zu betrauen, wovon die Gesellschaft Enercoop bereits Gebrauch gemacht hat. Laut Artikel R. 314-6 muss die für diese Verwaltungsaufgabe ausgewählte Organisation innerhalb von 3 Monaten nach Eingang des vollständigen Vergütungsantrags dem Anlagenbetreiber einen Marktprämienvertrag zukommen lassen. Technische Informationen zu den im vergangenen Quartal zusätzlich in Betrieb gegangenen Anlagen übermittelt dieser Verantwortliche des für Energie zuständigen Ministeriums (Artikel R. 314-13). Eine zusammenfassende Darstellung des Informationsaustauschs im französischen Direktvermarktungsmodell finden Sie in **Abbildung 5**.

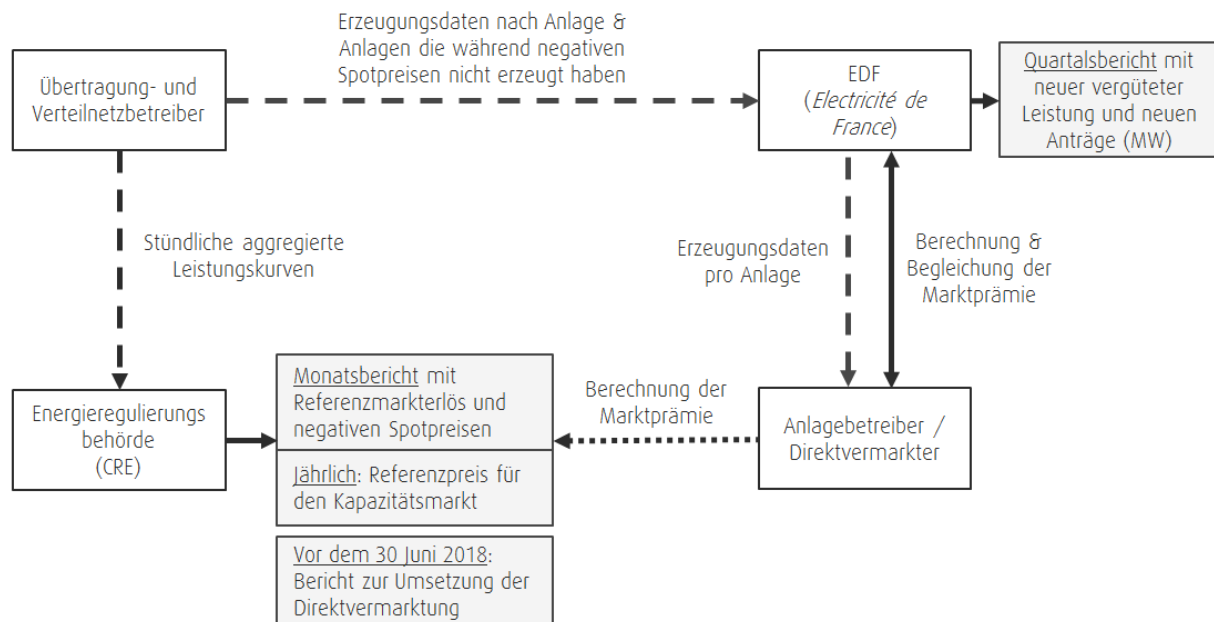


Abbildung 5 – Informationsaustausch im französischen Direktvermarktungsmodell
Grafik: DFBEW; Daten: [Verordnung Nr. 2016-82 zur Marktprämie](#) (auf Französisch)



Anhang: Faktoren der Direktvermarktung mit Marktprämie für ausgewählte Technologien

	Windenergieanlagen (2016)	Photovoltaikanlagen (Freifläche)	Photovoltaikanlagen (Gebäudeintegriert)	Biomasse
Zuteilungsmechanismus	Tariferlass	Ausschreibung	Ausschreibung	Ausschreibung
Quelle	Erlass vom 13. Dezember 2016	Lastenheft der Ausschreibung	Lastenheft der Ausschreibung	Lastenheft der Ausschreibung
Anlagenkategorie	Alle Anlagen, die 2016 einen Antrag auf Inanspruchnahme einer Vergütung gestellt haben.	> 500 kW ≤ 17 MW	≥ 500 kW ≤ 8 MW	≥ 300 kW ≤ 25 MW
Vergütungsdauer	15 Jahre	20 Jahre	20 Jahre	20 Jahre
Referenztarif (Te)	10 ersten Jahren : 82 Euro/MWh 5 letzten Jahren : zwischen 28 und 82 Euro/MWh je nach Volllaststunden	Nach Gebot des Projektträgers in der Ausschreibung zwischen 50 und 150 Euro/MWh je nach Anlagenkategorie (in die erste Runde)	Nach Gebot des Projektträgers in der Ausschreibung zwischen 95 und 143 Euro/MWh (in die erste Runde)	Nach Gebot des Projektträgers in der Ausschreibung zwischen 50 und 200 Euro/MWh
Zeitspanne i für die Berechnung der Marktprämie	Monatliche	Monatliche	Monatliche	jährliche
Gewichtung des Durchschnittlicher Markterlös (M0)	In Abhängigkeit von der Stromerzeugung aller WEA-Anlagen	In Abhängigkeit von der Stromerzeugung aller PV-Anlagen > 250 kW	In Abhängigkeit von der Stromerzeugung aller PV-Anlagen > 250 kW	Nein
Managementprämie	2,8 Euro/MWh	Im Gebot des Projektträgers integriert	Im Gebot des Projektträgers integriert	Im Gebot des Projektträgers integriert
Auszahlung einer Prämie bei Nicht-Produktion während negative Preise	Über 20 Stunden negativer Spotpreise (Day-ahead)	Über 15 Stunden negativer Spotpreise zwischen 8:00 Uhr und 20:00 Uhr (Day-ahead)	Über 15 Stunden negativer Spotpreise zwischen 8:00 Uhr und 20:00 Uhr (Day-ahead)	Über 70 Stunden im Jahr negativer Spotpreise (Day-ahead)
Volumen-Cap für die Auszahlung der Marktprämie	Nein	1.600 Volllaststunden im Jahr bzw. 2.200 mit PV-Tracker	1.600 Volllaststunden im Jahr	Nein
Degressivität der Marktprämie (α) (siehe Abb. 4)	Nein	Nein	Nein	Nein

Es wurden auch Tariferlasse für [Geothermie-Anlagen](#) (auf Französisch), [Wasserkraftwerke unter 1 MW](#) (auf Französisch) und [KWK-Anlagen unter 1 MW](#) (auf Französisch) veröffentlicht. Für Biogas-Anlagen aus Abwasser und Abfälle sowie für Kehrlichtverbrennungsanlagen sind Tariferlasse noch erwartet.