BESCHLUSS (EU) 2017/503 DER KOMMISSION

vom 8. November 2016

über die Beihilferegelung SA.39621 2015/C (ex 2015/NN)

(Bekannt gegeben unter Aktenzeichen C(2016) 7086)

(Nur der französische Text ist verbindlich)

(Text von Bedeutung für den EWR)

DIE EUROPÄISCHE KOMMISSION —

gestützt auf den Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union, insbesondere auf den Artikel 108 Absatz 2 Unterabsatz 1,

gestützt auf das Abkommen über den Europäischen Wirtschaftsraum, insbesondere auf den Artikel 62 Absatz 1 Buchstabe a,

nach Aufforderung der Beteiligten zur Stellungnahme gemäß den genannten Artikeln ([1]) und unter Berücksichtigung dieser Stellungnahmen,

in Erwägung nachstehender Gründe:

1. VERFAHREN

(1) Mit Schreiben vom 13. November 2015 (den „Einleitungsbeschluss“) hat die Kommission die Französische Republik von ihrem Beschluss in Kenntnis gesetzt, wegen der genannten Maßnahme das Verfahren nach Artikel 108 Absatz 2 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union einzuleiten.

(2) Die Französische Republik hat in ihrem Schreiben vom 17. Dezember 2015 ihre diesbezügliche Stellungnahme übermittelt.

(3) Der Beschluss der Kommission zur Einleitung des Verfahrens wurde am 2. Februar 2016 im *Amtsblatt der Europäischen Union* veröffentlicht ([2]). Die Kommission forderte die Beteiligten auf, zu der genannten Maßnahme Stellung zu nehmen.

(4) Die Kommission erhielt Stellungsnahmen von den Beteiligten, die an die französischen Behörden übermittelt wurden, um ihnen Gelegenheit zur Stellungnahme zu geben. Die Stellungnahme der französischen Behörden wurde in ihrem Schreiben vom 24. Mai 2016 übermittelt.

(5) Am 2. Mai 2016 schickte die Kommission eine Liste mit Fragen an die französischen Behörden, die diese in ihren Schreiben vom 21. Juni und vom 15. Juli 2016 beantworteten. Am 27. Juli schickte die Kommission eine neue Fragenliste an die französischen Behörden, die am 9. September 2016 antworteten.

2. DETAILLIERTE BESCHREIBUNG DER MASSNAHME

(6) Der Mechanismus ist im Einleitungsbeschluss detailliert beschrieben. Die nachstehenden Abschnitte stellen eine Zusammenfassung dieser Beschreibung dar.

2.1. Grundprinzip des Mechanismus

(7) Mit dem Gesetz Nr. 2010-1488 vom 7. Dezember 2010 über die Neuorganisation des Elektrizitätsmarkts (auch als NOME-Gesetz bekannt) wurden die Versorgungsunternehmen, die Netzbetreiber für Netzverluste und die Verbraucher für außervertraglichen Verbrauch (im Folgenden die „Anbieter“) verpflichtet, nach Maßgabe ihres Leistungs- und Energieverbrauchs oder dem ihrer Kunden zur Versorgungssicherheit in Frankreich beizutragen. Um dieser Verpflichtung nachzukommen, müssen sie sich jedes Jahr Kapazitätsgarantien beschaffen, deren Umfang vom eigenen Stromverbrauch oder dem ihrer Kunden während der Spitzenlastzeiten abhängt.

([1]) Staatliche Beihilfe SA.39621 (2015/C) (ex 2015/NN) — Kapazitätsmechanismus in Frankreich — Aufforderung zur Stellungnahme gemäß Artikel 108 Absatz 2 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (ABl. C 46 vom 2.2.2016, S. 35).

([2]) Siehe Fußnote 1.

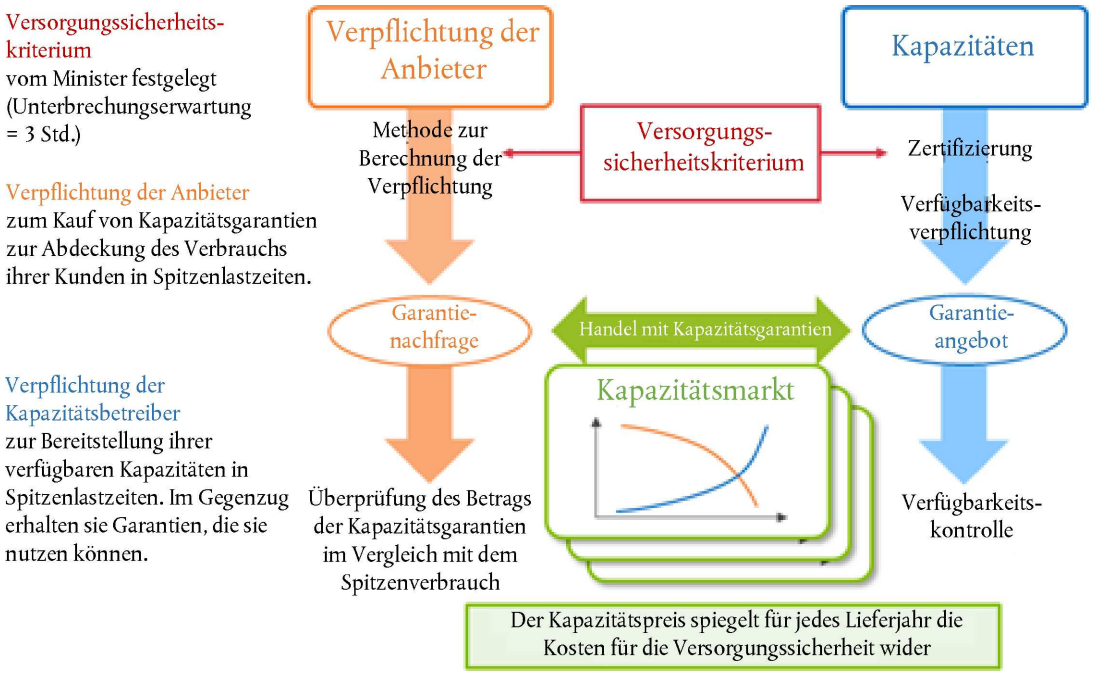
(8) Die Anbieter erhalten Kapazitätsgarantien entweder direkt für eigene Anlagen (Erzeugungs- oder Lastreduktionskapazitäten) oder sie müssen sie auf einem dezentralen Markt bei anderen Unternehmen erwerben, die darüber verfügen (d. h. bei Kapazitätsbetreibern oder anderen Anbietern, Tradern oder Stromverbrauchern mit Selbstversorgung).

(9) Die Betreiber der Erzeugungs- oder Lastreduktionskapazitäten ihrerseits (im Folgenden die „Kapazitätsbetreiber" oder „Betreiber") müssen sich ihre Kapazitäten vom Betreiber des öffentlichen Stromübertragungsnetzes („RTE") zertifizieren lassen. Die Betreiber erhalten von RTE Kapazitätsgarantien, die sich nach dem voraussichtlichen Beitrag ihrer Anlagen zur Verringerung des Ausfallrisikos in Spitzenlastzeiten richten.

(10) Die Kapazitätsgarantien können getauscht und veräußert werden. Es wird ein dezentraler Markt für Kapazitätsgarantien eingerichtet, auf dem die Anbieter bei den Kapazitätsbetreibern Kapazitätsgarantien kaufen können, um ihre gesetzlichen Verpflichtungen zu erfüllen. Das Grundprinzip des Mechanismus ist in Abbildung 1 dargestellt.

Abbildung 1

Grundprinzip des Mechanismus



Quelle: Schreiben der französischen Behörden vom 2. Februar 2015.

2.2. **Kapazitätsverpflichtungen**

2.2.1. *Verpflichtungen der Anbieter*

(11) Die Berechnung der Bezugsleistung eines Anbieters, d. h. seiner Kapazitätsverpflichtung, beruht auf folgenden Prinzipien:

1. Berücksichtigung des tatsächlichen Verbrauchs während der (als PP1 bezeichneten) Spitzenlastzeit über das (einem Kalenderjahr entsprechende) Lieferjahr,

2. Korrektur gemäß der Abhängigkeit des Verbrauchs von der Temperatur (Thermosensibilität) und

3. Korrektur gemäß der Leistungsreduktion der zertifizierten Kapazitäten im Zeitraum PP1.

(12) Der Übertragungsnetzbetreiber definiert jährlich die PP1-Tage, an denen die Kapazitätsverpflichtung der Anbieter auf dem französischen Staatsgebiet (Mutterland) gilt, wobei er jeweils am Vortag (T-1) die Prognosen für den

nationalen Verbrauch am folgenden Tag erstellt. Die Anzahl der PP1-Tage muss für jedes Lieferjahr 10 bis 15 betragen. Für die Berechnung der Kapazitätsverpflichtung relevant sind die Stunden von 7:00 Uhr bis 15:00 Uhr und von 18:00 Uhr bis 20:00 Uhr an den ausgewählten PP1-Tagen. Die Anzahl der PP1-Stunden beträgt somit 100 bis 150 Stunden pro Jahr. Die PP1-Tage werden den Anbietern am Vortag (T-1) vor 10:30 Uhr mitgeteilt.

(13) Die Verpflichtung wird nicht im Voraus normativ festgelegt, sondern beruht auf Messdaten, um jedem Verbraucher seinen tatsächlichen Beitrag am Ausfallrisiko zu verdeutlichen. Um den Beitrag eines Verbrauchers zum Ausfallrisiko infolge der Thermosensibilität wiederzugeben, wird der im Lieferjahr gemessene Verbrauch angepasst, um eine Kältewelle zu simulieren, deren Intensität dem Risiko entspricht, gegen das sich das System schützen will (alle zehn Jahre auftretende Kältewellen), und so das von den französischen Behörden festgelegte Versorgungssicherheitskriterium zu erfüllen. Das Versorgungssicherheitskriterium wurde im Dekret Nr. 2006-1170 vom 20. September 2006 festgelegt und entspricht einer Unterbrechungserwartung von durchschnittlich 3 Stunden pro Jahr.

(14) Die Parameter, die den tatsächlichen Bedarf an Kapazitätsgarantien im Lieferjahr bestimmen, werden 4 Jahre vor dem Lieferjahr veröffentlicht und bleiben für die Dauer eines Geschäftsjahres stabil, um den Handel in einem festen Regulierungsrahmen zu ermöglichen und sicherzustellen, dass der Produktwert sich nicht durch eine marktfremde Intervention ändert. Die genaue Verpflichtung jedes Anbieters wird nach dem Lieferjahr durch Anwendung dieser Parameter berechnet.

(15) Die Berücksichtigung der Lastreduktionen kann auf zwei Arten erfolgen: entweder durch Reduzierung des Betrags der Kapazitätsverpflichtung eines Anbieters infolge einer Verbrauchsreduzierung („implizite Lastreduktion"), oder durch eine Zertifizierung der Lastreduktionskapazität („explizite Lastreduktion"). Die Verpflichtungen unterscheiden sich für beide Arten von Lastreduktionskapazitäten: „Implizite Lastreduktionen" müssen während den PP1-Stunden *effektiv* aktiv sein, während „explizite Lastreduktionen" verpflichtend während der PP2-Stunden verfügbar sein müssen.

(16) Zudem haben die französischen Behörden festgelegt, dass für alternative Anbieter Kapazitätsgarantien in Kombination mit dem ARENH-Mechanismus ([3]) gelten, da sie der Meinung sind, dass dies zur Reduzierung der Konzentration des Kapazitätsgarantienmarktes beitragen kann.

2.2.2. *Verpflichtung der Kapazitätsbetreiber und Zertifizierungsgrundlagen*

(17) Der Mechanismus ist nicht an eine bestimmte Technologie gebunden und die Betreiber müssen für jede Produktionsanlage, die an das öffentliche Übertragungs- oder Verteilernetz angeschlossen ist, einen Zertifizierungsantrag bei RTE stellen. Jede Anlage zur Lastreduktion kann netzunabhängig Gegenstand eines Zertifizierungsantrags bei RTE sein. Zunächst schätzt also der Kapazitätsbetreiber sein in Spitzenlastzeiten (PP2) verfügbares Kapazitätsvolumen für ein bestimmtes Lieferjahr.

(18) Die Anzahl der PP2-Tage für ein Lieferjahr beträgt 10 bis 25. Die PP1-Tage sind stets auch PP2-Tage. Die PP2-Tage, die nicht zum PP1-Zeitraum gehören, werden durch RTE jeweils für den Folgetag bestimmt. Zugrunde gelegt werden die Lastkriterien für das elektrische System. Die relevanten Stundenzeiträume entsprechen denen der PP1-Tage. Die Anzahl der PP2-Stunden beträgt somit 100 bis 250 Stunden pro Jahr.

(19) Anschließend berechnet RTE anhand der übermittelten Daten und des in der Rechtsgrundlage des Mechanismus vorgesehenen Berechnungsverfahrens die Höhe der zertifizierten Kapazitäten. Auf diese Weise werden zum Beispiel Korrekturen angewandt, um die mögliche Anzahl aufeinanderfolgender Aktivierungstage der zertifizierten Kapazitäten oder den effektiven Beitrag zur Reduzierung des Ausfallrisikos für Kapazitäten, deren primäre Energiequelle durch unvorhergesehene Wetterereignisse beeinflusst werden kann, zu berücksichtigen.

(20) Anschließend kann der Kapazitätsbetreiber seine Verfügbarkeitsprognosen für den gesamten Zeitraum des Mechanismus (auch im Lieferjahr) durch eine Anpassung ändern, die wie eine „Neuzertifizierung" der Kapazität wirkt. Dabei kann der Betreiber seine Prognosen anpassen, wenn er über neue Informationen über seine Kapazität verfügt. Er kann die Werte erhöhen oder senken.

([3]) Der ARENH-Mechanismus für den regulierten Zugang zu Strom aus Atomkraft legt das Recht für Anbieter fest, bei EDF zu einem regulierten Preis Strom zu kaufen. Die Mengen werden durch die Stromregulierungskommission (CRE) bestimmt. Weitere Informationen über den ARENH-Mechanismus: https://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_producteurs/services_clients/dispositif_arenh.jsp.

(21) Dieses Meldeverfahren wird um ein Verfahren zur Kapazitätskontrolle ergänzt, dessen Grundprinzip darin besteht, dass jede zertifizierte Kapazität mindestens einmal jährlich aktiviert werden muss. Hierbei handelt es sich um stichprobenartige Tests für jede Kapazität, die dem Betreiber nicht angekündigt werden. Eine Kapazität kann pro Lieferzeitraum höchstens drei Mal getestet werden.

(22) Die genauen Zertifizierungsmodalitäten sind vom entsprechenden Kapazitätstyp abhängig:

1. Bestehende Produktionskapazitäten können 4 Jahre vor dem Lieferzeitraum zertifiziert werden. Die Zertifizierung muss spätestens 3 Jahre vor Beginn des Lieferjahres erfolgen.

2. Für geplante Produktionskapazitäten kann der Zertifizierungsantrag ab dem Zeitpunkt der ersten Zahlung auf der Grundlage des unterzeichneten Netzanschlussvertrags und bis zu zwei Monate vor Beginn des Lieferzeitraums gestellt werden.

3. Lastreduktionskapazitäten können bis zu zwei Monate vor Beginn des Lieferzeitraums zertifiziert werden.

(23) Der für das Portfolio der zertifizierten Kapazitäten Verantwortliche (responsable du périmètre de certification, „RPC“) ist die juristische Person, die finanziell haftet, wenn das zertifizierte Portfolio eines Kapazitätsbetreibers Abweichungen aufweist. Die Betreiber können die Rolle des RPC selbst übernehmen oder an einen RPC auslagern. Die RPC können die Kapazitäten ihres Portfolios „kumulieren“.

(24) Für den finanziellen Ausgleich bei Abweichungen teilt RTE jedem RPC die Abweichung im entsprechenden Portfolio spätestens am 1. Dezember des Lieferjahres +2 mit.

2.3. **Handel mit Kapazitätsgarantien**

(25) Die Kapazitätsgarantien sind in einem entsprechenden Verzeichnis registriert, das vom Verwalter des Netzbetreibers RTE geführt wird. Jeder Anbieter und jeder Kapazitätsbetreiber ist angehalten, bei RTE ein Konto für das Kapazitätsgarantienregister anzulegen. Vertikal integrierte Marktteilnehmer müssen also über zwei Konten in diesem Register verfügen, eines für die Produktion und eines für die Vertriebstätigkeit.

(26) Eigentümer der Kapazitätsgarantie ist nach Eintragung der Kapazitätsgarantie durch RTE im entsprechenden Konto der Kontoinhaber. Jede ausgestellte Kapazitätsgarantie wird nummeriert, um ihre Verwaltung zu ermöglichen und im Handel ihre Rückverfolgbarkeit zu sichern. Sie ist ein Lieferjahr lang gültig. Nach der Ausstellung ist die Kapazitätsgarantie mit einer Einheit von 0,1 MW ([4]) eigenständig, und ein Marktteilnehmer, der eine Kapazitätsgarantie besitzt, geht keinerlei Risiko hinsichtlich der ihr zugrunde liegenden Originalkapazität ein.

(27) Übertragungen von Kapazitätsgarantien zwischen Marktteilnehmern (Ausstellung und Abtretung) erfolgen durch Übertragung dieser Garantien im Kapazitätsgarantienregister auf Antrag beider Parteien (abtretende Partei und Empfängerpartei). Die effektive Eigentumsübertragung erfolgt durch Eintragung einer Kapazitätsgarantie auf dem Konto des Empfängers.

(28) Der Handel mit Kapazitätsgarantien kann direkt ausgehandelt werden oder auf organisierten Märkten erfolgen.

(29) Der Handel mit Kapazitätsgarantien kann im gesamten Zeitraum von der Zertifizierung bis zur Frist für die Abtretung der Kapazitätsgarantien erfolgen. Wie in Erwägungsgrund 23 erläutert, teilt RTE jedem Anbieter den Betrag seiner Kapazitätsverpflichtung spätestens am 1. Dezember des Lieferjahres +2 mit. Als Abtretungsfrist gilt das Datum 15 Tage danach.

(30) Anbieter, die zur Frist der Verpflichtungsmitteilung über überschüssige Kapazitätsgarantien verfügen, sind angehalten, vor der Abtretungsfrist ein öffentliches Verkaufsangebot für diese Kapazitäten zu erstellen.

(31) Fünf Tage nach der Abtretungsfrist für Kapazitäten berechnet RTE für jeden Anbieter die Abweichung zwischen dem Betrag der Kapazitätsverpflichtung des Anbieters und dem Betrag der Kapazitätsgarantien auf dem Anbieterkonto im Kapazitätsgarantienregister sowie den entsprechenden finanziellen Ausgleich.

([4]) Die Höhe der zertifizierten Kapazitäten wird auf 0,1 MW gerundet. Leistungskapazitäten unter 1 MW können zusammengelegt werden, um auf dem Markt genutzt zu werden.

2.4. **Finanzieller Ausgleich bei Abweichungen**

(32) Der Mechanismus sieht eine Haftung für Abweichungen zwischen Realität und Prognosen vor.

(33) Der finanzielle Ausgleich ist so strukturiert, dass bei Abweichungen Zahlungen geleistet werden, die den bestehenden Zahlungen im Energiebereich (*rééquilibrage* oder *balancing*) sehr ähnlich sind. Er beruht auf dem Prinzip, dass die Anbieter und RPCs im Falle eines negativen Ungleichgewichts einen finanziellen Ausgleich leisten müssen bzw. im Falle eines positiven Ungleichgewichts einen finanziellen Ausgleich erhalten. Im Falle eines negativen Ungleichgewichts zahlen alle Endverbraucher auf der Grundlage des Tarifs für die Nutzung der öffentlichen Stromnetze (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité, im Folgenden „TURPE") ([5]) niedrigere Preise.

(34) Der für ein Lieferjahr geltende Ausgleichspreis ist von verschiedenen Kriterien abhängig:

1. Besteht keine starke Gefährdung der Versorgungssicherheit, basiert der Betrag der Ausgleichspreis ganz auf dem Marktpreis (PRM; d. h. dem arithmetischen Mittelwert der Kapazitätspreise, die bei Auktionen vor dem Lieferjahr bestimmt wurden). Bei negativen Abweichungen kommt zu diesem Preis ein Anreizkoeffizient (Koeffizient k) hinzu, um Anreiz dafür zu schaffen, dass der Kapazitätsgarantienmarkt genutzt und nicht auf einen finanziellen Ausgleich gewartet wird (bei positiven Abweichungen wird er davon abgezogen).

2. Ist die Versorgungssicherheit stark gefährdet (d. h., wenn die Gesamtabweichung einen durch RTE zu bestimmenden Grenzwert überschreitet; festgelegt sind 2 GW unter der Gesamtverpflichtung für die ersten beiden Lieferjahre), entspricht der Ausgleichspreis einem administrierten Preis (Padmin). Dieser administrierte Preis stellt eine Obergrenze für den Kapazitätspreis auf dem Markt dar.

(35) Nach der Berechnung der verschiedenen Ausgleichszahlungen für die Abweichungen bezahlen die RPC und die Anbieter mit negativen Abweichungen den Betrag der geschuldeten Ausgleichszahlung aus ihrem entsprechenden Fonds, und die RPC und die Anbieter mit positiven Abweichungen erhalten aus ihrem entsprechenden Fonds den Ausgleichsbetrag. Die Summe der Zahlungen für positive Abweichungen für ein bestimmtes Lieferjahr darf jedoch nicht mehr als die Summe der Zahlungen für negative Abweichungen betragen. Eventuelle Restbeträge in den Fonds für die Ausgleichszahlungen werden komplett auf die Benutzer des öffentlichen Stromübertragungsnetzes umgelegt, d. h. auf alle Endverbraucher.

(36) Zwischen dem Fonds für die Ausgleichszahlungen für Abweichungen der RPC und dem Fonds für die Zahlung der Ausgleichszahlungen für Abweichungen der Anbieter gibt es keine Finanzströme. Somit gibt es im Rahmen der Ausgleichszahlungen für Abweichungen keine Finanzströme zwischen den Kapazitätsbetreibern und den betreffenden Stromversorgern.

(37) RTE gewährleistet die administrative, buchhalterische und finanzielle Verwaltung der Fonds für Abweichungen („Fonds für die Zahlungen der für das Portfolio der zertifizierten Kapazitäten Verantwortlichen bei Abweichungen" und „Fonds für die Zahlungen der Anbieter bei Kapazitätsanpassungen") gemäß den Buchhaltungsregeln aus der Privatwirtschaft. RTE ist daher für die Berechnung und Einziehung der durch die RPC bzw. die Anbieter geschuldeten Beträge sowie für die Feststellung eventueller Nichtzahlungen zuständig.

(38) Die nationale Energieregulierungsbehörde (CRE) ist für die Kontrolle der Ausgleichszahlungen der Anbieter zuständig (s. Artikel 7 des Dekrets Nr. 2012-1405, kodifiziert in Artikel R. 335-12 des Energiegesetzbuchs), und kann im Falle einer Nichtleistung der Ausgleichszahlungen verwaltungsrechtliche Sanktionen verhängen. Die Sanktion muss angemessen sein und darf für ein Lieferjahr 120 000 EUR pro MW Kapazität nicht überschreiten (Artikel L. 335-7 des Energiegesetzbuchs).

2.5. **Nationale Rechtsgrundlage**

(39) Der Kapazitätsmechanismus wird durch folgende Gesetze und Verordnungen geregelt:

1. Gesetz Nr. 2010-1488 vom 7. Dezember 2010 über die Neuorganisation des Elektrizitätsmarkts, kodifiziert insbesondere in den Artikeln L. 335-1 bis L. 335-7 und L. 321-16 bis L. 321-17 des französischen Energiegesetzbuchs;

2. Dekret Nr. 2012-1405 vom 14. Dezember 2012 über den Beitrag der Anbieter zur Stromversorgungssicherheit und die Schaffung eines Mechanismus für Kapazitätsverpflichtungen im Elektrizitätssektor, festgelegt in Artikel L. 335-6 und kodifiziert in den Artikeln der Durchführungsvorschriften des Energiegesetzbuchs R. 335-1 bis D. 335-54;

([5]) Dieser TURPE-Netzanteil wurde im Gesetz Nr. 2000-108 vom 10. Februar 2000 eingeführt und legt das Entgelt für Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber fest. Die Berechnungsmethode für den TURPE und seine Entwicklung werden von der Stromregulierungskommission (CRE) festgelegt.

3. Verordnung vom 22. Januar 2015 zur Definition der Regeln des Kapazitätsmechanismus in Umsetzung von Artikel 2 des Dekrets Nr. 2012-1405 vom 14. Dezember 2012 über den Beitrag der Anbieter zur Stromversorgungssicherheit und die Schaffung eines Mechanismus für Kapazitätsverpflichtungen im Elektrizitätssektor; und

4. Anhang der Verordnung vom 22. Januar 2015: Regeln des Kapazitätsmechanismus.

(40) Unter Berücksichtigung der von Frankreich vorgeschlagenen Abhilfemaßnahmen infolge der Beschwerden der Kommission im Einleitungsbeschluss werden diese Texte so geändert oder ergänzt, dass alle Abhilfemaßnahmen aufgeführt werden, die in Abschnitt 3 dieses Beschlusses beschrieben sind.

2.6. **Begünstigte**

(41) Vom Kapazitätsmechanismus begünstigt sind die Kapazitätseigentümer, die (über RTE) Kapazitätsgarantien vom Staat erhalten und die Möglichkeit haben, diese weiterzuverkaufen.

2.7. **Ziel des Mechanismus: Versorgungssicherheit**

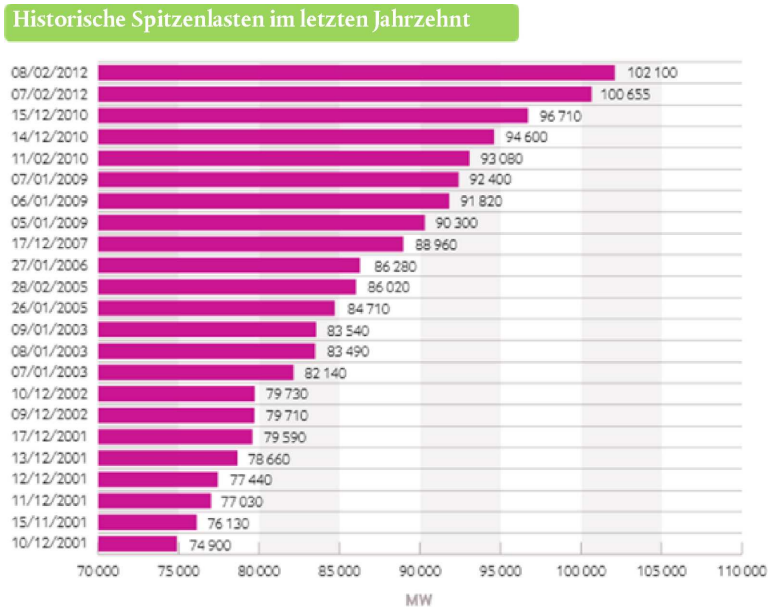
(42) Der von Frankreich gewählte Indikator zur Bewertung des Risikos eines gestörten Gleichgewichts zwischen Stromangebot und -nachfrage entspricht der erwarteten Dauer der Unterbrechungen, die durch ein Ungleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage entstehen (LoLE = *Loss of Load Expectation* — Unterbrechungserwartung). Die französischen Behörden haben für Frankreich eine angestrebte Ausfallobergrenze von durchschnittlich 3 Stunden pro Jahr festgelegt.

(43) Die französischen Behörden erläuterten, dass in Frankreich seit einigen Jahren ein Phänomen von Spitzenlastzeiten im Winter beobachtet wird. Das französische Stromversorgungssystem ist durch eine hohe Thermosensibilität des Stromverbrauchs gekennzeichnet, die bei winterlichen Kältewellen zu Spitzenlastzeiten führt. Wie in Abbildung 2 dargestellt, ist diese Thermosensibilität in den letzten Jahren kontinuierlich gestiegen, insbesondere aufgrund des gestiegenen Verbrauchs durch elektrische Heizungen, aber auch durch neue Einsatzbereiche für Strom, die häufig zum Zeitpunkt der Nachfragespitze in den Abendstunden genutzt werden.

(44) Die Lastspitzen steigen stärker als der allgemeine Stromverbrauch. Französische Lastspitzen sind durch ihre hohe Volatilität gekennzeichnet, was bedeutet, dass die Verbrauchsunterschiede besonders hoch sein können (bis zu 20 GW zwischen einem Jahr und dem Folgejahr). Die Kontrolle des Verbrauchs in Spitzenlastzeiten ist somit von zentraler Bedeutung, insbesondere im Kontext der steigenden Bedeutung der Elektrizität bei der Energienutzung.

Abbildung 2

Historische Spitzenlasten in Frankreich



Quelle: RTE — Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France 2014, S. 33 (Vorausschätzung des Gleichgewichts zwischen Stromangebot und -nachfrage in Frankreich im Jahr 2014, S. 33).

(45) RTE zufolge ist Europa auf der Angebotsseite aufgrund verschiedener Faktoren durch eine stagnierende Nachfrage und hohe Überkapazitäten bei der Stromerzeugung gekennzeichnet. Seit 2008 ist die Stromnachfrage durch die Wirtschaftskrise gesunken. Gleichzeitig wird eine schnelle Entwicklung erneuerbarer Energien beobachtet, die außerhalb des Marktes subventioniert werden und von einem vorrangigen Zugang zum Stromnetz profitieren. Zudem verzeichnen die europäischen Kohlekraftwerke eine verstärkte Aktivität, die durch den Preisverfall dieses Brennstoffs bedingt ist. Dieser hängt mit der verstärkten Produktion von amerikanischem Schiefergas zusammen, aufgrund derer die USA ihre nunmehr überschüssige Kohleproduktion massiv nach Europa exportieren. Die Rentabilität von Gaskraftwerken — die nunmehr weniger wettbewerbsfähig sind als Kohlekraftwerke — und somit auch ihre Aktivität sinken hingegen stark.

(46) In diesem Kontext stellen Witterungsschwankungen einen Unsicherheitsfaktor für die Zahlung der Spitzenkapazitäten dar, die zur Deckung dieser Nachfragespitzen erforderlich sind. Lastspitzen treten selten auf (einige Stunden pro Jahr, manchmal aufgrund milder Temperaturen gar nicht).

(47) Der französische Kapazitätsmechanismus wurde als Abhilfemaßnahme gegen dieses Problem entwickelt, um die Einhaltung des behördlich festgelegten Versorgungssicherheitskriteriums für die Stromversorgungssicherheit zu gewährleisten. Er soll gleichzeitig das Verbrauchsverhalten in Spitzenlastzeiten verändern (Nachfragesteuerung) und Anreize für entsprechende Investitionen in Produktionsanlagen oder Lastreduktionskapazitäten setzen (Angebotssteuerung).

2.8. **Haushaltsmittel**

(48) Der Wert der Kapazitätsgarantien wird nicht behördlich festgelegt, sondern durch den Markt gesteuert. Der Handel erfolgt frei, durch die Akteure am Mechanismus und beruhend auf ihren Prognosen, ihrer Sicherungsstrategie und auf den verfügbaren Informationen.

(49) Trotz des dezentralen Charakters des Mechanismus, der die Budgetberechnung erschwert, wurde eine Schätzung durchgeführt, die für die französische Nachfrage die Hypothese einer Gesamtkapazität von 80 000 bis 95 000 MW aufstellt und einen Sicherheitskoeffizienten von 0,93 voraussetzt. Die Nachfrage hängt von der Verbrauchsentwicklung in Frankreich (Mutterland) ab, einschließlich der von den Stromversorgern eingeführten Maßnahmen zur Nachfragesteuerung, die zu einer Verringerung ihrer jeweiligen Einzelverpflichtung führen. Auf dieser Grundlage könnten sich die von den Betreibern auf dem Markt erzielten Bruttoeinkünfte für den Zeitraum 2017-2026 zwischen 0 EUR/kW und 30 EUR/kW bewegen, wobei die Beträge in den Jahren am höchsten wären, in denen der Bau neuer Produktionsanlagen erforderlich ist.

2.9. **Laufzeit**

(50) Das erste Lieferjahr beginnt am 1. Januar 2017. Als Ausnahmeregelung zur allgemeinen Regel, die besagt, dass die Zertifizierungen vier Jahre vor dem Lieferjahr erfolgen, hat die Zertifizierung für das erste Lieferjahr (2017) am 1. April 2015 begonnen. Derzeit sehen die französischen Behörden zwar kein Enddatum für den Mechanismus vor, RTE und die Regulierungsbehörde führen jedoch eine jährliche Bewertung durch, die durch die französischen Regulierungsvorschriften vorgesehen ist. Diese kann ggf. zu einer Revision des Mechanismus führen (z. B. um dessen Übereinstimmung mit den letzten Änderungen der europäischen Gesetzgebung zu gewährleisten), oder zur Beendigung des Mechanismus, wenn dieser nicht mehr erforderlich sein sollte ([6]).

2.10. **Kumulierung**

(51) Hinsichtlich der Anlagen, für die ein Kaufverpflichtungsvertrag besteht (erneuerbare Energiequellen) oder die zur Zusatzvergütung berechtigen, sehen die Artikel L. 121-24 und L. 335-5 des Energiegesetzbuchs vor, dass der Erlös aus dem Verkauf der Kapazitätsgarantien von den Gesamtkosten ihrer gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen abgezogen wird, ebenso wie weitere gewährte staatliche Beihilfen, die die Unterstützungsmaßnahme durch Kaufverpflichtung finanzieren. Im Gegenzug müssen die Erzeuger in unvorhersehbaren Situationen, in denen die Verfügbarkeit der Primärenergie ([7]) gefährdet ist, keine Ausgleichszahlungen für Abweichungen leisten, wenn die effektive Kapazität niedriger ist als in der Zertifizierung angegeben.

([6]) Artikel 20 des Dekrets über den Kapazitätsmechanismus sieht einen jährlichen Bericht der CRE vor, der auf den Arbeiten von RTE über den Mechanismus beruht („Ein Jahr nach der Veröffentlichung der Regeln des Kapazitätsmechanismus und anschließend einmal jährlich legt die Stromregulierungskommission dem Minister für Energie einen Bericht vor, der auf den Arbeiten des Übertragungsnetzbetreibers zur Integration des Kapazitätsmechanismus im europäischen Markt beruht. Dieser Bericht enthält Informationen zur Entwicklung der Regelungen in den Nachbarländern, die den Beitrag der Marktteilnehmer zur Stromversorgungssicherheit betreffen. Er analysiert die Interaktion zwischen dem französischen Kapazitätsmechanismus und den in diesen Ländern eingeführten Mechanismen. Gegebenenfalls enthält er Vorschläge zur Verbesserung der Funktionsweise des Kapazitätsmechanismus.“). Zudem enthält die Verordnung, die die Regeln des Mechanismus festlegt, zwei Artikel über die Bewertungsberichte, die von RTE (zusätzlich zu dem im Dekret beschriebenen) zu erstellen sind: Artikel 5 und 8 (über den grenzüberschreitenden Kontext und die dynamischen Auswirkungen des Mechanismus).

([7]) Hat beispielsweise ein Erzeuger von Windenergie ein Anlagen-/Wartungsproblem und kann keine Anpassung erzielen, muss er die Ausgleichszahlung für Abweichungen leisten. Bei Windstille hingegen ist er nicht zur Zahlung der Ausgleichszahlung für Abweichungen verpflichtet.

3. BESCHREIBUNG DER GRÜNDE FÜR DIE EINLEITUNG DES VERFAHRENS

3.1. Staatliche Beihilfe im Sinne von Artikel 107 Absatz 1 AEUV

(52) Im Einleitungsbeschluss war die Kommission in Erwägungsgrund 143 aus nachstehenden Gründen bereits zu dem Schluss gelangt, dass die Maßnahme eine staatliche Beihilfe in Sinne von Artikel 107 Absatz 1 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) darstellt.

3.1.1. *Zurechenbarkeit und Finanzierung aus staatlichen Quellen*

(53) Im Einleitungsbeschluss war die Kommission der Ansicht, dass eine Übertragung staatlicher Mittel nicht nur dann vorliegt, wenn eine direkte Übertragung von Geldmitteln des Staates oder einer staatlichen Einheit erfolgt, sondern auch, wenn die Fonds zur Unterstützung des Mechanismus aus den Eigenmitteln der Unternehmen stammen, sofern i) der Staat auf die Erhebung einforderbarer öffentlicher Mittel verzichtet und/oder ii) die im Rahmen der Maßnahme eingesetzten finanziellen Mittel unter öffentlicher Kontrolle bleiben, ohne zwingend dauerhaft zum Staatsvermögen zu gehören.

(54) Was den ersten Punkt anbelangt, so verzichtet der französische Staat auf öffentliche Mittel, da er den Kapazitätsbetreibern kostenlos Kapazitätszertifikate ausstellt, anstatt diese zu verkaufen (wie in der *NOx-Sache* ([8]) und der Rechtssache der *rumänischen grünen Zertifikate* ([9])).

(55) Was den zweiten Punkt anbelangt, bleiben die Finanzmittel zur Unterstützung des Mechanismus (ähnlich wie in den Rechtssachen *Vent de Colère* ([10]) und *Essent* ([11])) aus folgenden Gründen unter staatlicher Kontrolle: i) Die Fonds werden durch staatlich auferlegte Pflichtbeiträge gespeist und können somit dem Staat zugerechnet werden; ii) Der Staat legt Parameter fest (Versorgungssicherheitskriterium, Berechnungsmethode des Referenzpreises zur Festlegung der Höhe der Ausgleichszahlungen für Abweichungen), die die Preise der Kapazitäten und die Gesamtmenge der Zertifikate beeinflussen, selbst wenn diese nicht selbst durch den Staat festgelegt werden; iii) Die nationale Stromregulierungskommission (CRE) ist befugt, Sanktionen gegen Anbieter zu verhängen, die ihren Pflichten hinsichtlich der Ausgleichszahlungen für Abweichungen nicht nachkommen; und iv) Der Übertragungsnetzbetreiber — RTE — wurde vom Staat mit der Verwaltung des Fonds für die Zahlung der Abweichungen beauftragt.

3.1.2. *Selektiver Vorteil*

(56) Nach Auffassung der Kommission gilt das *Altmark-Urteil* ([12]) nicht für den vorliegenden Fall, da die gemeinwirtschaftliche Verpflichtung nicht klar definiert ist. Die Verpflichtungen des Mechanismus wären zahlreich und würden sich je nach Interessenträger (Kraftwerkbetreiber, Lastmanager, Anbieter) unterscheiden. Hinsichtlich der Verpflichtungen der Kapazitätsbetreiber ist die Zertifizierungsverpflichtung nicht genau festgelegt: i) Für Lastreduktionskapazitäten ist sie optional und ii) die Betreiber bestehender Produktionsanlagen können die Höhe der Kapazitäten, die sie zertifizieren lassen, auswählen.

(57) Die Abtretung der Kapazitätsgarantien stellt somit einen Vorteil dar und keine Gegenleistung für die gemeinwirtschaftliche Verpflichtung. Es handelt sich um einen selektiven Vorteil, da dieser Mechanismus eine Beihilfe für Kapazitätsbetreiber vorsieht, die anderen Wirtschaftsbereichen nicht zur Verfügung steht.

3.1.3. *Auswirkungen auf den Wettbewerb und den Handel zwischen Mitgliedstaaten*

(58) Nach Auffassung der Kommission könnte der Kapazitätsmechanismus den Wettbewerb mit ausländischen Kapazitätsbetreibern (und somit auch den Handel zwischen den Mitgliedstaaten beeinträchtigen) insofern beeinträchtigen, als er in Frankreich ansässigen Kapazitätsbetreibern einen Vorteil gewährt, den ausländische Kapazitätsbetreiber nicht erhalten könnten, da ihnen die Möglichkeit zur Zertifizierung nicht offen steht.

([8]) Rechtssache Kommission/Niederlande, C-279/08 P, ECLI:EU:C:2011:551.

([9]) SA.37177, *Rumänien — Änderungen des Systems der grünen Zertifikate zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern*.

([10]) Rechtssache Association Vent de Colère! Fédération nationale u. a./Ministre de l'Écologie, du Développement durable, des Transports et du Logement und Ministre de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, C-262/12, ECLI:EU:C:2013:851.

([11]) Verbundene Rechtssachen Essent Belgium NV/Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt, C-204/12 bis C-208/12, ECLI:EU:C:2014:2192.

([12]) Rechtssache Altmark Trans GmbH und Regierungspräsidium Magdeburg/Nahverkehrsgesellschaft Altmark GmbH, C-280/00, ECLI:EU:C:2003:415.

3.2. **Ziel von gemeinsamem Interesse und Erforderlichkeit**

(59) Die Sorge der französischen Behörden hinsichtlich angemessener Stromerzeugungskapazitäten bezieht sich nur auf die Nachfragespitzen, die aufgrund der starken Abhängigkeit Frankreichs von Elektroheizungen während der relativ kurzen Kältewellen auftreten.

(60) Im Einleitungsbeschluss wurden aus folgenden Gründen Bedenken bezüglich der Erforderlichkeit der Maßnahme geltend gemacht:

1. Die Bewertung der Angemessenheit der Stromerzeugungskapazitäten, *Scenario Outlook and Adequacy Forecast* von REGRT-E ([13]), zeigt erst ab 2025 Probleme bei der Stromversorgungssicherheit auf;

2. Frankreich hat offenbar keine anderen Möglichkeiten als den Kapazitätsmechanismus in Erwägung gezogen, beispielsweise Preise, die in Spitzenlastzeiten Anreize für eine Verbrauchsreduzierung bieten.

3. Trotz der Einführung von Rahmenbedingungen, die die nachfrageseitige Lastreduktion begünstigen und eine Ablösung der traditionell vom etablierten Anbieter bereitgestellten Lastreduktionen durch unabhängige Lastreduktionen ermöglicht haben, erwartet RTE keinen erheblichen Nettozuwachs französischer Lastreduktionskapazitäten für den Zeitraum 2014-2019.

3.3. **Geeignetheit der Beihilfe**

(61) Im Einleitungsbeschluss war die Kommission der Ansicht, dass der Mechanismus zu einer Ungleichbehandlung der verschiedenen Lastreduktionskapazitäten führen könnte. Insbesondere zwei Lastreduktionstypen können am Mechanismus teilhaben: erstens die implizite Lastreduktionskapazität, d. h. eine Reduzierung der Kapazitätsverpflichtung der Anbieter in Höhe des durch kundenseitige Lastreduktion erzielten Kapazitätsvolumens während der Spitzenzeiten 10 bis 15 Tage pro Jahr; und zweitens die explizite Lastreduktionskapazität, die von den (großen) Endverbrauchern oder den Aggregatoren eine Zertifizierung ihres Verbrauchslastreduktionspotenzials sowie eine Bereitstellung dieser (nicht unbedingt reduzierten) Kapazität während der Spitzenzeiten 10 bis 25 Tage pro Jahr fordert.

(62) Ferner hat die Kommission in ihrem Einleitungsbeschluss die Tatsache kritisiert, dass der Mechanismus nicht allen Technologien offen steht, die zur Stromversorgungssicherheit beitragen können, insbesondere Verbindungsleitungen und/oder Kapazitäten aus dem Ausland.

(63) Zudem betonte die Kommission das Risiko, dass die neuen Produktionskapazitäten nicht am Mechanismus teilnehmen können, hauptsächlich aufgrund fehlender zuverlässiger Preissignale für die Kapazitätsgarantien. Die Kommission hatte insbesondere Bedenken, dass

1. die relativ kurze Gültigkeitsdauer der Kapazitätsgarantien kein zuverlässiges Preissignal bewirken könnte;

2. die Anbieter und insbesondere neue Marktteilnehmer Schwierigkeiten haben könnten, die Entwicklung ihres Kundenportfolios langfristig im Voraus zu planen;

3. die Anreize dafür, dass die Marktteilnehmer vor dem Lieferjahr ein Gleichgewicht erzielen, unzureichend sein könnten, und

4. die Obergrenze für den Betrag der Ausgleichszahlung für Abweichungen nicht die Kosten eines neuen Markteintritts („*Cost of new entry*“, nachstehend als „CONE“ bezeichnet) widerspiegelt.

3.4. **Angemessenheit**

(64) Im Einleitungsbeschluss hatte die Kommission auf das Risiko hingewiesen, dass der Mechanismus zu einer Überkompensierung bestimmter Kapazitätsbetreiber führen könnte, die insbesondere auf folgende Elemente zurückzuführen ist:

1. das Risiko einer Überschätzung des Verbrauchs durch die Anbieter: Dies stellt potenziell ein Risiko dar, wenn die jeweiligen Kapazitätsverpflichtungen der Anbieter nicht klar genug sind;

2. potenzieller Transparenzmangel bei der Festlegung des Kapazitätspreises, insbesondere durch ein potenziell hohes Volumen von direkt ausgehandelten Transaktionen sowie von Transaktionen innerhalb einer Gruppe, die das Preissignal verfälschen und eine Überkompensierung zur Folge haben könnten;

([13]) Die Kommission bezog sich dabei auf die Ausgabe 2015, verfügbar unter: https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/SOAF/150630_SOAF_2015_publication_wcover.pdf.

3. die begrenzte Teilnahme am Mechanismus (Ausschluss grenzüberschreitender Kapazitäten und Ungleichbehandlung der verschiedenen Lastmanager);

4. EDF hätte aufgrund seiner Marktmacht die Möglichkeit, den Wert der Kapazitätsgarantien als Verkäufer zu erhöhen und gleichzeitig Preise anzuwenden, die unter denen der Vertriebssparte liegen. Diesbezüglich hat die Kommission insbesondere drei Risiken bestimmt: Das Risiko einer Zurückhaltung von Kapazitäten, das Risiko einer Zurückhaltung von Kapazitätsgarantien, und das Risiko einer „Kosten-Preis-Schere".

3.5. **Prävention der negativen Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel**

(65) In ihrem Einleitungsbeschluss hat die Kommission auf mehrere Probleme hinsichtlich potenzieller Wettbewerbsverzerrungen bei Produktion und Lieferung hingewiesen.

(66) Die Kommission äußerte Bedenken, dass deutliche Informationsasymmetrien bestehen. Die großen, vertikal integrierten Anbieter, insbesondere diejenigen, die bereits auf dem französischen Markt vertreten sind, werden voraussichtlich bevorteilt, da sie über eine umfassendere Marktkenntnis verfügen, insbesondere in den Bereichen der Verfügbarkeit von Kapazitäten, der Beschaffungsanforderungen und der Preise. Daher können sie zuverlässigere Prognosen erstellen und die durch den Mechanismus auferlegten Verpflichtungen effizienter einhalten.

(67) Auch Informationsasymmetrien erschweren neuen Marktteilnehmern voraussichtlich eine Schätzung ihres Kundenportfolios, die jedoch einen wichtigen Faktor für die Berechnung des Kapazitätsgarantienbedarfs darstellt.

(68) Weiterhin hat die Kommission Bedenken hinsichtlich der Möglichkeit geäußert, dass ein etablierter, marktbeherrschender Betreiber Kapazitäten zurückhalten könnte.

(69) Die Kommission hatte auch auf das Risiko hingewiesen, dass ein etablierter, marktbeherrschender Betreiber die Möglichkeit hat, Kapazitäten zurückzuhalten.

(70) Zudem hatte die Kommission das Risiko einer missbräuchlichen Preispolitik seitens des etablierten marktbeherrschenden Betreibers erwähnt (Margenbeschneidung oder Kosten-Preis-Schere, unlautere Preisbildung).

(71) Die Kommission hat betont, dass langfristig fehlende Preissignale für Kapazitäten Hindernisse für den Markteintritt neuer Erzeuger schaffen oder verstärken können. Durch neue Marktteilnehmer getätigte langfristige Investitionen können einige Jahre lang ein bestimmtes Maß an Vorhersehbarkeit der Preise erfordern, das Garantien, die jeweils nur für ein Jahr zertifiziert werden, nicht bieten.

(72) Die Kommission bekräftigte erneut ihre Position hinsichtlich einer Beeinträchtigung des Wettbewerbs, da der Mechanismus bestimmte Kapazitätsbetreiber ausschließt (grenzüberschreitende Kapazitäten, Ungleichbehandlung der verschiedenen Lastmanager).

4. **STELLUNGNAHMEN DER BETEILIGTEN UND KOMMENTARE FRANKREICHS**

(73) Die Kommission erhielt während des Konsultationszeitraums für den Einleitungsbeschluss 18 Antworten von anderen Beteiligten als dem französischen Staat, RTE und der CRE. Teilweise erfolgten die Antworten erst nach der entsprechenden Frist.

(74) Die verschiedenen Stellungnahmen sind nachstehend nach Themen geordnet. Sie werden bei der Würdigung der Maßnahme berücksichtigt, ohne dass explizit darauf verwiesen wird.

4.1. **Staatliche Beihilfe im Sinne von Artikel 107 Absatz 1 AEUV**

(75) In den Stellungnahmen werden unterschiedliche Auffassungen in Bezug auf die Einstufung des Mechanismus als Beihilfe vertreten. Die Hälfte ist der Ansicht, dass die Maßnahme eine implizite oder explizite staatliche Beihilfe darstellt, ohne auf die diesbezügliche Argumentation der Kommission einzugehen; die andere Hälfte ist der Ansicht, dass der Mechanismus aus folgenden Gründen keine staatliche Beihilfe darstellt.

(76) Zwei Stellungnahmen verweisen explizit auf den Beschluss des französischen Conseil d'Etat Nr. 369417 vom 9. Oktober 2015 (Beschwerde der Association Nationale des Opérateurs Détaillants en Énergie, A.N.O.D.E ([14])), in dem der Conseil d'Etat der Ansicht war, der unterbreitete Kapazitätsmechanismus weise nicht die Eigenschaften einer staatlichen Beihilfe auf. Auch die französischen Behörden haben in der gleichen Rechtssache ([15]) auf die Schlussfolgerungen des Conseil d'Etat verwiesen.

(77) Die Argumente der französischen Behörden zur Einstufung der Maßnahme als staatliche Beihilfe sind gemeinsam mit denen zu lesen, die im Einleitungsbeschluss bereits aufgeführt sind.

(78) Die französischen Behörden haben sich dafür entschieden, sich mit der europäischen Kommission am eingehenden Untersuchungsverfahren zu beteiligen, ohne diese Elemente zu widerrufen, und haben sich darauf konzentriert, unabhängig von der Frage zur Einstufung als staatliche Beihilfe Abhilfemaßnahmen vorzuschlagen, die die Kompatibilität des Kapazitätsmechanismus mit dem Elektrizitätsbinnenmarkt gewährleisten. Der Vollständigkeit halber sind die Argumente Frankreichs hinsichtlich der Einstufung als staatliche Beihilfe nachstehend dennoch aufgeführt.

4.1.1. *Zurechenbarkeit und Finanzierung aus staatlichen Quellen*

4.1.1.1. Stellungnahmen der Beteiligten

(79) Zwei Aggregatoren, zwei vertikal integrierte Stromanbieter und die Union française de l'électricité sind der Ansicht, dass die Maßnahme nicht durch staatliche Mittel finanziert wird. Sie sind insbesondere der Meinung, dass die entsprechenden Mittel direkt und ausschließlich zwischen privaten Betreibern übertragen werden und weisen darauf hin, dass RTE weder Eigentümer noch Besitzer des Fonds für die Zahlung der Abweichungen ist.

(80) Zudem sind die für die Verwaltung dieser Ressourcen geltenden Regeln diesen Stellungnahmen zufolge mit denjenigen vergleichbar, die die Verwaltung des „Bilanzausgleichs" im Rahmen der Maßnahme zur Schaffung eines Gleichgewichts auf dem Energiemarkt definieren.

(81) EDF fügt hinzu, dass die Rolle des französischen Staates im Kapazitätsmechanismus sich darauf beschränkt, ein spezifisches Regelwerk zu definieren, innerhalb dessen ausschließlich private Betreiber aktiv sind. EDF zufolge übt der französische Staat durch Einführung eines Kapazitätsmechanismus seine hoheitlichen Befugnisse aus und wirkt marktregulierend.

(82) EDF zufolge unterscheidet sich der Kapazitätsmechanismus zudem deutlich von dem System, um das es in der Rechtssache Kommission/Niederlande ging („*NOx*") ([16]) und in dem der niederländische Staat richtiggehende „Verschmutzungsrechte" gewährte, durch die Strafzahlungen umgangen werden konnten und die sofort nach ihrer Gewährung durch den Staat einen Handelswert darstellten. Die Zertifikate haben infolgedessen keinen Einfluss auf die Beziehung zwischen dem französischen Staat und den Kapazitätsbetreibern.

4.1.1.2. Kommentare Frankreichs

(83) Den französischen Behörden zufolge sind die Preise der Kapazitätsgarantien und somit auch die Einkünfte, die die Kapazitätsbetreiber aus dem Erlös ihrer Zertifikate erzielen könnten, nicht staatlich festgelegt. Außerdem beeinflusst der Staat nicht die Menge der auf dem Markt angebotenen Produkte. Das Gegenteil ist der Fall: In einem dezentralen Mechanismus werden der Preis und die Menge der Zertifikate durch den Markt gesteuert. Die durch den Kapazitätsmechanismus bedingten Geldflüsse erfolgen somit zwischen Marktteilnehmern des Privatsektors und keinesfalls unter staatlicher Kontrolle.

(84) Zudem sind die französischen Behörden der Ansicht, dass für den Ausgleich für die Abweichungen im Rahmen der Maßnahme nur marginale Geldflüsse zu erwarten sind (aufgrund der Anreize, vorher auf dem Markt eine Anpassung zu erzielen), die daher nicht als staatliche Mittel oder Mittel unter staatlicher Kontrolle angesehen werden könnten. Die im Kapazitätsmechanismus vorgesehene Ausgleichszahlung für Abweichungen beruht auf einem identischen Modell, das derzeit in Europa für den Ausgleich für Abweichungen auf dem Energiemarkt gültig ist (*electricity balancing settlement mechanisms*).

([14]) A.N.O.D.E. ist der Verband alternativer Anbieter in Frankreich.
([15]) Beschluss des Conseil d'Etat auf einer gemeinsamen Sitzung der 9.und 10. Kammer, 9. Oktober 2015.
([16]) Rechtssache C-279/08; siehe Fußnote 8. Die Kommission hatte sich in Erwägungsgrund 108 des Einleitungsbeschlusses auf diesen Fall bezogen.

(85) Die französischen Behörden argumentieren weiterhin, dass der Mechanismus eher demjenigen aus der Rechtssache *PreussenElektra* ([17]) entspricht als dem der Rechtssachen *Vent de Colère* ([18]) und *Essent* ([19]). Wie in der Rechtssache *PreussenElektra* und im Gegensatz zu den Planungen bei *Vent de Colère* sieht der Kapazitätsmechanismus keinen Ausgleichsmechanismus für die Anbieter vor. Und im Gegensatz zu *Essent* i) verbleiben die Geldflüsse stets Eigentum privater Marktteilnehmer (Anbieter und Kapazitätsbetreiber); ii) die Geldflüsse ergeben sich nicht aus einer Steuer. Die Präsenz staatlicher Mittel ist umso anfechtbarer, als (im Gegensatz zur Rechtsprechung im Fall *PreussenElektra*) kein Mindestkaufpreis für Kapazitätsgarantien festgelegt wird.

(86) Zudem kann nach Auffassung der Behörden die Abtretung von Kapazitätsgarantien nicht als Verzicht auf staatliche Mittel interpretiert werden. Der Staat verzichtet keinesfalls auf Mittel, da der Handelswert der Garantiezertifikate sich entweder i) aus dem zugrunde liegenden Basiswert ergibt ii) oder aus ihrer Knappheit zum Zeitpunkt der Ausstellung. Auf diese beiden Elemente hat der Staat keinen Einfluss, was diesen Fall von den Rechtssachen *NOx* und *Rumänische grüne Zertifikate* unterscheidet, bei denen die Zertifikate entweder auf Auktionen verkauft wurden oder einen Mindestwert hatten.

(87) Schließlich sind die Anbieter im Fall Rumäniens durch das Gesetz ausdrücklich verpflichtet, die Kosten für den Erwerb der grünen Zertifikate auf die Verbraucher umzulegen. Der Europäische Gerichtshof (EuGH) hatte in der Rechtssache *Vent de Colère* ein ähnliches Argument vertreten, da die Anbieter lediglich als Finanzintermediäre dienten (der Beitrag zur öffentlichen Elektrizitätsversorgung ([20]) gewährleistete den Ausgleich ihrer Zusatzkosten). Im Fall des französischen Mechanismus hingegen steht es den Anbietern völlig frei, wie sie die Kosten den Verbrauchern weiterberechnen. Es besteht kein Mechanismus zum Ausgleich der Zusatzkosten, die den Anbietern durch den Erwerb der Kapazitätsgarantien entstehen.

4.1.2. *Selektiver Vorteil*

4.1.2.1. Stellungnahmen der Beteiligten

(88) Neben EDF ist auch ein Unternehmen, das in Frankreich hauptsächlich im Bereich des Großhandels aktiv ist, der Ansicht, dass der Mechanismus eine gemeinwirtschaftliche Verpflichtung darstellt. Dieses Unternehmen bezieht sich auf den Beschluss der Kommission in der Rechtssache N 475/2003 über eine Ausschreibung für neue Kapazitäten in Irland ([21]).

(89) EDF zufolge stellt der Zertifizierungsvorgang in dem Moment, in dem er einer Verfügbarkeitsverpflichtung entspricht, einen Ausgleich für einen von den Kapazitätsbetreibern geleisteten Dienst dar und keinen vermeintlichen Vorteil, der kostenlos gewährt wird.

(90) Weiterhin sind EDF und ein anderes vertikal integriertes Unternehmen der Ansicht, dass sich aus dem Kapazitätsmechanismus keinerlei selektiver Vorteil für die Kapazitätsbetreiber ergibt. Ihrer Meinung nach befinden sich die verschiedenen Akteure am Mechanismus in einer faktisch und rechtlich vergleichbaren Situation und werden absolut gleich behandelt: Sie erhalten unabhängig von der verwendeten Technologie eine identische Bezahlung. Somit kann kein Betreiber aufgrund der Besonderheiten seiner Produktionsanlagen bevorteilt werden.

(91) EDF zufolge ist die Behauptung falsch, es handle sich bei diesem angeblichen Vorteil um einen selektiven Vorteil, da der Kapazitätsmechanismus „den Kapazitätsbetreibern eine Beihilfe gewährt, die andere Wirtschaftszweige nicht erhalten". Damit verkennt die Kommission die Eigenschaften des Kapazitätsmechanismus („*market-wide*" und „*technology neutral*"), ebenso wie die Rechtsprechung des EuGH, die die Selektivität einer Maßnahme im Vergleich mit anderen Unternehmen bewertet, die sich in einer faktisch und rechtlich vergleichbaren Situation befinden.

4.1.2.2. Kommentare Frankreichs

(92) Erstens stellt die Ausstellung von Zertifikaten im Rahmen des Kapazitätsmechanismus den Behörden zufolge eine Gegenleistung für eine Verfügbarkeitsverpflichtung in Spitzenlastzeiten oder in angespannten Situationen dar.

([17]) Rechtssache PreussenElektra AG/Schleswag AG, Beteiligte: Windpark Reußenköge III GmbH und Land Schleswig-Holstein, C-379/98, ECLI:EU:C:2001:160.
([18]) Rechtssache C-262/12; siehe Fußnote 10.
([19]) Verbundene Rechtssachen C-204/12 bis C-208/12; siehe Fußnote 11.
([20]) Beim Beitrag zur öffentlichen Elektrizitätsversorgung (CSPE) handelt es sich um eine Abgabe steuerlicher Art für Stromverbraucher in Frankreich, die darauf abzielt, die Betreiber für die Zusatzkosten zu entschädigen, die ihnen durch die gesetzlichen Verpflichtungen im Rahmen der öffentlichen Elektrizitätsversorgung entstehen.
([21]) http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/137628/137628_485545_28_2.pdf.

(93) Zweitens sind die französischen Behörden der Ansicht, dass die gemeinwirtschaftliche Verpflichtung klar definiert ist. Was die Lastreduktionen anbelangt, so erleichtert die Optionalität ihrer Zertifikation ihre Teilnahme am Kapazitätsmechanismus. Was die Produktionsanlagen anbelangt, so stellt der deklarative Charakter des Zertifizierungsverfahrens die deutliche Definition der gemeinwirtschaftlichen Verpflichtung nicht infrage: Die CRE kann im Falle einer versuchten Marktmanipulation die erforderlichen Sanktionen verhängen, insbesondere wenn ein Marktteilnehmer seine Kapazitäten unterbewertet, um Druck auszuüben und auf diese Art die Preise der Kapazitätsgarantien in die Höhe zu treiben.

(94) Da der Kapazitätsmechanismus nicht an eine bestimmte Technologie gebunden ist, sind die Behörden der Ansicht, dass er keinem Produktions- oder Lastreduktionsverfahren einen selektiven Vorteil verschafft.

(95) Frankreich zufolge würde der Standpunkt der Kommission, die den Mechanismus insofern als selektiv anzusehen scheint, als er sich ausschließlich an Kapazitätsbetreiber (und nicht an die anderen Wirtschaftszweige) richtet, bedeuten, dass alle sektorbezogenen Maßnahmen naturgemäß selektiv wären.

4.1.3. *Auswirkungen auf den Wettbewerb und den Handel zwischen Mitgliedstaaten*

4.1.3.1. Stellungnahmen der Beteiligten

(96) Keiner der Beteiligten hat zu diesem Punkt Stellung genommen.

4.1.3.2. Kommentare Frankreichs

(97) Die französischen Behörden sind der Ansicht, dass der Kapazitätsmechanismus keine Auswirkungen auf den Elektrizitätsmarkt hätte — weder auf den französischen Markt noch auf die Interaktionen mit den Nachbarländern — und dieser weiterhin ordnungsgemäß funktionieren würde. Insbesondere sind sie davon überzeugt, dass der Kapazitätsmarkt keinen Einfluss auf den Strompreis auf den Spotmärkten hätte.

4.2. **Ziel von gemeinsamem Interesse und Erforderlichkeit**

4.2.1. *Stellungnahmen der Beteiligten*

(98) Die Beteiligten sind generell der Ansicht, dass der Mechanismus erforderlich ist und ein wesentlicher Bestandteil der Marktorganisation sein sollte. Lediglich drei Beteiligte fechten die Erforderlichkeit der Maßnahme aus folgenden Gründen an:

1. Die 2015 durch RTE erstellte Analyse der Zulänglichkeit der Stromerzeugungskapazitäten sieht keinerlei Ausfallrisiko vor;

2. Derzeit besteht in Frankreich eine Überkapazität, die durch die Tatsache nachgewiesen ist, dass das Volumen der zertifizierten Kapazitäten für das Jahr 2017 höher ist als für Spitzenlastzeiten erforderlich; und

3. Der Verbrauch ist in den letzten Jahren gesunken und der Spitzenbedarf ist stabil (RTE war von einer Erhöhung des Spitzenbedarfs ausgegangen).

4.2.2. *Kommentare Frankreichs*

4.2.2.1. Versorgungssicherheit

(99) Den Behörden zufolge wurden in den neuesten Studien von RTE sehr wohl ein Indikator für die Versorgungssicherheit und ein Ausfallrisiko bestimmt: In der letzten Bedarfsvorausschätzung von RTE, die vor dem Inkrafttreten des Mechanismus (2014) erstellt wurde, ergibt das Referenzszenario ein Kapazitätsdefizit von 2 GW für den Winter 2016-2017. Dieses Defizit sank in der Bedarfsvorausschätzung 2015 für den Winter 2017-2018 auf 200 MW, was jedoch auf das Signal des Inkrafttretens des Mechanismus zurückzuführen war. Die Analysen des *Pentalateral Energy Forum* sollen diese Analysen bestätigen.

(100) Die Angemessenheitsbeurteilung der REGRT-E (der Bericht *Scenario Outlook and Adequacy Forecast*) stützte sich hingegen auf eine deterministische Methode: Die auf Kältewellen und die Thermosensibilität zurückzuführende Verbrauchsspitze wurde in der Bewertung nicht modelliert. Die unterschiedlichen Ergebnisse sind auf diese

methodischen Unterschiede zurückzuführen. Die Anwendung der Zielmethodologie, die REGRT-E anstrebt, wird eine Reduzierung der Abweichungen zwischen diesen verschiedenen Bedarfsvorausschätzungen zur Folge haben. Diesbezüglich stimmt die 2016 durch REGRT-E ([22]) veröffentlichte *Mid-Term Adequacy Forecast*, die als erste Version eine wahrscheinlichkeitstheoretische Methode anwendet, mit den Ergebnissen der Studie von PLEF und RTE überein.

(101) Im Gegensatz zu dem, was der Kommissionsvorschlag vermuten lässt, wurde der französische Kapazitätsmechanismus nicht dazu entwickelt, ein Problem des„*Missing* Money" zu beheben, sondern um (insbesondere bei Verbrauchsspitzen) die Versorgungssicherheit des französischen Systems zu gewährleisten, indem die Verfügbarkeit von Mitteln vergütet wird, bei denen die alleinige Vergütung auf dem Energiemarkt nicht ausreicht.

(102) Frankreich führt als Ergänzung des Kapazitätsmechanismus mehrere Maßnahmen ein: Verbundvorhaben; Revision der regulierten Tarife und der Kosten für die Strombeförderung und die Nutzung der Netze, damit diese Versorgungsengpässe besser Rechnung tragen; Entwicklung der Lastreduktionskapazitäten (beispielsweise durch die Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens für den Elektrizitätsmarkt, die die Beteiligung von Lastreduktionen an allen Mechanismen ermöglicht, die Aufhebung technischer und wettbewerbsbedingter Behinderungen der Kapazitätsverdichtung, die Bereitstellung intelligenter Zähler); die Bereitstellung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen usw.

(103) Zwischenzeitlich hat RTE die Bewertung der Zulänglichkeit der Stromerzeugungskapazitäten für 2016 veröffentlicht. Den Behörden zufolge hat die letzte Bedarfsvorausschätzung von RTE keinen Einfluss auf die Analyse der französischen Behörden. Sie bestätigt diese Analyse vielmehr, da sie einmal mehr zeigt, dass die Stromversorgungssicherheit in Frankreich von der Zukunft einiger Wärmekraftwerke abhängt (insbesondere von Gas- und Dampfturbinen-Kombinationskraftwerken) und von Lastreduktionen, d. h. genau von den Branchen, die von der Einführung des Kapazitätsmechanismus am meisten profitieren.

Abbildung 3

Ausfallindikatoren für das „hohe thermische Szenario" und das „niedrige thermische Szenario"

		2016-17	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21
„Hohes thermisches Szenario"	Erwartetes Energiedefizit	2,0 GWh	1,4 GWh	2,5 GWh	2,7 GWh	0,8 GWh
	Unterbrechungserwartung	0 Std. 45 Min.	0 Std. 30 Min.	1 Std. 00 Min.	0 Std. 45 Min.	0 Std. 15 Min.
	Kapatitätsspanne oder Defizit	4 700 MW	5 400 MW	3 600 MW	3 700 MW	6 600 MW
„Niedriges thermisches Szenario"	Erwartetes Energiedefizit	8,6 GWh	13,4 GWh	26,5 GWh	26,2 GWh	7,6 GWh
	Unterbrechungserwartung	2 Std. 30 Min.	3 Std. 45 Min.	6 Std. 45 Min.	6 Std. 15 Min.	2 Std. 15 Min.
	Kapatitätsspanne oder Defizit	600 MW	– 700 MW	– 2 500 MW	– 2 400 MW	900 MW

Quelle: RTE, Bilan prévisionnel 2016 (Bedarfsvorausschätzung 2016).

(104) RTE zufolge sollte in Ermangelung eines Kapazitätsmechanismus aus den verschiedenen thermischen Szenarien, die in der Bedarfsvorausschätzung 2016 aufgeführt sind (siehe Abbildung 3) das „niedrige thermische Szenario" gewählt werden. Das „niedrige thermische Szenario" umfasst eine Schließung bestimmter Anlagen, insbesondere derjenigen, deren Schließung die Betreiber derzeit bis zum Wirksamwerden des Kapazitätsmechanismus verschoben haben. Das „hohe thermische Szenario" hingegen entspricht der Beibehaltung aller derzeit aktiven Kraftwerke, unabhängig von allen wirtschaftlichen Überlegungen: Den Behörden zufolge ist es also unwahrscheinlich, dass dieses Szenario eintritt.

([22]) Verfügbar unter: https://www.entsoe.eu/outlooks/maf/Pages/default.aspx.

(105) So ist die Versorgungssicherheit im „niedrigen thermischen Szenario“ bereits im Winter 2017-2018 gefährdet, wenn ein durchschnittlicher Winter zugrunde gelegt wird. Weiterhin hat RTE (stets unter Annahme des „niedrigen thermischen Szenarios“) für die nächsten fünf Jahre durch Simulation eines extrem kalten Winters mit Kältewelle die Ausfallobergrenze berechnet. Die Ergebnisse dieser Berechnung sind in Abbildung 4 dargestellt.

Abbildung 4

Unterbrechungserwartung in einem extrem kalten Winter (in Stunden)

	2016-17	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21
Unterbrechungserwartung	5-15	8-21	16-36	14-34	5-13

Quelle: RTE.

(106) Die Berechnung zeigt, dass die Ausfallobergrenze jedes Mal das von Frankreich festgelegte Ausfallkriterium (d. h. eine Ausfallobergrenze von durchschnittlich 3 Stunden pro Jahr) überschreiten würde. Es ist anzumerken, dass der französische Kapazitätsmechanismus als Schutz gegen winterliche Kältewellen entwickelt wurde.

4.2.2.2. Zu den anderen Beschwerdepunkten der Kommission im Einleitungsbeschluss

(107) Die Kommission hatte in Erwägungsgrund 164 des Einleitungsbeschlusses daran erinnert, dass die Wettbewerbsbehörde die Einführung jahres- und uhrzeitabhängiger Kosten für die Strombeförderung und die Nutzung der Netze („TURPE“) vorgeschlagen hatte, die insbesondere zwischen Hochlast- und Niederlastzeiten unterscheiden, um in Spitzenlastzeiten Anreize für eine Verbrauchssenkung der Industrieverbraucher zu setzen. Frankreich hat bestätigt, dass der TURPE-Netzanteil bereits heute saison- und uhrzeitabhängig ist und je nach Jahreszeit, Wochentag und/oder Uhrzeit unterschiedliche Preise umfasst.

(108) Die Kommission war in Erwägungsgrund 153 des Einleitungsbeschlusses zu dem Schluss gelangt, dass die De-Rating-Faktoren (im optionalen normativen Zertifizierungsverfahren) nicht klar genug waren. Frankreich erläuterte, dass in diesem optionalen normativen Zertifizierungsverfahren die Höhe der zertifizierten Kapazitäten (NCC) der durchschnittlich von der Anlage gelieferten Leistung in PP2-Stunden für die Gesamtheit der vorausgegangenen Jahre entspricht, die mit dem Beitragskoeffizienten für die Branchen (oder *De-Rating-Faktor*) multipliziert werden. Diese Beitragskoeffizienten (85 % für Laufwasserkraftwerke, 70 % für Windkraft und 25 % für Solarenergie) tragen der Tatsache Rechnung, dass für diese Anlagen die durchschnittliche Verfügbarkeit in PP2-Stunden nicht genau den Beitrag dieser Anlagen zur Reduzierung des Ausfallrisikos zeigt, und zwar aufgrund: i) der Korrelation zwischen der Verfügbarkeit der Anlage und den angespannten Situationen (die bei steuerbaren Kapazitäten nicht auftritt) und ii) eines nicht-konstanten Verfügbarkeitsprofils für PP2-Stunden (steuerbare Kapazitäten haben ein flaches Verfügbarkeitsprofil), das Auswirkungen mit sich bringt, da die Ausfallwahrscheinlichkeitsfunktion für PP2-Stunden nicht einheitlich ist. Die Beitragskoeffizienten für die Lieferjahre 2017, 2018 und 2019 beruhen auf den Szenarien der Bedarfsvorausschätzung von RTE und somit auf einer großen Anzahl statistischer Serien.

4.3. **Geeignetheit der Beihilfe**

4.3.1. *Ungleichbehandlung von Lastreduktionskapazitäten*

4.3.1.1. Stellungnahmen der Beteiligten

(109) Die Mehrheit der Beteiligten bezieht sich auf die angenommene Ungleichbehandlung zwischen impliziten und expliziten Lastreduktionen. Eine Mehrheit (5) ist der Ansicht, dass der Mechanismus durch die Aktivierungsverpflichtung für implizite Lastreduktionen explizite Lastreduktionen begünstigt, da diese Verpflichtung als aufwändig angesehen wird. Zwei der Beteiligten haben angemerkt, dass eine explizite Lastreduktionskapazität je nach gewähltem Versorgungssicherheitskriterium nur einmal alle zehn Jahre aktiviert werden sollte (da der

Mechanismus für zehnjährig auftretende Kältewellen vorgesehen ist). Daher sind sie der Ansicht, dass das PP2-Stundenvolumen (Verfügbarkeit der expliziten Lastreduktion) 10 Mal höher sein müsste als das PP1-Stundenvolumen (effektive Reduzierung der impliziten Lastreduktion). Zwei der Beteiligten waren gegenteiliger Meinung und merkten an, dass ihnen zufolge die impliziten Lastreduktionen bevorteilt würden, da die Betreiber expliziter Lastreduktionen die Kosten der Zertifizierung tragen müssen. Zwei der Beteiligten sind der Ansicht, dass die französischen Behörden ein Gleichgewicht zwischen den Verpflichtungen der beiden Typen von Lastmanagern gefunden haben.

4.3.1.2. Kommentare Frankreichs

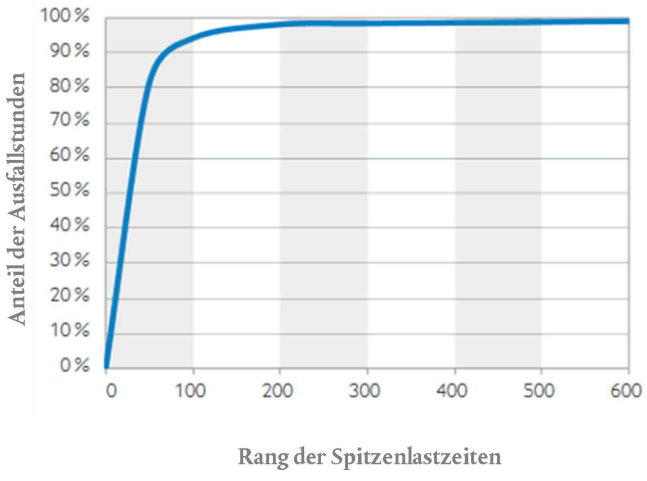
(110) Frankreich verteidigte sich durch Ausführung der verschiedenen Verpflichtungen der beiden Typen von Lastmanagern. Die Behörden bekräftigen, dass unterschiedliche Bedingungen erforderlich sind, damit beide Kapazitätstypen am Mechanismus teilhaben können. Insbesondere ist aufgrund der geforderten höheren Gegenleistung für eine implizite Lastreduktion (Aktivierung gegen Verfügbarkeit) folgerichtig, dass die Anzahl der entsprechenden Tage (PP1-Tage) niedriger ist als die Anzahl der Tage, während derer ein Betreiber expliziter Lastreduktionen verfügbar sein muss.

(111) Einige Beteiligte meldeten Bedenken an, dass der Zeitraum PP2 zwar länger als der Zeitraum PP1, potenziell jedoch zu knapp bemessen sei. Frankreich zufolge ist die Bemessung der Zeiträume PP1 und PP2 eine komplexe Frage, für deren Antwort zwangsläufig ein Kompromiss erforderlich ist. RTE hat Studien durchgeführt, um einen tragfähigen Kompromiss zu erzielen. Die Ergebnisse dieser Studien sind im Begleitbericht der vorgeschlagenen Regeln des Kapazitätsmechanismus (*Rapport d'accompagnement de la proposition de règles du mécanisme de capacité*) von 2014 beschrieben.

(112) Zusammenfassend haben die französischen Behörden für den Zeitraum PP1 einen Umfang von 100 bis 150 Stunden gewählt, um die Spitzenlastzeiten zu erfassen (siehe nachstehende Abbildung 5) und gleichzeitig den Beitrag des Verbraucherlastmanagements zur Reduzierung des Ausfallrisikos zu zeigen.

Abbildung 5

Beziehungen zwischen Ausfall und Spitzenlastzeiten



Quelle: RTE, Rapport d'accompagnement de la proposition de règles du mécanisme de capacité (2014), S. 139.

(113) Frankreich zufolge sollte der PP2-Zeitraum zwar länger sein als PP1, da die Aktivierung höhere Ansprüche darstellt als die Verfügbarkeit, aber auch nicht zu lang, um bestimmte Branchen (insbesondere Lastreduktionen) nicht ungebührlich zu benachteiligen. Aus der gleichen Studie von RTE ging hervor, dass 99 % der Ausfallstunden innerhalb der 300 Stunden Spitzenlastzeiten liegen und dass infolgedessen ein PP2-Zeitraum von 100 bis 300 Stunden stärkerer Nachfrage sinnvoll ist, um den Beitrag expliziter Lastreduktionskapazitäten zur Reduzierung des Ausfallrisikos korrekt zu bestimmen.

(114) Aus diesem Zeitraum von 100 bis 300 Stunden haben die französischen Behörden einen Wert von 250 Stunden gewählt. Dieser Wert ermöglicht i) eine Erfassung von nahezu 99 % der Ausfallstunden (siehe Abbildung 5), und führt somit im Vergleich mit dem Höchstwert von 300 Stunden nicht zu einer beeinträchtigten Erfassung des Ausfallrisikos, und ii) eine Erhöhung der Verfügbarkeit expliziter Lastreduktionen im Vergleich mit anderen Branchen ([23]). Um diese Versorgungssicherheit zu gewährleisten, haben sich die französischen Behörden für den PP2-Zeitraum für einen Höchstwert von 250 Stunden entschieden, der den Beitrag expliziter Lastreduktionen maximiert und eine identische Abdeckung des Ausfallrisikos bietet.

(115) Ein PP2-Zeitraum, der 10 Mal länger ist als der PP1-Zeitraum, entspräche einer Messung der Verfügbarkeit der Produktions- und Lastreduktionsmittel über 1 000 bis 1 500 Stunden. Angesichts der Verfügbarkeitsanforderungen von Lastreduktionen über längere Zeiträume hätte eine Verlängerung der Verfügbarkeitsverpflichtung für diese Kapazitäten eine Reduzierung ihres möglichen Werts im Rahmen des Kapazitätsmechanismus zur Folge. 100 MW industrieller Lastreduktionen, die für hundert Stunden verfügbar sind, aber nicht für tausend, würden dann berücksichtigt wie 20 MW thermischer Produktion, obwohl die Studien zeigen, dass ihr Beitrag zur Reduzierung des Ausfallrisikos 90 MW thermischer Produktion entspricht. Aus diesem Grund, und um einen gerechten Wettbewerb von Lastmanagern und Erzeugern zu gewährleisten, haben sich die französischen Behörden dafür entschieden, keinen PP2-Zeitraum zu wählen, der 10 Mal länger ist als der PP1-Zeitraum, und einen festgelegten PP2-Zeitraum zu bestimmen.

(116) Im Übrigen erinnern die französischen Behörden daran, dass der Kapazitätsmechanismus (durch das Fehlen der spontanen Aktivierung) eine Kontrolle der Kapazitätsverfügbarkeit vorsieht, die gewährleistet, dass kein Mitnahmeeffekt zwischen einer Verfügbarkeitsverpflichtung und einer Aktivierungsverpflichtung auftritt.

(117) Die französischen Behörden sind dennoch offen für die Festlegung anderer Werte als derjenigen, die bisher in den Regeln verwendet werden, sind jedoch der Ansicht, dass der derzeit geltende Rahmen ein Gleichgewicht zwischen den unabhängigen Lastmanagern und den Anbietern gewährleistet. Sie vertreten daher die Meinung, dass das derzeit geltende Verhältnis zwischen PP1 und PP2 in den ersten Lieferjahren beibehalten werden sollte. Der Verhältniswert kann dann erneut bewertet werden, wenn die gesendeten Signale nicht relevant genug sind, und eine solche Bewertung kann in die Bewertung der Funktionsweise des Kapazitätsmarktes integriert werden.

4.3.2. *Ausschluss grenzüberschreitender Kapazitäten*

4.3.2.1. Stellungnahmen der Beteiligten

(118) Die als Reaktion auf den Einleitungsbeschluss eingegangenen Stellungnahmen zeigen einen breiten Konsens der Marktteilnehmer darüber, dass sich der französische Mechanismus schrittweise (d. h. ohne die Einführung des Mechanismus im Januar 2017 zu gefährden) für grenzüberschreitende Kapazitäten öffnen sollte.

4.3.2.2. Frankreichs Kommentare und Vorschläge für Abhilfemaßnahmen

(119) Als Reaktion darauf hat Frankreich eine explizite Berücksichtigung ausländischer Kapazitäten im Rahmen eines Hybridmodells vorgeschlagen, nach dem sowohl Verbindungsleitungen wie auch ausländische Produktions- und Lastreduktionskapazitäten vergütet werden sollen. Die höchste Vergütung soll den Engpässen entsprechend entweder für Verbindungsleitungen oder für ausländische Kapazitäten gewährt werden.

(120) Nach diesem Vorschlag müssen ausländische Produktions- und Lastreduktionskapazitäten Tickets für Verbindungsleitungen erwerben, damit die Kapazitäten zertifiziert und anschließend die Kapazitätsgarantien auf dem französischen Kapazitätsmarkt angeboten werden können.

(121) Die Tickets werden für die jeweilige Grenze auf der Grundlage des Beitrags des betreffenden Nachbarmitgliedstaats zur Stromversorgungssicherheit in Frankreich gewährt und dann in grenzspezifischen Auktionen angeboten. Alle Produktions- und Lastreduktionskapazitäten der Nachbarländer, die durch Verbindungsleitungen an Frankreich angeschlossen sind, können an der Auktion von Tickets für die betreffenden Verbindungsleitungen teilnehmen.

([23]) Im Begleitbericht hat RTE gezeigt, dass sich ein PP2-Wert von 200, 250 oder 300 Stunden auf die meisten Produktionszweige nicht auswirkt, dass er jedoch die Lastreduktionen beeinflusst und deren Beitrag zum Ausfallrisiko durch einen größeren Verfügbarkeitsbereich beeinträchtigt wurde.

Die Auktionen finden im Lieferjahr -1 statt (im Folgenden „AL-1“). Die Maßnahme schließt nicht aus, dass im Rahmen des französischen Mechanismus erworbene Kapazitäten gleichzeitig an anderen Kapazitätsmechanismen in der Europäischen Union teilnehmen. In diesem Kontext müssen gemeinsam mit den betreffenden Ländern Modalitäten für die Kontrolle und Bewertung des geleisteten Dienstes definiert werden.

(122) Wenn die ausländischen Produktions- oder Lastreduktionskapazitäten Tickets für Verbindungsleitungen erhalten haben, können sie zertifiziert werden und Kapazitätsgarantien erhalten. Anschließend können diese Kapazitätsgarantien auf dem französischen Kapazitätsmarkt verkauft werden.

(123) Frankreich verpflichtet sich, die oben dargelegte „pragmatische Hybridlösung“ unilateral umzusetzen. Zu diesem Zweck wird es seinen Regulierungsrahmen um die Möglichkeit erweitern, dass Anlagen der Nachbarstaaten vorbehaltlich einer ausreichenden Transitkapazität der Verbindungsleitungen explizit am französischen Kapazitätsmechanismus teilhaben können. Allerdings werden die Übertragungsnetzbetreiber ([24]) (ÜNB) der entsprechenden Mitgliedstaaten dem im Rahmen eines Protokolls über die Zusammenarbeit zustimmen müssen, das auch die Einführung eines Zertifizierungs- und Kontrollverfahrens ermöglicht, das für die Umsetzung des Mechanismus erforderlich ist.

(124) Für den Fall, dass einige ÜNB betroffener Mitgliedstaaten ein solches Protokoll nicht unterzeichnen, verpflichtet sich Frankreich zur Einführung eines Verfahrens, das eine explizite Beteiligung ausländischer Kapazitäten am Kapazitätsmechanismus ermöglicht, was die endgültige Abkehr von einem Modell darstellt, das auf einer impliziten Beteiligung beruht. Dieses Verfahren besteht in einer expliziten Beteiligung der Verbindungsleitungen (bei dieser Lösung müssen die anderen Mitgliedstaaten nicht tätig werden; zudem wird der Beitrag berücksichtigt, den die Kapazitäten der Verbindungsleitungen zur Stromversorgungssicherheit in Frankreich leisten).

(125) Die Einführung dieser Verpflichtungen erfordert eine Überarbeitung des Dekrets von 2012, das der Conseil d'Etat nach Stellungnahme des Obersten Energierates (Conseil supérieur de l'énergie), des nationalen Rates für die Normbewertung (Conseil national d'évaluation des normes), der Energieregulierungskommission (Commission de régulation de l'énergie) und der Wettbewerbsbehörde (Autorité de la concurrence) verabschiedet hat. Nach Auffassung der französischen Behörden wird es nicht möglich sein, das Dekret vor Ende des Jahres 2017 zu verabschieden und dann die Durchführungsvorschriften zu überarbeiten. Die französischen Behörden sind der Ansicht, dass dieser Schritt ca. 6 Monate dauern könnte. Nach dem von den französischen Behörden vorgelegten Zeitplan soll daher der Regulierungsrahmen im Jahr 2018 geändert werden, sodass er für das Lieferjahr 2019 angewendet werden kann.

4.3.3. *Fehlende Signale für neue Investitionen*

4.3.3.1. Stellungnahmen der Beteiligten

(126) Zu diesem Thema erhielt die Kommission zahlreiche Antworten mit sehr unterschiedlichen Standpunkten.

(127) In den Stellungnahmen wurde mehrheitlich (7 Stellungnahmen) die Ansicht vertreten, dass der Mechanismus in der ursprünglichen Form neue Investitionen in Produktionsanlagen nicht fördern kann. Zu den meistgenannten Gründen gehören insbesondere das Fehlen eines repräsentativen Preissignals früh genug vor dem Lieferjahr, die Obergrenze des Kapazitätspreises in Höhe von 40 000 EUR/MW (die sich aus der Obergrenze des Mechanismus zur Zahlung eines Ausgleichs für Abweichungen ergibt), sowie das Fehlen langfristiger Verträge.

(128) In den Stellungnahmen wurde mehrheitlich bekräftigt, dass der Mechanismus zu komplex ist bzw. dass es für die Anbieter (und insbesondere für neue Marktteilnehmer) schwierig ist, Prognosen zu ihrem zukünftigen Portfolio abzugeben. Einer der Beteiligten betonte, dass ein zentralisierter Kapazitätsmechanismus solche Probleme verhindern würde.

(129) Zwei (etablierte) Erzeuger sind nicht dieser Ansicht, sondern denken, dass der Mechanismus neue Investitionen fördern würde, insbesondere durch die 4-Jahres-Frist vor dem Lieferjahr, durch die Möglichkeit für den Markt, Terminprodukte zu entwickeln, und durch das Preissignal, das sie als verlässlich ansehen. Weiterhin sind sie der Meinung, dass der Mechanismus — insbesondere durch die regelmäßige Veröffentlichung der Prognosen zum Gesamtwert der für jedes Lieferjahr erforderlichen Kapazitätsgarantien — ausreichende Schutzvorkehrungen bietet, um die Transparenz der Kapazitätsverpflichtungen zu gewährleisten.

([24]) Gemäß Artikel 2 der Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG (ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 55) ist ein Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) „eine natürliche oder juristische Person, die verantwortlich ist für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Übertragungsnetzes in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen sowie für die Sicherstellung der langfristigen Fähigkeit des Netzes, eine angemessene Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität zu decken“.

(130) In zwei weiteren Stellungnahmen (von alternativen Anbietern) wurde darauf hingewiesen, dass der Mechanismus eher darauf abzielt, die bestehenden Kapazitäten in Betrieb zu halten, als neue Investitionen zu fördern.

4.3.3.2. Frankreichs Kommentare und Vorschläge für Abhilfemaßnahmen

Fehlen langfristiger Verträge

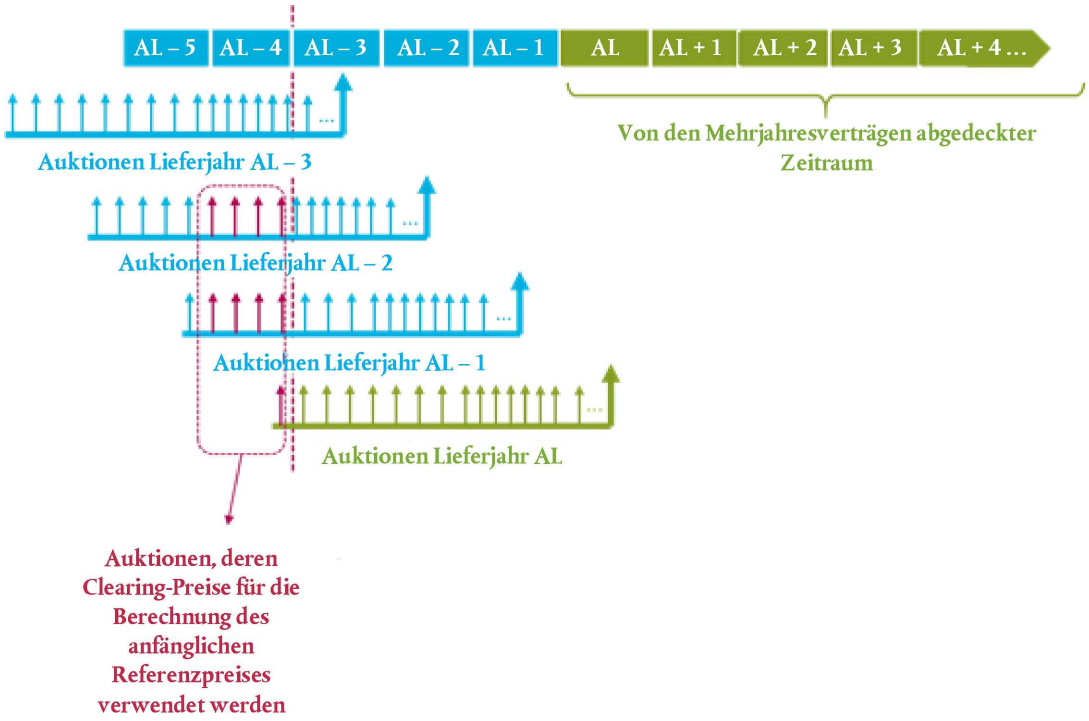
(131) Infolge der Rückmeldungen haben sich die französischen Behörden dazu verpflichtet, ein System mit mehrjährigen Verträgen einzuführen, das darauf abzielt, Investitionen in neue Kapazitäten zu fördern. Alle neuen Kapazitäten ([25]) können an der Maßnahme teilnehmen, wenn sie nicht bereits über einen Fördermechanismus verfügen.

(132) Um für neue Projekte eine ausreichende Umsetzungsfrist zu gewährleisten, wird vier Jahre vor dem entsprechenden Lieferjahr (AL-4) eine erste Auktion mit Kapazitätsgarantien auf der Plattform EPEX durchgeführt. Potenzielle neue Kapazitäten müssen RTE ihre Angebote im letzten Quartal von AL-4 vorlegen. Die Angebote müssen einen Preis und eine Menge umfassen.

(133) Die Wettbewerbsfähigkeit des Preises wird anschließend mit einem „anfänglichen Referenzpreis" verglichen. Angebote, die diesen übersteigen, werden nicht angenommen. Beim anfänglichen Referenzpreis handelt es sich um einen gewichteten Preis ([26]) der Kapazität, der sich nicht nur aus der AL-4 organisierten Auktion ergibt, sondern auch aus den im gleichen Jahr organisierten Auktionen für die Lieferjahre AL-2 und AL-1, wie in Abbildung 6 angegeben.

Abbildung 6

Vorschlag für die Bestimmung des anfänglichen Referenzpreises



Quelle: Schreiben der französischen Behörden vom 9. September 2016.

([25]) Die angewandten Kriterien zur Unterscheidung der Investitionen in neue Kapazitäten von Investitionen in Wartung oder Verlängerung der Lebensdauer bestehender Anlagen werden auf die bereits bestehenden Definitionen der französischen Vorschriften abgestimmt, die der Unterscheidung „neue Kapazitäten" von Investitionen in Wartung oder Verlängerung der Lebensdauer dienen. So verfügt Artikel L. 311-1 des Energiegesetzbuchs in der Version gemäß Gesetz Nr. 2015-992 über den Übergang zu einer nachhaltigen Energieversorgung für grünes Wachstum: „Vorbehaltlich des Artikel L. 311-6 unterliegt der Betrieb aller neuen Anlagen zur Stromerzeugung einer verwaltungsrechtlichen Genehmigung. Als neue Produktionsanlagen gelten im Sinne des vorliegenden Artikels auch Anlagen, deren Leistung um mindestens 20 % gesteigert wird sowie diejenigen, deren primäre Energiequelle geändert wird."

([26]) Die genaue Gewichtung ist nach Absprache mit den Marktteilnehmern von den französischen Behörden zu bestimmen.

(134) Der anfängliche Referenzpreis ist den Marktteilnehmern also nicht vorher bekannt, da er durch die Marktergebnisse bestimmt wird.

(135) Was die vertraglichen Mengen anbelangt, verwenden die französischen Behörden eine Nachfragekurve, die diese Mengen auf die Angebote beschränkt, die langfristig wirklich wettbewerbsfähig sind. Die Nachfragekurve wird jährlich von RTE erarbeitet und von der CRE genehmigt. Sie muss den Wert der neuen Kapazität für das Gemeinwesen widerspiegeln. Es geht darum, sicherzustellen, dass der mehrjährige Vertragsmechanismus sich tatsächlich positiv auf die Verbraucher auswirkt.

(136) Für die ausgewählten Kapazitäten gilt ein Differenzvertrag mit einer Laufzeit von 7 Jahren, dessen Funktionsweise mit einer Einspeiseprämie („*feed-in premium*“) vergleichbar ist: Jede Abweichung zwischen dem Angebotspreis und dem Referenzpreis auf dem Markt hat entweder eine Erstattung des Differenzbetrags zur Folge (wenn der Referenzpreis höher ist als der Angebotspreis) oder ein Inkasso (wenn der Referenzpreis niedriger ist als der Angebotspreis). Um die Marktteilnehmer zur Erlösmaximierung anzuregen, führen Erlöse durch Garantieverkäufe zu einem höheren Preis als dem Angebotspreis nicht zu einer Erstattung des Differenzbetrags (Verkaufspreis — Angebotspreis) durch den Investor.

(137) Die französischen Behörden beabsichtigen weiterhin eine Vorzugsbehandlung von Erzeugern mit geringem CO_2-Ausstoß. Diese erfolgt anhand i) einer Rangfolge nach Umweltkriterien bei identischen technischen und wirtschaftlichen Kennziffern, und ii) einer Obergrenze für Emissionen, die durch Anlagen generiert werden, die vom spezifischen Rahmen für neue Kapazitäten profitieren. Umweltkriterien wie der CO_2-Ausstoß werden den Regeln gemäß definiert; ggf. wird das ökologisch sinnvollste Angebot ausgewählt. Des Weiteren unterliegen bestehende Anlagen auch weiterhin den in Frankreich und Europa geltenden Umweltvorschriften, was ggf. Investitionen für entsprechende Anpassungen erforderlich macht.

(138) Die französischen Behörden verpflichten sich dazu, die Maßnahme 2019 für ausgewählte Kapazitäten umzusetzen und für das Lieferjahr 2023 eine erste effektive Teilnahme der ausgewählten Kapazitäten zu ermöglichen. Zudem verpflichten sie sich dazu, bereits 2019 einen Übergangsmechanismus mit mehrjährigen Verträgen einzuführen, der den Zeitraum von 2020 bis 2023 abdeckt. Dies bedeutet beispielsweise, dass 2019 ein „dauerhafter“ Mechanismus für das Lieferjahr 2023 eingeführt wird, aber auch ein Übergangsmechanismus für die Lieferjahre 2020, 2021 und 2022.

Die Schwierigkeit der Anbieter, die Entwicklung ihres Kundenportfolios langfristig im Voraus zu planen

(139) Die französischen Behörden sind der Ansicht, dass die regelmäßigen Prognosen von RTE den Anbietern eine ausreichende Hilfestellung für die Berechnung der definitiven Höhe ihrer Kapazitätsverpflichtung bieten. Die Behörden fügen hinzu, dass die Anbieter zumindest während der ersten Jahre des Mechanismus die Möglichkeit haben, ihre Kapazitäten bis zum Ende des Lieferjahres anzugleichen, ohne dass dafür Kosten entstehen.

(140) Ungeachtet des Vorstehenden und als Ergänzung dieser Schutzmaßnahmen bieten die französischen Behörden an, in den Regeln des Kapazitätsmechanismus Bestimmungen über eine Begleitung alternativer Anbieter hinsichtlich ihrer Kapazitätsverpflichtung festzuschreiben. Derzeit sehen die Regeln vor, dass RTE jedem Anbieter ein Jahr nach dem Lieferjahr eine voraussichtliche Verpflichtungsstufe mitteilt, und zwei Jahre nach dem Lieferjahr die definitive Verpflichtungsstufe. Zudem hat RTE Begleitinstrumente entwickelt, anhand derer die Akteure vor diesen Fristen über ihre Verpflichtungsstufe informiert werden. Frankreich bietet an, für RTE die Verpflichtung festzuschreiben, die Anbieter bei der Berechnung ihrer Verpflichtung zu begleiten. Diese Begleitung erfolgt insbesondere durch Bereitstellung von Instrumenten, die alternativen Anbietern die Planung ihrer Kapazitätsverpflichtung erleichtern und durch regelmäßige Beratungszeiten, während derer die Anbieter diese Instrumente zur Berechnung ihrer Verpflichtung nutzen können. Auf Anfrage haben die Anbieter auch die Möglichkeit, diese Instrumente außerhalb dieser in den Regeln festgelegten Zeiten zu nutzen.

Potenziell fehlende Anreize dafür, dass die Akteure vor dem Lieferjahr eine Anpassung erzielt haben

(141) Weiterhin haben sich die französischen Behörden dazu verpflichtet, die Anpassungsmodalitäten zu ändern, um den Kapazitätsbetreibern Anreize zu setzen, ihre Zertifizierung optimal an die Realität anzupassen. Das heißt, dass die Kosten, die den Akteuren für die Anpassung entstehen, vom Anpassungsumfang des jeweiligen Beteiligten abhängen:

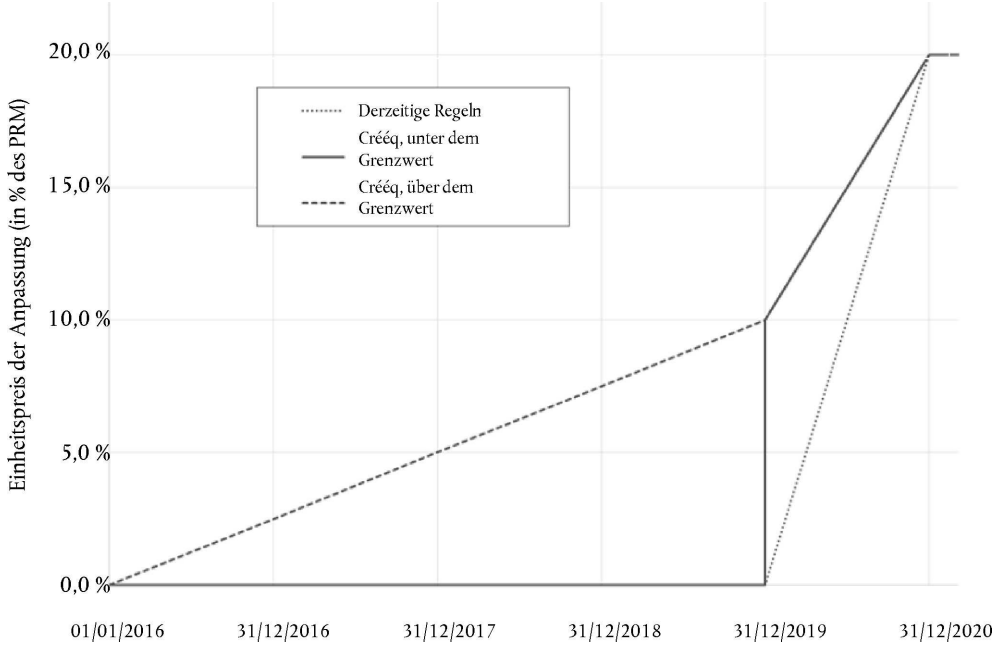
1. Liegt die Summe der Anpassungen unter 1 GW (Summe der absoluten Werte), bleibt die Anpassung vor dem Lieferjahr kostenlos;

2. liegt die Summe der Anpassungen über 1 GW (Summe der absoluten Werte), ist die Anpassung vor dem Lieferjahr kostenpflichtig;

(142) Die Staffelung der Anpassungskosten ist nachstehend in Abbildung 7 dargestellt (Lieferjahr: 2020). Je näher das Lieferjahr rückt, desto höher ist der Einheitspreis.

Abbildung 7

Darstellung des neuen Anpassungsrahmens für das Jahr 2020 mit k = 0,2



Quelle: Schreiben der französischen Behörden vom 9. September 2016.

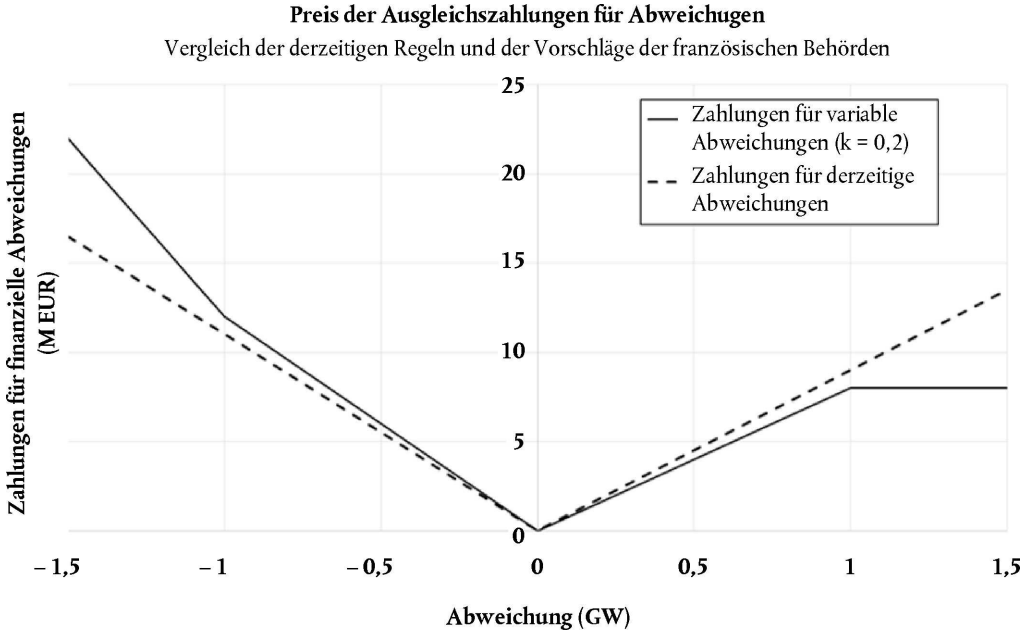
(143) Die Kapazitätsbetreiber müssen die Anpassung bei wichtigen Ereignissen, die in den Regeln aufgeführt sind, nun innerhalb einer kurzen Frist vornehmen. Als wichtig gelten Ereignisse, die im Vergleich mit den Verfügbarkeitsprognosen zu einer Nichtverfügbarkeit von Mitteln führen, z. B. Stilllegung, definitive Schließung, Schäden, die zu einer langfristigen Verringerung der Verfügbarkeit führen usw.) ([27]).

(144) Die französischen Behörden bieten auch hinsichtlich der Ausgleichszahlung für Abweichungen eine Änderung des Mechanismus an, um die Marktteilnehmer weiter von negativen wie positiven Abweichungen abzubringen. Insbesondere wird der im Falle von Ungleichgewichten angewandte Anreizkoeffizient „k" verdoppelt (er war in der Verordnung vom 22. Januar 2015 mit 0,1 festgelegt und wird auf 0,2 erhöht). Bei negativen Ungleichgewichten über dem Grenzwert von 1 GW wird er noch weiter erhöht, bei positiven Ungleichgewichten über 1 GW bringt er noch weniger ein (die genauen Grenzwerte sind von den Behörden auf der Grundlage eines Marktwerts festzulegen, sie sind jedoch keinesfalls höher als 1 GW). Diese Änderungen sind in Abbildung 8 dargestellt.

([27]) Vorher hatten die Kapazitätsbetreiber nur eine Mitteilungspflicht für Ereignisse, die eine Abweichung über 100 MW von ihren Verfügbarkeitsprognosen bewirkten. Der Hauptunterschied besteht darin, dass diese Mitteilung des Betreibers nicht unbedingt zu einer Anpassung führte (der Betreiber konnte mit der Anpassung warten oder gar keine Anpassung vornehmen und die Abweichung beibehalten). Endgültige Schließungen waren der einzige Fall, in dem zwingend eine Anpassung erfolgte. Zudem war diese Bestimmung nicht durch die Regeln, sondern durch den Zertifizierungsvertrag vorgesehen, während sie nun in die Regeln (also den übergeordneten Text) aufgenommen wird.

Abbildung 8

Veranschaulichung des Vorschlags bezüglich der Ausgleichszahlungen für Abweichungen mit einer Obergrenze von 1 GW und mit k = 0,2



Quelle: Schreiben der französischen Behörden vom 9. September 2016.

Die Obergrenze für die Ausgleichszahlung für Abweichungen spiegelt nicht die Kosten eines neuen Markteintritts („CONE") wider

(145) Ergänzend haben sich die französischen Behörden dazu verpflichtet, den administrierten Preis (der eine Obergrenze für die Ausgleichszahlungen und somit indirekt auch für den Preis der Kapazitätsgarantien darstellt) gemäß dem folgenden Kalender schrittweise zu erhöhen:

1. Aufgrund der späten Umsetzung der Maßnahme wird für das Jahr 2017 ein administrierter Preis von 20 000 EUR/MW festgelegt, damit die Marktteilnehmer sich bei begrenztem Risiko mit der Funktionsweise des Marktes vertraut machen können;

2. Für 2018 und 2019 wird ein administrierter Preis von 40 000 EUR/MW festgelegt;

3. Ab 2020 wird ein administrierter Preis von 60 000 EUR/MW festgelegt, damit der Kapazitätsmechanismus ggf. Preissignale senden kann, die dem Bedarf an neuen Kapazitäten auf einem Markt entsprechen, der bis dahin einen ausreichenden Reifegrad erreicht haben müsste.

(146) Zudem verpflichten sich die französischen Behörden für die Lieferjahre ab 2021 zu einer jährlichen Aktualisierung des administrierten Preises, um diesen an den CONE-Wert anzupassen, insbesondere an die Kosten eines Gas- und Dampfturbinen-Kombinationskraftwerks gemäß den von der Regulierungsbehörde genehmigten Berechnungen des Übertragungsnetzbetreibers. Diese Aktualisierung setzt nicht zwingend eine komplette Revision der Regeln des Kapazitätsmechanismus voraus.

(147) Dieser Kalender ermöglicht i) die Abstimmung einer eventuellen Erhöhung des administrierten Preises auf das Inkrafttreten der Maßnahme mehrjähriger Verträge für neue Kapazitäten und ii) eine zeitgleiche Befragung der Marktteilnehmer zur Erhöhung des administrierten Preises und zur Einführung der Maßnahme mehrjähriger Verträge für neue Kapazitäten ([28]).

([28]) Im Rahmen der eingehenden Untersuchung des Kapazitätsmechanismus haben die Mitarbeiter der Europäischen Kommission und die französischen Behörden erste Analysen zum Finanzierungsbedarf für neue Investitionsprojekte des Typs Gas- und Dampfturbinen-Kombinationskraftwerk erstellt. Sie basieren auf den Finanzdaten des Projekts Landivisiau und verschiedenen Daten aus der wirtschaftswissenschaftlichen Literatur). Diese Analysen zeigen, dass Kapazitätseinkünfte in Höhe von 60 000 EUR/MW/Jahr eine angemessene Größenordnung für Neuinvestitionen in Dampfturbinen-Kombinationskraftwerke darstellen, dass jedoch eine Erhöhung des administrierten Preises erwägt werden könnte, um die Rentabilität der Projekte zu gewährleisten. Tatsächlich ist bei Anwendung der bestehenden Finanzdaten die Rentabilität der Projekte nur bei Kapazitätseinnahmen in Höhe von ca. 60 000 EUR/MW/Jahr gewährleistet. Diese Analysen sind fortzusetzen, um die Erhöhung des administrierten Preises genauer zu definieren und dadurch zu garantieren, dass die Höhe des administrierten Preises eine Schutzmaßnahme für Verbraucher darstellt und kein Hindernis für den Eintritt auf dem Elektrizitätsmarkt.

(148) Ergänzend zum Vorstehenden und zum Inhalt des Einleitungsbeschlusses hatte die Kommission in den Diskussionen mit den Behörden zu bedenken gegeben, dass die Differenz („*Spread*") zwischen dem ARENH-Mechanismus und dem Strompreis auf dem Energiemarkt auch eine implizite Obergrenze der Kapazitätspreise darstellen könnte, da das ARENH-Produkt die Kapazitätsgarantien einschließt.

(149) Die Antwort der französischen Behörden lautete folgendermaßen:

1. Das Volumen der Kapazitätsgarantien, die zum ARENH-Produkt gehören, ist im Vergleich mit der Gesamtheit des Kapazitätsmarktes niedrig genug, um den Preis der anderen Kapazitätsgarantien nicht zu beeinflussen; und

2. Der derzeitige *Spread* entspricht ca. 10 EUR/MWh, was einem Kapazitätspreis von 87 600 EUR/MW entspricht. Da der Kapazitätspreis für die Jahre 2017, 2018-2019 und 2020 behördlich auf 20 000 EUR/MW/Jahr, 40 000 EUR/MW/Jahr bzw. 60 000 EUR/MW/Jahr festgesetzt ist, ist das ARENH-Produkt derzeit nicht wettbewerbsfähig ([29]).

(150) Die französischen Behörden verpflichten sich jedoch im Rahmen einer zukünftigen Bewertung der Funktionsweise des Marktes, die Möglichkeit einer „Finanzialisierung" des Kapazitätsanteils des ARENH-Produktes ([30]) zu untersuchen, um zu verhindern, dass dieses Produkt die freie Preisbildung auf dem Kapazitätsmarkt beeinträchtigt.

4.3.4. *Weitere Beschwerdepunkte der Kommission*

(151) In Erwägungsgrund 182 des Einleitungsbeschlusses hatte die Kommission Frankreich aufgefordert, klarzustellen, weshalb bestimmte Vorschläge zur Verbesserung des Mechanismus nicht angenommen wurden, die die Wettbewerbsbehörde in ihrer Stellungnahme Nr. 12-A-09 vom 12. April 2012 aufführt.

(152) Die französischen Behörden erläuterten, dass unter Berücksichtigung der vorgeschlagenen Änderungen (d. h. die Verpflichtung für die Erzeuger, die voraussichtliche Verfügbarkeit ihrer Produktionsanlagen auf der Grundlage der historischen Werte anzugeben und einen Mechanismus für die explizite Teilnahme grenzüberschreitender Kapazitäten einzuführen) lediglich zwei Vorschläge der Wettbewerbsbehörde nicht angenommen wurden:

1. der Vorschlag, Anlagen mit Kaufverpflichtung (erneuerbare Energien) keine Zertifikate auszustellen, da die Preise für den Ankauf des erzeugten Stroms die Kosten für diese Anlagen vollständig abdecken; und

2. der Vorschlag, die Finanzierung der Übergangsausschreibungen nicht von den alternativen Anbietern tragen zu lassen.

(153) Hinsichtlich des ersten nicht angenommenen Vorschlags haben die Behörden erläutert, dass die Zertifizierung der Anlagen mit Kaufverpflichtung ausgewählt wurde, um der Tatsache Rechnung zu tragen, dass der Kapazitätsmechanismus *marktweit* aktiv ist. Um jedoch eine eventuelle Kumulierung der Vergütungen für Anlagen mit Kaufverpflichtung zu verhindern, wurde festgelegt, dass die Käufer mit Kaufverpflichtung für die Zertifizierung dieser Anlagen zuständig sind und als Eigentümer der entsprechenden Kapazitätsgarantien gelten, wobei die Einkünfte aus dem Kapazitätsverkauf von der Entschädigung der Käufer mit Kaufverpflichtung abgezogen werden.

(154) Hinsichtlich des zweiten nicht angenommenen Vorschlags haben die Behörden erläutert, dass entschieden wurde, keine Übergangsausschreibungen einzuführen; alternative Anbieter tragen somit keinerlei Kosten. Sie müssen jedoch die zukünftigen Kosten der Maßnahme tragen, da die aktuelle Schutzmaßnahme nach der Weiterentwicklung des Dekrets aufgehoben und durch die Maßnahme der mehrjährigen Verträge ersetzt wird.

4.4. **Angemessenheit**

4.4.1. *Überschätzung des Verbrauchs*

4.4.1.1. Stellungnahmen der Beteiligten

(155) Die Stellungnahmen Dritter zu diesem Punkt sind oben in Abschnitt 4.3.3.1 aufgeführt.

([29]) Ein *Spread* ARENH-Marktpreis in Höhe von ca. 7 EUR/MWh würde zu einem Kapazitätspreis von ca. 60 000 EUR/MW/Jahr führen, d. h. zum Padmin. Bei einem ARENH-Preis von 42 EUR/MWh müsste der Energiepreis mindestens 35 EUR/MWh betragen, damit der *Spread* ARENH-Marktpreis eine implizite Obergrenze für den Kapazitätspreis darstellen könnte. Doch den französischen Behörden zufolge entsprechen die Preise *forward* bis 2019 nicht diesen Beträgen.

([30]) Die „Finanzialisierung" des ARENH-Kapazitätsanteils setzt voraus, dass der Kapazitätspreis vom Preis des ARENH-Energieanteils abgezogen würde.

Kommentare Frankreichs

(156) Die Kommentare Frankreichs zu diesem Punkt sind oben unter Erwägungsgrund 139 aufgeführt.

(157) Ungeachtet der genannten Kommentare schlagen die Behörden vor, RTE zur Begleitung alternativer Anbieter hinsichtlich ihrer Kapazitätsverpflichtung zu verpflichten, wie in Erwägungsgrund 140 erläutert.

4.4.2. *Mangelnde Transparenz bei der Festlegung des Kapazitätspreises*

4.4.2.1. Stellungnahmen der Beteiligten

(158) Die Beteiligten bedauern mit großer Mehrheit (13) die mangelnde Transparenz direkt ausgehandelter Transaktionen und insbesondere der gruppeninternen Transaktionen; einige Beteiligte sind jedoch der Ansicht, dass die meisten Transaktionen in dieser Form erfolgen sollten. Einer der Beteiligten betonte erneut, dass ein zentralisierter Kapazitätsmechanismus solche Probleme verhindern würde.

(159) Der etablierte Betreiber ist der Ansicht, dass der Mechanismus in seiner derzeitigen Form ausreichende Garantien bietet, um die Transparenz der Transaktionen (auch gruppeninterner Transaktionen) zu gewährleisten, insbesondere:

1. Die Verpflichtung zur Führung getrennter Konten im Register der Kapazitätsgarantien (ein Konto für Kapazitätsbetreiber und eines für Anbieter); und

2. Die Transparenzverpflichtung der CRE gegenüber und die Überwachung interner Transaktionen durch die CRE.

4.4.2.2. Kommentare Frankreichs

(160) Die französischen Behörden erwähnen ebenfalls die vom etablierten Betreiber genannten Garantien, die in Erwägungsgrund 160 zusammengefasst sind. Zudem betonen sie, dass es angesichts der Notwendigkeit für die Anbieter, sich an die Entwicklung ihrer Kundschaft anzupassen, angemessen erscheint, die Möglichkeit von direkt zwischen den Marktteilnehmern ausgehandelten Transaktionen als Ergänzung zu den regelmäßig stattfindenden Auktionen beizubehalten. Ein Mechanismus für kontinuierlichen Austausch würde diese Flexibilität sowie die Sichtbarkeit der Transaktionen und Preise garantieren und könnte die Informationsasymmetrie zwischen den Marktteilnehmern reduzieren. Die Teilnahme an einem solchen Mechanismus wäre jedoch kostspielig, insbesondere für relativ kleine Anbieter. Die französischen Behörden schlagen infolgedessen vor, die direkt ausgehandelten Transaktionen beizubehalten und mit einem organisierten Markt zu kombinieren, auf dem der Preis jeder Transaktion veröffentlicht wird.

(161) Sie schlagen jedoch zusätzliche Garantien vor, um die Transparenz und die Repräsentativität der Kapazitätstransaktionen zu erhöhen.

(162) Der Mechanismus sieht bereits eine Veröffentlichung der Auktionspreise auf der von EPEX Spot bereitgestellten Plattform vor. Um für direkt ausgehandelte Transaktionen eine Transparenz zu gewährleisten, die der einer Handelsplattform entspricht, schlagen die französischen Behörden vor, allen Marktteilnehmern Zugang zum Register der (anonymisierten) direkten Transaktionen zu verschaffen, um die Transparenz von Mengen und Preisen zu gewährleisten und gleichzeitig die Anonymität der Betreiber zu garantieren. Die Beteiligten können diese Informationen dann in ihrer Kauf- und Verkaufsstrategie bei organisierten Auktionen berücksichtigen.

(163) Zudem werden die Auktionen gestärkt. Die französischen Behörden haben sich dazu verpflichtet, die Liquidität der organisierten Auktionen zu erhöhen, indem die Anzahl der Auktionen in den 4 Jahren vor dem ersten Lieferjahr auf 15 erhöht wird: 1 neue Auktion im Jahr AL-4, 4 im Jahr AL-3, weitere 4 im Jahr AL-2 und schließlich 6 im Jahr AL-1 (in der ursprünglichen Version des Mechanismus hatten die französischen Behörden lediglich 10 Auktionen vorgesehen, die auf die 3 Jahre vor dem Lieferjahr verteilt waren).

(164) Zudem verpflichten sich die französischen Behörden im Regulierungsrahmen dazu, bestimmte Kapazitätsbetreiber zu verpflichten, ihre Zertifikate gemäß folgendem Schema auf dem Markt anzubieten:

1. AL-4: 25 % der zertifizierten Kapazitäten;

2. AL-3: Maximal zwischen 25 % der zertifizierten Kapazitäten und 25 % des Volumens nicht verkaufter Kapazitätszertifikate;

3. AL-2: Maximal zwischen 25 % der zertifizierten Kapazitäten und 50 % des Volumens nicht verkaufter Kapazitätszertifikate;

4. AL-1: Maximal zwischen 25 % der zertifizierten Kapazitäten und 100 % des Volumens nicht verkaufter Kapazitätszertifikate;

(165) Diese Beschränkung gilt für die RPC, deren Kapazitätsvolumen den Grenzwert von 3 GW überschreitet.

4.4.3. *Ausschluss bestimmter Betreibertypen vom Kapazitätsmechanismus*

(166) Die Stellungnahmen Dritter und die Kommentare der französischen Behörden zur potenziellen Diskriminierung zwischen den verschiedenen Arten von Lastreduktionskapazitäten sind in Abschnitt 4.3.1. aufgeführt.

(167) Die Stellungnahmen der Beteiligten und die von den französischen Behörden vorgeschlagenen Abhilfemaßnahmen zur Verhinderung eines Ausschlusses grenzüberschreitender Kapazitäten und neuer Investitionen sind in Abschnitt 4.3.3 beschrieben.

4.4.4. *Die Marktmacht von EDF*

4.4.4.1. Das Risiko einer Zurückhaltung von Kapazitäten

Stellungnahmen der Beteiligten

(168) Drei Viertel der Stellungnahmen zum Einleitungsbeschluss erwähnen ausdrücklich das Risiko einer Zurückhaltung von Kapazitäten im Rahmen des französischen Kapazitätsmechanismus.

(169) Ein französischer Industrieverbraucherverband befürchtet, dass EDF aus folgenden Gründen ein Interesse daran hätte, den Referenzpreis (PRM) in die Höhe zu treiben und den Kapazitätsüberschuss nach dem Lieferjahr zu verkaufen:

1. In einem solchen Fall würde die Strafzahlung, die EDF als Ausgleich für die Abweichungen bezahlen müsste, durch die Einnahmen aus einem relativ hohen PRM mehr als ausgeglichen; und

2. Der PRM würde verwendet, um die Kapazitätskosten dem Großteil der Verbraucher in Rechnung zu stellen; er würde somit auf die Verbraucher umgelegt.

(170) Einem alternativen Anbieter zufolge wären die organisierten Auktionen voraussichtlich nicht besonders repräsentativ für die Transaktionen im Rahmen des Kapazitätsmechanismus, da die Anbieter wahrscheinlich bilaterale Transaktionen vorziehen würden, um die Voraus-Barzahlungen zu vermeiden. Hinzu kommt die Tatsache, dass der PRM die während und nach dem Lieferjahr getätigten Transaktionen nicht berücksichtigt. Diese beiden Tatsachen könnten die abschreckende Wirkung des Mechanismus der Ausgleichszahlungen für Abweichungen schwächen und Strategien einer Zurückhaltung von Kapazitäten fördern.

(171) Um die Kapazitätsbetreiber von der Zurückhaltung von Kapazitäten abzuhalten, schlägt dieser alternative Anbieter drei Abhilfemaßnahmen vor:

1. Änderung der Bemessungsgrundlage des PRM;

2. Stärkung der abschreckenden Wirkung des Mechanismus der Ausgleichszahlungen für Abweichungen; und

3. Aufhebung der Schutzmaßnahme („Fall Back Tender"), die die Betreiber zu einer Zurückhaltung von Kapazitäten verleiten könnte.

(172) Der Verband alternativer Anbieter und Erzeuger (Association des fournisseurs et producteurs alternatifs, AFIEG) kritisiert die Möglichkeit einer kostenlosen Anpassung von Kapazitäten bis zum Ende des Lieferjahres, da die Mitglieder der Ansicht sind, dass dies ein Jonglieren mit der Verfügbarkeit des Atomkraftparks und somit künstliche Engpässe oder Überkapazitäten begünstigen könnte.

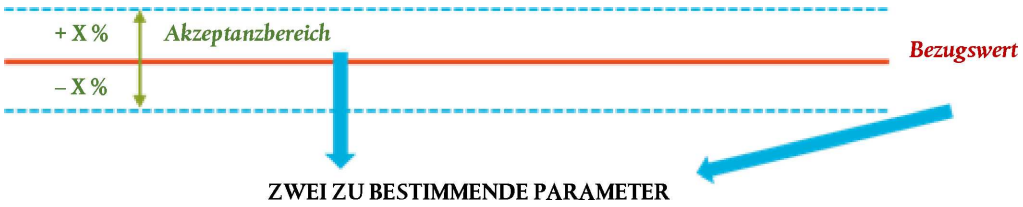
Kommentare Frankreichs

(173) In Anbetracht dieser Reaktionen der Marktteilnehmer auf den Einleitungsbeschluss haben die französischen Behörden ihre Bereitschaft signalisiert, die Maßnahme zu verbessern, um das Risiko eines Missbrauchs der Marktmacht auf ein Minimum zu reduzieren.

(174) Insbesondere haben sie die Verpflichtung der Kapazitätsbetreiber zugesagt, die Gesamtheit ihrer verfügbaren Kapazitäten präzise im Voraus zu zertifizieren, und haben ihre Zertifizierungsmöglichkeiten auf einen festgelegten Bereich begrenzt, der durch historische Bezugswerte festgelegt ist (siehe Abbildung 9). Jede Abweichung von diesem Bereich muss RTE und der Regulierungsbehörde gegenüber gerechtfertigt werden.

Abbildung 9

Darstellung des Zertifizierungsbereichs



Quelle: Schreiben der französischen Behörden vom 9. September 2016.

(175) Weiterhin haben sich die französischen Behörden zu einer Änderung der Anpassungsmodalitäten verpflichtet, um den Kapazitätsbetreibern Anreize zu setzen, ihre Zertifizierung optimal an die Realität anzupassen. Sie schlagen vor, dass jede signifikante kumulierte Anpassung (über einem Grenzwert von 1 GW; der genaue Grenzwert ist von den Behörden unter Berücksichtigung einer Marktrückmeldung zu definieren, darf jedoch 1 GW keinesfalls überschreiten) vor dem Lieferjahr eine Strafzahlung zur Folge hätte. Die Strafzahlung zielt darauf ab, die Kapazitätsbetreiber von einer Unter- oder Überzertifizierung ihrer Kapazitäten abzuhalten und steigt schrittweise, bis zum Zeitpunkt der Ausgleichszahlung für Abweichungen. Die Kapazitätsbetreiber müssen auch dann eine Anpassung erzielen, wenn sie von einem Ereignis erfahren, das im Vergleich mit ihren Verfügbarkeitsprognosen zu einer Nichtverfügbarkeit von Mitteln führt (Stilllegung, endgültige Schließung, Schäden, die zur einer langfristigen Verringerung der Verfügbarkeit führen usw.).

(176) Die Behörden bieten auch hinsichtlich der Ausgleichszahlung für Abweichungen eine Änderung des Mechanismus an, um die Marktteilnehmer weiter von negativen und positiven Abweichungen abzuhalten. Insbesondere wird der auf Ungleichgewichte angewandte Anreizkoeffizient „k“ verdoppelt und bei negativen Ungleichgewichten über dem Grenzwert von 1 GW noch weiter erhöht; bei positiven Ungleichgewichten über 1 GW bringt er hingegen noch weniger ein (die genauen Grenzwerte sind von den Behörden auf der Grundlage einer Marktrückmeldung festzulegen, betragen jedoch keinesfalls über 1 GW).

(177) In Anbetracht der Beschwerde eines alternativen Anbieters, dem zufolge die Schutzmaßnahme die Betreiber zur Zurückhaltung von Kapazitäten verleiten könnte, haben die französischen Behörden bestätigt, dass diese Schutzmaßnahme aufgehoben und durch die Maßnahme der Mehrjahresverträge ersetzt wird, die in den Erwägungsgründen 131 bis 138 dieses Dokuments beschrieben ist.

(178) Schließlich schlagen die französischen Behörden wie in den Erwägungsgründen 146 bis 147 dieses Dokuments dargestellt vor, die Obergrenze für den Ausgleich der Preisabweichungen zu erhöhen, die im Falle einer schweren Gefährdung der Versorgungssicherheit (d. h. eines negativen Gesamtungleichgewichts über 2 GW) angewandt wird. Diesem Vorschlag zufolge soll diese Obergrenze (den administrierten Preis oder Padmin) schrittweise angehoben werden: von 20 000 EUR/MW im Jahr 2017 auf 40 000 EUR/MW in den Jahren 2018 und 2019 und schließlich auf 60 000 EUR/MW im Jahr 2020. Ab Lieferjahr 2021 nehmen die französischen Behörden eine jährliche Revision des administrierten Preises vor, um diesen an die Kosten eines neuen Markteintritts (CONE) anzupassen, insbesondere an die Kosten eines Gas- und Dampfturbinen-Kombinationskraftwerks gemäß den von der Regulierungsbehörde genehmigten Berechnungen des Übertragungsnetzbetreibers.

4.4.5. *Das Risiko einer Zurückhaltung von Garantien*

4.4.5.1. Stellungnahmen der Beteiligten

(179) Vier Beteiligte befürchten insbesondere das Risiko einer Zurückhaltung von Kapazitätsgarantien bzw. auf jeden Fall einen Liquiditätsmangel auf dem Kapazitätsgarantienmarkt.

(180) Der Verband alternativer Anbieter und Erzeuger (AFIEG) merkte an, dass der Mechanismus, der die Marktteilnehmer mit einem Garantieüberschuss nach dem Lieferjahr (aber vor der Zahlung des Ausgleichs für Abweichungen) dazu verpflichtet, diesen Überschuss auf Auktionen zu verkaufen, nicht ausreicht, um die Zurückhaltung von Garantien *vor* dem Lieferjahr zu verhindern (also in dem Zeitraum, der für die Bestimmung des PRM berücksichtigt wird).

(181) Neben den Vorschlägen, die Anreize bieten sollen, vor dem Lieferjahr eine Anpassung zu erzielen (Revision der PRM-Bemessungsgrundlage und Stärkung der abschreckenden Wirkung des Mechanismus der Ausgleichszahlungen für Abweichungen), schlagen diese Beteiligten zwei weitere Maßnahmen vor, die den Zugang zu Kapazitätsgarantien verbessern sollen:

1. EDF soll verpflichtet werden, die Garantien des Unternehmens auf irgendeine Weise zu verkaufen (beispielsweise durch ein „Programm zur Abtretung von Garantien", bei dem dem Unternehmen die Rolle des „Marktmachers" auferlegt wird); oder

2. eine Verbesserung des ARENH-Produkts: a) durch Einführung eines ARENH-Kapazitätsanteils. Dazu muss der ARENH in zwei Produkte aufgespalten werden, einen Kapazitätsanteil und einen Energieanteil; Jedem Anbieter stünde die Beteiligung an einem der beiden Produkte oder an beiden frei; und/oder b) durch Erhöhung des entsprechenden Kapazitätsvolumens für den ARENH-Energieanteil (Garantie von 1,15 pro MW ARENH). Diesbezüglich haben die französischen Behörden betont, dass die Anbieter verpflichtet sind, ein öffentliches Verkaufsangebot für alle Garantien vorzulegen, die ihren internen Bedarf übersteigen. Sie sind der Ansicht, dass dadurch jede potenzielle Zurückhaltung von Kapazitäten vermieden werden sollte. Zudem würde ein Teil der Kapazitätsgarantien des etablierten Betreibers über den ARENH-Mechanismus automatisch an alternative Anbieter übertragen, und die Regulierungsbehörde würde auch weiterhin jeden potenziellen Missbrauch der Marktmacht beobachten.

4.4.5.2. Kommentare Frankreichs

(182) Angesichts dieser Bedenken haben sich die französischen Behörden zu einer Revision des Mechanismus verpflichtet. Die Kapazitätsbetreiber sollen dazu bewegt werden, bei jeder vor dem Lieferjahr organisierten Auktion bestimmte Mindestgarantiemengen anzubieten, wie in den Erwägungsgründen 165 und 166 erläutert. Zudem werden zusätzliche Auktionen organisiert, wie in Erwägungsgrund 164 beschrieben.

4.4.6. *Risiko einer Kosten-Preis-Schere durch den marktbeherrschenden etablierten Betreiber*

4.4.6.1. Stellungnahmen der Beteiligten

(183) Mit Verweis auf eine Stellungnahme der Wettbewerbsbehörde im Jahr 2012 befürchten zwei der Beteiligten Quersubventionierungen zwischen der Produktions- und der Vertriebssparte des etablierten Betreibers (Verkauf von Kapazitätsgarantien an Konkurrenten zu einem Preis, der höher ist als der interne Abtretungspreis zwischen Produktions- und Vertriebssparte, was einen Ausschluss der Wettbewerber auf dem Stromversorgungsmarkt begünstigen würde). Den Beteiligten zufolge könnte diese Quersubventionierung eine „Kosten-Preis-Schere" für alternative Anbieter bewirken, die nicht über Produktionsmittel verfügen, da sie Garantien auf dem Markt kaufen müssten, um ihre Kapazitätsverpflichtungen zu erfüllen.

4.4.6.2. Kommentare Frankreichs

(184) Hinsichtlich der Möglichkeit einer missbräuchlichen Preispolitik (Margenbeschneidung oder Kosten-Preis-Schere, unlautere Preisbildung) haben die französischen Behörden daran erinnert, dass für solche wettbewerbswidrigen Praktiken bereits Kontrollen und Sanktionen der Wettbewerbsbehörde bestehen.

(185) Um jedoch die Feststellung solcher Praktiken zu erleichtern, werden die Behörden die Regeln stärken und vertikal integrierte Marktteilnehmer dazu verpflichten, der Energieregulierungskommission mitzuteilen, wie sie den Garantiepreis in ihre Angebote einbeziehen.

(186) Weiterhin wird in den Regeln deutlicher angegeben, dass vertikal integrierte Marktteilnehmer angehalten sind, für jede interne Transaktion, die Kapazitätsgarantien betrifft, einen Preis anzugeben. Zudem wird eine Gesetzeslücke korrigiert, die die kostenlose Übertragung von Garantien ermöglicht.

(187) Schließlich haben die französischen Behörden zugesagt, den Marktteilnehmern unbegrenzten Zugang zum Register der Kapazitätsgarantien zu gewähren, in dem direkt ausgehandelte Transaktionen verzeichnet sind, wobei die Anonymität der Betreiber jeder Transaktion jedoch gewahrt bleibt.

4.5. **Vermeidung negativer Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel**

4.5.1. *Hindernisse für den Eintritt neuer Produktionskapazitäten*

(188) Die Stellungsnahmen Dritter und die Kommentare und Abhilfemaßnahmen der französischen Behörden zur Beteiligung neuer Produktionskapazitäten am französischen Kapazitätsmechanismus werden in Abschnitt 4.3.3. erörtert.

(189) In ihrer Antwort auf den Einleitungsbeschluss vom 17. Dezember 2015 haben die französischen Behörden angegeben, dass der vorgeschlagene Mechanismus nicht unbedingt darauf abzielt, massive Neuinvestitionen zu ermöglichen, die die Gesamtproduktionskapazität erhöhen, sondern eher darauf, die Verfügbarkeit der notwendigen Kapazitäten zu garantieren, beispielsweise um die Versorgungssicherheit bei winterlichen Kältewellen zu gewährleisten.

(190) Die französischen Behörden haben jedoch zugegeben, dass der Mechanismus auch einen Wettbewerb neuer und bestehender Produktionskapazitäten ermöglichen sollte und sehen die Notwendigkeit eines stabileren Rahmens für neue Markteintritte, um einen solchen Wettbewerb zu erleichtern. Diesbezüglich werden zwei neue Abhilfemaßnahmen vorgeschlagen:

1. gemäß der Beschreibung in den Erwägungsgründen 146 bis 148 die schrittweise Anhebung des administrierten Preises, zunächst von 20 000 EUR/MW für das Lieferjahr 2017 auf 40 000 EUR/MW für die Lieferjahre 2018 und 2019 und schließlich auf 60 000 EUR/MW für das Lieferjahr 2020. Ab Lieferjahr (AL) 2021 nehmen die französischen Behörden eine jährliche Revision des administrierten Preises vor, um diesen an die Kosten eines neuen Markteintritts (CONE) anzupassen, insbesondere an die Kosten eines Gas- und Dampfturbinen-Kombinationskraftwerks gemäß den von der Regulierungsbehörde genehmigten Berechnungen des Übertragungsnetzbetreibers; und

2. die Einführung eines mehrjährigen Systems mit spezifischen Differenzverträgen (CFD) für die neuen Produktionskapazitäten gemäß der Beschreibung in den Erwägungsgründen 131 bis 138.

4.5.2. *Ungleichbehandlung impliziter und expliziter Lastreduktionen*

(191) Die diesbezüglichen Stellungnahmen Dritter und die Kommentare der französischen Behörden wurden in Abschnitt 4.3.1 erläutert.

4.5.3. *Explizite Beteiligung ausländischer Kapazitäten*

(192) Die Stellungnahmen Dritter sowie die Kommentare und Abhilfemaßnahmen der französischen Behörden zur expliziten Beteiligung ausländischer Kapazitäten werden in Abschnitt 4.3.2. erörtert.

(193) Wie in den Erwägungsgründen 119 bis 125 angegeben, haben die französischen Behörden infolge der Bedenken von Kommission und Dritten ein Hybridmodell mit Tickets für Verbindungsleitungen vorgeschlagen, die letztendlich die Beteiligung von Produktions- und Lastreduktionskapazitäten aus Mitgliedstaaten ermöglichen würden, die an Frankreich angrenzen. Ihrer Ansicht nach entspricht dieser Ansatz den Grundprinzipien aus Anhang 2 des Arbeitspapiers der Dienststellen, das der Sektoruntersuchung der Europäischen Kommission zu Kapazitätsmechanismen beigefügt ist.

4.5.4. *Informationsasymmetrien zwischen dem etablierten marktbeherrschenden Betreiber und seinen derzeitigen und potenziellen Wettbewerbern*

4.5.4.1. Die Schwierigkeit der Anbieter, die Entwicklung ihres Kundenportfolios langfristig im Voraus zu planen

Stellungnahmen der Beteiligten

(194) Die Stellungnahmen Dritter zu diesem Punkt sind oben in Abschnitt 4.3.3.1 aufgeführt.

Kommentare Frankreichs

(195) Die Kommentare Frankreichs zu diesem Punkt sind oben unter Erwägungsgrund 139 aufgeführt.

(196) Wie oben in Erwägungsgrund 140 erläutert, besteht der letzte Vorschlag der französischen Behörden darin, die Anbieter bei der Planung ihres Kundenportfolios zu unterstützen und diese Begleitung explizit in den Regeln festzulegen.

4.5.4.2. Mangelnde Transparenz bei der Festlegung des Kapazitätspreises

Stellungnahmen der Beteiligten

(197) Die Stellungnahmen Dritter zu diesem Punkt sind oben in den Erwägungsgründen 159 und 160 genannt.

Kommentare Frankreichs

(198) Wie oben in Abschnitt 4.4.2 beschrieben, besteht der letzte Vorschlag zu diesem Punkt darin, die Flexibilität der Anbieter zu erhöhen, indem direkt ausgehandelte Transaktionen ermöglicht werden und gleichzeitig die Liquidität auf einer Handelsplattform sowie die Transparenz direkt ausgehandelter Transaktionen sichergestellt werden.

5. **WÜRDIGUNG DER MASSNAHME**

5.1. **Staatliche Beihilfe im Sinne von Artikel 107 Absatz 1 AEUV**

(199) Die Kommission hatte unter Erwägungsgrund 143 des Einleitungsbeschlusses bereits gefolgert, dass der Mechanismus eine staatliche Beihilfe im Sinne des Artikels 107 Absatz 1 AEUV darstellt.

5.1.1. *Zurechenbarkeit und Finanzierung aus staatlichen Mitteln*

(200) Hinsichtlich der Existenz staatlicher Mittel gewähren die französischen Behörden Kapazitätsbetreibern im Rahmen des französischen Kapazitätsmechanismus kostenlose Kapazitätsgarantien. Gleichzeitig schaffen sie einen Markt für diese Garantien, indem den Anbietern durch die Verknüpfung der Quoten mit den Nachfragespitzen ihrer Kunden eine Quotenverpflichtung auferlegt wird. Dadurch entstehen eine Nachfrage nach den Zertifikaten und ein entsprechender Wert. Zudem teilt der Staat die Zertifikate den Kapazitätsbetreibern unentgeltlich zu, anstatt sie ihnen zu verkaufen oder sie zu versteigern, und verzichtet somit auf staatliche Mittel.

(201) Weder die französischen Behörden noch Dritte haben Argumente vorgebracht, die diese Analyse infrage stellen.

(202) Dagegen hat die Kommission zwischenzeitlich eine weitere Entscheidung erlassen, die ein mit Zertifikaten arbeitendes Subventionssystem für Anlagen der Energieerzeugung aus erneuerbaren Ressourcen als staatliche Beihilfe einstuft ([31]). Anzumerken ist, dass in diesem Fall keinerlei Mindestpreis für diese grünen Zertifikate garantiert wurde.

(203) Zudem ist es nicht richtig, den vorliegenden Fall anders zu bewerten als den Fall der rumänischen grünen Zertifikate und dazu anzuführen, dass die Anbieter im französischen Mechanismus die Möglichkeit hätten, die Kosten für den Erwerb der Kapazitätsgarantien an die Verbraucher weiterzugeben oder nicht. Tatsächlich beinhalten zumindest die regulierten Verkaufspreise zwingend auch den Preis für die Kapazitätsgarantie, siehe Artikel R 337-19 des Dekrets Nr. 2015-1823 vom 30. Dezember 2015 über die Kodifizierung der Durchführungsbestimmungen zum Energiegesetzbuch. Außerdem haben die französischen Behörden die Position vertreten, dass der Marktpreis (der für die Ausgleichszahlungen für Abweichungen verwendete PRM) ein Durchschnittspreis aus den verschiedenen organisierten Auktionen sein muss (der demzufolge keine Preise direkt ausgehandelter Transaktionen berücksichtigt), eben um die Übertragbarkeit des PRM zu garantieren. Bei der Übertragbarkeit des PRM handelt es sich um die Möglichkeit, den PRM auf die Verkaufsverträge der Stromversorger den Kunden gegenüber zu übertragen, die nach Ansicht der französischen Behörden von einem Großteil der Marktteilnehmer so gewünscht wird. Dadurch wird bestätigt, dass ein großer Teil der Anbieter, möglicherweise alle, die durch den Kauf von Kapazitätsgarantien verursachten Kosten an ihre Kunden weiterberechnen werden.

(204) Darüber hinaus sah der von den französischen Behörden entwickelte Kapazitätsmechanismus anfangs gewissermaßen einen „Lückenfüller" vor, das heißt ein Ausschreibungsverfahren, das den öffentlichen Stellen im Bedarfsfall als Ausweichlösung dienen sollte: für den Fall, dass der Kapazitätsmarkt bei einem Bedarf neuer Kapazitäten nicht genügend Anreize für ihren Aufbau setzen würde. Diese direkte Eingriffsmöglichkeit des Staates in den Markt rechtfertigt umso mehr die Einstufung des Kapazitätsmechanismus als staatliche Beihilfe.

(205) Zudem müssen bestimmte Veränderungen, die Frankreich dem Kapazitätsmechanismus infolge von Stellungnahmen der beteiligten Parteien zu den von der Kommission im Einleitungsbeschluss geäußerten Zweifeln hinzugefügt hat, an und für sich als staatliche Beihilfen bezeichnet werden. Dies ist bei Begünstigten von Mehrjahresverträgen der Fall, denen der Staat für einen Zeitraum von sieben Jahren sichere Kapazitätseinkünfte garantiert. Der Staat spielt bei diesem Mechanismus eine herausragende Rolle: Er ist es, der RTE zwingt, Verträge mit neuen Kapazitäten einzugehen, soweit sie wettbewerbsfähig sind. Über solche Verträge erhalten diese neuen Kapazitäten die Sicherheit, für ihre Kapazität 7 Jahre lang einen festen Preis zu erhalten.

([31]) SA.37345 (2015/NN) — Polish certificates of origin system to support renewables and reduction of burdens arising from the renewables certificate obligation for energy intensive users.

5.1.2. *Selektiver Vorteil*

(206) In Bezug auf das Argument von EDF und einem weiteren hauptsächlich in Frankreich im Bereich des Großhandels aktiven Unternehmen, dass es sich bei dem Mechanismus um eine gemeinwirtschaftliche Verpflichtung handele, weil die Kapazitätsvergütung die Gegenleistung für eine von den Kapazitätsbetreibern erbrachte Dienstleistung sei, vertritt die Kommission den Standpunkt, dass dieses Argument bereits im Einleitungsbeschluss abgehandelt wurde. Es sei daran erinnert, dass die Kommission davon ausgeht, dass der Markt diese Leistung weder erbringen noch ihren Wert bestimmen kann. Tatsächlich mussten die französischen Behörden eigens einen Markt schaffen, auf dem den Akteuren des Elektrizitätsmarkts die Verpflichtung zur Verfügbarkeit und zur Vorhaltung von Kapazitätsgarantien auferlegt wurde, damit die Verfügbarkeit einen Marktwert erhält. Dank der Einrichtung eines solchen Kapazitätsmarkts erhalten die Kapazitätsbetreiber Mittel, die sie auf anderen Wegen nicht erhalten hätten. Sie genießen so einen Vorteil, den es ohne diesen von den Behörden geschaffenen Markt nicht gäbe.

(207) Auch das von EDF und einem anderen vertikal integrierten Elektrizitätsunternehmen vertretene Argument, nach dem der Kapazitätsmechanismus den Kapazitätsbetreibern keinerlei selektiven Vorteil verschaffe, da sich alle Akteure des Mechanismus in einer faktisch und rechtlich identischen Situation befänden und völlig gleichwertig behandelt würden, wurde bereits im besagten Einleitungsbeschluss abgehandelt. Es sei daran erinnert, dass die Kommission den auf diese Weise gewährten Vorteil für selektiv hält, da im Rahmen des Mechanismus eine Beihilfe für Kapazitätsbetreiber, nicht aber für andere Wirtschaftszweige vorgesehen ist.

(208) Da Frankreich auch keine neuen Argumente vorgebracht hat, hält die Kommission an ihrer Bewertung und ihren Schlussfolgerungen des Einleitungsbeschlusses fest (auf die sich dieser Beschluss bezieht), und unterstellt, dass der Mechanismus den Kapazitätsbetreibern einen selektiven Vorteil verschafft.

5.1.3. *Auswirkungen auf den Wettbewerb und den Handel zwischen Mitgliedstaaten*

(209) Die französischen Behörden führen ihre Argumentation fort, nach der der Kapazitätsmechanismus keine Auswirkungen auf den Elektrizitätsmarkt habe, eine Argumentation, auf die die Kommission in ihrem Einleitungsbeschluss eingeht. Es sei an die Schlussfolgerung der Kommission erinnert, nach der der Mechanismus dazu geeignet ist, den Austausch zwischen den Mitgliedstaaten zu beeinträchtigen und den Wettbewerb zu verfälschen, da die französischen Kapazitätsbetreiber einen Vorteil erhalten, den ihre ausländischen Mitbewerber nicht bekommen, da sie sich in keiner Weise an der Kapazität des französischen Markts beteiligen dürfen.

(210) Anzumerken ist, dass eine der von Frankreich vorgeschlagenen Abhilfemaßnahmen genau darin besteht, die Beteiligung grenzüberschreitender Kapazitäten am französischen Mechanismus ausdrücklich zu ermöglichen. Diese Beteiligung wäre allerdings auf die tatsächliche Verbundfähigkeit zwischen Frankreich und seinen Nachbarländern begrenzt (das heißt, nach Anwendung der *De-Rating*-Faktoren). Dabei wäre nicht sichergestellt, dass diese grenzüberschreitenden Kapazitäten für eine gleiche Leistung das gleiche Entgelt erhielten wie die französischen Kapazitäten, da erstere wegen des Zwangs zum Erwerb von Tickets für Verbindungsleitungen höhere Kosten zu tragen hätten.

(211) Dies bestätigt die Bewertung und die Schlussfolgerung im Einleitungsbeschluss der Kommission, auf die sich diese Entscheidung bezieht, und nach denen der französischen Kapazitätsbetreibern vorbehaltene Vorteil auf der Ebene des Kapazitätsentgelts dazu geeignet ist, den Austausch zwischen den Mitgliedstaaten zu beeinträchtigen und den Wettbewerb zu verfälschen.

5.1.4. *Schlussfolgerung zur Existenz einer staatlichen Beihilfe*

(212) Aus den vorstehend genannten Gründen bleibt die Kommission bei ihrer Auffassung, dass es sich beim französischen Kapazitätsmechanismus um eine staatliche Beihilfe im Sinne von Artikel 107 Absatz 1 AEUV handelt.

5.2. **Die Rechtmäßigkeit der Beihilfe**

(213) Ab der ersten Zertifizierung von Kapazitätsanbietern am 1. April 2015 haben die französischen Behörden begonnen, immaterielle Vermögenswerte an die Begünstigten zu übertragen. Nach Ansicht der Kommission haben die französischen Behörden daher mit der Durchführung der in Rede stehenden Beihilfemaßnahme im Sinne des Artikels 108 Absatz 3 AEUV begonnen.

(214) Außerdem haben die französischen Behörden nach dem Einleitungsbeschluss eventuelle Kapazitätsgarantie-Transaktionen nicht ausgesetzt.

(215) Da die Kommission hinsichtlich der Maßnahme keine definitive Entscheidung getroffen hatte, bevor die französischen Behörden mit der Umsetzung des Mechanismus begannen, stellt das Vorgehen Frankreichs die Verletzung einer Verpflichtung dar, die sich aus Artikel 108 Absatz 3 AEUV ergibt.

5.3. **Vereinbarkeit mit dem Binnenmarkt**

(216) Um bewerten zu können, ob eine Beihilfemaßnahme mit den Binnenmarktregeln vereinbar ist, analysiert die Kommission in der Regel, ob die Hilfe so angelegt wurde, dass ihre positiven Wirkungen für ein im gemeinsamem Interesse liegenden Ziel höher zu bewerten sind als ihre potenziellen negativen Auswirkungen auf Handel und Wettbewerb.

(217) Das wichtigste Ziel der Maßnahme ist die Sicherung der Stromversorgung. Die Kommission hat die Maßnahme daher auf der Grundlage von Abschnitt 3.9 der Leitlinien zu staatlichen Beihilfen für Umweltschutz und Energie für den Zeitraum 2014-2020 (im Folgenden „Umweltschutz- und Energieleitlinien“) analysiert, die sich auf die Hilfen für die angemessene Gestaltung der Kapazitäten beziehen.

(218) Die Analyse der Kommission im Rahmen dieser Entscheidung beschränkt sich strikt auf die Punkte, zu denen die Kommission in ihrem Einleitungsbeschluss Zweifel geäußert hat.

5.3.1. *Ziel von gemeinsamem Interesse und Erforderlichkeit*

5.3.1.1. Versorgungssicherheit

(219) Wie aus Erwägungsgrund 149 des Einleitungsbeschlusses ersichtlich, hat Frankreich bereits seit einigen Jahren erklärt, dass seine Bedarfsspitzen für Elektrizität stetig gestiegen sind (von 79 590 MW im Jahr 2001 auf 102 100 MW im Jahr 2012), während der durchschnittliche Elektrizitätsbedarf stabil blieb. Dies sei in hohem Maße auf die starke „Thermosensibilität“ des französischen Stromversorgungssystems zurückzuführen, das heißt, auf den extrem starken Einsatz elektrischer Heizungen in Wohn- und Bürogebäuden.

(220) Außerdem haben nach den Erklärungen Frankreichs die Produktionsanlagen zum Auffangen der Bedarfsspitzen (in der Regel Gaskraftwerke) im Verlauf der letzten Jahre aus verschiedenen Gründen an Wettbewerbsfähigkeit eingebüßt (s. Erwägungsgrund 45). Trotzdem sind diese Kraftwerke erforderlich, besonders die zum Auffangen der Bedarfsspitzen, um die in Abschnitt 5.3.1.1 beschriebenen extremen Nachfrageschübe zu bewältigen. Allerdings führt die geringe Häufigkeit und Unvorhersehbarkeit dieser Schübe dazu, dass sich die Marktteilnehmer bei Investitionen in neue Produktionskapazitäten sehr zurückhalten.

(221) Aus diesen Gründen, wie auch ersichtlich aus den Berechnungen von RTE unter Erwägungsgrund 105, ist zu erwarten, dass das französische Ausfallkriterium von durchschnittlich 3 Stunden pro Jahr bei einer Kältewelle (wie sie in Frankreich alle 10 Jahre auftreten), nicht mehr erreicht wird.

(222) In Bezug auf Erwägungsgrund 154 des Einleitungsbeschlusses hat Frankreich nachgewiesen, dass die Angemessenheitsstudien von RTE neueren Datums und ausführlicher waren als die älteren deterministischen Studien von REGRT-E. Sie berücksichtigen beispielsweise die prekäre Situation einiger existierender Kraftwerke und die Gefahr ihrer Schließung („niedriges thermisches Szenario“; siehe Abbildung 3). Aus diesen Gründen können Differenzen zwischen den alten Angemessenheitsstudien von RTE und denen von REGRT-E erarbeiteten bestehen.

(223) Im Übrigen hat Frankreich in diesem Zusammenhang die Schlussfolgerungen des 2016 von REGRT-E veröffentlichten *Mid-Term Adequacy Forecast* berücksichtigt, bei dem es sich um die erste Version handelt, die eine wahrscheinlichkeitstheoretische Methode anwendet (siehe Erwägungsgrund 100). Im Basismodell des Jahres 2020 ist die angestrebte Ausfallobergrenze in Frankreich etwas niedriger als die behördlich angestrebte Versorgungssicherheit. Dies ist allerdings in der gemeinsam mit GRARE erarbeiteten Studie nicht der Fall, die auf der größten Anzahl von Monte-Carlo-Simulationen beruht (2 100), und bei der die angestrebte Ausfallobergrenze in Frankreich zwischen 5 und 20 Stunden liegen würde (P95). Außerdem ist festzuhalten, dass alle für das Jahr 2020 erstellten Untersuchungen auf den folgenden Hypothesen beruhen: i) Die vollständige Verfügbarkeit aller vorübergehend stillgelegten Kraftwerke, wobei es sich nach REGRT-E um eine optimistische Hypothese handelt, und ii) die Annahme, dass der französische Kapazitätsmechanismus über die Jahre 2017 bis 2020 aktiv ist. Daraus kann gefolgert werden, dass die jüngsten Untersuchungen von REGRT-E den Schlussfolgerungen der französischen Behörden hinsichtlich der Erforderlichkeit des Mechanismus nicht widersprechen und sie sogar bestätigen.

(224) Die Untersuchungen von RTE berücksichtigen überdies die aktuellsten Daten über die Verbrauchsspitzen, also auch über die Wirkung der alternativen Maßnahmen, die zur Erhöhung der Lastreduktionskapazitäten getroffen wurden (entsprechend dem Wunsch der Kommission unter Erwägungsgrund 163 des Einleitungsbeschlusses). Sie zeigen allerdings sehr deutlich, dass die in Frankreich definierte maximale Ausfallobergrenze in den kommenden Jahren überschritten werden dürfte, wenn es keine staatlichen Eingriffe gibt.

(225) Die Erforderlichkeit (und die Dringlichkeit), in Frankreich einen Kapazitätsmechanismus einzurichten, wird auch von der großen Mehrheit der Beteiligten anerkannt. Einige unter ihnen haben ihre Finanzpläne vorgestellt, um so das vorhandene Problem des „*Missing Money*" in Frankreich zu verdeutlichen, im Gegensatz zur Einschätzung der Wettbewerbsbehörde in ihrem Bescheid aus dem Jahr 2012 (Bezug unter Erwägungsgrund 158 des Einleitungsbeschlusses).

(226) Es stimmt, dass die RTE-Analyse über die Zulänglichkeit der Kapazitäten in ihrer Bedarfsvorausschätzung aus 2015 optimistischer war als die aus 2014 (des Jahres der Inkraftsetzung des Kapazitätsmechanismus), aber Frankreich hatte erklärt, diese Verbesserung sei mit der Signalwirkung zu erklären gewesen, die mit der Einführung des Mechanismus entstanden war (infolge der Einführung des Mechanismus hatten einige Kraftwerke ihre Absichten zur Schließung aufgegeben).

(227) Auch wenn von Frankreich heute nicht bestritten wird, dass es dort derzeit Überkapazitäten gibt, schließt dies nicht aus, dass die Versorgungssicherheit in den kommenden Jahren bedroht ist, umso deutlicher angesichts der Möglichkeit, dass ein großer Teil der defizitären Produktionsanlagen geschlossen würde. Die Untersuchungen von RTE bestätigen das Vorhandensein eines Problems des „*Missing Money*" und bestätigen ein reelles Risiko der Schließung von Kraftwerken, auf welches auch in den Erwägungsgründen 43, 44 und 46 hingewiesen wird.

5.3.1.2. Zu den anderen Beschwerdepunkten der Kommission

(228) Was den Vorschlag betrifft, für die Nutzung der Netze je nach Jahreszeit, nach Wochentagen und/oder Tageszeiten differenzierte Preise anzuwenden, hat Frankreich bestätigt, dass der „TURPE" bereits jetzt abhängig von Jahres- und Uhrzeit gilt.

(229) Frankreich hat im Übrigen auf eine zufriedenstellende Weise die *De-Rating-Faktoren* erklärt, die für erneuerbare Energien angewendet werden, wie dies von der Kommission im Erwägungsgrund 153 des Einleitungsbeschlusses gewünscht wurde. Diese scheinen eher optimistisch zu sein, was den Beitrag der erneuerbaren Energien zur Versorgungssicherheit betrifft. Zu einer Unterschätzung der verfügbaren Kapazitäten besteht also kein Anlass mehr. In jedem Fall gibt es für die erneuerbaren Energien die Möglichkeit, das Basisverfahren anzuwenden, das auf der kontrollierten Selbstzertifizierung beruht.

5.3.1.3. Schlussfolgerung bezüglich des Ziels von gemeinsamem Interesse und der Erforderlichkeit

(230) Aus diesen Gründen vertritt die Kommission den Standpunkt, dass der Mechanismus, der einem Ziel von gemeinsamem Interesse, der Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit, dient, in Frankreich sehr wohl erforderlich ist. Außerdem widerspricht dies nicht dem durch die Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien zugewiesenen Ziel, schrittweise umweltschädliche Subventionen abzuschaffen, zum Beispiel durch die Erleichterung der Nachfragesteuerung (232), durch Verbesserung der Verbundfähigkeit (194), einschließlich des Beitrags der erneuerbaren Energien zum Mechanismus (230), und indem solchen Produzenten ein Vorteil eingeräumt wird, die wenig CO_2 ausstoßen (137).

5.3.2. *Geeignetheit der Beihilfe*

5.3.2.1. Ungleichbehandlung zwischen verschiedenen Arten von Lastreduktionskapazitäten

(231) Frankreich wendet sich nicht gegen die Differenzierung in der Behandlung zwischen den sogenannten expliziten und impliziten Lastreduktionen. Es vertritt im Gegenteil die Meinung, dass die unterschiedlichen Konditionen genau deshalb erforderlich sind, um beiden Lastreduktionsarten die gleichberechtigte Teilnahme am Mechanismus zu ermöglichen. Frankreich musste ein Gleichgewicht zwischen den Aktivierungsverpflichtungen und der Verfügbarkeit beider Kapazitätsarten finden, ohne zugleich die Teilnahmemöglichkeiten am Kapazitätsmechanismus einzuschränken.

(232) Übereinstimmend mit Frankreich hält es die Kommission insbesondere für angemessen, dass die Anzahl der Tage, für die es eine Verpflichtung zur impliziten Lastreduktion gibt (PP1-Tage) geringer ist, als die Anzahl der Tage, für die ein Betreiber zur expliziten Lastreduktion verfügbar sein muss, weil die für eine implizite Lastreduktion geforderte Gegenleistung höher ist (Aktivierung gegen Verfügbarkeit).

(233) Die Kommission akzeptiert, dass weiterhin die Zahl der PP2-Stunden angestrebt werden sollte, damit explizite Kapazitäten nicht vom Mechanismus ausgeschlossen werden, oder um ihre Teilnahme nicht mehr als nötig einzuschränken.

(234) Wie unter den Erwägungsgründen 111 bis 115 erklärt, hat RTE eine tief greifende Untersuchung zur Bemessung der PP1- und PP2-Stunden durchgeführt, um diese Bemessung auf die Wirkung zu stützen, die die Lastreduktionen für die Erfassung der Ausfälle haben könnten. Daraus ergab sich, dass 94 % der Ausfallstunden während der 100 jährlichen Stunden mit dem höchsten Verbrauch erfasst werden könnten (aus diesem Grund repräsentiert der PP1-Zeitraum die 100-150 Stunden des höchsten Verbrauchs) und dass 99 % der Ausfallstunden in den 300 Stunden mit dem höchsten Verbrauch enthalten sind (daher deckt PP2 zwischen 100 und 300 Stunden ([32]) des stärksten Verbrauchs ab).

(235) Außerdem ist das Argument einiger Dritter unseres Erachtens nicht gerechtfertigt, die expliziten Lastreduktionskapazitäten dürften nur während einer Kältewelle aktiviert werden (also nur einmal alle 10 Jahre), da alle Kapazitäten mindestens einmal pro Lieferjahr aus Anlass des Kontrolltests aktiviert werden.

(236) Aus diesen Gründen vertritt die Kommission den Standpunkt, dass Frankreich ein gutes Gleichgewicht zwischen den verschiedenen Verpflichtungen hinsichtlich der Lastreduktionskapazitäten gefunden hat, ohne ihre Beteiligung am Mechanismus zu beeinträchtigen. Die Kommission hat den Vorschlag Frankreichs zur Kenntnis genommen, demnächst das Verhältnis PP1/PP2 zu überprüfen und nötigenfalls zu ändern.

(237) Die Maßnahme ist somit flexibel genug und bietet ausreichende und angemessene Anreize für die verschiedenen Lastreduktionskapazitäten, die unter Punkt 226 der Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien gefordert waren.

5.3.2.2. Ausschluss grenzüberschreitender Kapazitäten

(238) Um die Zweifel der Kommission zu diesem Punkt auszuräumen, haben die französischen Behörden einen Mechanismus vorgeschlagen, der eine „explizite" grenzüberschreitende Teilnahme der Produktions- und Lastreduktionskapazitäten am französischen Mechanismus ermöglicht. Dieser Vorschlag ist an Kooperationsvereinbarungen mit den Übertragungsnetzbetreibern der angrenzenden Nachbarländer geknüpft, wo die beteiligten Kapazitäten installiert sind. Um den Rückfall in eine implizite Teilnahme grenzüberschreitender Kapazitäten ohne eine solche Vereinbarung zu verhindern, haben die französischen Behörden die Zertifizierung der fraglichen Verbindungen vorgeschlagen, damit diese unmittelbar am Mechanismus teilnehmen können ([33]).

(239) Die von Frankreich vorgeschlagene Abhilfe, wie sie in den Erwägungsgründen 119 bis 124 des vorliegenden Beschlusses beschrieben wird, ist somit konform mit Punkt 226 der Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien. Die Kommission besteht darauf, dass die Durchführungsplanung für diese Abhilfe, wie sie im Erwägungsgrund 125 vorgeschlagen wird, als eine strikt festgelegte Planung angesehen wird und dass es Frankreich ein Anliegen ist, die Kommission über die verschiedenen Umsetzungsschritte zu informieren.

5.3.2.3. Fehlende Signale für neue Investitionen

Fehlende langfristige Verträge

(240) Infolge der von der Kommission im Einleitungsbeschluss zu diesem Punkt geäußerten Zweifel hat Frankreich einen Mechanismus vorgeschlagen, der die tatsächliche Teilnahme der neuen Kapazitäten am Kapazitätsmechanismus ermöglicht, beschrieben in den Erwägungsgründen 131 bis 138 dieses Dokuments. Dieser Mechanismus besteht in einem System mehrjähriger Verträge mit den neuen, wettbewerbsfähigen Kapazitäten.

(241) Die Kommission hat bereits gefolgert, dass Verträge mit einer längeren Laufzeit gerechtfertigt sein könnten, um neue Investitionen anzuziehen, insbesondere Neuzugänge, um ihren Zugang zu Finanzierungen zu erleichtern ([34]).

(242) Frankreich hat erklärt, dass eine vertragliche Dauer von 7 Jahren für neue Investitionen zum Ziel habe, ungefähr 50 % der Investitionskosten der neuen Kapazitäten abzusichern. Diese Maßnahme würde somit helfen, bei diesen Investitionsprojekten die von Bauträgern und Finanzgebern erwartete Renditehöhe zu senken und würde externe

([32]) Innerhalb dieses Zeitraums von 100 bis 300 Stunden haben die französischen Behörden aus den unter Erwägungsgrund 114 genannten Gründen den Wert von 250 Stunden gewählt.
([33]) Siehe Fußnote 24.
([34]) Beschluss C(2014) 5083 final der Kommission vom 23. Juli 2014, SA.35980 — GB capacity mechanism, Erwägungsgründe 129 und 139.

Finanzierungen erleichtern. Anzumerken ist außerdem, dass die Vertragslaufzeit kürzer ist, als die Dauer von 20 Jahren, wie beim Projekt Landivisiau in der Bretagne und von 15 Jahren im Kapazitätsmechanismus in Großbritannien. Auch wenn es schwierig ist, einen vernünftigen Bezugswert für die Dauer von Kapazitätsverträgen zu definieren, ist anzumerken, dass kürzere Vertragslaufzeiten den Vorteil haben, einen größeren Spielraum für den längerfristigen Markt zu lassen und Blockaden bei der Technologiewahl (*Lock-in Effect*) zu vermeiden.

(243) Die Kommission meint, dass Frankreich ein gutes Gleichgewicht zwischen den Vor- und Nachteilen der verschiedenen denkbaren Vertragslaufzeiten etabliert hat, und dass die gewählte Dauer einerseits eine ausreichende Absicherung der langfristigen Investitionen ermöglicht und andererseits das Risiko einer Blockierung der Technologien vermeidet, die längere Laufzeiten verursachen können.

Die Schwierigkeit der Anbieter, die Entwicklung ihres Kundenportfolios langfristig im Voraus zu planen

(244) Im Einleitungsbeschluss hatte die Kommission Zweifel über die Möglichkeiten der Anbieter und besonders der neuen Teilnehmer geäußert, die Entwicklung ihrer Kundenportfolios genau und lange im Voraus vorauszusehen, und so dem Markt ein Signal für zuverlässige Preise zu geben, was den Kapazitätsbedarf des Systems betrifft.

(245) Die Zweifel, die übrigens von verschiedenen Drittbeteiligten bestätigt worden waren, konnten auf drei Ebenen ausgeräumt werden. Erstens hat Frankreich vorgeschlagen, RTE zu verpflichten, die alternativen Anbieter dabei zu unterstützen, die endgültige Höhe ihrer Kapazitätsverpflichtungen besser vorherzusehen. Zweitens ermöglicht der Mechanismus eine Transparenz und eine größere Liquidität auf dem Markt der Zertifikate. Drittens ermöglicht der Mechanismus eine Anpassung des Zertifikat-Portfolios der kleinen Anbieter, um diese zugleich während des Lieferjahres aber auch nachträglich auszugleichen.

(246) Eine solche Abhilfe unterstützt die alternativen Anbieter dabei, ihre genauen Verpflichtungen hinsichtlich der Kapazitätsgarantien im Voraus besser einzuschätzen. Wenn man den Anbietern hilft, ihren Kapazitätsbedarf besser einzuschätzen, sorgt dies für einen genaueren Kapazitätspreis und ermutigt nötigenfalls auch zu Investitionen in neue Kapazitäten.

Potenziell fehlende Anreize dafür, dass die Marktteilnehmer vor dem Lieferjahr eine Anpassung erzielt haben

(247) Infolge des Vorbehalts, den die Kommission über den potenziell unzureichenden Charakter der Anreize für die Marktteilnehmer geäußert hat, noch vor dem Lieferjahr (AL) ein Gleichgewicht zu finden, haben die französischen Behörden vorgeschlagen, dass jede sensible kumulative Anpassung, die vor dem Lieferjahr erfolgt, eine Sanktion nach sich zieht. Außerdem schlagen die Behörden vor, den Anreizkoeffizienten „k" zu verdoppeln, der bei Ungleichgewichten angewendet wird, und Ausgleichszahlungen für Ungleichgewichte (gegenüber einer Markttransaktion), die eine Höchstgrenze von 1 GW überschreiten, noch stärker zu sanktionieren (siehe Erwägungsgründe 141 und 143). Hinzu kommt noch die vorherige Regelung, nach der ab dem Beginn des Lieferjahres alle Anpassungen kostenpflichtig sind.

(248) Die von Frankreich vorgeschlagenen Abhilfen haben ein gemeinsames Ziel: Die am Mechanismus Beteiligten dazu zu bringen, vor Beginn des Lieferjahres im Gleichgewicht zu sein, in jedem Fall aber vor der Ausgleichszahlung für Ungleichgewichte. Dies ist ein Anreiz für die Beteiligten, den allergrößten Teil der erforderlichen Transaktionen vor dem Lieferjahr abzuwickeln, und es erhöht die Repräsentativität des PRM (verwendet für die Ausgleichszahlung für Ungleichgewichte und für die Weiterberechnung an die Verbraucher). Auf diese Weise wird unseres Erachtens das Signal des Preises, das sich aus dem Handel mit den Kapazitätsgarantien ergibt, repräsentativer und zuverlässiger, und der Mechanismus gewinnt ein größeres Vertrauen, um nötigenfalls zu neuen Investitionen anzuregen.

Die Obergrenze für die Ausgleichszahlung für Abweichungen spiegelt nicht die Kosten eines neuen Markteintritts („CONE") wider

(249) Als Reaktion auf die Kritik der Kommission, nach deren Auffassung die Preisobergrenze der Ausgleichszahlungen für Abweichungen nicht die CONE widerspiegelt, haben sich die französischen Behörden verpflichtet, den administrierten Preis nach und nach anzuheben (siehe Erwägungsgründe 146 und 147), um ihn schließlich ab dem Lieferjahr 2021 auf einen Wert zu führen, der den Kosten für einen Markteintritt (CONE) entspricht.

(250) Diese Abhilfe entspricht den Erwartungen der Kommission und des Marktes, die indirekte Obergrenze für die Kapazitätspreise, bei der es sich um den administrierten Preis handelt, an die Kosten eines Markteintritts anzugleichen. Auf diese Weise können im Bedarfsfall neue Investitionen verwirklicht werden.

(251) Die Behörden haben der Kommission außerdem zugesichert, dass der *Spread* zwischen dem ARENH und dem Marktpreis für Elektrizität keine indirekte Obergrenze für die Kapazitätspreise sei (siehe Erwägungsgründe 149 bis 151). Insbesondere ist das Volumen der Kapazitätsgarantien, das zum ARENH-Produkt gehört, im Vergleich mit der Gesamtheit des Kapazitätsmarkts niedrig genug, um den Preis der anderen Kapazitätsgarantien nicht zu beeinflussen. Außerdem verhält sich der aktuelle *Spread* so, dass der ARENH zurzeit kein wettbewerbsfähiges Produkt ist. Die Kommission nimmt zur Kenntnis, dass die französischen Behörden im Rahmen einer künftigen Auswertung des Mechanismus die Möglichkeit einer „Finanzialisierung" des Kapazitätsanteils des Produkts ARENH in Betracht ziehen werden, um zu vermeiden, das das Produkt unter Umständen eine freie Preisbildung auf dem Kapazitätsmarkt behindert.

Schlussfolgerung hinsichtlich der Signale für neue Investitionen

(252) Die verschiedenen von Frankreich vorgeschlagenen Abhilfen, mit denen bessere Anreize für neue Investitionen geschaffen werden sollen, sind also konform mit Punkt 226 der Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien. Namentlich wird Frankreich Maßnahmen in die Wege leiten, die die Teilnahme der grenzüberschreitenden Kapazitäten gewährleisten und Anreize für neue Investitionen schaffen. Dies sorgt für die Öffnung des Mechanismus für eine große Zahl potenzieller Kapazitätsbetreiber.

5.3.2.4. Weitere Beschwerdepunkte der Kommission

(253) Die französischen Behörden haben zur Zufriedenheit der Kommission die Gründe erläutert, aus denen sie in entsprechenden Fällen die verschiedenen Verbesserungsvorschläge zum Mechanismus berücksichtigt hatten, die von der Wettbewerbsbehörde formuliert worden waren.

5.3.2.5. Schlussfolgerung zur Geeignetheit der Maßnahme

(254) Aus den vorstehenden Überlegungen ergibt sich, dass die Maßnahme für die Verwirklichung eines im gemeinsamem Interesse liegenden Ziels geeignet ist.

5.3.3. *Die Anreizwirkung*

(255) Die Kommission hatte bereits unter Erwägungsgrund 184 des Einleitungsbeschlusses gefolgert, der Mechanismus könnte die gewünschte Anreizwirkung bieten. Sie bleibt bei dieser Feststellung.

5.3.4. *Angemessenheit*

5.3.4.1. Überschätzung des Verbrauchs

(256) Im Einleitungsbeschluss hatte die Kommission das Risiko einer Überschätzung des Verbrauchs durch die Anbieter gesehen, insbesondere wenn die individuellen Kapazitätsverpflichtungen der Anbieter nicht klar genug sind.

(257) Er folgt den Stellungnahmen der Kommission in den Erwägungsgründen 245 bis 247 darin, dass die französischen Behörden angemessene Maßnahmen vorgesehen haben, um den Anbietern die Berechnung ihrer Kapazitätsverpflichtungen zu erleichtern.

(258) Diese Abhilfe ist eine angemessene Antwort auf die von der Kommission in ihrem Einleitungsbeschluss geäußerten Beschwerden.

5.3.4.2. Mangelnde Transparenz bei der Festlegung des Kapazitätspreises

(259) In der ersten Version des Kapazitätsmechanismus hatten die verschiedenen Beteiligten wenig klare Sicht auf die direkt ausgehandelten Transaktionen, da diese abhängig waren von den durch die von der CRE in regelmäßigen Abständen veröffentlichten Daten über das Marktvolumen der Kapazitätsgarantien und den Durchschnittspreise der Transaktionen. Um Missbrauch und mangelnde Transparenz zu vermeiden, hatten die Behörden die vertikal integrierten Beteiligten verpflichtet, im Register der Kapazitätsgarantien getrennte Konten zu führen (ein Konto für die Kapazitätsbetreiber und ein Konto für die Anbieter).

(260) Infolge der Befürchtungen der Kommission, den Handelsvereinbarungen im Rahmen des Mechanismus könnte es an Transparenz fehlen, hat Frankreich Abhilfen vorgeschlagen, um die Sichtbarkeit auf alle Handelsvorgänge für alle Beteiligten zu verbessern. Diese empfehlen zunächst, allen Beteiligten Zugang zum Register der direkt ausgehandelten Transaktionen zu verschaffen (das zuvor anonymisiert wurde). Dadurch werden unter Wahrung der Anonymität der Betreiber die Handelsmengen und die Preise offen gelegt (siehe Erwägungsgrund 163). Zweitens empfehlen sie die Verstärkung der organisierten Auktionen und erhöhen deren Zahl während der 4 Jahre vor dem ersten Handelsjahr auf 15. Bestimmte Kapazitätsbetreiber (die RPCs > 3 GW) werden verpflichtet, ihre Zertifikate nach einem präzisen Schema auf dem Markt anzubieten (siehe Erwägungsgründe 164 und 165).

(261) Die von den französischen Behörden angebotene Vorgehensweise trägt zu einer gewissen Flexibilität für die Anbieter bei, indem sie direkt ausgehandelte Transaktionen möglich macht, dabei aber eine relative Transparenz dieser Transaktionen garantiert.

(262) Der freie Zugang zum Register der Transaktionen (anonymisiert) garantiert die Transparenz des freien Markts und verhindert Informationsasymmetrien zwischen dem marktbeherrschenden Betreiber — dem wichtigsten Verkäufer — und seinen Mitbewerbern. Sie versetzt die Beteiligten außerdem in die Lage, die Preise zu berücksichtigen, die auf dem freien Markt bei der Formulierung ihrer Angebote auf dem Spotmarkt verwirklicht werden und sichern so eine größere Kohärenz zwischen den zwei Märkten. In diesem Sinne verstärkt sie auch die Kontrollmöglichkeiten der Regulierungsbehörde, weil diese unmittelbar in der Lage ist, Manipulationsversuche am Preis seitens eines Betreibers zu erkennen, wenn dieser ein Verhalten zeigt, das sich auf dem organisierten Markt radikal von dem auf dem freien Markt unterscheidet.

(263) Außerdem dürfte die Stärkung der organisierten Auktionen eine ausreichende Liquidität dieser Auktionen sicherstellen und somit die Repräsentativität des Referenzpreises stärken (der Kapazitätspreis, der von den meisten Anbietern für ihre Verkäufe, aber auch als Bezugswert für den Mechanismus der Ausgleichszahlungen bei Ungleichgewichten verwendet wird).

(264) Diese Abhilfe ermöglicht die Vermeidung der Gefahr einer „wirtschaftlichen Zurückbehaltung" der Kapazitätsgarantien durch die größten Kapazitätsbetreiber, fördert die Transparenz auf dem Markt, erhöht die Liquidität des organisierten Markts und erleichtert die Marktaufsicht durch die Regulierungsbehörde.

(265) Die Einführung einer „Doppelverpflichtung" für die drei Jahre vor dem Lieferjahr (AL-3, AL-2 und AL-1) begegnet der Gefahr von Marktmanipulationen durch die teilnehmenden Akteure. Diese könnten in der Tat durch interne Abtretungen auf eine künstliche Weise die Anzahl ihrer unverkauften Zertifikate senken. Durch die Einbeziehung einer Verpflichtung bezüglich der Höhe der zertifizierten Kapazitäten garantieren die französischen Behörden, dass die teilnehmenden Akteure verpflichtet werden — auch wenn sie interne Abtretungen vollziehen — eine gewisse Liquidität auf dem organisierten Spotmarkt sicherzustellen.

(266) Die Entscheidung, eine Verpflichtung festzulegen, die mit 25 % auf der zertifizierten Kapazität lastet, garantiert, dass die teilnehmenden Akteure — und insbesondere der marktbeherrschende Betreiber — alle ihre Zertifikate oder einen Teil von ihnen auf dem organisierten Spotmarkt anbieten, und diesem Umstand nicht über interne Abtretungen ausweichen können. Diese Abhilfe gilt als Lösung vom Typ *Market-making*.

(267) Die Anwendung einer Schwelle (GW) mit der Verpflichtung, im Rahmen der organisierten Auktionen bestimmte Kapazitätsgarantievolumen anzubieten, wird dazu führen, dass die größeren Akteure (insbesondere der „historische" Betreiber) im Mechanismus die Rolle des „*Market-makers*" übernehmen und dabei zu jeder Zeit die Liquidität der Auktionen absichern.

(268) Durch die Absicherung der Marktliquidität haben die französischen Behörden angemessen auf die Beschwerde der Kommission reagiert, die im Erwägungsgrund 200 des Einleitungsbeschlusses zu Ausdruck kommt.

(269) Allgemeiner ist zu sagen, dass mit den Abhilfen der französischen Behörden die im Einleitungsbeschluss erwähnten Besorgnisse der Kommission in Bezug auf den Mangel an Transparenz des Mechanismus der Preisermittlung ausgeräumt werden konnten.

5.3.4.3. Ausschluss bestimmter Betreibertypen vom Kapazitätsmechanismus

(270) Im Einleitungsbeschluss hatte die Kommission den Standpunkt vertreten, dass die Gefahr der Ausgrenzung bestimmter Akteure aus dem Mechanismus, zum Beispiel mancher Lastreduktionskapazitäten (wegen einer möglichen Diskriminierung unter ihnen), ausländischer Kapazitäten oder auch neuer Produktionskapazitäten das Risiko einer Überkompensierung der Akteure mit sich brächte, die am Mechanismus teilnehmen können, und zwar wegen eines zu geringen Wettbewerbsdrucks.

(271) So wie in den Absätzen 5.3.2.1, 5.3.2.2 und 5.3.2.3 erklärt, haben sich die französischen Behörden verpflichtet, geeignete Maßnahmen zu ergreifen, um eine effiziente Teilnahme der verschiedenen genannten Teilnehmer am Mechanismus zu ermöglichen. Damit wird für Wettbewerb innerhalb des Mechanismus und für einen Kapazitätspreis gesorgt, der eine Überkompensierung ausschließt.

(272) Für die Vereinbarkeit mit den Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien müssen die Mechanismen für die Teilnahme der grenzüberschreitenden Kapazitäten und der mehrjährige Vertragsmechanismus der neuen Produktionskapazitäten verhältnismäßig sein.

(273) Der Mechanismus zur Einbeziehung der grenzüberschreitenden Kapazitäten wird in den Erwägungsgründen 119 bis 124 dieses Dokuments beschrieben. Wenn die ausländischen Kapazitäten einmal ihre Tickets für Verbindungsleitungen erhalten haben, nehmen sie unmittelbar am französischen Markt der Kapazitätsgarantien auf eine Weise teil, das das gleiche für den Verkauf der Garantien durch die ausländischen Kapazitäten ist, soweit von diesem Markt angenommen werden kann, dass er nicht zu Überkompensationen führt. Im Rahmen des für die Teilnahme ausländischer Kapazitäten eingerichteten Mechanismus können die Verbindungsleitungskapazitäten dank des Verkaufs der Tickets für Verbindungsleitungen ebenfalls bestimmte Entgelte erhalten. Weil angenommen werden darf, dass die Teilnahme an den Auktionen sehr bedeutsam sein wird (die gesamte Kapazität zur Lastreduktion und zur Produktion von Elektrizität des verbundenen benachbarten Mitgliedstaats kann teilnehmen), und besonders wegen der Menge der Tickets, die zur Auktion angeboten werden dürften, ist nicht zu erwarten, dass die Auktionen zu Überkompensationen führen werden. Es handelt sich also um einen angemessenen Mechanismus.

(274) Der von den französischen Behörden vorgeschlagene Mechanismus zur Teilnahme neuer Kapazitäten am französischen Kapazitätsmarkt wird in den Erwägungsgründen 131 bis 138 dieses Dokuments beschrieben. Was die Angemessenheit des Mechanismus betrifft, glaubt die Kommission, dass er jegliche Überkompensation zugunsten neuer Kapazitäten ausschließt. Namentlich die Angebote Letzterer müssen auf jeden Fall unter dem anfänglichen Referenzpreis liegen, der seinerseits dem Durchschnittspreis aus den verschiedenen konkurrierenden Prozessen entspricht (es wird vorgeschlagen, ihn so zu berechnen, wie den gewichteten Preis aus der 4 Jahre vor dem Lieferjahr (AL-4) durchgeführten Auktion, aber auch aus den Auktionen AL-2 und der laufenden aus AL-1). Übrigens sollte die Tatsache, dass der genaue anfängliche Referenzpreis den Anbietern neuer Kapazitäten in dem Augenblick unbekannt ist, in dem sie ihre Angebote abgeben, sicherstellen, dass die Angebotspreise so niedrig wie möglich sind, um wettbewerbsfähig zu sein. Angesichts der Tatsache, dass den Teilnehmern nicht bekannt sein wird, ob in dem Augenblick, in dem sie ihr eigenes Angebot platzieren, bereits andere Angebote für die neuen Kapazitäten abgegeben wurden, motivieren die Mengenbegrenzungen für neue Kapazitäten die Anbieter, einen möglichst günstigen Preis für ihre Investitionen vorzulegen. Aus diesen Gründen vertritt die Kommission den Standpunkt, dass die Gefahr einer Überkompensation gleich null sein dürfte, was neue Investitionen betrifft, es handelt sich also um einen angemessenen Mechanismus.

5.3.4.4. Die Marktmacht von EDF

(275) Hinsichtlich der in Erwägungsgrund 64 Punkt 4 beschriebenen Bedenken der Kommission, dass EDF den Kapazitätspreis zu seinen Gunsten manipulieren könnte, bestehen drei spezifische Risiken des Mechanismus (von denen übrigens einige von allen Marktteilnehmern genutzt werden könnten):

1. das Risiko einer Zurückhaltung von Kapazitäten;

2. das Risiko einer Zurückhaltung von Kapazitätsgarantien und

3. das Risiko einer Kosten-Preis-Schere.

Das Risiko einer Zurückhaltung von Kapazitäten

(276) Um das Risiko einer Zurückhaltung von Kapazitäten so weit wie möglich zu begrenzen, schlägt Frankreich drei Typen von Änderungen für den Mechanismus vor:

1. Verpflichtung der Kapazitätsbetreiber, ihre verfügbaren Kapazitäten innerhalb eines festgelegten Bereichs zu zertifizieren, der durch historische Bezugswerte festgelegt ist;

2. In den Regeln festgelegte kurzfristige Anpassungsverpflichtungen im Falle wichtiger Ereignisse (z. B. Stilllegungen, endgültige Schließungen, Schäden, die zu einer langfristigen Verringerung der Verfügbarkeit führen usw.) sowie kostenpflichtige kumulative Anpassungen, die einen bestimmten Grenzwert (maximal 1 GW) vor dem Lieferjahr überschreiten; und

3. Änderung des Mechanismus der Ausgleichszahlungen für Abweichungen: der Anreizkoeffizient „k" wird verdoppelt und bei negativen Ungleichgewichten über dem Grenzwert von 1 GW noch weiter erhöht, bei positiven Ungleichgewichten über 1 GW bringt er noch weniger ein. Zudem wird der Padmin schrittweise erhöht: von 20 000 EUR/MW im Jahr 2017 auf 40 000 EUR/MW in den Jahren 2018 und 2019 und auf 60 000 EUR/MW im Jahr 2020. Anschließend erfolgt eine jährliche Revision, bis er dem CONE-Wert entspricht.

(277) Die erste Abhilfemaßnahme stellt sicher, dass die Kapazitätsbetreiber mit einem umfangreichen Kapazitätsportfolio innerhalb des Zertifizierungsbereichs nicht marktmanipulierend wirken können. Zudem ermöglicht diese Abhilfemaßnahme im Vergleich mit dem bestehenden Rahmen eine einfachere Erkennung verdächtiger Verhaltensweisen durch die Regulierungsbehörden.

(278) Die zweite Abhilfemaßnahme soll die Anreize für die Marktteilnehmer stärken, innerhalb des Zertifizierungsbereichs eine optimale Schätzung der Verfügbarkeitsstufe ihrer Anlagen abzugeben. Hinsichtlich der Maßnahme, starke Anpassungen vor dem Lieferjahr kostenpflichtig zu machen, haben die französischen Behörden vorgeschlagen, diese Maßnahme asymmetrisch anzuwenden: Kostenpflichtige Anpassungen bei Entwicklungen der Zertifizierungsstufen gelten dann nur für Marktteilnehmer, die starke Anpassungen vorgenommen haben. Hierbei gilt die Überlegung, dass die Anwendung dieser Maßnahme auf die Gesamtheit der Marktteilnehmer eine Wettbewerbsbehinderung darstellen könnte, da sie für Marktteilnehmer mit geringem Kapazitätsvolumen *de facto* schwieriger wäre als für den marktbeherrschenden Betreiber, der so seine Vorteile ausbauen könnte. Die Einführung eines solchen Grenzwerts (der noch zu definieren ist, maximal jedoch 1 GW beträgt) ermöglicht somit i) eine Beibehaltung der Flexibilität des derzeitigen Systems für die meisten Marktteilnehmer, gleichzeitig jedoch ii) das Ende der Marktmanipulierungsmöglichkeit für Marktteilnehmer mit großem Kapazitätsportfolio durch zahlreiche „kleinere" Anpassungen.

(279) Die dritte Abhilfemaßnahme stärkt die Anreize für alle Marktteilnehmer, auf dem Kapazitätsmarkt mit ihren Zertifikaten zu handeln und zur Bildung eines Referenzpreises beizutragen, der dem tatsächlichen Kapazitätswert entspricht. Zudem verhindert sie, dass sie im Rahmen der Ausgleichszahlungen für Abweichungen Arbitrage-Prozesse zwischen einem Marktgeschäft und einem *Sourcing* nutzen können.

(280) Die Kommission ist der Ansicht, dass die Gesamtheit dieser Abhilfemaßnahmen das Risiko einer Zurückhaltung von Kapazitäten maximal begrenzt, ohne dieses jedoch völlig ausschließen zu können. Es versteht sich von selbst, dass die Marktüberwachung durch die französischen Regulierungsbehörden diese im Mechanismus begründeten Anreize ergänzen muss.

Das Risiko einer Zurückhaltung von Garantien

(281) Um das Risiko einer Zurückhaltung von Garantien zu vermeiden, haben die französischen Behörden zugesagt, die Anzahl der organisierten Auktionen vor dem Lieferjahr zu erhöhen und die Kapazitätsbetreiber zu verpflichten, bei jeder organisierten Auktion bestimmte Mindestmengen von Garantien anzubieten.

(282) Diese Abhilfemaßnahmen ergänzen die bereits bestehenden Abhilfemaßnahmen (beispielsweise die Möglichkeit für Anbieter, Kapazitätsgarantien zu erhalten, indem sie sich das ARENH-Produkt beschaffen). Diesbezüglich haben die Behörden vorgeschlagen, die Möglichkeit einer „Finanzialisierung" des Kapazitätsanteils des ARENH-Produkts im Rahmen einer zukünftigen Marktentwicklung zu untersuchen, um zu vermeiden, dass dieses Produkt die freie Preisbildung auf dem Kapazitätsmarkt beeinträchtigt. Diese Abhilfemaßnahme berücksichtigt zum Teil die Vorschläge einiger Beteiligter zur Überarbeitung des ARENH-Mechanismus, die in Erwägungsgrund 182 dieses Dokuments beschrieben sind.

(283) Die Gesamtheit dieser Abhilfemaßnahmen der französischen Behörden dürfte dazu beitragen, die Fähigkeit und das Interesse großer Kapazitätsbetreiber und insbesondere des etablierten Betreibers, Kapazitätsgarantien zurückzuhalten, auf ein Minimum zu reduzieren. Zudem würden sie die Liquidität der Auktionen für Garantien sicherstellen.

(284) Die Kommission ist infolgedessen der Ansicht, dass diese Verpflichtungen angemessene Abhilfemaßnahmen für die Liquiditätsprobleme darstellen, die die Kommission im Einleitungsbeschluss beschrieben hat.

Risiko einer Kosten-Preis-Schere durch den marktbeherrschenden etablierten Betreiber

(285) Die Kommission hatte in Erwägungsgrund 194 des Einleitungsbeschlusses das Risiko von Quersubventionierungen zwischen der Produktions- und der Vertriebssparte des etablierten Betreibers erwähnt. (Hierbei handelt es sich um einen Verkauf von Kapazitätsgarantien an Konkurrenten zu einem Preis, der höher ist als der interne Abtretungspreis zwischen Produktions- und Vertriebssparte, was einen Ausschluss der Wettbewerber auf dem Stromversorgungsmarkt begünstigen würde.)

(286) Um die Feststellung solcher Praktiken zu erleichtern und Abhilfe zu schaffen, werden die Behörden eine Gesetzeslücke korrigieren, die eine kostenlose Übertragung von Garantien ermöglicht. Durch diese Änderung der gesetzlichen Rahmenbestimmungen haben die Anbieter nicht mehr die Möglichkeit, Kapazitätsgarantien kostenfrei von ihrer Produktionssparte an die Vertriebssparte zu übertragen. Die gesetzlichen Rahmenbestimmungen sollten vorsehen, dass interne Abtretungen eines integrierten Betreibers zu einem Preis erfolgen

müssen, der den Preisen der organisierten Auktionen entspricht. Daher gilt: wenn der aus der oder den Auktion (en) des organisierten Marktes hervorgegangene Preis am Datum der internen Abtretung nicht bekannt ist, können die integrierten Betreiber einen Preis angeben, der an den Preis der Auktionen des organisierten Marktes gebunden ist. So kann ein integrierter Betreiber beispielsweise angeben, dass eine interne Abtretung zum Referenzpreis erfolgt, bevor sein genauer Wert von der Energieregulierungskommission offiziell festgelegt wird.

(287) Auf der anderen Seite haben die Marktteilnehmer unbegrenzten Zugang zum Transaktionsregister für Kapazitätsgarantien. Durch diesen öffentlichen Charakter der (anonymen) Übertragungen kann der Markt eine Kontrolle über direkt ausgehandelte Transaktionen ausüben. Wie in Erwägungsgrund 263 erläutert, garantiert diese Maßnahme die Transparenz des Marktes direkt ausgehandelter Transaktionen.

(288) Die französischen Behörden haben somit auf die Beschwerdepunkte der Kommission reagiert, die das Risiko einer durch den etablierten Betreiber hervorgerufenen Kosten-Preis-Schere betreffen.

5.3.4.5. Schlussfolgerung zur Angemessenheit der Maßnahme

(289) In Anbetracht der verschiedenen von Frankreich vorgeschlagenen Abhilfemaßnahmen ist die Kommission der Ansicht, dass der überarbeitete Mechanismus in einem angemessenen Verhältnis zu dem gesetzten Ziel steht.

5.3.5. *Vermeidung negativer Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel*

5.3.5.1. Hindernisse für den Eintritt neuer Produktionskapazitäten

(290) Zur Lösung der Probleme einer Teilnahme neuer Produktionskapazitäten am Mechanismus, die die Kommission in ihrem Einleitungsbeschluss genannt hat, haben sich die französischen Behörden verpflichtet, den Mechanismus folgendermaßen zu ändern:

1. Einführung eines mehrjährigen Systems mit spezifischen Differenzverträgen (CFD) für die neuen Produktionskapazitäten gemäß der Beschreibung in den Erwägungsgründen 131 bis 138.

2. Entsprechend den Erläuterungen in den Erwägungsgründen 146 bis 148 die schrittweise Anhebung des administrierten Preises, bis dieser dem CONE entspricht.

(291) Diese Abhilfemaßnahmen beseitigen die Eintrittshindernisse für neue Kapazitäten.

5.3.5.2. Ungleichbehandlung impliziter und expliziter Lastreduktionen

(292) Wie in Erwägungsgrund 237 erläutert, vertritt die Kommission den Standpunkt, dass Frankreich zwischen den verschiedenen Verpflichtungen, die durch die Lastreduktionskapazitäten bedingt sind, ein gutes Gleichgewicht gefunden hat, ohne jedoch ihre Beteiligung am Mechanismus zu beeinträchtigen. Obwohl die beiden Typen von Lastreduktionen am Mechanismus nicht in gleicher Gewichtung teilnehmen, ist die Kommission der Ansicht, dass diese Differenzierung erforderlich ist, um eine optimale Beteiligung der beiden Typen von Lastreduktionskapazitäten zu ermöglichen.

5.3.5.3. Explizite Beteiligung ausländischer Kapazitäten

(293) Wie in den Erwägungsgründen 119 bis 125 angegeben, haben die französischen Behörden in Anbetracht der Bedenken von Kommission und Dritten ein Hybridmodell mit Tickets für Verbindungsleitungen vorgeschlagen, die im Endeffekt die Beteiligung ausländischer Produktionskapazitäten ermöglichen würden.

(294) Wie in Erwägungsgrund 239 erläutert, haben die französischen Behörden eine angemessene Abhilfemaßnahme vorgeschlagen, die die explizite Teilnahme grenzüberschreitender Kapazitäten am Mechanismus ermöglicht. Somit sind die diesbezüglichen Bedenken der Kommission hinfällig.

(295) Die von Frankreich vorgeschlagene Lösung für eine explizite Teilnahme grenzüberschreitender Kapazitäten ermöglicht zudem eine Vergütung der Verbindungsleitungen in Situationen, in denen diese knapp sind. Die gewählte Lösung begrenzt somit das Risiko einer Beeinträchtigung der Kopplung derjenigen Märkte, die die Kommission in Erwägungsgrund 206 des Einleitungsbeschlusses genannt hatte ([35]).

5.3.5.4. Informationsasymmetrien zwischen dem etablierten marktbeherrschenden Betreiber und seinen derzeitigen und potenziellen Wettbewerbern

(296) Wie in den Erwägungsgründen 245 bis 247 und in Abschnitt 5.3.4.1 erläutert, hatte die Kommission ein Risiko festgestellt, dass alternative Anbieter und insbesondere neue Teilnehmer Schwierigkeiten haben könnten, ihre jeweiligen Kapazitätsverpflichtungen zu berechnen. Den Anmerkungen der Kommission zu den genannten Erwägungsgründen zufolge haben die französischen Behörden angemessene Maßnahmen vorgesehen, um den Anbietern die Berechnung ihrer Kapazitätsverpflichtungen zu erleichtern.

(297) Zudem bot der Mechanismus, so wie er ursprünglich konzipiert war, den verschiedenen Marktteilnehmern wenig Überblick über die direkt ausgehandelten Transaktionen. Sie konnten sich somit kein vollständiges Bild des Kapazitätspreises machen. Wie in Abschnitt 5.3.4.2 beschrieben, hat Frankreich Abhilfemaßnahmen vorgeschlagen, um für alle Marktteilnehmer die Sichtbarkeit aller Transaktionen zu verbessern. Im Rahmen dieser Maßnahmen erhalten alle Teilnehmer Zugang zum Register der (anonymisierten) direkt ausgehandelten Transaktionen, und die organisierten Auktionen werden gestärkt.

(298) Die Gesamtheit dieser Abhilfemaßnahmen führt dazu, dass Teilnehmer, bei denen es sich nicht um den etablierten Betreiber handelt, einen besseren Überblick über ihre Kapazitätsverpflichtungen sowie über die Transaktionsmengen und -preise erhalten. Diese Maßnahmen stellen eine deutliche Verbesserung der Transparenz des Mechanismus dar und gleichen somit die Informationsasymmetrie aus, die bisher Vorteile für den etablierten Betreiber bot, der sowohl bei den Kapazitätsbetreibern als auch bei den Anbietern der wichtigste Teilnehmer am Mechanismus sein wird.

5.3.5.5. Vorzugsbehandlung für Erzeuger mit geringen CO_2-Emissionen

(299) Die Kommission hat zur Kenntnis genommen, dass die französischen Behörden für neue Kapazitäten die Einführung von Umweltkriterien erwägen, die zu einer Vorzugsbehandlung von Erzeugern mit geringem CO_2-Ausstoß führen (siehe Erwägungsgrund 137).

(300) Diese Bestimmungen entsprechen den Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen ([36]), nach denen bei solchen Maßnahmen Erzeuger mit geringem CO_2-Ausstoß den Vorrang erhalten müssen, wenn bei ihnen ansonsten dieselben technischen und wirtschaftlichen Parameter gegeben sind.

5.3.5.6. Schlussfolgerung zur potenziellen Verfälschung des Wettbewerbs und Handels in der EU

(301) Aus den vorstehend genannten Gründen kommt die Kommission zu dem Schluss, dass der Mechanismus nicht mehr das Risiko einer übermäßigen Verfälschung von Wettbewerb und Handel in der EU birgt.

5.3.5.7. Zeitliche Beschränkung

(302) In Anbetracht der Tatsache, dass es sich beim französischen Mechanismus um den ersten dezentralen Mechanismus handelt, den die Kommission unter Berücksichtigung der Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen genehmigt, und in Anbetracht der Tatsache, dass die Erforderlichkeit des Mechanismus stark von den Entwicklungen des Energiemarkts abhängt, der im Kontext der Marktliberalisierung noch in der Entwicklung ist, ist die Kommission der Ansicht, dass die Genehmigung des Mechanismus zeitlich beschränkt werden muss. Nach Ansicht der Kommission ist eine Dauer von 10 Jahren angemessen und entspricht den früheren Beschlüssen ([37]).

6. **SCHLUSSFOLGERUNG**

(303) Die Kommission stellt fest, dass die Französische Republik rechtswidrig und unter Verstoß gegen Artikel 108 Absatz 3 AEUV einen Kapazitätsmechanismus in Frankreich durchgeführt hat. Unter Berücksichtigung der oben dargelegten von Frankreich vorgeschlagenen Abhilfemaßnahmen steht die Maßnahme mit den Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen im Einklang —

([35]) Zur Anpassung des Mechanismus an die EU-Rechtsvorschriften siehe Randnummer 97 der Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen.
([36]) Siehe Punkt 233 der Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen.
([37]) Siehe beispielsweise Beschluss C(2014) 5083 final der Kommission vom 23. Juli 2014, SA.35980 — GB capacity mechanism, Erwägungsgrund 162.

HAT FOLGENDEN BESCHLUSS ERLASSEN:

Artikel 1

Der von der Französischen Republik angewandte Kapazitätsmechanismus stellt eine mit dem Binnenmarkt vereinbare staatliche Beihilfe nach Artikel 107 Absatz 3 Buchstabe c AEUV dar.

Artikel 2

Die Kommission genehmigt die im Rahmen des Kapazitätsmarkts durchgeführte Beihilferegelung für einen Zeitraum von maximal zehn Jahren. Alle Regelungen, die nach diesem Zeitraum beibehalten werden, müssen neu angemeldet werden.

Artikel 3

Dieser Beschluss ist an die Französische Republik gerichtet.

Brüssel, den 8. November 2016

Für die Kommission
Margrethe VESTAGER
Mitglied der Kommission